

Pequenos Aproveitamentos Hidroelétricos

Soluções Energéticas para a Amazônia

Eduardo José Fagundes Barreto
(Coordenador)

Geraldo Lúcio Tiago Filho

Geraldo Lúcio Tiago Filho
Ângelo Stano Júnior
Antônio Brasil Júnior
Jason Tibiriçá Ferrari
Helmo Lemos
Camila Fernandes Nunes
Luis Henrique de Faria Alves
Caroline Fernandes Nunes
Juliana Sales Moura
Rodrigo Ramos
Rudi Van Els
Frederico Leite

PEQUENOS APROVEITAMENTOS HIDROELÉTRICOS **Soluções Energéticas para a Amazônia**

1ª Edição
Brasília
Ministério de Minas e Energia
2008

Ministro de Minas e Energia

Edison Lobão

Secretário Executivo

Márcio Zimmermann

Secretário de Energia

Josias Matos de Araújo

Diretor do Programa Luz para Todos

Hélio Morito Shinoda

Diretor Nacional do Projeto PNUD BRA 99/011

Programa de Erradicação da Exclusão da Energia Elétrica

Jeová Silva Andrade

Coordenador da Região Norte

Aurélio Pavão de Farias

Coordenador de Universalização

Manoel Soares Dutra Neto

Coordenação Técnica

Eduardo José Fagundes Barreto

Assessoria de Comunicação do Programa Luz para Todos

Lucia Mitico Seo

Jose Renato Penna Esteves

Unidade e Gestão de Projetos – Projeto PNUD BRA 99/011

Antonio João da Silva – Coordenador Técnico

Eder Júlio Ferreira

Manoel Antonio do Prado

Novembro, 2008

PEQUENOS APROVEITAMENTOS HIDROELÉTRICOS

Soluções Energéticas para a Amazônia

Coordenador Geral:

Eduardo José Fagundes Barreto

Autores:

Geraldo Lúcio Tiago Filho (*Coordenador*)

Ângelo Stano Júnior

Antônio Brasil Júnior

Jason Tibiriçá Ferrari

Helmo Lemos

Camila Fernandes Nunes

Luis Henrique de Faria Alves

Caroline Fernandes Nunes

Juliana Sales Moura

Rodrigo Ramos

Rudi Van Els

Frederico Leite

Ideorama Design e Comunicação Ltda.
www.ideorama.com.br

Projeto Gráfico e Diagramação

Sílvio Spannenberg
Aline Weirich de Paula
Carolina Farion
Gustavo Aguiar

Capa

Sílvio Spannenberg

Revisão de Textos

Bárbara Fernandes

Produção Gráfica

Rafael Milani Medeiros

Dados internacionais de catalogação na publicação

Bibliotecária responsável: Mara Rejane Vicente Teixeira

Pequenos aproveitamentos hidroelétricos / Geraldo Lúcio Tiago Filho... [et al.].

Brasília : Ministério de Minas e Energia, 2008.

216p. : il. ; 21 × 30cm. – (Soluções energéticas para a Amazônia)

ISBN 978-85-98341-03-3

Inclui bibliografia.

1. Energia – Fontes alternativas – Brasil.

2. Recursos energéticos – Brasil. 3. Energia

hidrelétrica – Brasil. I. Tiago Filho, Geraldo Lúcio.

II. Brasil. Ministério das Minas e Energia. III. Série.

CDD (22ª ed.) 333.79

Sumário

Apresentação	9
Prefácio	11
1 Introdução	17
1.1 O atendimento das comunidades isoladas.....	18
1.2 Problemas para o atendimento das comunidades isoladas.....	20
1.3 Uso da energia hidráulica para geração de eletricidade	22
2 Descrição da Tecnologia e Viabilidade Tecnológica	25
2.1 Introdução	25
2.2 Reservatório.....	26
2.3 Barragem.....	27
2.3.1 Barragens de terra	29
2.3.2 Barragem de pedra ou de enrocamento.....	31
2.3.3 Barragem de alvenaria	33
2.3.3.1 Barragem de gravidade.....	33
2.3.3.2 Barragens em arco	34
2.3.3.3 Barragens de contrafortes	34
2.3.4 Novas tecnologias em barragens	35
2.3.4.1 Barragens móveis.....	35
2.4 Turbinas hidráulicas.....	39
2.4.1 Componentes da turbina hidráulica	39
2.4.2 Tipos de turbinas	41
2.4.2.1 Turbina Francis.....	41
2.4.2.2 Turbinas axiais: hélice e Kaplan	42
2.4.2.3 Turbinas axiais tipo: tubular, bulbo e Kaplan “S”	42
2.4.2.4 Turbina Pelton.....	44
2.4.2.5 Turbinas não convencionais.....	45
2.4.3 Campo de aplicação das turbinas hidráulicas	58
2.4.4 Determinação do tipo de turbina	59
2.5 Componentes eletromecânicos.....	62
2.5.1 Geradores elétricos	62
2.5.1.1 Especificação do gerador	64
2.5.1.2 Excitatriz e regulador de tensão.....	66
2.5.1.3 Reguladores de velocidade e sistemas de controle e automação.....	67

2.5.1.4	Disjuntor do gerador	68
2.5.2	Equipamentos de proteção	69
2.5.3	Equipamentos de medição	69
2.5.4	Transformador elevador	69
2.5.5	Linhas de distribuição.....	70
2.6	Escolha estratégica de instalação da planta de geração	70
2.6.1	Custo da energia	70
2.6.2	Adequação da potência instalada à demanda.....	71
2.6.3	Obras e equipamentos	74
2.6.4	Distância gerador/carga.....	75

3	Estudos Hidroenergéticos	77
3.1	Introdução	77
3.2	Estudos hidrológicos	77
3.2.1	Postos fluviométricos	78
3.2.2	Fluviograma	79
3.2.3	Tratamento estatístico das vazões.....	79
3.2.4	Curva de duração.....	79
3.2.5	Vazões máximas	80
3.2.6	Vazões mínimas	83
3.2.7	Transposição de vazões.....	84
3.3	Determinação da vazão de projeto	86
3.3.1	Vazão de projeto para microcentrais.....	86
3.3.2	Vazão de projeto para minicentraís	87
3.4	Estudos hidroenergéticos	87
3.4.1	Introdução	87
3.4.2	Curva de energia	87
3.5	Energia gerada	89
3.6	Fator de capacidade	91

4	Viabilidade Econômica	92
4.1	Introdução.....	92
4.2	Custo de implantação do projeto de geração	92
4.2.1	Custo de equipamentos e componentes hidráulicos (obras civis)	92
4.2.1.1	Custos preliminares.....	93
4.2.1.2	Obras civis	93
4.2.1.3	Equipamentos permanentes.....	93
4.2.1.4	Custo da rede de transmissão	95
4.3	Custo de Operação e Manutenção O&M	96
4.4	Custo de Combustível	97
4.5	Valor do kWh.....	98
4.6	Análise econômica.....	100
4.6.1	Valor presente líquido (VPL) ou método do valor atual	100
4.6.2	Taxa Interna de Retorno – TIR	101
4.7	Outras informações	102

4.8	Estimativa de consumo de eletricidade em pequenas comunidades	103
4.9	Elegibilidade para créditos de carbono	105
4.9.1	O Protocolo de Quioto e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo	105
4.9.2	O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL	106
5	Disponibilidades Efetivas de Potenciais Energéticos	115
5.1	Disponibilidades de fontes de energia	115
5.2	O mercado de eletricidade na Amazônia	115
5.3	Características da região amazônica	116
5.4	Disponibilidade energética	119
5.5	Tecnologias alternativas de geração de energia elétrica	122
5.6	Mapeamento das principais fontes	122
6	Impactos Ambientais e Forma de Mitigação	132
6.1	Impactos ambientais	133
6.2	Medidas mitigadoras	141
7	Proposta de Modelo de Gestão	147
7.1	Introdução	147
7.2	Energia e desenvolvimento	147
7.3	As μ CH e mCH's como alternativa de atendimento	148
7.4	Estudo de mercado	149
7.5	Uso produtivo da energia para alavancagem do desenvolvimento das comunidades	150
7.6	Estudo de um caso de modelo de gestão: Vila Cachoeira de Aruã	151
7.7	Consequências deste modelo nas comunidades	152
8	Legislação	154
8.1	Panorama legal do setor elétrico com referência às mini e microcentrais hidrelétricas	156
8.1.1	Considerações iniciais	156
8.1.2	A Constituição de 1988	157
8.1.3	Nova variável: o meio ambiente	158
8.1.4	Legislação concernente à Política Nacional de Gestão dos Recursos Hídricos	158
8.1.5	Legislação ambiental federal concernente a hidreletricidade	159
8.1.6	Legislação referente às pequenas centrais hidrelétricas	164
9	Resultados Concretos de Casos	166
9.1	μ CH Canaã	166
9.2	μ CH Jatoarana	178
9.3	μ CH Aruã	191
9.4	μ CH Novo Plano	199
10	Referências Bibliográficas	209

Apresentação

O Programa Luz para Todos, maior programa de eletrificação rural já feito no Brasil, já realizou, desde a sua criação em novembro de 2003, até outubro de 2008, mais de um milhão e oitocentas mil ligações domiciliares em todo o país, correspondendo a mais de nove milhões de beneficiados na zona rural brasileira. Essas ligações foram realizadas essencialmente por extensão de rede convencional.

Na Região Amazônica, as longas distâncias, os obstáculos naturais, as dificuldades de acesso, a baixa densidade populacional, dificultam o atendimento de grande parte da população pelo sistema convencional de distribuição. Por outro lado, o atendimento alternativo, com sistemas térmicos a diesel, muito utilizados na Região, apresenta custos elevados associados à operação e manutenção e à logística de distribuição do combustível.

Para vencer as dificuldades de eletrificar as comunidades rurais isoladas da Amazônia, o Ministério de Minas e Energia – MME promoveu, no âmbito do Programa Luz para Todos, com o apoio de recursos financeiros não reembolsáveis do Fundo Multilateral de Investimentos do Banco Interamericano de Desenvolvimento – FUMIN/BID, uma série de atividades destinadas ao desenvolvimento e implantação de projetos de geração de energia elétrica de pequeno porte e a capacitação de profissionais, principalmente das concessionárias da Região, para a implantação de soluções energéticas alternativas a partir de fontes renováveis de energia.

Entre essas atividades se destaca a produção da presente coleção, denominada *Soluções Energéticas para a Amazônia*, constituída de 5 volumes, que abordam as seguintes tecnologias de geração de energia renovável: i) *Pequenos Aproveitamentos Hidroelétricos*; ii) *Sistemas Híbridos*; iii) *Biodiesel e Óleo Vegetal in Natura*; iv) *Combustão e Gaseificação de Biomassa Sólida*; v) uma versão resumida de todas as tecnologias descritas anteriormente, intitulada *Tecnologias de Energias Renováveis*.

O uso dessas tecnologias a partir de recursos locais disponíveis na Amazônia, principalmente a biomassa e os pequenos aproveitamentos hidroelétricos, têm sido pouco considerados por um conjunto de questões relacionadas à cultura das concessionárias, sedimentada na extensão de rede elétrica, ou à falta de informação quanto à viabilidade técnica e econômica das tecnologias relacionadas a esses potenciais. As iniciativas para viabilizar o uso dessas alternativas, no horizonte de médio e longo prazos, requerem ações imediatas.

Entretanto, soluções energéticas alternativas para a Amazônia devem ser buscadas, não para substituir o atendimento convencional, mas principalmente como complemento, pelo menos até o tempo em que a maturidade tecnológica se revele para as concessionárias da Região. Além da energia, essa geração apresenta grandes perspectivas para a renda local, com o aproveitamento de recursos da região, a fim de diversificar a matriz energética e também reduzir os custos de transporte de combustíveis.

Soluções energéticas estruturadas a partir da disponibilidade local de energia primária podem

ser uma alternativa viável e sustentável para eletrificar essas áreas. Para isso este Ministério tem trabalhado em diversas frentes, desde a realização de projetos-piloto com tecnologias renováveis para o atendimento de comunidades da Região Amazônica, até a realização de cursos de capacitação em tecnologias renováveis, apropriadas para a Região, para as concessionárias e outros interessados.

Assim, essa iniciativa do MME, de difundir o conhecimento sobre tecnologias de geração de energia alternativas para atendimento de comunidades isoladas, busca construir o alargamento de opções para o futuro, prestigiando o conhecimento das opções locais. É outro enfoque, complementar às soluções concretas posta em marcha pelo Programa LUZ para TODOS – LpT.

Ministério de Minas e Energia

Prefácio

A Amazônia é um desafio desde em que foi descoberta pela civilização européia. Primeiramente sob o domínio da coroa espanhola, assenhoreada de quase toda *Hylea* pelo Tratado de Tordesilhas, foi conquistada, ao longo dos séculos XVI a XVIII, em mais uma das memoráveis epopéias portuguesas. Fato registrado, sob protesto, pelo padre jesuíta Samuel Fritz, alemão, missionário da Igreja espanhola na América, que em sua saga pelo Amazonas, desde a província de Quito a Belém do Pará, buscou proteger as missões espanholas que se estendiam até as barras do Rio Negro. Reclamou os direitos da igreja e coroa espanhola junto ao governador do Maranhão e Grão-Pará, contra os excessos dos portugueses, “que como verdaderos piratas de los rios que pertencian ao domínio de Castilha, llevabán cautivos y hacian esclavos á cuantos índios encontraban...”¹. Em sua viagem cartografou o grande rio e seus tributários, mapa de grande valor, primeiramente reproduzido pelos ingleses².

Paul Marcoy³, viajante francês, em famoso périplo pelo Amazonas em meados do século XIX, ao dar com a aparência triste e desolada das cidades ribeirinhas abandonadas, e com o impacto do colonizador sobre o nativo e a natureza, opina que as conquistas portuguesas e espanholas lançaram nos países subjugados e nos seus povoados os germes da destruição e não as sementes da vida. Mais, nas suas palavras: que “a regeneração desse belo país é tarefa acima das suas forças e que um futuro virá na forma de uma migração européia, abundante de gênio e vigor natural”.

Esqueceu-se Marcoy, que Espanha e Portugal são parte do gênio e vigor natural do Velho Continente?

Euclides da Cunha viajou pelo Purus e outros rios importantes da planície Amazônica; legou-nos brilhantes relatos⁴ do que viu e do que sentiu. Contradizendo Marcoy, desfia vigorosa e poética narrativa sobre a migração nordestina para os confins do Acre, designando-a como uma seleção natural invertida, na qual todos os fracos, todos os inúteis, todos os doentes e todos os sacrificados, expedidos a esmo, como o rebotalho das gentes, impelidos pelas grandes secas de 1879–1880, 1889–1890, 1900–1901, para ocupar a vastíssima, despovoada, quase ignota Amazônia, o que equivalia a expatriá-los dentro da própria pátria. A intervenção governamental se resumia à tarefa expurgatória para livrar os grandes centros urbanos. Segundo ele, “os banidos levavam a missão dolorosíssima e única de desaparecerem. E não desapareceram. Ao contrário, em menos

1 **O diário do Padre Samuel Fritz**, organizado por Renan Freitas Pinto. Editora da Universidade do Amazonas. Manaus, 2006

2 A frota espanhola que entre outras coisas levava o mapa para a Espanha foi atacada e aprisionada por navios ingleses em 1708. Rodolfo Garcia. Introdução. O diário do Padre Samuel Fritz, organizado por Renan Freitas Pinto. Editora da Universidade do Amazonas. Manaus, 2006

3 **Viagem pelo Rio Amazonas**. Editora da Universidade Federal do Amazonas. Manaus, 2006.

4 *Um Clima Caluniado*, in **Amazônia – Um Paraíso Perdido**. Editora Valer Universidade Federal do Amazonas. Manaus, 2003.

de trinta anos, o Estado que era uma vaga expressão geográfica, um deserto empantanado, a estirar-se, sem lindes, para sudoeste, definiu-se de chofre, avantajando-se aos primeiros pontos do nosso desenvolvimento econômico.”

Fazendo coro a Euclides da Cunha podemos então dizer que conquistamos a Amazônia, e da forma mais surpreendentemente possível, talvez sem precedentes na história da humanidade. Demos seguimento à saga portuguesa.

Desses tempos para cá muitas coisas aconteceram e muitos conhecimentos foram aos poucos revelados: a importância da floresta para o equilíbrio climático do planeta hoje é incontestável; a riqueza dos produtos da floresta abre um sem número de oportunidades; inegável o valor ecológico e econômico da *Hylea*, que desperta cobiças globais.

A planície amazônica – toda a bacia do Solimões com seus mais importantes afluentes Purus, Javari, Juruá, e parte do Amazonas com seus tributários – permanece ainda pouco tocada, com exceção das grandes cidades, principalmente Manaus. A expansão do capitalismo para a fronteira amazônica transfigurou a região, hoje conhecida como o Arco do Desmatamento. Revelam-se, portanto, duas Amazônia: de um lado, a urbana, igual a qualquer grande centro do Sul-Sudeste, e a rural do capital, produtora de excedentes; de outro lado, a rural, tradicional, de subsistência, oriunda daquela ocupação relatada por Euclides da Cunha, ainda detentora de conhecimentos herdados dos nativos, isolada da civilização e ainda teimosamente sobrevivente. É sobre esses últimos que devemos voltar nossos esforços. A Amazônia que nos espera, portanto, é talvez mais complexa. Nossa missão é preservá-la, explorando-a com toda a inteligência legada pela civilização. A primeira tarefa é oferecer dignidade àqueles que a dominaram: minimizar seus sofrimentos e assegurar uma vida com o melhor da civilização: educação e saúde públicas de boa qualidade. A eletrificação dessas comunidades rurais isoladas é fundamental para trazer suas populações para a contemporaneidade do mundo, e esse é o papel desempenhado pelo Programa Luz para Todos.

Nesse ponto devemos admitir que toda nossa rica cultura de prestação de serviços de energia, baseada na extensão da rede convencional do sistema interligado e todas as regras impostas pela legislação para garantir a qualidade do serviço e o equilíbrio econômico financeiro da concessão, podem não servir para a Amazônia isolada.

De igual modo, o atendimento convencional realizado com sistemas térmicos a diesel não é conveniente, seja pela sinalização dada de contradizer, em plena Amazônia, a consciência universal de restrição ao uso de combustíveis fósseis, seja pela cristalização de interesses, cada vez mais difíceis de serem demovidos. Sem mencionar os custos econômicos e os problemas logísticos dessa alternativa.

A imensidão do território e a sua descontinuidade imposta pelos rios, igapós, igarapés, florestas e outros acidentes geográficos e o tempo, que se conta em dias, não em horas, exigirá a quebra de paradigmas no setor elétrico: a descentralização do serviço. A grandeza do território deverá ser enfrentada de forma fragmentada, aproveitando as disponibilidades locais e diversificada de energéticos. A resposta mais adequada poderá ser o uso de tecnologias renováveis adaptáveis às condições locais: pequenos aproveitamentos hidroelétricos, energia solar, resíduos de biomassa sólida para caldeiras e turbinas a vapor, produção de óleo vegetal in natura, biodiesel e etanol para uso motores de combustão interna.

Todavia, a resposta tecnológica atende apenas a um lado do problema. O outro, bem mais complexo, se refere ao uso da energia e à gestão de cada unidade de geração descentralizada.

Novamente nos deparamos com a necessidade de um modelo que aparentemente contradita com o regime de concessão dos serviços públicos. Esta necessita de escala, simplicidade e uniformidade das suas operações, que são fundamentais para manter suas tarifas em um nível suportável pelos seus usuários.

Talvez a resposta para esse desafio possa ser encontrada num programa complementar de estímulo à cooperação nessas comunidades. Difícil, mas não impossível. O uso produtivo da energia poderá estar associado à formas de gestão que possa vir a facilitar o serviço da concessionária nessas áreas remotas. Apoiar vigorosamente o beneficiamento de espécies da Região que pode assentar firmemente o homem, principalmente os mais jovens, nas áreas rurais, ajudando a conter a migração para os grandes centros, talvez até mesmo inverter o processo migratório.

Contudo, todas essas conjecturas podem de nada valer se legítimos representantes dos amazônidas não participarem ativamente das soluções. Por certo, pesquisadores com muitos anos de serviço em campo, labutando com comunidades isoladas e com larga experiência em tecnologias alternativas, serão fundamentais para apontar as melhores soluções.

Por isso que o Ministério de Minas e Energia buscou a cooperação desses profissionais, com suas expertises, desde o Edital do CT-Energ, 2003, que objetivava identificar respostas tecnológicas aos desafios colocados. Posteriormente, parte dos projetos aprovados nesse Edital, foi apoiada pelo Fundo Multilateral de Investimentos – FUMIN, da Cooperação Técnica ATN/MT 6697-BR, realizada entre o MME e o BID, para identificar modelos de gestão adequados e sustentáveis para os projetos.

Posteriormente, nasceu também no MME, em 2006, o Projeto *Soluções Energéticas para a Amazônia*, concebido no transcorrer da implantação dos projetos-pilotos aprovados no Edital do CT-Energ, 2003. A idéia consistia basicamente em usar recursos do Japan Special Fund – JSF da Cooperação Técnica ATN/JF-6630-BR, realizada entre o MME e o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, para capacitar profissionais do setor elétrico, de universidades e de outras instituições relacionadas, para a elaboração e execução de projetos descentralizados com energias renováveis para atendimento de comunidades isoladas da Amazônia.

As tecnologias escolhidas foram aquelas que ofereciam condições para o atendimento desse objetivo, preferencialmente que devessem apresentar os seguintes atributos: *simplicidade, confiabilidade, robustez e baixo custo de manutenção e produção em escala*. As tecnologias foram: i) sistemas híbridos, com a combinação de energia eólica, solar fotovoltaica e grupo-gerador diesel; ii) pequenos aproveitamentos hidroelétricos com turbinas de baixa queda; iii) queima de resíduos de biomassa em caldeira/turbina a vapor e iv) produção e de biodiesel e de óleo vegetal in natura para uso em motores de combustão interna. Posteriormente, achamos por bem incluir gasificação de biomassa sólida, que se ainda não madura para geração de eletricidade, apresenta potencial para outros aproveitamentos, inclusive para produção de frio.

O Projeto *Soluções Energéticas para a Amazônia* foi executado, por meio de Cartas de Acordo com o MME, por professores/pesquisadores da Universidade Federal da Pará – UFPA; da Universidade Federal de Itajubá-Unifei; da Universidade Federal do Amazonas – UFAM, esta última contou com a fundamental colaboração do Instituto Militar de Engenharia – IME. A escolha dessas instituições se deveu à experiência dos seus pesquisadores na implantação de projetos com energias renováveis no interior da Amazônia, inclusive no âmbito do Edital CT-Energ, 2003.

Os resultados desse projeto são conhecidos: realização de dois cursos de capacitação para cerca de 400 profissionais, um básico (40h), realizado simultaneamente nas nove capitais da

Amazônia Legal, e um avançado (16oh), realizado nas universidades acima citadas. Esses treinamentos foram realizados entre novembro de 2007 e maio de 2008, ambos apoiados por manuais de elaboração de projetos nas tecnologias acima citadas, também preparados no âmbito dessa cooperação técnica.

O último produto dessa bem sucedida cooperação técnica é a presente coleção de livros “Soluções Energéticas para a Amazônia”, sendo que quatro deles representando um conjunto de tecnologias e um volume com a síntese das tecnologias apresentadas: i) Sistemas Híbridos; ii) Pequenos Aproveitamentos Hidroelétricos; iii) Combustão e Gasificação de Biomassa Sólida; iv) Biodiesel e Óleo Vegetal in Natura; e v) Tecnologias de Energias Renováveis. Espera-se que esses livros se constituam como referência para o setor elétrico, principalmente quando se for dada a necessária atenção ao atendimento de comunidades isoladas.

Para finalizar, gostaria de agradecer a todos aqueles que colaboraram ativamente com a execução desse projeto, primeiramente, os professores/pesquisadores que meteram a mão na massa, verdadeiros artífices: João Tavares Pinho, que coordenou o tema sistemas híbridos e Gonçalo Rendeiro e Manoel Nogueira que coordenaram combustão e gasificação de biomassa, e suas respectivas equipes, todos da UFPA; Geraldo Lúcio Tiago, da Unifei, que embora não sendo da Amazônia, juntamente com sua equipe desenvolveram alguns projetos bem sucedidos de pequenos aproveitamentos hidroelétricos na região e Antonio Cesar Pinho Brasil Jr. e Rudi Van Els, da UnB, que também contribuíram nessa área com seus conhecimentos em turbinas hidrocinéticas; José de Castro Correia, da UFAM, que com o providencial apoio da prof^a Wilma de Araújo Gonzalez e equipe, do IME, coordenaram o tema produção de biodiesel e de óleo vegetal in natura para uso em motores de combustão interna.

Ao prof^o Roberto Zilles, da USP, responsável por um dos mais bem sucedidos projetos do CT-Energ, 2003, que aceitou fazer a revisão técnica do livro Sistemas Híbridos, trabalho que executou com entusiasmo desinteressado. E ao prof^o Gutemberg Pereira Dias, pela disposição em discutir todos os assuntos referentes às tecnologias em pauta, em especial o uso de biocombustíveis em motores de combustão interna; ele também procedeu a uma revisão técnica das publicações que trataram desse tema.

No MME esse projeto contou com o firme apoio de Antonio João da Silva, que, arrisco dizer, sem ele não teria sido possível. Esteve presente desde a concepção e acompanhou a todo processo de execução, sempre buscando apresentar as soluções quando o projeto encontrava dificuldades no seu cumprimento. Mobilizou toda a sua equipe para viabilizar o projeto: Eder Julio Ferreira e Manoel Antonio do Prado, sempre trabalhando com muita diligência, e a Manuela Ordine Lopes Homem Del Rey, Alessandro Ferreira Caldeira e Samuel da Silva Lemos pela presteza e competência no apoio.

Devemos agradecimentos ainda a Armando Cardoso, Assiz Ramos e Roberto Flaviano Amaral, sempre muito solícitos para o atendimento de demandas do projeto, e a Marcelo Zonta, que na execução de uma das suas partes mais difíceis, a capacitação simultânea de 370 profissionais nas nove capitais da Amazônia, gentilmente cedeu parte da sua equipe, que acabou por contribuir de forma decisiva para o sucesso do evento: Carla Segui Scheer, que ajudou com muita eficiência a coordenação dos trabalhos, Aron Costa Falek, Elane da Cunha Muiz Caruso e Luis Henrique dos Santos Bello.

Ainda um agradecimento muito especial a Lucia Mitico Seo e José Renato Esteves Júnior, sempre dispostos a discutir assuntos do projeto, principalmente quando se tratava das propostas

de arte das publicações.

Por fim, sinceros agradecimentos a Dr. Helio Morito Shinoda, Diretor do Programa Luz para Todos, e demais integrantes da equipe.

No BID, os agradecimentos vão para Dr. Ismael Gílio, especialista setorial, que acreditou no projeto, apesar de todas as dificuldades porque passamos, e também à sua fiel escudeira, Marília Santos.

As opiniões constantes neste prefácio, bem como aquelas expressas nos livros desta coleção, são de exclusiva responsabilidade dos seus autores.

Eduardo José Fagundes Barreto

Coordenador

1 Introdução

A energia é essencial para que se atinjam os objetivos econômicos, sociais e ambientais inter-relacionados do desenvolvimento sustentável. Mas para alcançar essa importante meta, os tipos de energia que produzimos e as formas como os utilizamos terão de mudar. Do contrário, danos ao meio ambiente ocorrerão mais rapidamente, a desigualdade aumentará e o crescimento econômico global será prejudicado” (UNDP World Energy Assessment: Energy and the Challenge of Sustainability [Avaliação Mundial de Energia: a Energia e o Desafio da Sustentabilidade do PNUD] – Prefácio).

O acesso à eletricidade é uma das chaves para o desenvolvimento, proporcionando iluminação, aquecimento e força motriz para usos produtivos e comunicação. Existe um grande número de pessoas sem atendimento, e esse número cresce apesar dos programas de eletrificação rural, porque estes não são suficientes para cobrir o aumento populacional. Além disso, boa parte destas pessoas vive em comunidades ou áreas isoladas, distantes e de difícil acesso.

Segundo estimativas do IBGE vivem na Amazônia Legal cerca de 23 milhões de pessoas, o que corresponde a 12,83% da população brasileira, ocupando uma área de 59% do território brasileiro. Esta estimativa inclui, além da população dos estados da Região Norte, parte da população rural e de pequenas cidades dos estados de Mato Grosso, Maranhão e Tocantins. A distribuição da população amazônica ocorre de forma bastante heterogênea, com aproximadamente 70% dos habitantes vivendo nas cidades, enquanto boa parte da população rural vive em locais de difícil acesso e sem atendimento de eletricidade.

Correia apud Rosa informa que “só no estado do Amazonas, de aproximadamente 4.600 comunidades contabilizadas, apenas 32 (0,7%) são supridas com energia elétrica da concessionária local, a Companhia Energética do Amazonas (Ceam)”. Segundo o autor, este é um dos estados brasileiros com maior índice de propriedades rurais não eletrificadas: 73%, ou cerca de 75 mil domicílios, com base em dados do MME. Em toda a Amazônia Legal a quantidade de domicílios rurais não atendidos poderia chegar a mais de 450 mil, dos quais, estima-se, em torno de dois terços estariam localizados no interior da floresta (Rosa apud Cruz).

O atendimento destes excluídos via extensão de rede raramente é viável, quer seja devido ao custo da linha, em função das grandes distâncias envolvidas, quer seja pelas dificuldades e impacto ambiental para transposição de obstáculos naturais como grandes rios e densas áreas de floresta. A opção, portanto, é o atendimento via geração descentralizada, preferencialmente através de fontes de energia renováveis, dentre as quais as micro (μ CH) e mini (mCH) centrais hidrelétricas ganham importância pelo fato de suas características se adequarem a esta aplicação.

Outro fator que contribui na inviabilização do atendimento via extensão de rede é a baixa densidade demográfica, que faz com que o custo unitário da ligação suba muito. As áreas de baixa



Figura 1.1– Índice demográfico brasileiro. Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE Censo demográfico de 2000. Rio de Janeiro, 2002. Acessado em www.aneel.gov.br

densidade demográfica são também, de forma geral, de difícil acesso, e podem ser classificadas segundo o grau da pressão exercida pela atividade humana sobre o ambiente. Áreas ocupadas por povos indígenas e povoados dispersos, típicas do norte do Pará, noroeste do Amapá e Amazonas, e sudeste do Amazonas e Acre, são geralmente de baixa pressão sobre o ambiente. Já as áreas ocupadas por povoados influenciados pela expansão da fronteira agropecuária e mineral são de elevada pressão sobre o ambiente, estando localizadas no centro da Amazônia e oeste de Rondônia.

Apesar do enorme esforço para fornecer energia a populações rurais em comunidades isoladas através da extensão de linhas e do uso de fontes renováveis como as microcentrais, nos últimos 30 a 40 anos a população mundial não atendida não decresceu significativamente em números absolutos – cerca de 1,7 bilhão de pessoas continuam sem eletricidade, o que implica em aproximadamente 400 milhões de domicílios.

1.1 O ATENDIMENTO DAS COMUNIDADES ISOLADAS

Segundo o MME (2004) no Brasil existem cerca de 2 milhões de domicílios rurais não atendidos, a maior parte deles nas Regiões Norte e Nordeste, correspondendo a 80% do total nacional da exclusão elétrica, ou seja, 10 milhões de brasileiros vivem no meio rural sem acesso a esse serviço público. Além do déficit de energia elétrica ser exclusivamente das áreas rurais, ele também é desproporcional entre as regiões do país. Dos 5.507 municípios brasileiros, apenas 214 têm todos os domicílios com energia elétrica (Goldemberg, LA Rovere, Coelho et al., 2004).

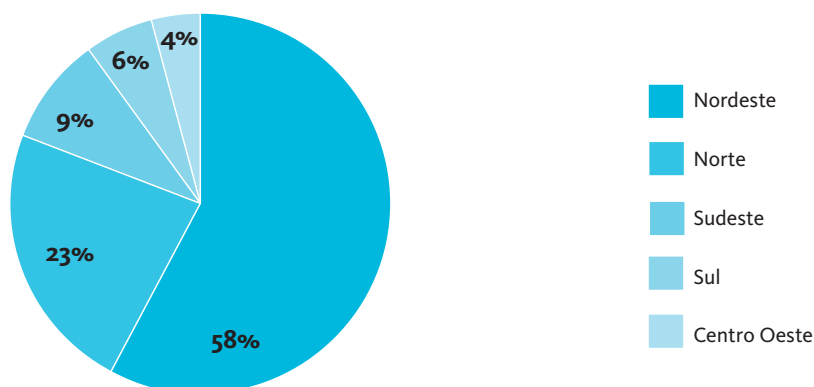


Figura 1.2 – Localização Regional dos Domicílios Rurais sem Atendimento de Energia Elétrica (%). Fonte MME 2004

As Regiões Norte e Nordeste, além de apresentarem maior número de municípios sem acesso à eletricidade (Figura 1.3 a), apresentam também os municípios com os piores Índices de Desenvolvimento Humano – IDH (Figura 1.3 b), tornando patente a inter-relação entre suprimento de energia elétrica e qualidade de vida.

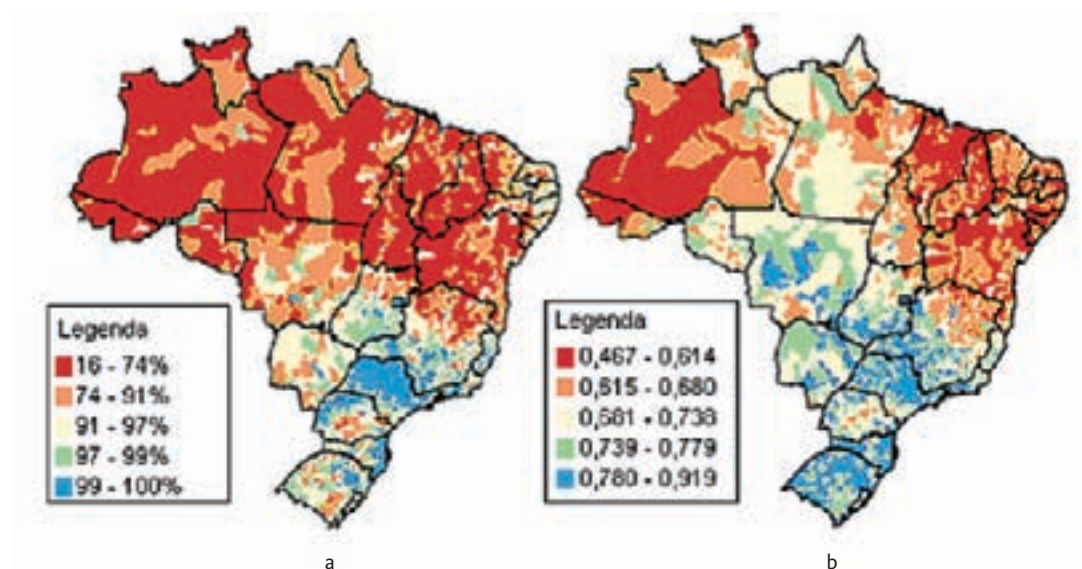


Figura 1.3 – Mapas de exclusão de energia elétrica (a) e de IDH (b) Fonte MME, 2005

Segundo Rocha e Silva apud Rosa, o modelo de oferta de energia implantado nas décadas de 1970 e 1980, que priorizou a geração centralizada de energia, beneficiando as cidades mais importantes da Amazônia e os projetos eletrointensivos, “gerou também um esquecimento das populações dispersas na área amazônica, com densidades populacionais às vezes menores que 1 hab/km², mas que no total atingem cerca de vinte milhões de habitantes sem oferta adequada de energia.

Ainda, segundo Rosa (2007), “embora o setor elétrico conte com um sem-número de normas, recomendações, manuais de projeto e modelos de gestão de negócio para empreendimentos em energia elétrica, a maioria é voltada para os de grande porte e para sistemas elétricos interligados. Há poucas publicações dedicadas a sistemas de eletrificação muito pequenos, e menos ainda propondo estratégias e ações para viabilizar o suprimento de eletricidade em sistemas isolados em que, em princípio, não haja exequibilidade econômica. Com isso, relega-se do plano

das idéias o pequeno e, mais ainda, o longínquo e não rentável, deixando-o abandonado à sorte de que os modelos tradicionais, orientados a grandes economias de escala, venham a dar conta das suas especificidades”.

A população rural, principalmente das Regiões Norte e Nordeste, apresenta sérios problemas no que concerne a seu modo de produção, à qualidade de vida, e à degradação intensiva de seus recursos naturais. Basicamente, o eixo principal do subdesenvolvimento rural está relacionado à falta de infra-estrutura que possibilite aos pequenos produtores fazer de sua propriedade uma unidade produtiva. Entre todos os tipos de infra-estrutura necessários, a eletrificação rural é a que mais incide no desenvolvimento regional, visto que várias atividades agrícolas dependem do emprego de energia (Colacchi, 1996).

A energia elétrica é, sem dúvida, um fator modificador da vida do homem do campo uma vez que possibilita, através dos equipamentos que aciona, economia de tempo nas atividades rurais, liberando tempo para outras atividades como a educação e o lazer. Além disso, facilita o acesso aos modernos meios de comunicação, aumenta a integração social e reduz a exposição da família a gases nocivos à saúde. Oliveira (2001) atesta que, além dos impactos no modo de vida do homem do campo, a eletrificação rural gera impactos sistêmicos sobre a economia, o setor público e o meio ambiente no Brasil, mostrando que seus efeitos vão muito além das fronteiras rurais, através da geração de empregos, arrecadação de impostos e economia de divisas.

A região amazônica possui inúmeros recursos naturais e a maior biodiversidade do mundo. Além disso, apresenta diversas opções de fontes primárias renováveis de energia, que podem ser utilizadas para atendimento da população que ali reside. Apesar disto grande parte dos moradores das comunidades isoladas desta região não possui atendimento de energia elétrica, o que, entre outros fatores, contribui para mantê-los em uma situação de desconforto e miséria que tende a reforçar o movimento de migração para as sedes dos municípios e para as capitais em busca de uma situação mais confortável e segura, que, no entanto, dificilmente é alcançada.

1.2 PROBLEMAS PARA O ATENDIMENTO DAS COMUNIDADES ISOLADAS

Segundo Rosa (2007), “fornecer energia elétrica na área do Sistema Interligado Nacional (SIN) e atender àqueles brasileiros que ainda não têm acesso a ela, nos mais recônditos rincões do Brasil, são discussões diferentes, que têm alguma relação, mas que operam sob lógicas distintas. O que se põe em contraste, na busca de soluções adequadas a cada caso, é o urbano e o rural, a concentração populacional e a dispersão demográfica, os pólos de emprego e a falta de renda, a internet banda larga e nem sequer um telefone público, o gigawatt e o kilowatt, a via asfaltada e o rio sinuoso, o Sul e o Norte.

Percentualmente, o maior número de pessoas que não têm acesso à energia elétrica no meio rural reside na Região Norte, e é nesta região onde se pode considerar que serão encontrados os maiores desafios para a universalização, isto devido às dimensões da região, dificuldade de utilização de rede de transmissão e pelo alto índice de pulverização das comunidades, cerca de 2,5 milhões de pessoas, o que corresponde a 62,5% da população rural.

Em termos comparativos, no Nordeste o índice chega a 39,3% (cerca de 5,8 milhões de pessoas, o maior em números absolutos); no Centro-Oeste, a 27,6% (cerca de 367 mil pessoas); no Sudeste, a 11,9% (cerca de 807 mil); e no Sul, 8,2% (cerca de 484 mil pessoas).

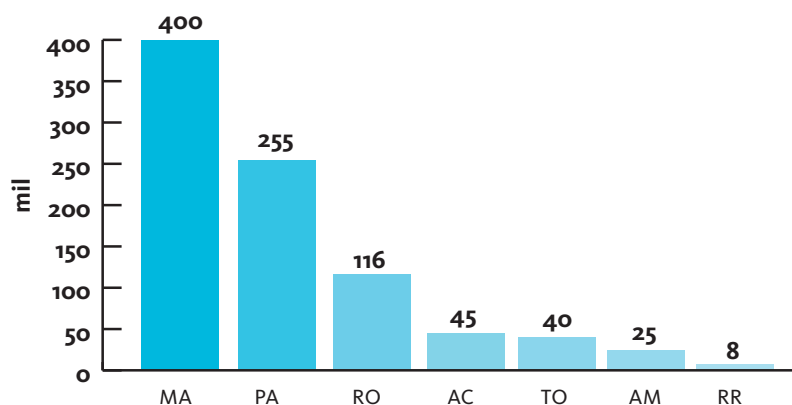


Figura 1.4 – Número de domicílios não atendidos por energia elétrica nos estados da Região Norte. Fonte: ABRADDEE (apud Rodrigues 2006)

Segundo Di Lascio (2006), de acordo com o censo de 2000, o número de habitações sem o atendimento de energia elétrica na Amazônia era de 770 mil, o que resultaria numa população em torno de 3,8 milhões de pessoas. Dessas, calcula-se que em torno de 615 mil residências estariam em condições de ser atendidas via “extensão de redes”, o que deixa um saldo de 155 mil residências. Dessas, segundo o autor, 55 mil encontram-se extremamente isoladas, ou reunidas em duas ou três casas que poderão ser supridas preferencialmente por sistemas fotovoltaicos. As 100 mil habitações restantes estariam distribuídas em vilarejos, de 4 a 100 residências, onde o mais adequado será o atendimento via uma unidade geradora, cuja energia deverá ser distribuída por minirredes.

Dados do Ministério de Minas e Energia dão conta de que 80% dos excluídos ao acesso da energia elétrica vivem no meio rural, sendo que, nestas áreas rurais vive 20% da população brasileira. A baixa atratividade da eletrificação rural para as concessionárias causa o baixo interesse de implementação da eletrificação rural sob a ótica privada. Como forma de reduzir essa desigualdade surgiram cooperativas de eletrificação rural, que em conjunto com a participação financeira de governos estaduais e municipais buscavam fornecer eletricidade a pequenos núcleos populacionais.

As comunidades da Região Norte se distribuem de forma dispersa, normalmente acompanhando a calha de rios que propicia aos habitantes possibilidade de locomoção e alimentação. Esta elevada dispersão e a baixa demanda por energia faz com que o atendimento por extensão de rede se torne muito pouco atrativo para as concessionárias de energia, e em muitos casos acaba por inviabilizar o atendimento, devido ao elevado custo da linha de distribuição de energia.

Embora haja diversas fontes de biomassa e potenciais hídricos abundantes na Região Norte, as poucas comunidades atendidas o são via motogeradores diesel, já que estes apresentam baixo custo de instalação e são fáceis de instalar e operar. Normalmente estes grupos geradores foram cedidos por prefeituras ou pelo governo do estado ou pertencem à própria comunidade, que administra sua operação, assim como a operação da rede de distribuição, caso existente. A desvantagem dos grupos geradores diesel é o preço do combustível, fato que se agrava no caso das comunidades isoladas, para as quais este custo é muito maior devido ao custo do transporte do combustível. Outro problema, nestes casos, é que normalmente apenas o custo do combustível é rateado entre os consumidores, não havendo provisão de um fundo de reserva que permita aquisição de peças e mão-de-obra para manutenção. Por este motivo os grupos geradores existentes operam de forma precária e, muitas vezes, com um consumo muito maior que o normal.

De acordo com Di Lascio (2006), alguns desses geradores, quando bem conservados, apresentam um consumo de óleo diesel de 350 g/kWh, mas, quando mal conservados, podem chegar a um consumo próximo de 500 g/kWh. Ao se considerar o custo do combustível praticado na região chega-se a custos na ordem de R\$ 0,77 a R\$ 2,00 o kWh gerado.

Comprovando esta questão, Correia (2005), informa que “no estado do Acre, por exemplo, há cerca de 3 mil grupos geradores de energia de pequena potência (de 12,5 kW a 66 kW) distribuídos nas comunidades, a quase totalidade cedida pelas prefeituras e pelo governo do estado. A maioria, no entanto, encontra-se parada em função, principalmente, da carência de recursos financeiros por parte dos ribeirinhos para garantir a manutenção e o abastecimento de combustível. As comunidades onde os grupos-geradores operam com certa regularidade são, via de regra, aquelas em que a manutenção e o fornecimento de combustível são subsidiados pela prefeitura local, e refere-se à necessidade de atendimento de energia elétrica para o funcionamento de escolas, no período noturno, comumente durante 4 horas diárias”. Caso o subsídio ao combustível e a possível ajuda para manutenção deixe de existir estes grupos geradores estão fadados a interromper seu funcionamento e/ou serão sucateados, deixando de prestar um serviço de grande importância para estas comunidades. Para garantir a continuidade do serviço outra opção, além da formação de fundos de reserva, é fazer com que o fornecimento de energia elétrica se destine não só à alimentação das cargas dos moradores, mas que também atenda a algum processo produtivo que gere renda e dê sustentabilidade financeira ao empreendimento, e que permita a utilização de parte da renda para as atividades de operação e manutenção.

É justamente esta característica, entre outras, que diferencia os projetos bem sucedidos dos mal sucedidos. Alguns projetos só contemplam uma gestão organizada durante um tempo muito curto após a implantação, sendo relegados à própria sorte logo depois, com as consequências já citadas. Os projetos bem sucedidos são aqueles em que existe uma gestão organizada e duradoura e nos quais a comunidade se mostra interessada, participa do processo e está imbutida no objetivo, que é a melhoria da qualidade de vida.

1.3 USO DA ENERGIA HIDRÁULICA PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE

Em muitos países, entre eles o Brasil, existe uma necessidade crescente de fornecimento de energia para as áreas rurais, tanto para abastecimento de eletricidade como para apoio às atividades produtivas. A opção de atendimento através da extensão de rede tem suas limitações, conforme já comentado anteriormente, sendo talvez a principal o elevado custo do atendimento. O atendimento localizado, através de grupos geradores diesel, apresenta também limitações devido ao custo do combustível e à logística de transporte. Como opção a estas alternativas as fontes renováveis de energia têm se mostrado promissoras para o atendimento de comunidades isoladas na região amazônica. Entre as diferentes fontes de energias renováveis destaca-se a hidroeletricidade, através das μ CH e mCH e das unidades hidrocínéticas que, além de ser uma energia renovável e não poluente, com elas se evita o custo das linhas de transmissão.

Entre as diferentes fontes renováveis de energia de uso mais comum, as minicentrals hidrelétricas são aquelas sobre as quais se tem o maior domínio tecnológico no Brasil. Mesmo na região amazônica há vários fabricantes de turbinas e construtores de microcentrais hidrelétricas com boa capacidade técnica.

Pequenos aproveitamentos hidrelétricos para eletrificação de áreas rurais podem trazer vários benefícios potenciais. Além dos impactos ambientais, sociais e de saúde dos combustíveis tradicionais que são evitados pela eletricidade, benefícios econômicos diretos resultam do uso da eletricidade em aplicações produtivas, como a irrigação, processamento de colheitas e preservação de alimentos. Oportunidades de emprego têm crescido como resultado do encorajamento das aplicações produtivas, e a eletrificação têm proporcionado aumento no potencial de desenvolvimento de negócios e empreendimentos. Para consumidores que anteriormente dependiam de fontes de energia tradicionais, a grande eficiência que a eletricidade oferece permite ganhos financeiros diretos. Em âmbito nacional, no qual a eletricidade substitui parafina ou diesel, é possível conseguir ganhos extras relativos à importação de combustíveis. Nos locais em que a eletricidade atua como um estímulo à agricultura, comércio e indústria, um subproduto econômico indireto em termos de agregação de valor e criação de empregos tem sido reportado como significativo (WEC 1999).

A energia renovável precisa ser usada como principal ferramenta de contribuição para o desenvolvimento sustentável nas regiões menos desenvolvidas do mundo. As microcentrais são uma fonte de energia renovável e apropriada para eletrificação de áreas rurais nos países em desenvolvimento. É uma tecnologia confiável, podendo operar conectada ao sistema elétrico ou de forma isolada, contribuindo adequadamente para as necessidades de energia de países em desenvolvimento. Além disso, a substituição de fontes convencionais de energia (lenha para cozimento, geradores diesel, lâmpões), por energias renováveis como microcentrais ajuda na redução da emissão de CO₂. Isso contribui para mitigação das mudanças climáticas e também para diminuição da pobreza e aumento do desenvolvimento econômico através do suprimento da necessidade de energia para iluminação, bombeamento de água e operação de pequenas unidades produtivas.

Além disso, as μ CH operam normalmente a fio-d'água, situação em que os reservatórios são pequenos ou mesmo inexistentes, resultando em um impacto ambiental reduzido. Há, no entanto, a necessidade de existência do potencial hidráulico em local próximo às cargas, já que, do contrário, o custo da linha de distribuição (ou minirrede) aumenta, inviabilizando a implantação. Neste sentido, embora na região amazônica esteja localizada a maior rede hídrica do mundo, o potencial hidráulico está localizado fora da região da grande planície, estando concentrado nas cabeceiras dos rios, em áreas de relevo um pouco mais acidentado.

As características descritas anteriormente tornam os pequenos aproveitamentos hidráulicos uma fonte energética muito interessante, e que apresenta diversas vantagens sobre outras opções, entre as quais se pode citar:

- ♦ A energia é produzida a uma taxa constante e sendo assim, à exceção das μ CH, a necessidade de armazenamento em baterias é quase inexistente e a energia está disponível a qualquer hora.
- ♦ Apresentam concepção simplificada, que lhes proporciona baixo custo de implantação e manutenção e facilidade na operação.
- ♦ A tecnologia é de fácil adequação para a fabricação e utilização em países em desenvolvimento ou em áreas remotas.
- ♦ Não se faz necessária a utilização de combustíveis e os custos de manutenção são baixos.
- ♦ A tecnologia é robusta e apresenta vida útil elevada, cerca de 20 anos, podendo atingir

50 a 60 anos de funcionamento sem maiores investimentos, com baixo custo de reparos e manutenção.

- ♦ A manutenção destas centrais é bastante simples, resumindo-se na lubrificação periódica dos rolamentos e na substituição de correias de transmissão, quando necessário. Trabalhos de conservação das estruturas tais como pintura e limpeza também são recomendados.
- ♦ Os custos totais deste tipo de centrais, geralmente, são menores do que os custos das outras fontes.
- ♦ Não há grandes barragens, obras hidráulicas importantes e grandes alagamentos; assim, os problemas enfrentados pelas grandes hidroelétricas, como o deslocamento de populações e a estratificação dos reservatórios são evitados.
- ♦ Estas centrais emitem apenas uma pequena quantidade de dióxido de carbono (CO₂) ou metano resultante do reservatório, não emitindo qualquer outro resíduo prejudicial à saúde, além de serem silenciosas e operarem com reduzida perda de calor.
- ♦ Apresentam ainda a vantagem de utilizar uma tecnologia, totalmente dominada pela indústria nacional.

Por outro lado, em função das mesmas características, os pequenos aproveitamentos hidráulicos apresentam algumas desvantagens entre as quais se podem citar:

- ♦ É uma tecnologia de “local específico”, isto é, são necessários locais adequados próximos ao ponto onde a energia será utilizada.
- ♦ Nos pequenos riachos, onde são normalmente instaladas, a potência máxima é limitada e não pode ser aumentada caso haja um crescimento da demanda.
- ♦ Em alguns casos, a potência disponível é reduzida ou inexistente durante os períodos de seca.
- ♦ Secas e mudanças na utilização da água e do solo podem reduzir a produção de energia.
- ♦ Em muitas regiões, a demanda não é grande o suficiente para favorecer a tecnologia adequada e os equipamentos necessários para uma fácil implantação.

2 Descrição da Tecnologia e Viabilidade Tecnológica

2.1 INTRODUÇÃO

Uma central hidrelétrica, independentemente de seu porte, é constituída por diversos componentes cuja função principal é captar e aduzir a água para o conjunto turbina e gerador, que são os componentes responsáveis pela transformação da energia hidráulica em eletricidade. Basicamente, as centrais hidrelétricas são compostas pela barragem, formadora do reservatório e responsável pela captação e o armazenamento da água, se houver. Por sua vez, a barragem é composta pelo vertedouro, pela bacia de dissipação e por outros componentes de controle, segurança e de manutenção. E em locais onde se fazem necessários, poderá haver eclusa e mecanismo de transposição de peixes, se houver necessidade.

Por sua vez, o sistema adutor é formado pela tomada d'água, por grades e seu sistema de limpeza, por comportas desmontáveis e permanentes, pelo canal ou conduto de adução, câmara de carga ou chaminé de equilíbrio e finalizado pelo conduto forçados de alta pressão. Como componentes complementares há o tubo de aeração, os blocos de apoio e de ancoragem; bueiros, as válvulas, os acessórios, as juntas de dilatação e portas de inspeção.

A terceira e última parte da central é composta pela casa de máquina ou de força, e o canal de fuga ou de restituição.

É na casa de máquina onde se encontram o grupo gerador: turbina, mais o gerador e o regulador de velocidade; além do sistema de movimentação de carga, pátio de manobra e manutenção e do sistema de controle, e proteção e de transmissão da energia elétrica, formado pelos painéis de comando e controle, pela subestação e, finalmente, a linha de transmissão ou de conexão ao sistema.

Em se tratando de μ CH e mCH implantadas na região amazônica, onde a predominância é de rios de planícies, seus componentes devem se adequar à topografia pouco acidentada, às grandes dimensões e às grandes vazões normalmente encontradas nestes rios. Isso dificulta a viabilidade técnica e econômica de centrais hidrelétricas, principalmente de pequeno porte. Entretanto, em aproveitamentos hidrelétricos localizados em regiões próximas às nascentes dos rios, onde o terreno mostra-se mais acidentado, a implantação de μ CH e mCH mostra-se mais promissora, uma vez que, nesses locais, o custo de implantação das centrais tende a decrescer e a melhorar a viabilidade técnica.

Em ambas as situações descritas, apesar de a disponibilidade hídrica da região ser enorme, a implantação de μ CH e mCH hidrelétricas na região amazônica é muito pequena. A dificuldade da disseminação dessa tecnologia na região tem esbarrado nos custos que envolvem a implantação em um terreno muitas vezes com uma topografia bastante desfavorável. Portanto, o desafio é desenvolver tecnologias adequadas à região.

A seguir, serão descritos os principais componentes das μ CH e mCH hidrelétricas, o estado da arte e a apresentação de algumas soluções inovadoras disponíveis no mercado.

2.2 RESERVATÓRIO

Embora a Resolução 632 da Aneel, permita que os reservatórios das PCH, cuja potência é superior a 1 MW e inferior a 30 MW, possam alcançar valores até 13 km², ela é omissa quanto às μ CH e mCH.

Na região amazônica, devido à baixa declividade de muitos rios, barragens de pequenas alturas podem resultar em áreas alagadas muito extensas, podendo causar grandes impactos ambientais em um ecossistema bastante importante para o desenvolvimento sustentável do planeta. Neste caso, de forma a minimizar os impactos ambientais e facilitar a obtenção do licenciamento ambiental, recomenda-se que para centrais hidrelétricas de porte muito pequeno como são as centrais tratadas neste livro não excedam a 3 km², podendo até corresponder à seguinte expressão, adaptada da recomendada pela Resolução Aneel 632:

$$A \leq 0,8 \cdot Q^{0,75} \leq 3 \text{ km}^2 \quad (\text{equação 2.1})$$

Onde A [km²], Q [m³/s].

Além disso, quando, por algum motivo, como aumentar a potência instalada para o atendimento de carga de pico, por exemplo, recomenda-se que no máximo se faça regularização diária, acrescentando ao volume do reservatório, no máximo, 1/3 do volume do seu volume inicial, conforme mostra a expressão (2.2)

$$V_R = V + \frac{1}{3} \cdot V = \frac{4}{3} \cdot V \quad (\text{equação 2.2})$$

Neste caso, a altura da barragem deverá ser acrescida de forma a atender o volume requerido.

Para definição do lago do reservatório, recomenda-se levar em conta o uso múltiplo da água e levar em conta a declividade do curso d'água, que deve ser pouco acentuada, e ter um alargamento suficiente para o armazenamento da água. O local não deve apresentar acumulações ou estratificações salitrosas, ou outros sais compostos em água; devendo-se evitar solos cáusticos. Áreas com matas nativas, com santuários e reservas ambientais dificilmente terão seu uso autorizados. Áreas indígenas só podem ser utilizadas com a autorização do Congresso Nacional.



Figura 2.1 – Central de Curuá-Úna, PA: (a) vista do reservatório, onde não foi feita a supressão vegetal; (b) vista da barragem e o vertedor

2.3 BARRAGEM

As barragens podem ser construídas com diferentes materiais e podem ser do tipo: provisória, como é o caso dos diques, ou permanente.

Geralmente os diques são construções provisórias onde se pode utilizar materiais alternativos e são facilmente desmoronáveis por ocasião das cheias, como os mostrados nas Figuras 2.2. São obras que apresentam facilidade na reconstrução e podem ser utilizados, com restrições, apenas nas μ CH, de sistemas isolados e estão sujeitas a interrupções, principalmente no período chuvoso.

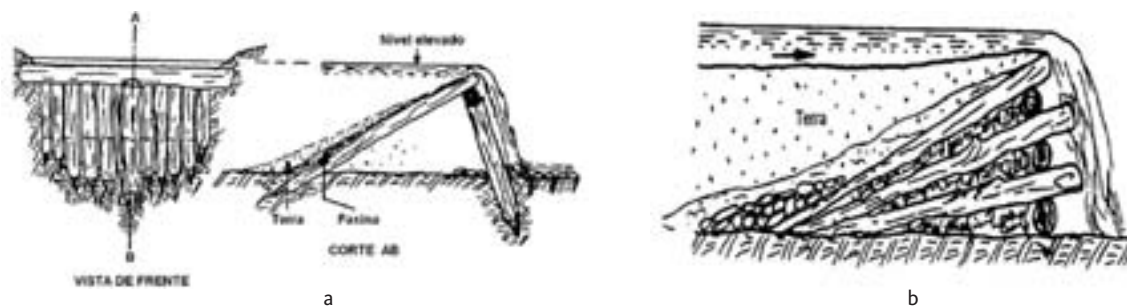


Figura 2.2 – Diques provisórios: (a) de madeira; (b) de madeira, pedra e terra

Além desses materiais, em obras permanentes, que envolvem maiores responsabilidades os diques podem ser feitos de alvenaria de pedra argamassada ou de concreto, como os mostrados na Figura 2.3. Conti (1948), apud Daker (1987).

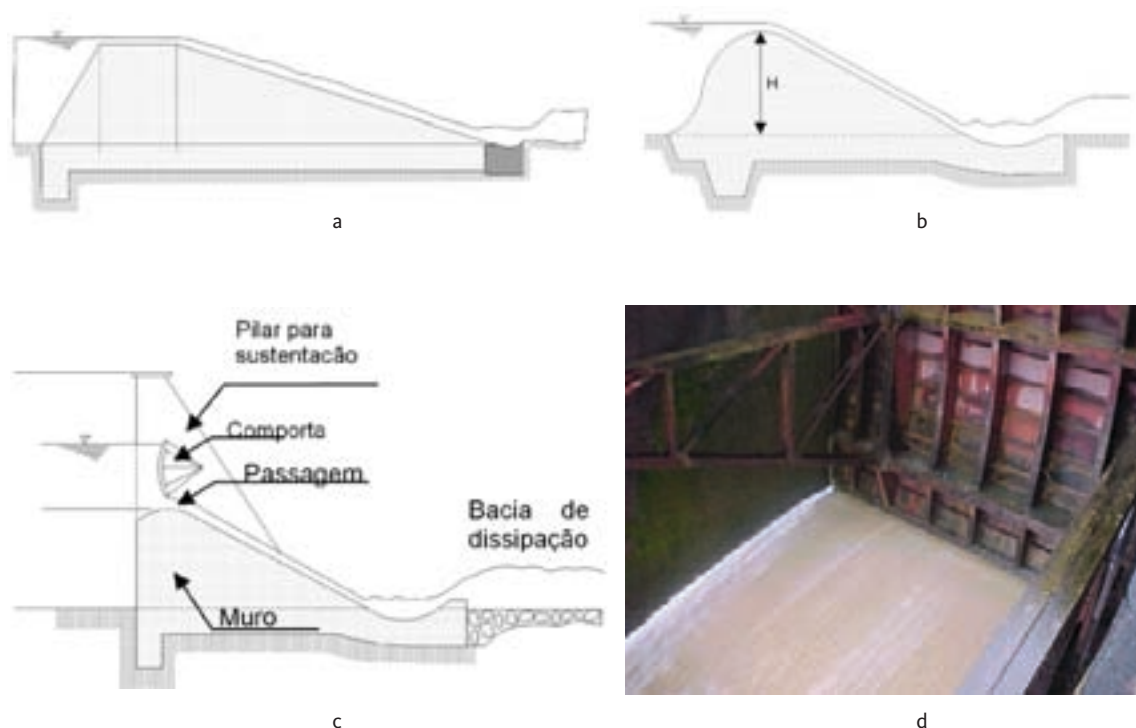


Figura 2.3 – Dimensões de um dique de alvenaria ou de concreto: (a) seção trapezoidal; (b) seção curva, adaptada ao escoamento; (c) tipo descontínuo com passagem e comporta de vertedor; (d) vista de uma comporta de setor sobre vertedor

As barragens são obras permanentes e são fundamentais aos aproveitamentos hidráulicos. Elas podem ter como objetivo produzir uma queda, concentrando o desnível de um rio; criar um reservatório para regularizar o escoamento da água, ou elevar o nível da água possibilitando sua adução através de um canal ou tubulação. Elas também podem ter finalidade múltipla, incluindo navegação, controle de cheias, irrigação ou recreação. Além disso, servem como vetor de desenvolvimento local, pois implicam em um investimento estratégico para prover recursos para o uso múltiplo da água, gerando, como resultado, vários benefícios.



Figura 2.4 – Barragens: (a) da PCH Luiz Dias; (b) da PCH Piedade

As barragens podem ser construídas com diferentes materiais, tais como: terra, pedra, concreto e madeira.

Na escolha do material a ser empregado na construção da barragem devem ser observados dois aspectos: o técnico e o econômico. O técnico envolve, principalmente, aspectos geológicos como as características dos materiais disponíveis no local, as características geológicas do terreno onde ela será construída, os processos construtivos que serão utilizados e, às vezes, aspectos meteorológicos. Dos tipos tecnicamente viáveis, será escolhido o que resultar em menores investimentos.

Do ponto de vista funcional, as barragens podem ser divididas em dois tipos: galgável, que permite o transbordamento da água, como as barragens construídas com concreto, pedra, alvenaria e madeira, e não galgável, que não permite o transbordamento da água, como são as barragens feitas com terra;

Normalmente, a barragem deve localizar-se em um estreitamento dos terrenos que margeiam o curso d'água, a fim de reduzir o seu comprimento e custo. Entretanto, na definição do local de sua implantação deve-se levar em conta os aspectos topográficos, geológicos e ambientais. Deve-se ainda verificar se o terreno apresenta condições adequadas para suportar os esforços resultantes da construção da barragem e a formação do reservatório.

Quanto ao material empregado, as barragens podem ser:

- ♦ Barragens de terra: homogênea; heterogênea; com núcleo impermeável e com material misto;
- ♦ Barragem de enrocamento (ou de pedra): homogênea e mista;
- ♦ Barragem de alvenaria de pedra ou cimento: simples ou de gravidade;
- ♦ Barragens de madeira: tipo Ambursen.

2.3.1 Barragens de terra

Devido ao seu menor custo, dá-se preferência para as barragens de terra. Entretanto, estas não podem ser assentadas sobre afloramentos rochosos, pois a terra não tem boa aderência sobre rochas. Neste caso deve-se optar por barragem de concreto ou de alvenaria.

Ao se utilizar solo muito permeável em barragens de terra, faz-se necessário construir um núcleo central impermeável, que atravessa toda a camada porosa, até encontrar a camada impermeável ou rocha.

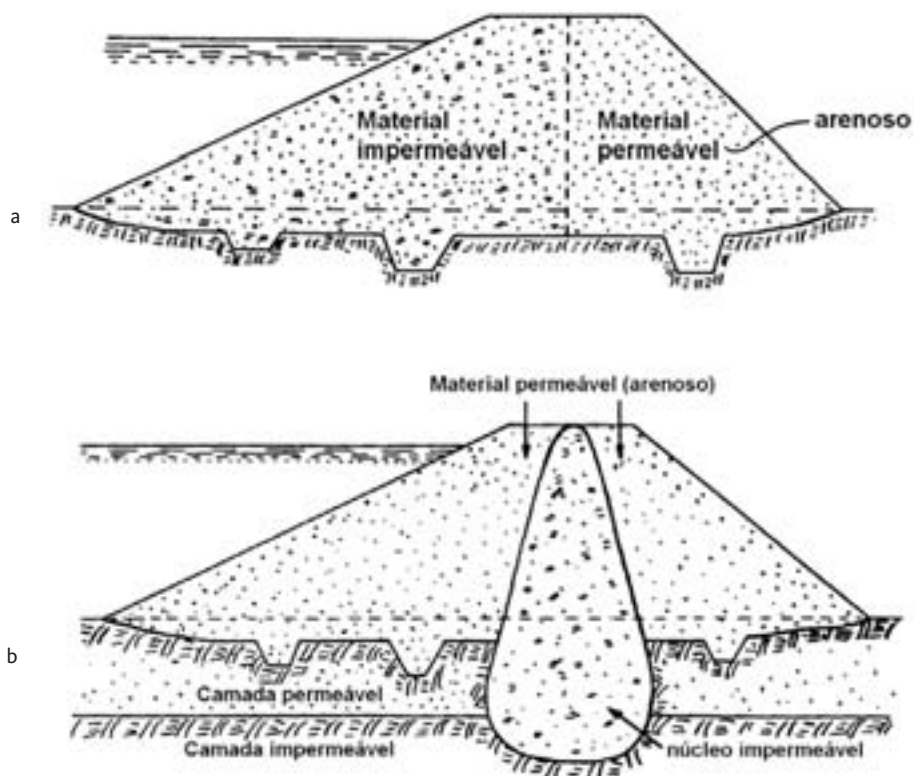
Quando as proximidades do local onde será construída a barragem oferecem solos em boas condições à sua construção, com boas características impermeabilizantes, e o material da fundação se mostra adequado, pode-se optar por construí-la de acordo com o tipo simples com material homogêneo.

No caso de o volume disponível do material a ser empregado na construção da barragem não ser suficiente, a opção é utilizar o tipo simples com material heterogêneo ou misto. Nesse caso, é importante que o material permeável seja colocado à montante e o impermeável a jusante.

Não havendo material de boa qualidade ou havendo uma camada de material arenoso no leito do rio, onde se assentará a barragem, ao se optar pela barragem de terra, faz-se necessária a construção de um núcleo com material impermeável, que deve alcançar o solo impermeável. O núcleo é composto de argila, areia e cascalho.

Para evitar infiltrações sob as barragens de terra e oferecer maior estabilidade, recomenda-se que se faça uma trincheira no local onde elas serão construídas, antes de iniciar o aterro.

Nas Figuras 2.5 e 2.6 são apresentados os principais perfis das barragens construídas de acordo como os diferentes materiais citados, sendo que em algumas delas são apresentadas a combinação de dois ou mais matérias diferentes na construção da barragem.



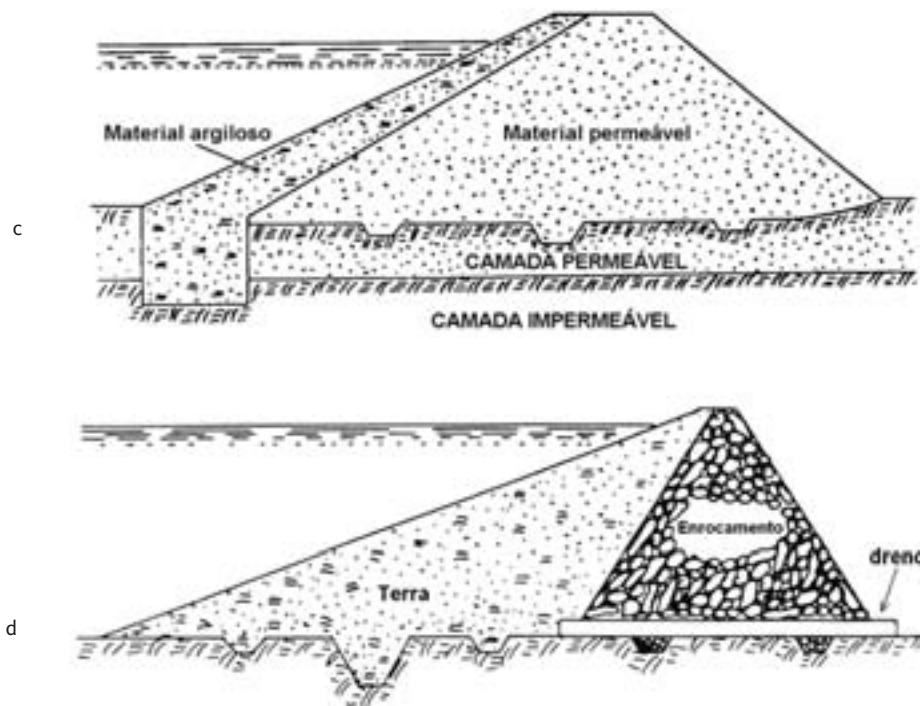


Figura 2.5 – Barragens com diferentes materiais: (a) homogênea de terra; (b) de material poroso com núcleo impermeabilizante de argila; (c) de material permeável com uma capa impermeabilizante feita com concreto; (d) de terra e de pedra, também denominada de enrocamento.
Fonte Daker (1987)



a



b

Figura 2.6 – Barragem de terra homogênea: a) PCH Palmeiras; b) PCH Piau

Em toda barragem dever haver um vertedor com capacidade de escoar a vazão de cheia máxima, de forma que garanta que, em hipótese alguma, a água atinja a crista da barragem e transborde sobre o aterro. A linha de saturação deve ficar sempre abaixo do pé da barragem dentro do seu corpo.

Para evitar estragos das ondas formadas no reservatório, recomenda-se revestir o talude de montante com: pedras pesadas lançadas a mão, chapas de concreto pré-moldado (menos recomendado), construção de lajes em forma de escada ou utilizar um revestimento impermeabilizante.

Para proteger a crista, no talude de jusante e na parte não atingida pela água do talude de montante, recomenda-se: fazer uma cobertura vegetal com gramíneas e/ou lançar cascalho graúdo ou seixos soltos, em regiões áridas.

2.3.2 Barragem de pedra ou de enrocamento

As barragens de pedra ou de enrocamento, são empregadas onde as de terra e as de alvenaria ou concreto não são recomendadas, tais como locais cujas fundações são formadas por rochas porosas ou rochas com muitas fendas. Para a construção deste tipo de barragem, é necessário que se disponha de boa jazida de material rochoso, em boas condições, nas proximidades da obra.

As barragens de enrocamento são formadas por blocos de pedras que variam de tamanho de acordo com as condições locais e com o projeto estabelecido. Para garantir a estanqueidade é costume construí-la com núcleo impermeabilizante, feita com terra, ou cortina impermeabilizante no talude de montante, feita com argila (Figura 2.7), concreto, massa asfáltica, mantas especiais etc.

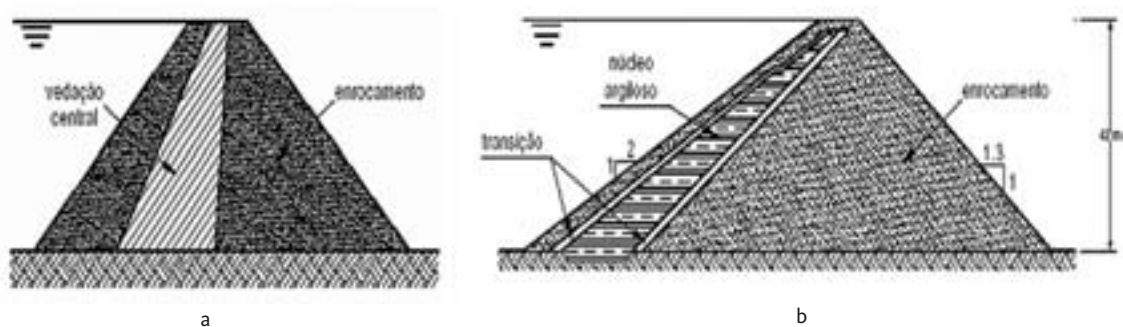


Figura 2.7 – Seção transversal esquemática de barragens de enrocamento com núcleo impermeável feito em argila: (a) PUC-Rio Certificação Digital nº 0221066/CA; (b) (PUC-Rio – Certificação Digital nº 0221066/CA)

Se a barragem for do tipo galgável, ou seja, que deverá funcionar como vertedouro, a inclinação do talude de jusante deve diminuir, e os blocos de pedra, lançados no leito do vertedor, deverão ser grandes o suficiente para não serem arrastados pela força da água por ocasião da cheia máxima.

Basicamente, as barragens de enrocamento, são construídas com as pedras sendo jogadas em camadas de 10 a 20 cm, aproximadamente, e ligeiramente compactadas com um jato d'água forte; ou são colocadas em camadas de 1 a 1,5 m e compactadas com rolos pesados ou tratores.

Como dimensões mínimas para barragens até 5 metros, com os blocos lançados a granel, recomendam-se: uma largura de 3,5 metros para a crista; uma declividade de 1:1,3 para o talude de montante e 1:1,4 para o talude de jusante. Se a barragem for do tipo galgável, devendo funcionar como vertedor, a inclinação do talude de jusante deve diminuir, 1:3, e os blocos de pedra lançados no leito do vertedor deverão ser grandes o suficiente para não serem arrastadas pela força da água por ocasião da cheia máxima.

Tal como nas barragens de terra, é recomendável, para as barragens de enrocamento, a construção de trincheiras e de proteção interna do seu corpo.

A Figura 2.8 mostra as seções típicas para a barragem de enrocamento e a 2.9, mostra detalhes da trincheira, cujo uso é recomendável, em fundação muito permeável e proteção do talude de jusante em barragem de enrocamento.

Como exemplo de barragem de enrocamento, pode-se citar a PCH Machado Mineiro, no Rio Pardo, em Águas Vermelhas – MG (Figura 2.10).

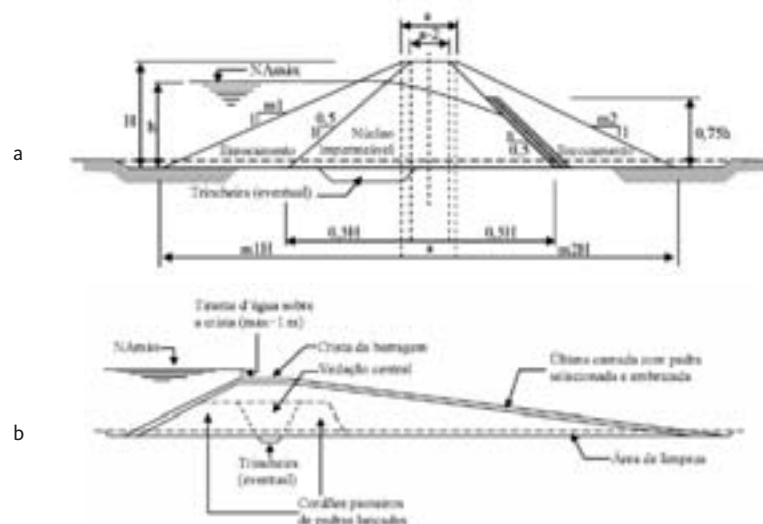


Figura 2.8 – Barragem de enrocamento convencional: (a) não galgável; (b) galgável Fonte: Eletrobrás, 1999.

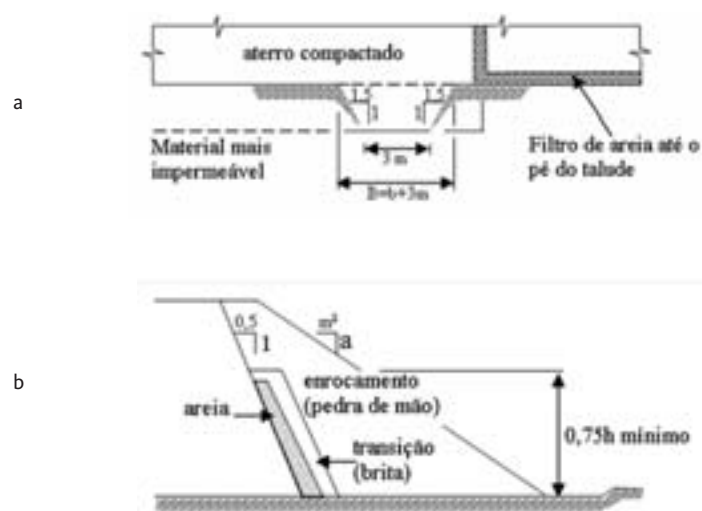


Figura 2.9 – (a) Trincheira em fundação muito permeável; (b) Proteção da barragem de enrocamento



a



b

Figura 2.10 – Barragem de enrocamento – PCH Machado Mineiro

2.3.3 Barragem de alvenaria

Quanto à geometria, as barragens de alvenaria podem ser divididas em três grupos:

- ♦ Barragens de gravidade;
- ♦ Barragem em arco;
- ♦ Barragem de contrafortes.

2.3.3.1 Barragem de gravidade

Neste tipo de barragem a estabilidade depende apenas de seu peso próprio. Podem ser dos tipos descritos a seguir:

a) Barragens de alvenaria em pedra:

- ♦ Alvenaria de aparelho: quando os blocos são pedras de formato e tamanho regulares, juntados com argamassa de cimento;
- ♦ Alvenaria ordinária: quando os blocos de pedra são irregulares, com dimensões diferentes, e rústicos, juntados com argamassa de cimento.

b) Barragens de concreto:

- ♦ Concreto ciclópico: concreto simples com blocos de pedra colocados manualmente em seu interior;
- ♦ Concreto simples: mistura de cimento, areia e brita.

As barragens em alvenaria de pedra argamassada e de concreto (Figura 2.11) são recomendadas para locais onde as fundações são formadas por rochas aparentes que, por suas características, não oferecem boas condições de aderência ao material do aterro das barragens de terra. Se uma barragem de terra for construída sobre esse tipo de fundação, serão grandes as possibilidades de a água formar pequenas galerias entre a superfície da rocha e a base da barragem. Com isso, parte da terra vai sendo aos poucos retirada, o que, em pouco tempo, comprometerá toda a estrutura, causando o seu desmoronamento. Portanto, para locais onde há o afloramento de rochas, o recomendado é utilizar barragens feitas em alvenaria de pedra argamassada ou em concreto.



a



b

Figura 2.11 – (a) Barragem de concreto; (b) barragem de pedra argamassada

A barragem em alvenaria ou em pedra argamassada, bem como a de concreto, deverá possuir dimensões e taludes que lhe dêem estabilidade ao tombamento, deslizamento e cisalhamento, que deve ser verificada considerando o nível do reservatório referente à cheia máxima. Para esses cálculos, sugere-se a participação de técnicos especializados.

Em obras maiores, faz-se necessário realizar o estudo de estabilidade, fazendo outras considerações quanto aos estudos de estabilidade por gravidades, de esmagamento e de cisalhamento, da ação da força de subpressão.

As seções transversais típicas das pequenas barragens de concreto, do tipo a gravidade, aproximam-se de um triângulo retângulo, construídas de forma a resistir aos esforços hidráulicos através de seu próprio peso.

2.3.3.2 Barragens em arco

As barragens em arco são construídas em concreto armado, com as partes convexas dos arcos voltadas para montante (barragem abobadada). São de difícil projeto e construção, mas, devido ao fato de serem delgadas, permitem uma expressiva economia de material. Não são recomendadas para μ CH e mCH.

Neste grupo pode-se incluir a barragem tipo em arco a gravidade.

2.3.3.3 Barragens de contrafortes

São barragens feitas com maciços independentes justapostos lado a lado, podendo ser de dos seguintes tipos:

- ♦ Barragem de contrafortes aliviada;
- ♦ Barragem tipo Ambursen;
- ♦ Concreto pré-moldado;
- ♦ Madeira

A barragem do tipo Ambursem é um tipo de barragem do tipo de contrafortes aliviada, bastante simples, e pode ser construída com material misto, uma vez que os contrafortes podem ser feitos em concreto ou pedra argamassada, e o paramento em pranchões de madeira. Sua estrutura é leve e fácil de construir. Em caso de danos em alguma seção por causa das cheias, a recuperação é fácil de ser feita.

Os contrafortes têm o formato de esquadro, com a face inclinada voltada para montante e a vertical para jusante. O vão entre dois contrafortes consecutivos é vedado pela sobreposição de pranchões, colocados apoiados sobre a face de montante ou engastados entre ranhuras nos contrafortes. As frestas entre as tábuas são vedadas com uma mistura de argila, areia e pó de serragem, coberta com mata-junta, material de fácil remoção em caso de manutenção das pranchas. A vedação ao pé da barragem é conseguida construindo-se uma cunha de concreto ao longo de todo o vão, de modo a permitir a fixação dos primeiros pranchões. A Figura 2.12 apresenta um desenho esquemático de uma barragem Ambursen.

Esse tipo de barragem é totalmente galgável, isto é, permite a passagem da água sobre a sua estrutura, entretanto é construída com um trecho central rebaixado que se constituirá no vertedor. Seu uso é recomendado para barragens de até 3,0 metros, com fundações rochosas, com poucas fraturas.

Os principais inconvenientes desse tipo de construção são a curta vida útil dos pranchões e a perda considerável de água entre as frestas.

Esta barragem é bastante simples e pode ser construída com material misto. Sua estrutura é leve e fácil de construir. Em caso de danos em alguma seção por causa das cheias, a recuperação é fácil de ser feita.

A barragem Ambursen é recomendável para vales relativamente estreitos, de aproximadamente

100 m, onde o represamento requer alturas entre 5 m e 10 m, com boas fundações em rocha pouco fraturada e onde a construção de um canal extravasor lateral é problemática devido a encostas íngremes e rochosas.

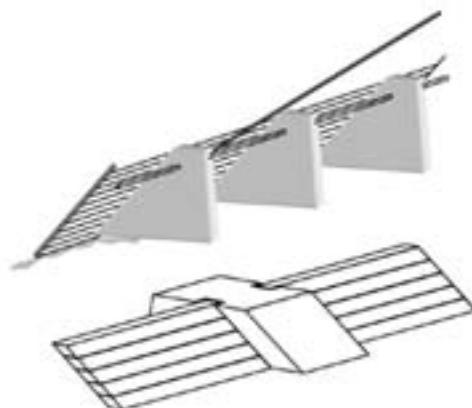


Figura 2.12 – Formas construtivas de barragens Ambursen

Ela pode ser construída totalmente em madeira, e neste caso as cargas principais são suportadas por estruturas de madeira e a estabilidade contra o deslizamento é conseguida através da cravação de parte dos elementos na fundação e/ou lastramento das mesmas com terra ou pedras. Quando em madeira, são geralmente vertedouras, funcionando submersas, pois como barragens insubmersíveis, mesmo nos locais em que a madeira é abundante, revelam-se mais caras do que as barragens de terra, homogêneas ou mistas. Assim sendo, normalmente, essas barragens são construídas em forma de vertedouro, conectando-se lateralmente com barragens de terra.

As barragens do tipo Ambursen são encontradas nas PCH Braço Norte, em Guarantã do Norte – MT, PCH Dorneles, em Passa Tempo – MG, e PCH Salto Belo, em Novo São Joaquim – MT.

2.3.4 Novas tecnologias em barragens

2.3.4.1 Barragens móveis

As barragens do tipo móveis são caracterizadas pela possibilidade de adequarem a suas alturas em função da vazão do curso d'água ou do canal, permitindo o controle de nível da água a montante da barragem. São de construção simples e podem ser instaladas em fundações novas ou barragens já existentes.

Elas são empregadas onde se deseja manter o calado de trechos navegáveis ou em barragens onde se deseja aumentar o nível da água do reservatório, mantendo sob controle o nível máximo e a área alagada pelo reservatório.

São recomendadas quando se deseja barrar trechos do rio localizados em áreas densamente ocupadas ou que estão sujeitos a grandes alagamentos. O objetivo é, através delas, tentar manter o reservatório formado pela barragem dentro da calha do rio. Em ocasiões de pequenas vazões a barragem fica na sua posição normal, mantendo o nível de montante adequado ao uso que se faz da água, que pode ser transporte hidroviário, irrigação, saneamento ou geração de energia. Na estação chuvosa, quando ocorre a cheia, à medida que a vazão cresce, a barragem diminui sua altura, permitindo maior vazão da água, mantendo sob seu controle a variação do nível da água no reservatório.

As barragens móveis, de acordo com seus fabricantes, são feitas com diferentes materiais. Podem ser de borracha infláveis, com comportas acionadas por pistões ou por colchões infláveis, ou do tipo auto-operadas, quando funcionam como a comporta-fusível.

♦ BARRAGEM INFLÁVEL DE BORRACHA

As barragens móveis, do tipo infláveis de borracha, Figura 2.13, são feitas de borracha industrial, fibra sintética reforçada, de alta elasticidade e resistente à abrasão, ao atrito e à ruptura.

O sistema tem como vantagem poder ser instalado rapidamente. A barragem é ancorada à fundação através de um sistema de fixação e pode ser preenchida com ar ou água.

Quando preenchidas com ar, é possível obter um raio de circunferência muito maior, resultando em uma área menor de barragem para a mesma capacidade de armazenamento.

Quando preenchidas com água podem ser construídas com alturas de 30 cm a mais de 3 m.



Figura 2.13 – Barragem de borracha – fabricante Bridgestone: (a) vista geral; (b) instalada sobre um vertedor

O enchimento e o esvaziamento da barragem são feitos através de um compressor de ar, quando preenchida com ar, ou de uma bomba, quando preenchida com água, com controle manual ou automático. O sistema de controle automático pode monitorar o nível d'água de montante e ajustar a pressão de ar na barragem para manter um nível d'água adequado.

Quando a barragem de borracha está vazia, ela fica perfeitamente esticada sobre a fundação, prevenindo que ela seja danificada.

O arranjo dessas barragens pode ser assimétrico, com configurações curvas horizontalmente ou verticalmente.

Segundo seu fabricante, as barragens infláveis de borracha têm um bom custo-benefício na solução de problemas em hidrelétricas, entre outros. Elas têm sido instaladas em mais de 20 países, tanto em rios gelados como tropicais, rios montanhosos ou de planície. No Brasil, até a presente data não existe aplicação deste tipo de barragem.

♦ BARRAGENS BASCULANTES

São barragens que basculam por meio de um pistão ou por meio de um colchão inflável, conforme mostra a Figura 2.14. Elas podem ser empregadas sobre a soleira do vertedor ou ancoradas sobre a fundação.



Figura 2.14 – Barragens móveis: (a) operada por meio de colchões infláveis; (b) por pistão óleo-hidráulico

♦ COMPORTAS-FUSÍVEL

As comportas-fusível são do tipo auto-operada. Geralmente são instaladas sobre a soleira do vertedor. A função principal das mesmas é aumentar o nível da água do reservatório.

As comportas do tipo fusível apresentam como principal característica o fato de como o próprio nome diz funcionar como um “fusível” de proteção, isto é ela executa a função designada pelo projeto. Porém sua operação só acontece uma vez em situações extremas definidas em projeto respeitando uma prerrogativa muito importante quando se fala de barragem que é a segurança.

Elas podem ser utilizadas para diminuir os custos construtivos relativos ao vertedor ou à barragem; aumentar o nível do reservatório já implantados, quando se necessita de aumentar a potência gerada em uma usina hidrelétrica, aumentar a capacidade de um reservatório e, em centrais de baixas quedas, para manter o nível d’ água no interior da calha do rio, por ocasião de ocorrência de cheias, dando segurança às obras hidráulicas e a população a jusante da central.

Os prejuízos resultantes de um acidente ou incidente com uma barragem, embora com um risco diminuto, podem ser bastante elevados, havendo de se considerar prejuízos diretos e indiretos. Os prejuízos diretos são os de mais fácil avaliação, partindo do pressuposto, um tanto materialista, de que é possível quantificar o custo de vidas humanas. Mas, além destes, não se deve esquecer os prejuízos indiretos causados pela ruptura do sistema estabelecido, que pode demorar meses ou anos a normalizar.

Existem vários tipos e marcas de comportas-fusível, porém este trabalho tenta fazer uma análise mais detalhada de uma marca/ tipo mais peculiar de comportas-fusível, a comporta fabricada pela “HYDROPLUS®”, Figura 2.15.

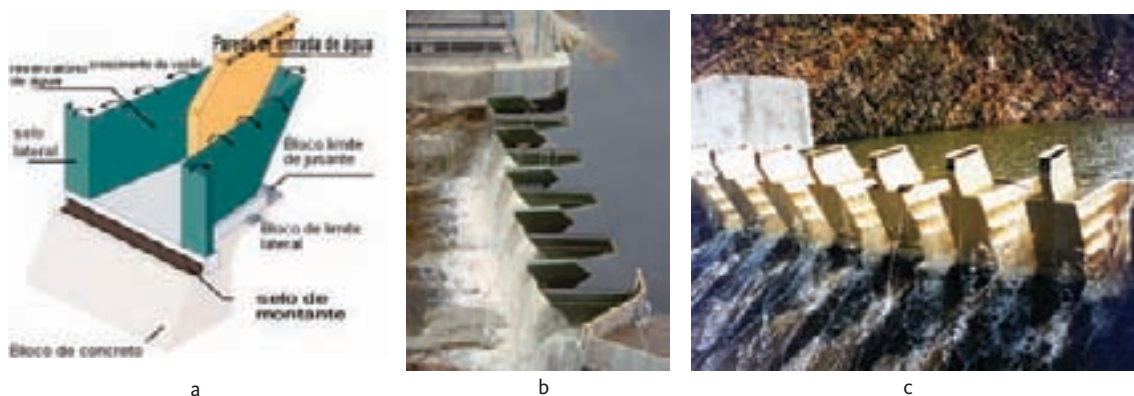


Figura 2.15 – Comportas-fusível, fabricação “HYDROPLUS®”: (a) esquema em perspectiva; (b) instaladas na barragem ST. HERBOT, na França; (c) sobre o vertedor de uma barragem

Na comporta-fusível mostrada na Figura 2.16, em vazões normais a água escoar sobre a conforme mostra a Figura 2.16 (a). A sua estabilidade é garantida através de lastros colocados sobre sua base. Quando ocorre a cheia e o nível da água sobe acima do máximo permitido, a água, através de uma entrada localizada no topo da comporta, escoar para o interior da câmara existente sob sua base, Figura 2.16 (b). Nessa situação a estrutura sofre a ação de duas forças: uma no sentido do escoamento e outra de cima para baixo ocasionada pela pressão da água na câmara de pressão, como indica a figura. Quando o somatório das forças citadas anteriormente fica maior que a força peso que mantém a comporta no lugar, a comporta vai se inclinando até vir a tombar, Figura 2.16 (c).

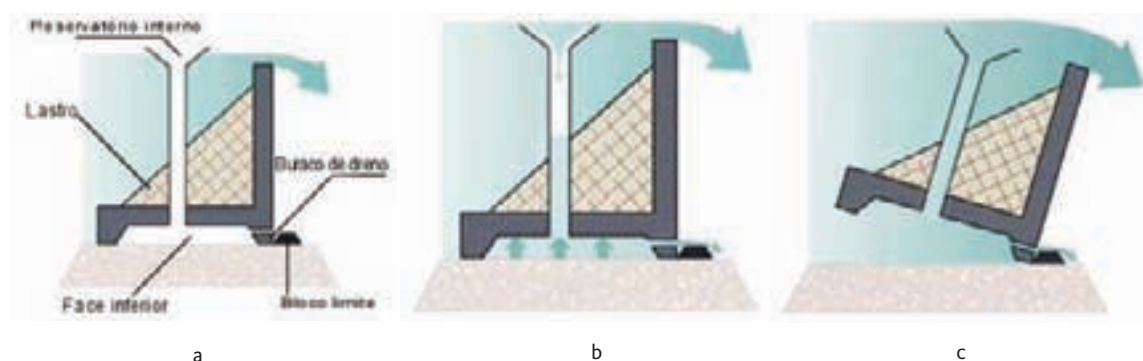


Figura 2.16 - Comporta-fusível “HYDROPLUS®” em operação: (a) operação normal, a água escoar sobre a crista; (b) operação com cheia acima da especificada, a água é acumulada no reservatório interno, sob a comporta; (c) tombamento da comporta

O tombamento da comporta abre uma passagem aumentando a capacidade de vertimento do vertedor. A seqüência de tombamento das comportas é garantida pela distribuição de lastros de diferentes pesos entre as comportas.

No mercado há outros tipos de comporta-fusível, como a que é composta por painéis justapostos, articulados por um de seus lados. As comportas se mantêm fechadas graças ao apoio que uma dá a outra. Neste tipo de comporta há um sensor de nível que, ao detectar que o nível da água está acima do permitido, ele comanda a abertura da primeira comporta e essa provoca a abertura da segunda e assim, sucessivamente, todas as comportas são abertas. Após a passagem da cheia, quando a vazão volta ao normal, faz-se necessário rearmar toda a estrutura.

2.4 TURBINAS HIDRÁULICAS

As turbinas hidráulicas são máquinas motrizes que transformam a energia hidráulica em energia mecânica, que é o torque com o qual o eixo da máquina gira.

Elas podem ser classificadas de acordo com o mostrado nas Tabelas 2.1 (a) e 2.1 (b).

Classificação	Trajectoria da água	Turbina
Radial	Quando o fluxo d'água que passa pelas pás do rotor se efetua na direção radial	Francis
Axial	Quando o fluxo d'água que passa pelas pás do rotor toma a direção do eixo da máquina	Hélice, Kaplan
Tangencial	Quando a água incide nas pás na direção tangência ao rotor	Pelton

Tabela 2.1 (a) - Classificação quanto à trajetória da água no rotor

Tipo da turbina	Nqa mínimo	Nqa Máximo
Impulso ou de ação	Quando a turbina aproveita a energia cinética de um jato d'água incidindo sobre as pás e a transformação se dá à pressão constante	Pelton
Reação	Quando a turbina aproveita a energia cinética de um jato d'água incidindo sobre as pás e a transformação se dá à pressão constante	Hélice, Kaplan e Francis

Tabela 2.1 (b) - Classificação quanto à forma de transformação da energia

Embora existam outras variações como a tubular, a bulbo, a straflo, a sifão, a Kaplan S, a Propeller e a de fluxo livre, denominada de hidrocínética, na verdade essas são turbinas dotadas de um rotor hélice ou Kaplan. Também se encontram no mercado outros tipos de turbinas de ação como a Michel-Banki e a Turgo.

2.4.1 Componentes da turbina hidráulica

Basicamente, a turbina hidráulica é constituída por um rotor inserido em uma câmara que permite e orienta o fluxo d'água. Essa câmara pode ser aberta, em forma de caixa, ou fechada em forma de tubulões (concepção já em desuso) ou em uma espiral. Quando vêm inseridas em uma caixa, sem a espiral, diz-se que a turbina é do tipo caixa aberta. As espirais podem ser fabricadas em aço ou em concreto.

As Figuras 2.17 e 2.18 apresentam esquemas e fotografias de turbinas.

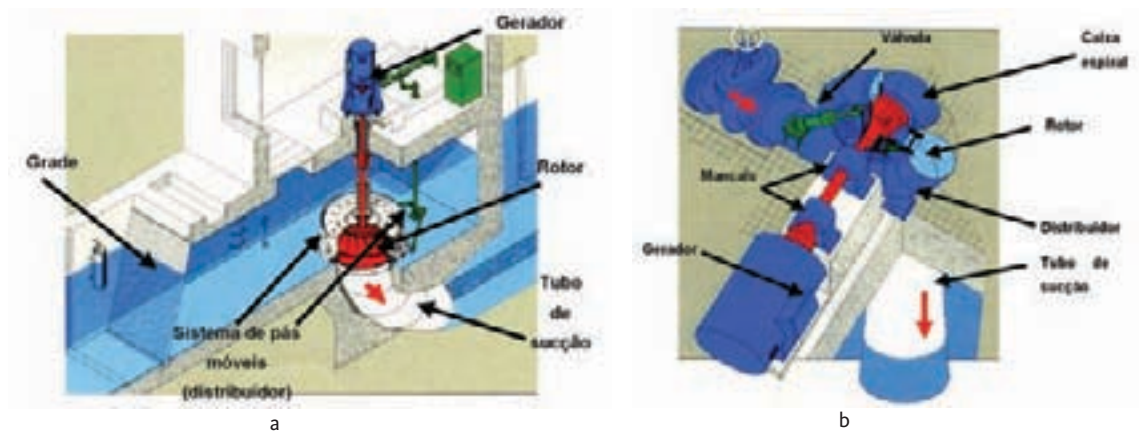


Figura 2.17 – Vista esquemática da turbina Francis: (a) com eixo vertical em caixa aberta; (b) com eixo horizontal em caixa espiral. Fonte: Catálogo Voith



Figura 2.18 – Turbina Francis em caixa cilíndrica PCH Ponte Alta: (a) vista lateral; (b) vista frontal; (c) e (d) PCH Aripuanã, fabricação Neyrpic

O rotor, que é uma das partes móveis da turbina, é constituído por um conjunto de pás, fixas ou não. O eixo do rotor é acoplado a um sistema de controle do regulador de velocidade. Este, por sua vez, atua no sistema de distribuição do fluxo d'água, instalado na entrada do rotor, denominado de pré-distribuidor e distribuidor. O rotor recebe o fluxo, transforma a energia hidráulica disponível

em energia mecânica, traduzida pelo torque no eixo. A água, após passar pelo rotor, é direcionada pelo tubo de sucção para o canal de restituição, localizado sob o piso da casa de máquinas.

O torque do rotor, transmitido ao seu eixo, é utilizado para acionar o rotor do gerador elétrico. Esse, por sua vez, cria um campo magnético girante no interior das bobinas do estator que transforma o torque mecânico em energia elétrica.

A Figura 2.19 traz exemplos de grupos geradores.

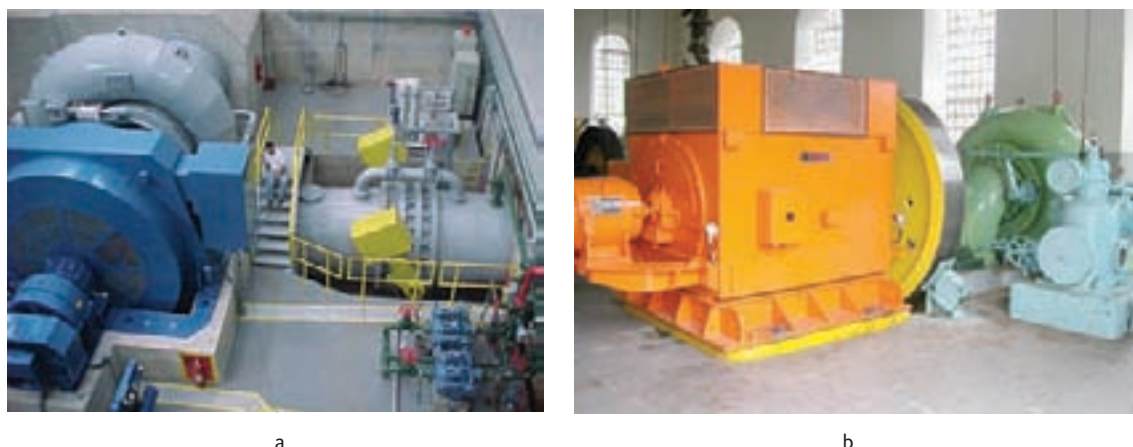


Figura 2.19 – Grupo gerador. Componentes principais: (a) PCH Alto Jaurú, da esquerda para a direita: excitatriz, gerador, caixa espiral da turbina, válvula borboleta; (b) PCH Luiz Dias, da esquerda para a direita: excitatriz, gerador, volante de inércia, regulador de velocidade óleo hidráulico, turbina hidráulica

Dependendo da potência das centrais, os grupos geradores podem ser montados com eixo vertical ou com eixo horizontal. Normalmente em μ CH e mCH, por serem mais fáceis de serem montados, se utilizam grupos geradores com eixo horizontal. Entretanto, existem fabricantes que os fornecem com eixo vertical.

2.4.2 Tipos de turbinas

2.4.2.1 Turbina Francis

A turbina Francis é caracterizada por um rotor de pás fixas que recebe o fluxo, na direção radial, e o orienta na direção axial para o tubo de sucção, transformando a energia hidráulica disponível em energia mecânica, traduzida pelo torque no eixo.

Ela é classificada em função da relação entre os diâmetros de entrada e saída. Diz-se que o rotor é do tipo:

- ♦ Francis lenta quando o diâmetro de entrada é maior que o de saída;
- ♦ Francis normal quando o diâmetro de entrada é igual ao de saída;
- ♦ Francis rápida quando diâmetro de entrada é menor que o de saída.

O tipo do rotor varia de acordo com a relação queda e vazão. Quanto maior for a queda e menor for a vazão, mais lento será o rotor. Por outro lado, quanto menor for a queda e maior for a vazão mais rápido será o rotor.

A Figura 2.20 apresenta os três tipos de rotor Francis.

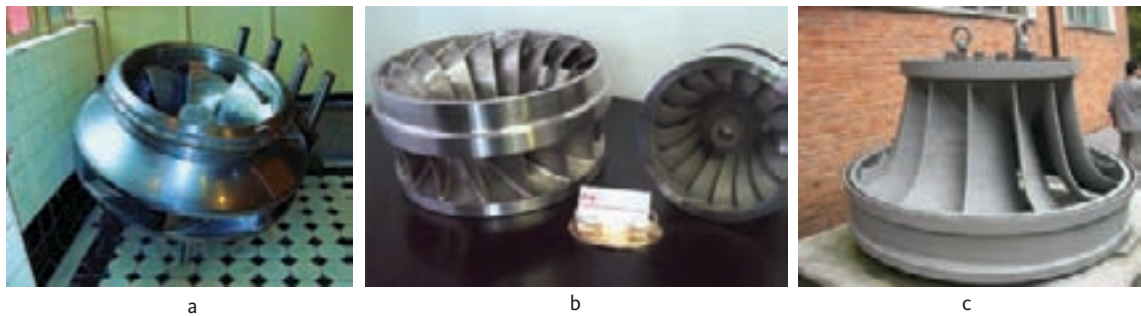


Figura 2.20 – Rotor Francis: a) lento; b) normal; c) rápido

2.4.2.2 Turbinas axiais: hélice e Kaplan

As turbinas axiais são constituídas basicamente por um rotor em forma de hélice que, conforme o caso pode ter pás fixas (turbinas hélice) ou pás móveis, ajustáveis (turbinas Kaplan). A característica principal dessa máquina é que o fluxo d'água entra no rotor na direção axial e este o orienta também na direção axial para o tubo de sucção.

A turbina com rotor Kaplan, tem suas pás móveis associadas a um sistema de controle que as ajusta, variando o ângulo de ataque, de forma a adequá-las ao ponto de operação do grupo gerador. A Figura 2.21 mostra um rotor de turbina Kaplan.

Para as turbinas axiais, Kaplan e hélice, existem outras variedades construtivas com eixo horizontal cujo escoamento do fluxo d'água se dá na direção axial, tais como as bulbo, Kaplan "S", sifão e straflo.

Pelo fato de serem de fabricação mais complexa, possuem custos de aquisição superiores aos dos demais tipos.



Figura 2.21 – Rotor de turbina Kaplan com seis pás: (a) vista frontal; (b) vista lateral

2.4.2.3 Turbinas axiais tipo: tubular, bulbo e Kaplan "S"

Para atender centrais hidrelétricas de desníveis muito pequenos foram desenvolvidos outros arranjos de turbinas mais apropriados a essas condições, tais como as turbinas tubulares e as "S". São turbinas com rotores Kaplan ou hélice que, devido às suas configurações específicas, recebem essas denominações especiais.

A turbina tubular é constituída de um rotor axial com pás fixas ou móveis, posicionado dentro de um tubo por onde escoar o fluxo d'água, podendo o seu eixo ser horizontal ou vertical. O

gerador acoplado ao eixo da turbina externamente ao tubo.

Na turbina “S”, o rotor está inserido em um conduto, o qual, para melhor se adaptar à instalação do gerador, assume a forma de um “S”. A Figura 2.22 mostra a turbina Kaplan “S” com acoplamento do gerador.

Na turbina bulbo, apresentada na Figura 2.23, também é adotada a mesma concepção da turbina tubular, com a diferença que o seu rotor, que pode ser de pás fixas ou móveis, está acoplado a um gerador situado no interior de um bulbo blindado instalado no interior do tubo adutor de água. No interior do bulbo, dependendo do porte da turbina, são instalados multiplicadores de velocidade, mecanismos de controle das pás do rotor, bem como o gerador.

Nas turbinas bulbo de pequeno porte, o gerador pode ser instalado externamente ao bulbo e ao tubo de adução. Nesse caso utiliza-se um multiplicador de velocidade com caixa de engrenagens ou com polias e correias para fazer o acoplamento entre o eixo da turbina com o eixo do gerador.

As turbinas periféricas, tipo straflo: trata-se de outra variante da turbina bulbo para baixas quedas, onde o rotor turbina é periféricamente acoplado ao rotor do gerador.

A turbina straflo é uma máquina hidráulica de fluxo axial, com escoamentos retilíneos, que utiliza rotor de pás fixas, sendo que a roda polar é acoplada nas extremidades das pás do rotor da turbina, formando um anel articulado, e o estator do gerador é posicionado externamente a câmara da turbina. Juntas de vedação são incorporadas à coroa polar com a finalidade de evitar que vazamentos de água passem para o gerador. A Figura 2.24 apresenta os principais componentes da turbina.

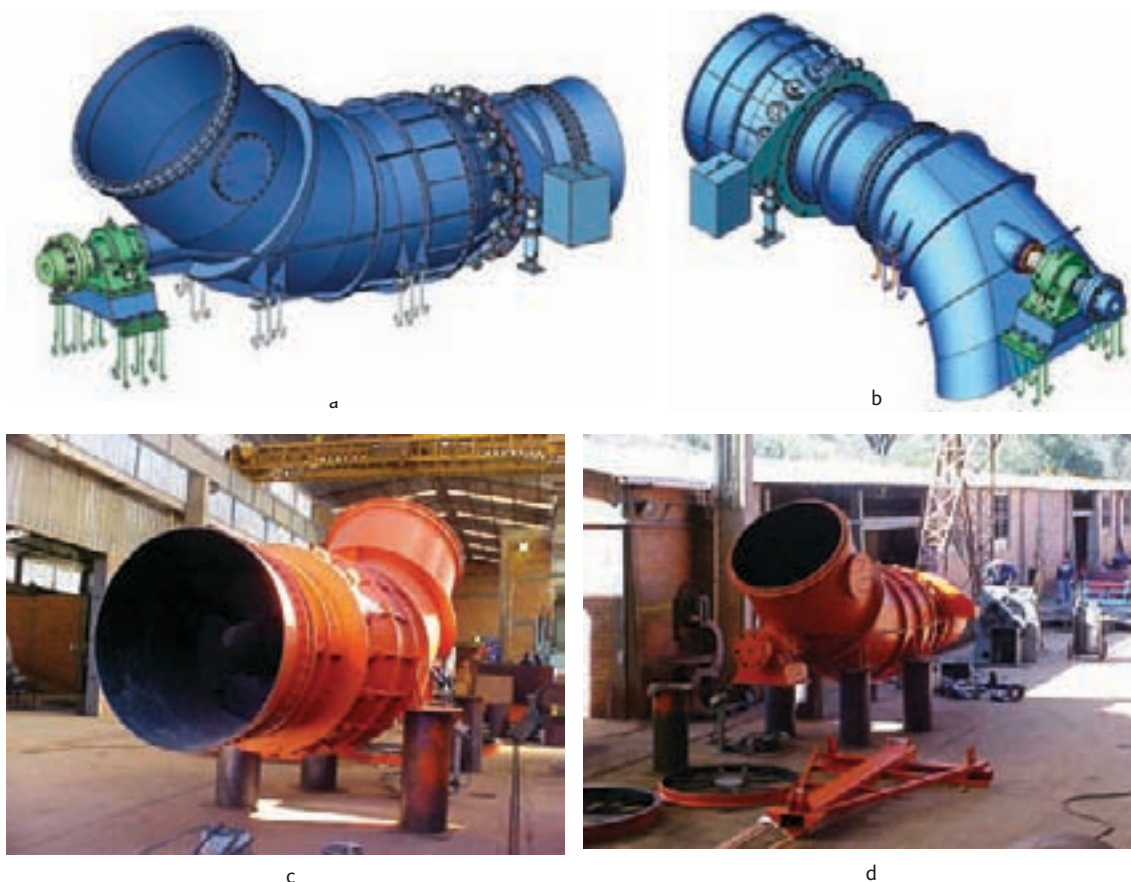


Figura 2.22 – Turbina Kaplan “S” com acoplamento do gerador: (a) à montante; (b) à jusante; (c) e (d) Turbina “S” fabricação Haker – SC, Brasil



Figura 2.23 – Turbina bulbo: (a) com rotor de pás móveis, gerador interno, à montante, sendo inspecionada na fábrica; (b) tipo tubular com acoplamento do gerador à jusante, em operação



Figura 2.24 – Principais componentes de uma turbina straflo

2.4.2.4 Turbina Pelton

A turbina Pelton é turbina do tipo de ação e é constituída por um rotor onde são fixadas conchas duplas com aresta diametral sobre a qual incide o jato d'água, produzindo um desvio simétrico na direção axial buscando o equilíbrio dinâmico de forma a eliminar os esforços axiais. Dependendo da potência da turbina são utilizados um ou mais injetores distribuídos uniformemente na periferia do rotor.

Os injetores possuem válvulas com agulhas controladas pelo regulador de velocidade que regulam a vazão da água que impulsiona o rotor e, conseqüentemente, controlam a potência produzida pela turbina com o mínimo de variação da frequência.

As turbinas Pelton de grande potência normalmente utilizam eixo vertical o que simplifica o projeto da unidade geradora bem como as obras civis e eletromecânicas. Nas μ CH e mCH hidrelétricas as unidades geradoras são montadas normalmente com eixo horizontal. Em se tratando de μ CH, alguns fabricante as oferecem com eixo vertical.

O numero de jatos pode variar de 1 a 6, mas para μ CH e mCH normalmente utiliza-se de um ou dois jatos.

Algumas vezes, em projetos mais rústicos, para μ CH e mCH, em instalações onde as quedas são relativamente baixas, alguns fabricantes as oferecem configuradas por um conjunto formado por dois rotores solidários no mesmo eixo, com um ou até dois injetores por rotor.

A Figura 2.25 apresenta um grupo gerador equipado com turbina Pelton com 2 jatos.

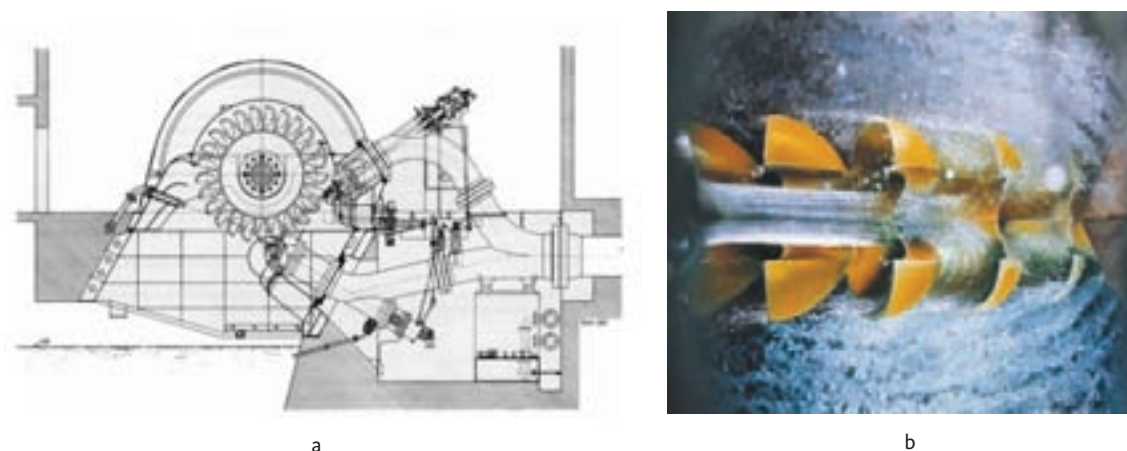


Figura 2.25 – Turbina Pelton: (a) vista de uma turbina Pelton de 2 jatos (Voith); (b) detalhe da incidência do jato de água sobre um rotor Pelton (Alstom)

2.4.2.5 Turbinas não convencionais

Além das turbinas descritas no item anterior, existem vários outros tipos de turbinas consideradas como não convencionais que são muito utilizadas nas pequenas instalações. Há alguns que são muito conhecidos no Brasil, há outros, com tecnologia bastante rústica que são muito empregados em regiões remotas, inclusive na Amazônia Legal. Entretanto, há outros tipos que embora sejam muito empregados em instalações em outros países ainda não foram ou são muito pouco utilizados no Brasil. A seguir são descritos alguns desses tipos:

TURBINA PERIFÉRICA TURBO SILVA

Desenvolvida recentemente por uma empresa nacional a turbina denominada de turbo Silva é do tipo strafflo, com o rotor periférico. O conjunto foi concebido de tal forma que o estator e o rotor, de ímãs permanentes e acoplados ao rotor da turbina axial, estão imersos na água. A inovação é a existência de um sistema de vedação em alta pressão, constituído de um filtro com armadilha contra materiais magnéticos, de forma que a água filtrada é injetada na região do entreferro, formando um selo hidráulico que impede que materiais sólidos presentes no fluxo d'água da turbina entrem no gerador pela periferia do rotor da turbina.

O sistema de regulação de velocidade é composto de dois atuadores eletromecânicos, sendo um deles acoplado diretamente no comando das palhetas diretrizes e o outro no comando da válvula de controle de fluxo situado na extremidade inferior do tubo de sucção, ambos acionados eletronicamente por um CLP (Controlador Lógico Programável) interligado a um sistema de detecção de velocidade. A Figura 2.26 a seguir mostra o diagrama esquemático desta máquina.

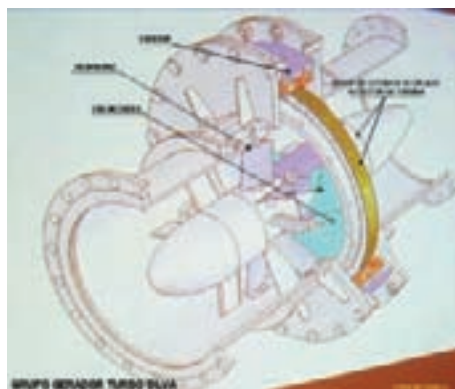


Figura 2.26 – Diagrama esquemático da turbo Silva

BOMBA FUNCIONANDO COM TURBINA (BFT)

Esta opção consiste em utilizar uma bomba e recalque de água operando de forma inversa, ou seja, submetendo-a a uma pressão hidráulica na seção de recalque da caixa espiral, fazendo com que a água entre pelo lado de recalque e saia pelo lado de sucção. Desta forma a bomba passa a se comportar como uma turbina.

Como vantagem desse tipo de solução, pode-se citar o baixo custo, a robustez, a facilidade com que a bomba é encontrada e o curto prazo de entrega já que na maior parte dos casos este é um equipamento “de prateleira”, ou seja, de entrega imediata pelo fabricante ou revendedores. Como desvantagem é o fato de ela não possuir distribuidor, o que dificulta a regulação de velocidade que só poderá ser feita via válvula de entrada, opção menos eficiente, ou fazer regulação de velocidade através de reguladores eletrônicos com carga de lastro.

A Figura 2.27 apresenta o aspecto de um grupo gerador com BFT instalado na μ CH Fazenda Boa Esperança, em Delfim Moreira, MG.



a



b

Figura 2.27 – Aspecto de um grupo gerador com BFT: (a) a BFT sendo instalada; (b) a BFT em operação

TURBINA TURGO

A turbina turgo pode operar na faixa de quedas de 30 a 300 metros e, como a Pelton, é uma turbina de impulso. No entanto suas conchas têm formato diferente e o jato d'água é posicionado de modo a formar com o plano do rotor um ângulo de 20 graus. O jato d'água entra por um lado e sai pelo lado oposto do rotor, e o fluxo d'água que penetra no rotor não sofre interferência desde a sua entrada até a saída, permitindo a passagem de maior vazão de água, característica

essa que a diferença da turbina Pelton, cujo jato sofre interferência das pás vizinhas. Em razão dessa característica o rotor de uma turbina turgo, para uma mesma vazão e queda, tem diâmetro menor e rotação superior ao da Pelton.

A Figura 2.28 mostra o desenho esquemático de uma turbina turgo, evidenciando as diferenças da Pelton, um arranjo geral de um grupo gerador equipado com turbina Turgo, detalhando os seus principais componentes, e uma foto mostrando o rotor.

Embora com razoável utilização no restante do mundo, no Brasil este tipo de turbina ainda não encontra aplicação.

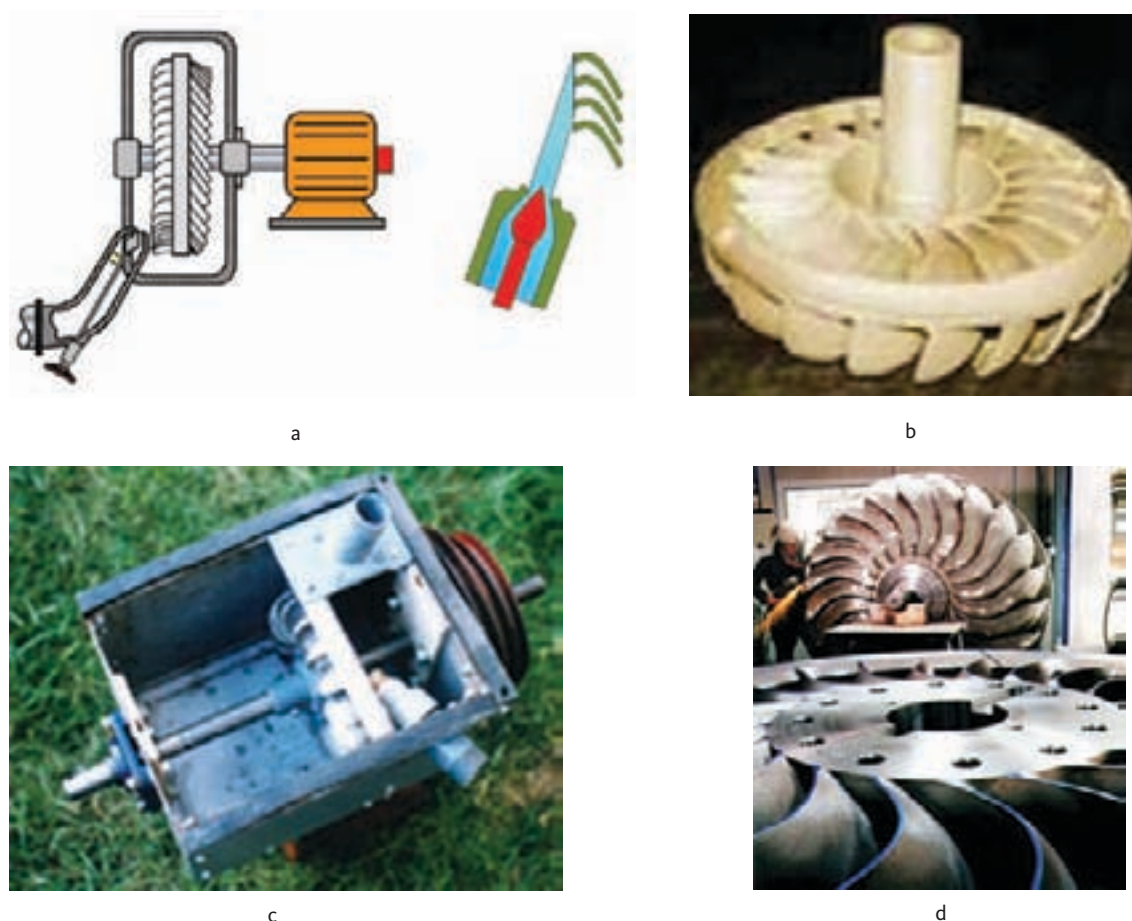


Figura 2.28 - Turbina turgo: (a) e (b) o jato incidindo no rotor; (c) arranjo geral de um grupo gerador com turbina turgo para π CH; (d) rotor construído em aço

TURBINA MICHELL BANKI

A turbina Michell Banki é de impulso, de fluxo cruzado, dotada de uma pá diretriz e um rotor em forma de cilindro formado por pás curvas fixadas em dois discos laterais acoplados a um eixo passante, apoiado em mancais instalados na carcaça.

O fluxo d'água oriundo da tubulação de adução é direcionado ao rotor por intermédio de uma pá diretriz e a água, após passar duas vezes pelas pás do rotor, escoar para um canal de fuga.

Essa turbina é utilizada para pequenos aproveitamentos hídricos em quedas de 1,5 a 80m e potências de até 2000 kW. Por ser uma turbina de ação ou de impulso apresenta ampla faixa de operação, com cargas variando de 20 a 100% da potência máxima, operando com altos rendimentos.

As obras civis para sua implantação são de fácil e rápida execução.

Na Figura 2.29, apresenta-se um esquema que mostra uma seção típica de uma turbina Michell Banki, com injetor tipo Osberger, detalhando os seus principais componentes, e fotos mostrando o grupo gerador equipado com esse tipo de turbina.

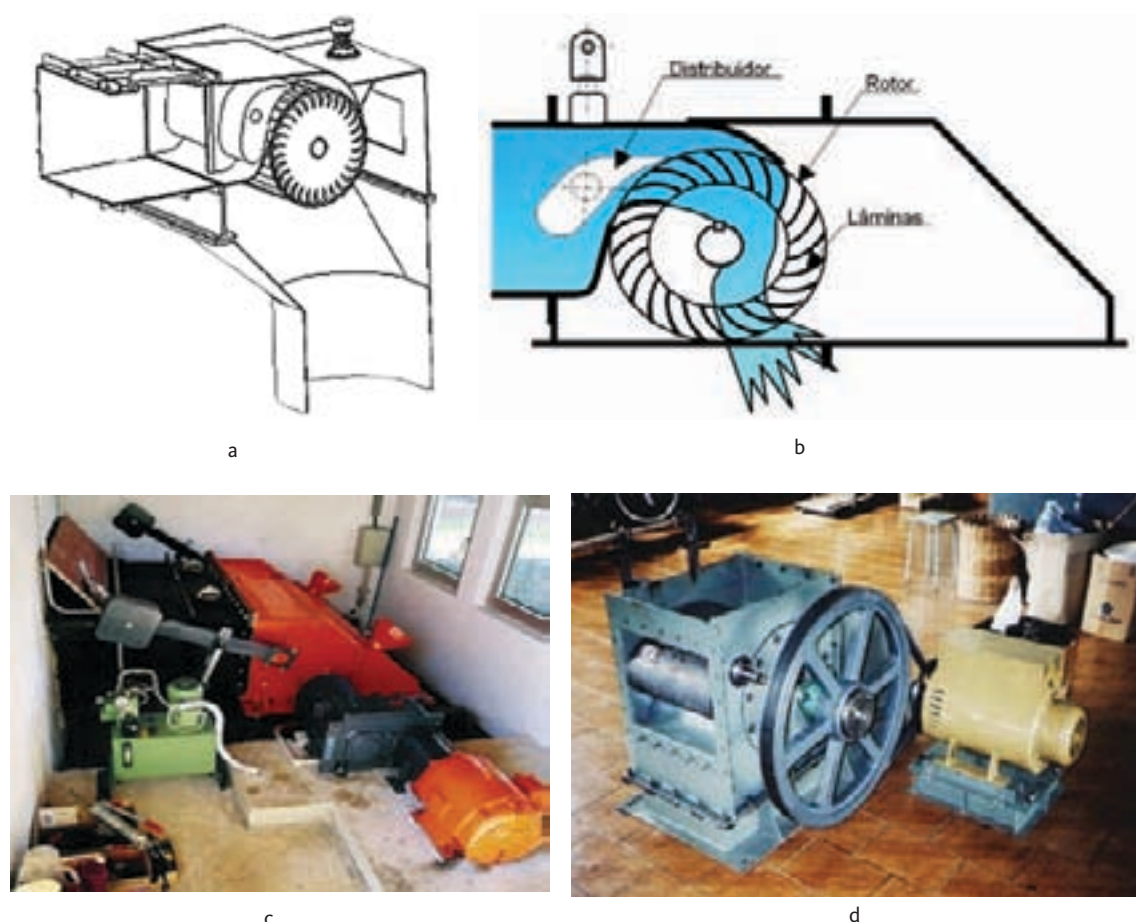


Figura 2.29 – Turbina Michell Banki: (a) esquema com os principais componentes; (b) vista em corte mostrando a trajetória da água; (c) conjunto de fabricação da Osberger; (d) conjunto desenvolvido no LHPCH – Unifei

RODA PELTON

São turbinas compostas por rotores do tipo Pelton, mas fabricados, com tecnologias rústicas, munidos de injetores que podem ser munidos ou não de agulhas do injetor. Normalmente não há regulação ou, quando é feita, faz-se manualmente. Quando o injetor não é munido de agulha, ele é denominado de “setia”.

Normalmente esse tipo de turbina vem com apenas um injetor e um rotor. Algumas vezes, para aumentar a sua capacidade de vazões os fabricantes costumam oferecê-las com dois rotores e um injetor em cada um deles. Como resultado há um aumento, injustificado, no custo e no tamanho do equipamento. Além disso, muitas vezes esse equipamentos são instalados em locais com quedas relativamente baixas, levando-se em conta que o rotor Pelton é adequado par altas quedas, o que resulta em baixas rotações da máquina, obrigando o uso de multiplicadores de velocidade (geralmente por correias), o que faz com a eficiência do conjunto diminua.

A Figura 2.30 apresenta exemplos de roda Pelton.

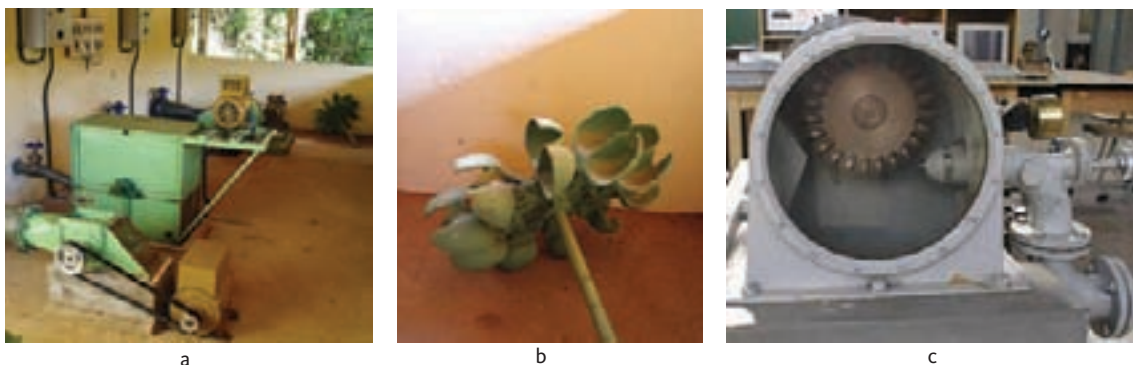


Figura 2.30 – Roda Pelton: (a) de fabricação Alterima (no primeiro plano: turbina Michel Banki); (b) rotor Pelton; (c) roda Pelton com vista ao rotor e injetor de operação manual

TURBINA INDALMA

Trata-se de uma turbina desenvolvida por um fabricante do interior do Pará, que pode ser classificada como sendo intermediária entre a centrípeta e axial. É uma turbina bastante rústica, desenvolvida empiricamente, mas que tem sido empregada com razoável êxito por seu fabricante, em diversas μ CH construídas na parte oriental da floresta amazônica.

A turbina é dotada de uma caixa espiral de seção transversal triangular. A água é aduzida a um rotor composto por duas seções distintas, na primeira o rotor tem suas pás de seção constantes curvadas e instaladas na direção radial. Ao alcançar o centro do rotor a água é levada à segunda seção, com as pás instaladas longitudinalmente ao eixo, onde, conseqüentemente ocorre o escoamento axial. Embora não se possa, tecnicamente, justificar qual seria o ganho desse traçado, em testes de bancada no LHCPH da Unifei, a turbina mostrou um comportamento compatível com sua classe de potência.

Na Figura 2.31 são apresentadas vistas lateral e frontal da turbina Indalma.

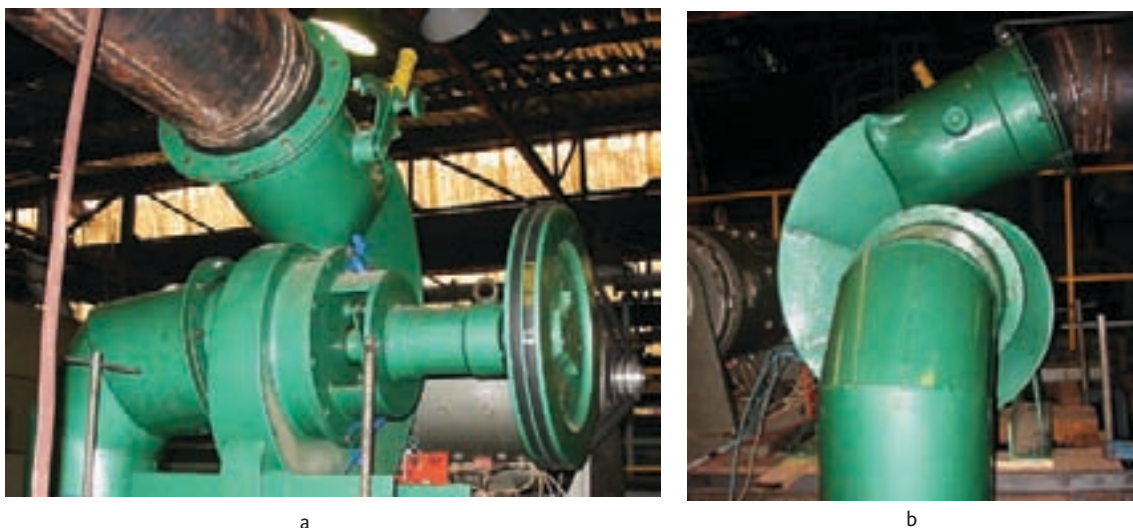


Figura 2.31 – Turbina Indalma: (a) vista lateral; (b) vista frontal

Um dos inconvenientes dessa turbina é que não dispõe de um sistema de pás diretrizes, obrigando o controle ser feito através de válvula borboleta posta na seção de entrada da caixa espiral.

TURBINAS COM CAIXA ESPIRAL FEITA PELO PROCESSO DO “BARRO PERDIDO”

Essa é outra tecnologia desenvolvida por outro fabricante da região amazônica. Na verdade trata-se de um processo de fabricação da turbina. Primeiro, fabrica-se o rotor. Esse tem uma aparência que lembra a turbina Francis. O rotor é montado em um molde de areia, onde são postas as pás de aço, com espessuras constantes, previamente curvadas em uma bancada. O anel e o cubo do rotor são fundidos em alumínio reciclados em uma fundição própria.

Feito o rotor, esse é posto no local da instalação, na posição vertical, onde previamente encontra-se instalado o tubo de sucção, em formato cônico reto. Após essa operação, a partir da seção do conduto forçado, constrói-se, com barro, uma espiral no entorno do rotor. Tal como em outras turbinas essa espiral tem seções variáveis, que decrescem ao longo do escoamento. A fase seguinte é fazer uma armação de ferro de construção acompanhando a espiral de barro. Isso feito, passa-se uma massa de concreto, com espessura adequada, no entorno da espiral. Finalmente, com o concreto já seco, abre-se a válvula borboleta do conduto forçado e faz com que a água circule pela espiral e rotor expulsando o “barro” no seu interior. Após essa operação o conjunto está pronto para funcionar.

A Figura 2.32 mostra a construção da caixa espiral pelo método “barro-perdido”.



Figura 2.32 – Construção da caixa espiral pelo método “barro-perdido”: (a) molde em barro com armadura de ferro; (b) turbina com a caixa espiral já concretada

Segundo o fabricante, esse processo tem sido aplicado, com sucesso, em várias instalações.

Um dos inconvenientes desse tipo de instalação é que não conta com um sistema de diretrizes para controle da vazão. Mas o baixo custo, a facilidade de operação e o acesso à tecnologia têm justificado o seu uso na região.

TURBINA HIDROCINÉTICA

A turbina hidrocínética é um equipamento mecânico que absorve parte da energia cinética (velocidade) do fluxo d’água através de um rotor hidrodinâmico ligado a um eixo conectado a um gerador, convertendo assim a energia hidráulica em energia elétrica. O rendimento da turbina hidrocínética depende do formato dos elementos da máquina como pás, cubo, tubo de revestimento, tubo de saída. Entretanto, como as turbinas hidrocínéticas são do tipo fluxo livre, segundo o princípio de Betz, a eficiência máxima teórica do rotor é de 56%. Levando em conta as demais perdas e transmissões energéticas existentes no sistema, em equipamentos já testados, constatou-se que os rendimentos totais são de 25%.

A potência de uma turbina hidrocinética é calculada pela expressão 2.3:

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v^3 \cdot C_h \cdot \eta_t \quad (\text{equação 2.3})$$

sendo;

P_t – potência no eixo da turbina (Watts);

S – área da seção transversal do rotor e perpendicular a direção do fluxo d'água (m^2);

v – velocidade do fluxo d'água medida a montante e distante do rotor duas vezes o seu diâmetro (m/s).

Observa-se que a potência da turbina hidrocinética varia com o cubo da velocidade do fluxo da água e com o quadrado do diâmetro do seu rotor.

Considerando: γ – peso específico da água ($9,81 \cdot 10^3 \text{ N/m}^3$); ρ – massa específica da água (1000 kg/m^3); C_h – coeficiente hidrodinâmico de potência do rotor tomado como sendo 0,981; η_t – rendimento esperado para turbina (25%); pode-se determinar a potência a ser gerada pela turbina hidrocinética em função da área de sua seção transversal, conforme mostrado na Figura 2.33.

Esse tipo de turbina é indicada para pequenas potências, da ordem de 1 a 5 kW, e é adequado para atendimento de pequenas comunidades isoladas. A instalação é geralmente executada em flutuantes e/ou em um sistema de vigas com contrapesos para permitir o seu posicionamento no leito do rio onde existe fluxo d'água com velocidade adequada.

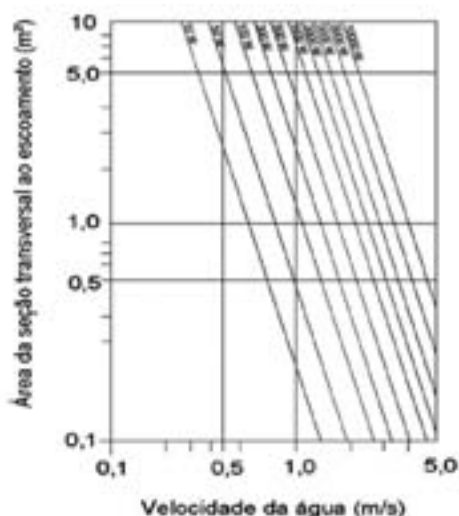


Figura 2.33 – Curvas de potência em função da velocidade e da área da seção transversal da turbina

♦ TIPOS DE TURBINAS HIDROGINÉTICAS

Nas últimas décadas houve diversos avanços no desenvolvimento de tecnologia para explorar esse tipo de opção de transformação.

Kahn et al. (2007) fazem uma revisão de sistemas de conversão de energia de correntes dos rios em alguma forma de energia aproveitável e apresentam diferentes tipos de turbinas hidrocinéticas. Os autores apresentam turbinas de eixo horizontal ou de fluxo axial (Figura 2.34), incluindo ainda as de eixo inclinado, e as formas de ancoragem flutuante e ancoragem rígida.

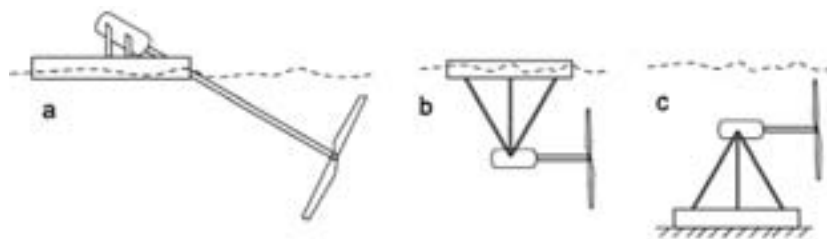


Figura 2.34 – Turbinas de eixo horizontal ou fluxo axial
Fonte: Khan et al. 2007, apud VanEls (2007)

Os modelos de turbinas de eixo vertical ou de fluxo cruzado são: a) in-plane; b) Darrieus; c) H-darrieus; d) Savonius; e) helicoidal ou Gorlov, conforme Figura 2.35.

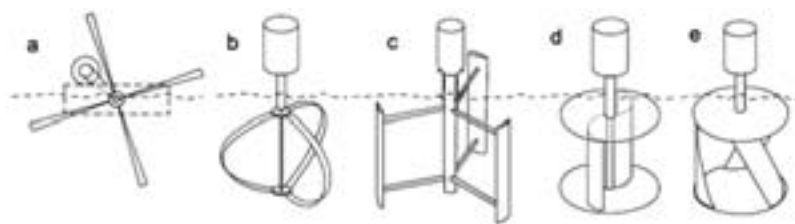


Figura 2.35 – Turbinas de eixo vertical ou fluxo cruzado
Fonte: Khan et al. 2007

Gorban et al. (2001) exploram os limites teóricos da eficiência de turbinas hidrocinéticas. A partir de uma dedução analítica baseada na modelagem de turbinas hidrocinéticas, um novo limite restritivo para os coeficientes de eficiência é apresentado.

Tiago Filho (2005) apresenta o estado da arte das turbinas hidrocinéticas desenvolvidas no Brasil. São descritas diversas máquinas experimentais de eixo vertical e horizontal projetados no Brasil, inclusive algumas tentativas experimentais com roda-d'água.

Cruz (2005) faz uma comparação entre as turbinas de eixo vertical e horizontal para rios da Amazônia com velocidades de 1,5 m/s, onde a máquina é montada sobre flutuantes. Sua análise, entretanto, se restringe a máquinas de eixo horizontal com uma hélice de 4 m. de diâmetro e máquinas de eixo vertical com um rotor de 1,2 m de diâmetro e 4 m. de altura. A turbina de eixo horizontal analisada por Cruz é baseada na proposta desenvolvida por Harwood (1985).

Els et al. (2003) descrevem uma turbina hidrocinética de eixo horizontal em um artigo onde é apresentado o desenvolvimento da primeira geração de turbina desenvolvida pela Universidade de Brasília (UnB) apropriada para a instalação em corredeiras em pequenos rios. A pesquisa foi executada no bioma Cerrado e os equipamentos foram dimensionados para rios com velocidades de 1,5 a 2 m/s, com poucos detritos. O artigo apresenta uma turbina experimental instalada em 1995 e em funcionamento até o presente momento, no município de Correntina – BA. A turbina desenvolvida traz como inovação a inclusão de um tubo de sucção e o sistema de fixação da turbina na margem do rio.

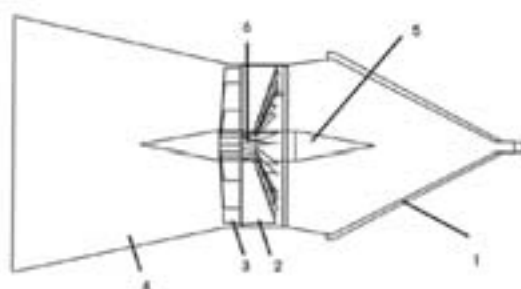


Figura 2.36 – Turbina G1

Els, Campos e Salomon (2004) apresentam uma segunda geração de turbina hidrocinética (G2) desenvolvida pela UnB em 2004, que foi projetada para trabalhar em rios com correntezas de até 2 m/s com uma limitação do tamanho da máquina a uma hélice com 2 m de diâmetro. Neste modelo o tamanho do tubo de sucção foi otimizado para aproveitar a máxima potência disponível, impondo como limitação o tamanho e peso do tubo. Outra inovação nesse modelo foi confeccionar a extremidade do tubo de sucção de forma oval, para assim minimizar a limitação de profundidade do rio.

A eficiência total da turbina G2, incluindo a limitação de Betz, ficou em 37%. Dessa geração de turbina, dois modelos foram desenvolvidos e testados em campo. O primeiro modelo tinha como sistema de fixação o mesmo princípio da primeira geração, com o sistema de fixação na margem. O segundo modelo foi desenvolvido para ser montado sobre flutuantes.

Este último modo de fixação foi uma evolução da proposta apresentada por Harwood e Maraes-Duzat (2004), que testaram este tipo de fixação em rios amazônicos.



- 1 – grade de proteção
- 2 – estator com pás diretrizes
- 3 – rotor
- 4 – tubo de sucção (difusor)
- 5 – cone de entrada e saída
- 6 – caixa de transmissão

Figura 2.37 – Turbina G2

Uma limitação na turbina G2 para o aproveitamento de toda energia disponível é imposto pela estrutura de fixação da turbina. Com a tecnologia atual de fabricação da montagem da estrutura de fixação da turbina, só é possível fabricar um conjunto turbina/fixação para gerar uma potência máxima de 2 kW em rios com velocidades de até 2 m/s. Além deste limite haverá necessidade de mudanças estruturais nesse conjunto, tornando a instalação economicamente não atrativa.

A turbina G2 foi projetada para atender requisitos de robustez e simplicidade do processo de fabricação. A proposta é que ela possa ser fabricada em indústrias de pequeno porte, sem grandes investimentos em tecnologias de fabricação mais sofisticados. Como resultado, obteve-se uma máquina que pode ser fabricada em qualquer microempresa de metalurgia com equipamentos básicos de soldagem, calandragem, torno e freza. A hélice é fabricada em fibra de vidro e o componente de maior complexidade de fabricação é o molde da hélice.

A desvantagem da turbina G2 é que o seu custo de fabricação não pode tirar proveito de procedimentos de fabricação que permitam obter economia de escala. Por isso, o custo de um equipamento depende basicamente do custo de mão-de-obra de um processo artesanal de fabricação. O preço unitário de uma turbina de potência máxima de 1KW é de R\$ 15.000,00. A turbina G2 foi patenteada pela UnB e a tecnologia atualmente encontra-se disponível para transferência para a indústria.

Com o intuito de desenvolver um produto que possa apresentar um preço de fabricação mais baixo e assim ser propício para o atendimento de comunidades isoladas, particularmente na região amazônica, foi iniciado em 2006 um projeto de pesquisa na UnB que desenvolveu uma terceira geração de turbina hidrocinética tal como mostrado na Figura 2.37 onde foi obtida uma significativa redução nos custos de fabricação.

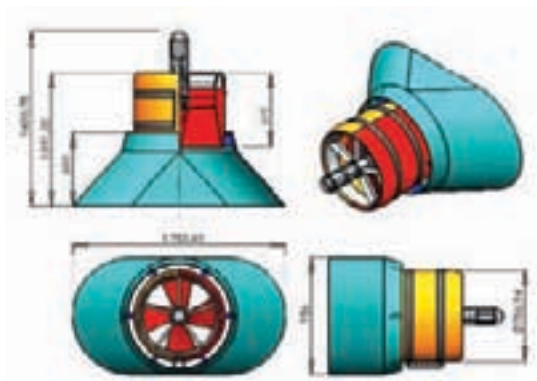


Figura 2.38 – Turbina G3

♦ INSTALAÇÃO DE TURBINAS HIDROcinÉTICAS

Sistemas de geração descentralizada de energia elétrica a partir de fontes renováveis de energia dependem essencialmente da disponibilidade da fonte de energia próximo ao local de consumo. No caso de aproveitamentos hidroenergéticos, a dificuldade consiste na determinação de possíveis sítios com características hidrológicas e físicas ideais para seu aproveitamento, e que estejam perto dos consumidores.

A presença de cachoeiras e corredeiras em rios já é uma indicação preliminar de um possível aproveitamento de energia cinética ou potencial nesses rios. O próximo item trata da determinação da escolha de sítios de aproveitamento de energia hidrocinética.

- ***Escolha de sítios***

Há três determinantes na escolha de sítios para aproveitamento hidrocínético: 1) o trecho do rio com maior potencial de energia cinética; 2) a proximidade do local de consumo e 3) a facilidade de acesso ao local de instalação.

O trecho do rio com maior potencial de energia cinética é o trecho que conjuga maior correnteza com maior profundidade e isso não é uma situação trivial, pois normalmente os trechos com maior correnteza costumam ser mais rasos. A distância entre o local de consumo e o sítio vai determinar o tipo de linha de transmissão a ser usado, e a facilidade de acesso vai determinar principalmente o modo de fixação do equipamento no rio. Assim, o equipamento pode ser afixado na margem do rio ou em cima de flutuantes. Outro fator importante na definição do modo de fixação é o regime do rio. A diferença entre nível máximo e mínimo das águas na época de cheia e de seca, junto com a presença de detritos, vai determinar a escolha do modo de fixação.

A avaliação do potencial de energia cinética é realizada por meio de medição de velocidade e profundidade dos trechos dos rios escolhidos. O equipamento para fazer a medição da velocidade do rio pode ser um flutuador em conjunto com trena e cronômetro, um molinete, ou um medidor eletrônico que usa o princípio do efeito doppler acústico. Estes equipamentos também são usados para fazer o levantamento de aproveitamentos hidroenergéticos convencionais. Neste caso usa-se a medida da velocidade junto com a área da secção transversal de um determinado rio para se obter a vazão do mesmo.

A escolha dos sítios para instalação de turbinas hidrocínéticas pode ser uma tarefa muito dispendiosa, pois requer um levantamento das condições do rio. Para fazer uma triagem dos pontos prováveis de instalação pode-se fazer uso de ferramentas geográficas computacionais que permitem a pré-seleção de sítios que atendam aos requisitos mínimos para instalação desse tipo de equipamentos.

Um Sistema de Informação Geográfica (SIG) permite fazer essa triagem, pois possibilita a sobreposição de planos de informação com dados do meio físico, socioeconômicos, infraestrutura social e produtiva num mesmo sistema, associando-os à localização geográfica. Assim, é possível visualizar os três determinantes na escolha do sítio no SIG. Barreto e Els (2003) desenvolveram uma metodologia para identificar os trechos dos rios com maior potencial para implantação de turbinas hidrocínéticas a partir da sobreposição da declividade do terreno com a hidrografia com o apoio de um SIG. Essa mesma metodologia foi usada por Felizola et al. (2006).

- ***Mecanismos de fixação e ancoragem***

A turbina pode ser instalada no rio de várias formas apoiada em uma estrutura de fixação. Em caso de rios estreitos ela pode ser fixada por um braço girante e pivotante e com um contrapeso na extremidade, permitindo, assim, levantar a turbina da água e girar seu corpo para a margem. Neste caso, o braço pode ser formado por uma peça de treliças ou perfil metálico, reforçado por cabos ou tirantes de aço.

O braço é apoiado numa base de sustentação na margem do rio. O acoplamento do braço com a base de apoio é realizado com uma junta articulada que permite que todo o braço gire apoiado na base e execute o movimento de levantar a turbina da água com a ajuda do contrapeso (Figura 2.39).

A função do braço é colocar a turbina no trecho certo do rio. Entretanto, a função do braço não é realizar esforço para manter a turbina no lugar contra a força da correnteza. Todo o esforço contra a força de arraste provocado pela correnteza das águas é suportado por um cabo de aço fixado na extremidade da turbina. Este cabo está preso num ponto ancorado a montante no próprio rio, ou num ponto distante na margem, permitindo o alinhamento da turbina com o fluxo da água.

Todo o esforço de fixação da turbina no rio é suportado basicamente por esse cabo, e é muito importante que o cabo esteja alinhado com o fluxo da água de forma a não transferir esforços para o braço. Além disso, o acoplamento da própria turbina com o braço, também é feito por meio de uma junta articulada construída com pelo menos dois graus de liberdade, permitindo assim o alinhamento da turbina com o fluxo da água sem transferir esforços mecânicos para o braço e a base de apoio.

A regulação da profundidade da turbina na água é realizada pelo próprio braço. Assim, pode-se acompanhar o aumento do nível do rio, posicionando a turbina ajustando a inclinação do braço. Para facilitar essa operação em situação normal e também para a retirada da turbina da água usa-se o apoio de uma talha.

Um dos itens críticos para a instalação da turbina dessa forma é o correto alinhamento da turbina na correnteza. Na Figura 2.40 mostra-se um desenho com os diversos componentes de força que atuam na estrutura. Um desalinhamento de α graus entre o cabo de aço e a direção da correnteza pode provocar uma força de $F_r \tan \alpha$. A força de arraste F_r de uma turbina com hélice de 1 m de diâmetro numa correnteza de 2 m/s pode constituir em uma carga relativamente alta.

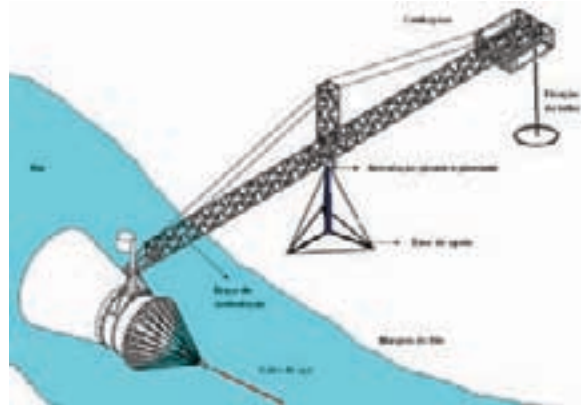


Figura 2.39 – Modo de fixação da turbina com braço

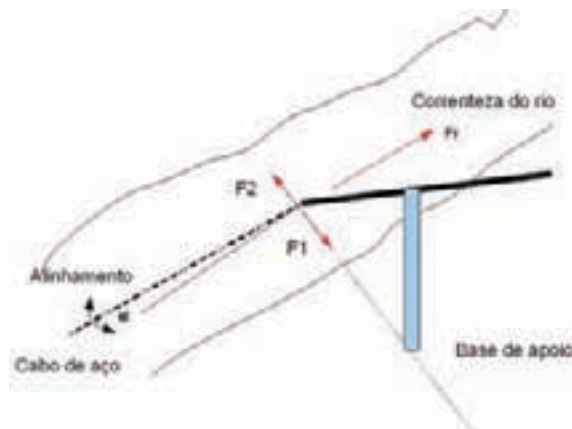


Figura 2.40 – Transferência de esforços para a base de apoio

Para rios largos, a estrutura de fixação pode ser montada em flutuadores ancorados no meio do rio conforme mostrado na Figura 2.41. Nessa concepção, a turbina é pendurada por meio de uma talha em um cavalete montado sobre os flutuadores. A talha tem a função de baixar e levantar a turbina

no leito do rio. A ancoragem de toda a estrutura é feita por meio de cabos de aço presos na alça de fixação da extremidade da turbina e nas alças de fixação da estrutura a um ponto de ancoragem a montante da turbina na margem ou no fundo do rio, conforme as possibilidades do local.

A vantagem de uma montagem dessa forma é que a turbina pode acompanhar o nível da água do rio sem a necessidade de intervenção manual. A talha tem aqui apenas a função de levantar toda a turbina fora da água para realização de serviços de manutenção.

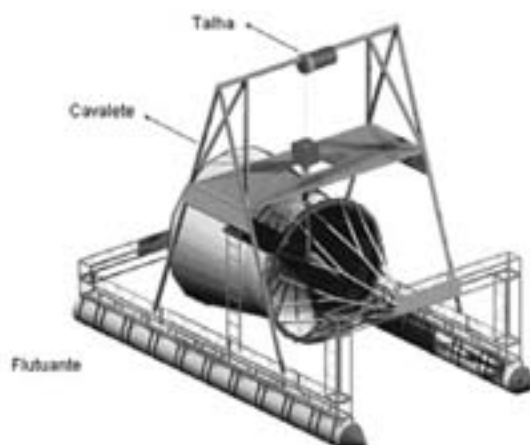


Figura 2.41 – Montagem tipo flutuante

Outra configuração para montar a turbina é em cima de uma estrutura tipo “ponte” sobre um rio. Nessa configuração, a ponte também é dotada de uma talha, que segura a turbina por meio de um cabo de aço, da mesma forma que o suporte sobre flutuantes, como mostrado na Figura 2.42.

A fixação da turbina também é realizada por meio de um cabo de aço afixado na alça, da mesma forma como as demais configurações. A preocupação com o alinhamento da turbina no leito do rio, nesse caso, também é importante para evitar um posicionamento torto da turbina.

Estes tipos de montagens da turbina hidrocinética podem todos ser classificados de ancoragem flutuante ou “*float mooring*” conforme a definição de Kahn et.al. (2007), pelo fato de a turbina poder acompanhar o regime do rio. A alternativa de ancoragem rígida ou “*rigid mooring*” não foi implementada, por significar um custo de ancoragem muitas vezes mais caro que o próprio preço da turbina.

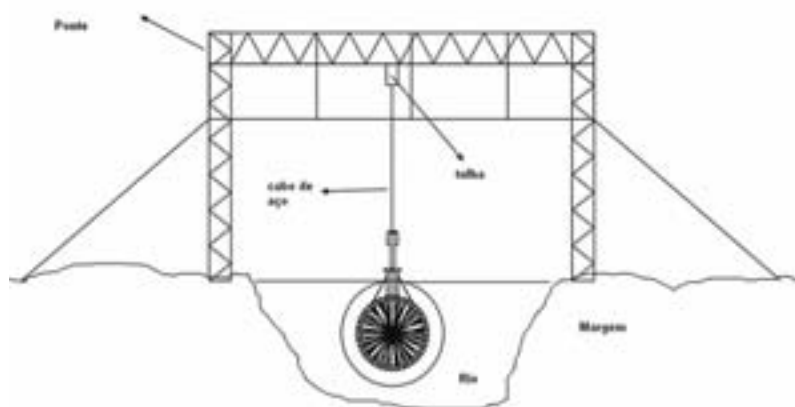


Figura 2.42 – Montagem tipo ponte

- **Transmissão e distribuição**

O transporte da energia gerada por longas distâncias pode encarecer muito o custo do empreendimento. O caso mais apropriado é quando a energia é transmitida para o consumidor na mesma tensão que é gerada pelo gerador da turbina. A turbina hidrocinética G2 foi dimensionada para acionar um gerador síncrono convencional operando em 110 ou 220 Volts AC.

A transmissão dessa energia na mesma tensão do gerador pode ter perdas significativas sobre longas distâncias. A regra prática é que a transmissão em 220V é viável até uma distância de 1 km.

Além dessa distância é aconselhável elevar a tensão por meio de um par de transformadores para minimizar as perdas e permitir o seu transporte aos locais de consumo mais distantes.

2.4.3 Campo de aplicação das turbinas hidráulicas

Devido às suas características operacionais algumas turbinas são mais adequadas para instalações onde poderá haver grandes variações de carga, porém há outras que apresentam um comportamento não muito bom para cargas variáveis. Por exemplo, conforme mostra a Figura 2.43, as turbinas Pelton (curva 5) e Kaplan (curva 4) mostram-se bastante adequadas para instalações onde haverá grandes variações de carga; as Francis (curvas 2 e 3) apresentam um comportamento mediano entre estes dois tipos e a hélice (curva 1). Já essa última quase que não admite variações da carga.

A Pelton (curva 5) apresenta uma ampla faixa de operação com altos rendimentos, operando com cargas variando de 20% a 100% da potência nominal. Essa performance deve-se a reduzidas perdas hidráulicas nos bicos injetores e nas conchas do rotor da turbina.

A Kaplan (curva 4), pelo fato de permitir a variação do ângulo de ataque do rotor conjugado com a abertura do distribuidor, controlados pelo regulador de velocidade da turbina, se adapta facilmente às variações de queda e vazão operando com altos rendimentos numa ampla faixa de operação situada entre 30% a 100% da potência máxima.

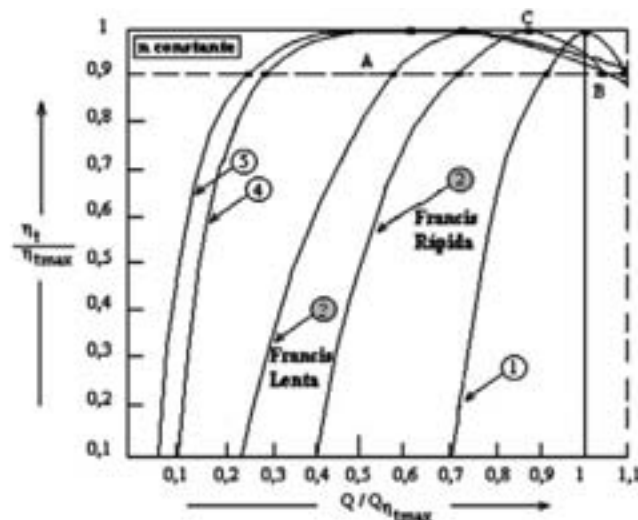


Figura 2.43 – Rendimento dos diferentes tipos de turbinas hidráulicas em função da variação da potência gerada (vazão)

As turbinas Francis (curvas 2 e 3) devem operar em uma faixa entre 60% a 100% da potência nominal de projeto, o que reduz sua flexibilidade operacional. Fora dessa faixa, ocorre redução

significativa do rendimento, com aparecimento de vibrações decorrentes de turbulências do fluxo d'água no rotor da turbina que se propagam por toda a estrutura da máquina, e a erosão nas pás do rotor, devido ao fenômeno da cavitação no escoamento da água no interior da máquina.

Além disso, cada tipo de turbina tem um campo de aplicação específico. Por exemplo: as turbinas Pelton, são mais adequadas para quedas relativamente altas e pequenas vazões. Já as Francis são máquinas mais adequadas para médias quedas e médias vazões e as hélice e Kaplan, em suas diferentes concepções, mostram-se adequadas às baixas quedas e grandes vazões.

Os gráficos das Figuras 2.44 e 2.45 apresentam os campos de aplicação das principais turbinas utilizadas em μ CH e mCH.

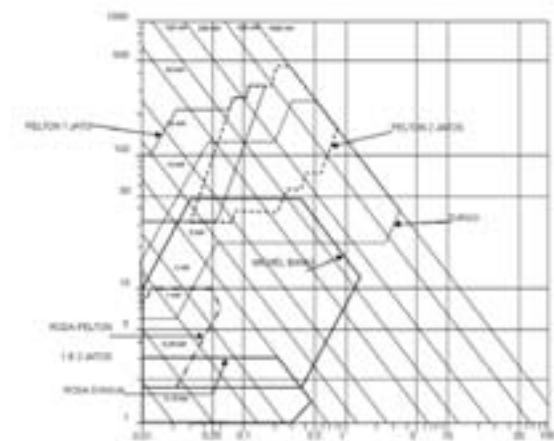


Figura 2.44 – Campo de aplicação das turbinas hidráulicas para π CH, μ CH e mCH

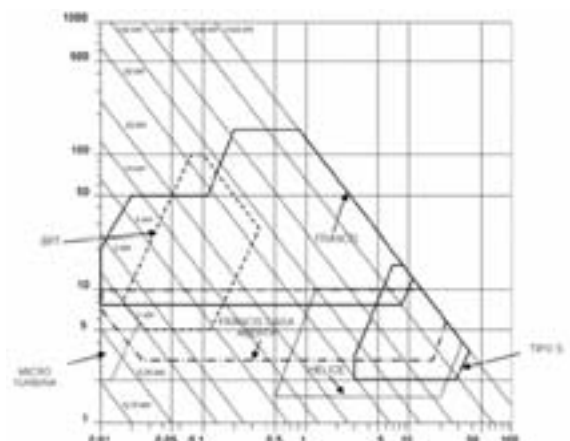


Figura 2.45 – Campo de aplicação das turbinas de reação para π CH, μ CH e mCH

2.4.4 Determinação do tipo de turbina

A questão se um determinado parâmetro, como queda e vazão, é grande ou pequeno, é relativo. Para verificar essa relatividade criaram-se grandezas específicas que, no caso das turbinas hidráulicas, é denominado de “rotação específica” que, em função das grandezas e unidades utilizadas na sua definição pode assumir diferentes valores.

A “rotação específica” pode ser obtida pela equação 2.4:

$$n_{qa} = 3 \cdot n \cdot \frac{Q^{1/2}}{H^{3/4}} \quad (\text{equação 2.4})$$

Onde: n é em [rpm]; Q em [m^3/s] e H em [m]

Em função desse número, através de levantamentos estatísticos em centrais hidrelétricas em todo mundo, levantaram-se diagramas que mostram os campos onde cada turbina, em função da sua rotação específica e queda, operam mais adequadamente. Um desses resultados é mostrado na Figura 2.46, que é denominado de diagrama de Cordier. A área hachurada entre as curvas (H versus n_{qa}) apresentadas no gráfico mostra os limites de aplicação de cada tipo de turbina.

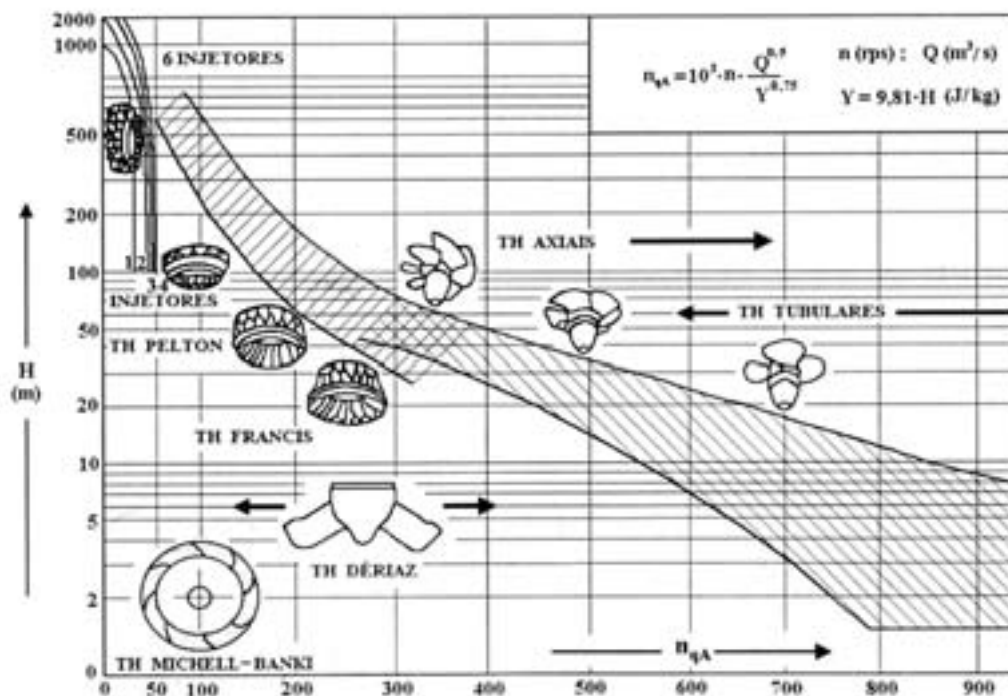


Figura 2.46 - Diagrama de Cordier: campo de aplicação dos diferentes tipos de turbinas, em função da rotação específica, n_{qa}, e altura da queda, em [m].

Fonte: Souza, 1999

A determinação da rotação específica é essencial no dimensionamento da unidade geradora, pois é através dela que se define o tipo da turbina, a geometria do rotor e a rotação, o que determina o número de pólos do gerador.

A escolha definitiva da turbina dar-se-á em função da rotação do gerador que, por sua vez deverá estar compatível com a frequência do sistema de transmissão.

A escolha definitiva do tipo de turbina dependerá da potência estabelecida para cada unidade geradora da usina em fase de projeto, o que possibilita a determinação da rotação da unidade geradora e conseqüentemente da rotação específica definitiva da turbina.

A integração da turbina com o gerador, para permitir a conversão de energia mecânica em energia elétrica, é obtida mediante a compatibilização do número de par de pólos do gerador – z_p, frequência do sistema elétrico – f [Hz] e rotação inicial da turbina – n₁ [rpm]. Como a frequência do sistema elétrico brasileiro é de 60 Hz, a rotação síncrona do gerador é determinada pela expressão:

$$n_1 = \frac{3600}{z_p} \quad (\text{equação 2.5})$$

A rotação específica efetiva n_{qa} é calculada pela expressão 2.6.

$$n_{qa} = 3 \cdot n \cdot \frac{Q^{1/2}}{H^{3/4}} \quad N[\text{rpm}], Q[\text{m}^3/\text{s}], H[\text{m}] \quad (\text{equação 2.6})$$

Essa rotação específica é a que vai definir o tipo de turbina a ser utilizado na usina em fase de projeto. A tabela 2.2 apresenta as faixas de rotações específicas para os diversos tipos de turbinas.

Tipo da turbina		Nqa mínimo	Nqa Máximo
Pelton de 1 jato	1 jato	4	30
	2 jatos	6	42
	3 jatos	7	51
Francis lenta	lenta	60	180
	normal	180	260
	rápida	260	350
Michell Banki		45	180
Axiais	hélice	260	800
	Kaplan	750	1000

Tabela 2.2 – Escolha do tipo de turbina

Em cálculos preliminares, pode-se estimar a rotação específica da turbina através de fórmulas empíricas, tais como as apresentadas na Tabela 2.3.

Rotor	Rotações específicas limites			
Francis	Para $5\text{m} \leq H \leq 45\text{m}$		Para $45\text{m} \leq H \leq 700$	
	$Nqa_{\text{Min}} = \frac{646}{H^{0,3626}}$	$Nqa_{\text{Max}} = 360$	$Nqa_{\text{Min}} = \frac{646}{H^{0,3626}}$	$Nqa_{\text{Max}} = \frac{3225}{H^{0,5710}}$
Axiais	Para $1\text{m} \leq H \leq 7\text{m}$		Para $7\text{m} \leq H \leq 70\text{m}$	
	$Nqa_{\text{Min}} = \frac{1000}{H^{0,3771}}$	$Nqa_{\text{Max}} = 1000$	$Nqa_{\text{Min}} = \frac{1000}{H^{0,3771}}$	$Nqa_{\text{Max}} = \frac{2615}{H^{0,4915}}$

Tabela 2.3 – Rotações específicas extremas

Para a escolha final da turbina far-se-á necessário determinar a altura máxima de sucção, com a qual a turbina pode trabalhar sem que ocorra cavitação, que pode ser feita através das seguintes expressões empíricas:

$$H_{s_{\text{MAX}}} = 10,333 - 0,00122 \cdot A - \sigma \cdot H \quad (\text{equação 2.7})$$

Onde A [m] é a altitude do nível da água do canal de fuga; σ é coeficiente de cavitação ou de Thoma, que é dado por:

Para turbina Francis

$$\sigma = 0,0245 \cdot \text{Exp}^{(0,00833 \cdot Nqa)} \quad (\text{equação 2.8})$$

Para turbina axial: hélice e Kaplan

$$\sigma = 1,266 \cdot 10^{-5} (Nqa)^{1,75} \quad (\text{equação 2.9})$$

A rotação a ser escolhida será aquela que resultar na melhor combinação: maior rotação e máxima altura de sucção.

Deve-se preferir definir as maiores rotações, pois o custo do gerador é diretamente proporcional ao número de par de pólos: quanto menor for a rotação do gerador, maior será o número de par de pólos e, conseqüentemente, maior será o custo.

Em se tratando de μCH e mCH de pequena potência, inferiores a 500 kW, recomenda-se que

a rotação mínima do gerador seja 900 rpm para as micro e 600 rpm para as minicentraís.

Caso se tenha de assumir rotações inferiores a esses valores para as turbinas, recomenda-se o uso de acoplamento por multiplicador de velocidade, por meio de polias e correia ou de engrenagens, entre a turbina e o gerador.

2.5 COMPONENTES ELETROMECAÂNICOS

2.5.1 Geradores elétricos

O gerador é o equipamento responsável pela segunda conversão de energia que ocorre em uma central hidrelétrica, que é a conversão da energia mecânica fornecida pela turbina em energia elétrica. A quase totalidade da energia elétrica produzida no Brasil e no mundo é gerada através dos geradores síncronos (Figura 2.47 (a)). Embora essas máquinas tenham experimentado uma grande evolução no que diz respeito às técnicas de projeto, materiais e sistemas de resfriamento, sua estrutura básica continua sendo a mesma do século retrasado, quando foi concebida.

Os geradores disponíveis no mercado brasileiro podem ser classificados basicamente em dois tipos: síncronos ou assíncronos.

Os geradores síncronos podem ser:

- ♦ Os de baixa velocidade que, normalmente são acionados por um motor ou por uma turbina hidráulica e se caracteriza fisicamente por ter pólos salientes, um grande diâmetro e pequeno comprimento axial (Figura 2.47 (b));
- ♦ Os de alta velocidade, também denominado de turbogerador, normalmente utilizado em centrais termoelétricas.

Observa-se que a máquina síncrona possui uma estreita relação entre sua velocidade de operação e a frequência da tensão gerada, relação essa que é função do número de pólos do gerador que, por sua vez, é uma característica construtiva.

Geradores com velocidade muito baixa exigem grandes números de pares de pólos, resultando em máquinas com dimensões maiores, o que aumentam os custos e são pouco aplicados em μ CH e mCH. No caso de haver impedimento de adequar a rotação da turbina com a rotação síncrona do gerador acostuma-se, em μ CH e mCH, especificar geradores no mínimo com 600 rpm.



a



b

Figura 2.47 – Gerador: (a) aspecto de um gerador síncrono de concepção antiga; (b) vista do rotor e extrator de um gerador de uma PCH

Para geração a 60 Hertz, e em função do número de pólos do gerador, chega-se às velocidades de operação indicadas na Tabela 2.4.

Frequência Hz	Número de pólos	Rotação do gerador rpm
60	2	3.600
	4	1.800
	6	1.200
	8	900
	10	720
	12	600

Tabela 2.4 – Velocidades de rotação em função do número de pares de pólos

Embora a tabela apresente as velocidades para máquinas de até 12 pólos, não pode ser aplicado em mCH e maior potência elétrica, sendo comum o uso destes geradores em μ CH. Isso se deve ao fato de o preço da máquina ser tanto maior quanto maior for o número de pares de pólos, custo esse que pode ficar proibitivo no caso de máquinas de rotação mais baixa e de menor potência. A Tabela 2.5 mostra a variação aproximada de peso e conseqüentemente custo da máquina em função de seu número de pares de pólos, tomando como base a máquina de 4 pólos (1.800 [rpm]).

Número de pólos	Rotação nominal rpm	Peso ou custo
4	1800	100 %
6	1200	230 %
8	900	350 %
10	720	500 %
12	600	580 %

Tabela 2.5 – Custo dos geradores síncronos em função do número de pares de pólos

De forma geral, para geradores de até 100 [kW] são utilizadas máquinas de 4 pólos, que são acopladas às turbinas através de correias e polias que fazem a multiplicação de velocidade, quando necessário. Já para máquinas maiores deverão ser utilizados multiplicadores de velocidade de engrenagens ou especificados geradores com velocidades nominais iguais às da turbina.

O número de pares de pólos do gerador é uma característica construtiva, e é definido no momento do projeto e construção da máquina, só podendo ser alterado mediante modificações nos enrolamentos da máquina. Isso posto, percebe-se pela equação anterior que a frequência da tensão gerada será proporcional à velocidade de rotação do gerador. Dessa forma, o gerador síncrono permite que a frequência da tensão gerada seja ajustada em qualquer valor desejado, dentro de sua faixa permissível, bastando para isso ajustar sua velocidade de operação. Por outro lado, para que a frequência da tensão gerada seja mantida em um valor constante, que é o que se deseja, é preciso manter constante a velocidade de acionamento, o que torna necessário o uso de reguladores de velocidade.

Em aproveitamentos com quedas muito baixas torna-se muito difícil assumir um a rotação síncrona para a turbina acima de 600 rpm. Neste caso, recomenda-se utilizar os multiplicadores de velocidade do tipo correia e polia ou caixa de transmissão mecânica. Entretanto o uso desses dispositivos resulta em perdas mecânicas e no aumento no trabalho de manutenção do grupo gerador.

O gráfico da Figura 2.48 mostra os geradores elétricos síncronos disponíveis no mercado em função da potência e do número de par de pólos (rotação síncrona).

As máquinas elétricas rotativas são máquinas reversíveis, ou seja, máquinas que podem operar tanto como gerador quanto como motor. O gerador síncrono que descrevemos anteriormente pode operar também como motor. Da mesma forma, as chamadas máquinas de indução, que são muito usadas como motores (mais de 90% dos motores elétricos são motores de indução) podem ser utilizadas como geradores, que são os chamados geradores assíncronos ou geradores de indução.

Comparativamente aos geradores síncronos, os geradores de indução apresentam a vantagem do custo bem menor, além da maior robustez. Como desvantagem pode-se citar a necessidade do uso de bancos de capacitores para excitação e a necessidade de um sistema de controle de velocidade mais sofisticado no caso de operação isolada.

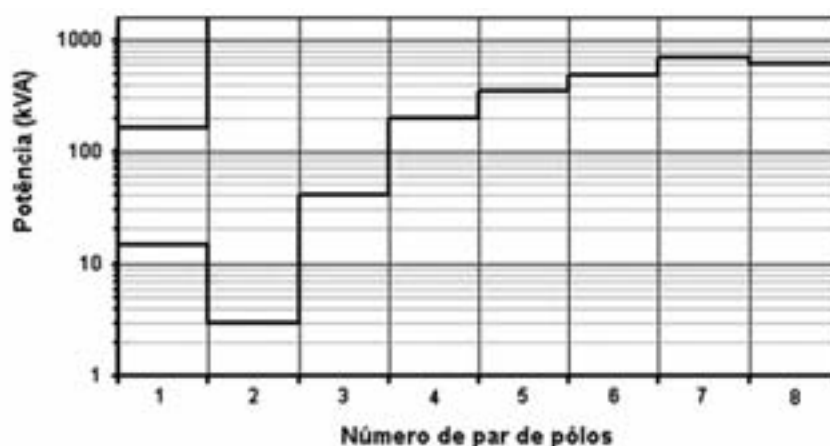


Figura 2.48– Potências disponíveis para μ CH e mCH de geradores síncronos em função do número de pares de pólos
Fonte: Tiago Filho (2003)

Outra opção possível é a utilização do gerador de corrente contínua, que historicamente foi o primeiro desses três tipos de máquinas a aparecer. O gerador de corrente contínua é a máquina mais cara das três e a que exige maior e mais cara manutenção. Sua utilização pode tornar-se viável no caso de centrais muito pequenas, da ordem de alguns poucos quilowatts, utilizadas para carregamento de baterias. Ainda assim, uma alternativa aos geradores de corrente contínua para essa aplicação é o uso de geradores síncronos associados a sistemas de retificação com diodos ou tiristores..

2.5.1.1 Especificação do gerador

Para especificação do gerador deverão ser considerados, no mínimo, os parâmetros mostrados a seguir.

POTÊNCIA NOMINAL

A potência nominal do gerador será definida em função da potência de eixo da turbina. Ela é dada em termos de potência aparente (kVA), e em sua definição deverão ser considerados o rendimento do próprio gerador e seu fator de potência nominal.

O gerador recebe uma potência mecânica do eixo da turbina e a transforma em uma potência elétrica ativa. A conversão não é total, já que existem perdas neste processo, representadas pelo

rendimento do gerador. O rendimento de qualquer máquina é dado pela relação entre o que a máquina fornece e o que ela solicita. Assim:

$$\eta_G = \frac{P_{el}}{P_{mec}} \quad (\text{equação 2.10})$$

Onde: η_G rendimento do gerador/

P_{el} potência elétrica ativa do gerador[kW]

P_{mec} potência mecânica da turbina[kW]

Como foi dito, a potência elétrica de placa do gerador é dada em termos de potência aparente, que está relacionada com a potência ativa através do fator de potência, conforme relação a seguir:

$$\cos \varphi = \frac{P_{el}}{S} \quad (\text{equação 2.11})$$

Onde: $\cos \Phi$ fator de potência do gerador/

P_{el} potência elétrica ativa do gerador[kW]

S potência elétrica aparente do gerador[kVA]

As máquinas síncronas possuem rendimentos elevados, superiores a 90%, mesmo para as máquinas menores. O fator de potência nominal pode variar entre 0,8 e 0,9, porém em máquinas para microcentrais é mais comum especificar fator de potência 0,8.

Se, por exemplo, a potência da turbina for de 100 kW, o rendimento do gerador for 90% e seu fator de potência nominal 0,8, a potência nominal do gerador será dada por:

$$\eta_G = \frac{P_{el}}{P_{mec}} \Rightarrow P_{el} = \eta_G \cdot P_{mec} = 0,9 \cdot 100 = 90 \text{ kW}$$

$$\cos \varphi = \frac{P_{el}}{S} \Rightarrow S = \frac{P_{el}}{\cos \varphi} = \frac{90}{0,8}$$

$$S = 112,5 \text{ kVA}$$

NÚMERO DE FASES

O número de fases do gerador será em função de sua potência nominal e do tipo de cargas a acionar. Os geradores de menor potência, até 5 [kVA], podem ser monofásicos, o que pode implicar em redução de custo das linhas de distribuição e transformadores, caso existentes. Se houver motores de indução a serem alimentados, seja qual for a potência do gerador ele deverá ser trifásico, de forma a permitir o uso de motores trifásicos que apresentam menor custo e melhor desempenho. Para potências acima de 5 [kVA] deverão ser utilizados geradores trifásicos.

FORMA DE CONEXÃO

Os geradores trifásicos poderão ser conectados em delta ou em estrela. A conexão estrela fornece um ponto de neutro e a possibilidade de duas tensões, uma entre fases e outra entre fases e neutro. Devido a essas características os geradores para micro e mini centrais hidrelétricas deverão ter conexão estrela.

TENSÃO NOMINAL

A tensão nominal do gerador deverá ser compatível com a tensão das cargas. Se não for utilizado transformador elevador os geradores deverão ser especificados com tensão nominal de 220 volts. Como eles terão conexão estrela, estarão disponíveis as tensões de 220 volts entre fases e de 127 volts entre fase e neutro.

ATERRAMENTO

Os geradores deverão ter conexão estrela que fornece um ponto de neutro. Este ponto de neutro deverá ser aterrado e, no caso dos geradores aqui considerados, o aterramento deverá ser do tipo sólido, ou seja, conexão direta do ponto de neutro do gerador ao eletrodo de aterramento.

ROTAÇÃO NOMINAL

A rotação nominal do gerador será determinada pela rotação da turbina. Para geradores na faixa de até 100 [kVA], em baixa tensão, as rotações nominais encontradas no mercado são de 3600 ou 1800 [rpm] (2 ou 4 pólos). Geradores com rotações mais baixas podem ser conseguidos, porém mediante consulta aos fabricantes e fabricação sob encomenda, o que faz com que o preço suba muito, tornando-os inviáveis. Nos casos em que a rotação da turbina for menor que 1800 [rpm], muito comuns nesta faixa de potência, o gerador deverá ter acoplamento indireto através de polias e correias que fazem a adequação de velocidades, valendo as observações anteriormente feitas a este respeito.

Quando ocorre uma rejeição de carga, estando o gerador trabalhando com potência nominal, a tendência é haver um aumento da velocidade de rotação do conjunto, que é a chamada velocidade de disparo. No caso de turbinas hidráulicas com queda entre 20 e 100 metros o gerador deverá suportar uma velocidade de disparo de 180%. Já no caso de turbinas para quedas abaixo de 20 metros, o gerador deverá suportar uma velocidade de disparo de 230%.

SISTEMA DE EXCITAÇÃO

Os geradores com potência de até 30 [kW] poderão ser do tipo autoregulado, que é uma opção de excitação que, apesar de ser mais rudimentar, apresenta desempenho satisfatório nesta faixa de potências e tem a vantagem do baixo custo. Para geradores de potências maiores torna-se interessante utilizar reguladores de tensão eletrônicos e geradores sem escovas.

2.5.1.2 Excitatriz e regulador de tensão

Um gerador elétrico produz eletricidade graças à interação de um campo magnético produzido em seu rotor, com os enrolamentos do estator. O responsável pelo fornecimento da energia necessária para produção desse campo magnético é o chamado “sistema de excitação”.

As máquinas de menor potência, mais simples e mais baratas, geralmente possuem excitação proporcionada por transformadores, enquanto que as máquinas de maior potência são geralmente do tipo sem escovas.

A tensão produzida pelo gerador será tanto maior quanto maior for a corrente de excitação, podendo ser superior ao valor suportável pela máquina e pelas cargas se a corrente de excitação for muito elevada. Desta forma é necessário prever um sistema de regulação de tensão, que ajuste a corrente de excitação de forma a manter a tensão gerada dentro dos valores limite,

superior e inferior. Nas máquinas de menor potência a regulação é obtida através dos próprios transformadores de excitação, enquanto que as máquinas maiores utilizam reguladores de tensão eletrônicos e excitatrizes rotativas, que são mais precisos, porém mais caros.

As excitatrizes rotativas podem ser do tipo máquina de corrente contínua ou do tipo máquina síncrona. As do tipo máquina de corrente contínua estão atualmente em desuso, porém ainda existem muitas centrais antigas que as utilizam. Na máquina de corrente contínua a tensão gerada aparece nas escovas do comutador, que são uma parte fixa da máquina. Como esta tensão deverá alimentar o campo da máquina síncrona principal, que está localizado no rotor, que é uma parte rotativa, é necessário utilizar anéis e escovas. A desvantagem deste tipo de excitatriz é a existência do comutador e escovas da máquina de corrente contínua, que sofrem desgaste acentuado e exigem freqüente manutenção. Outra desvantagem é a existência de anéis e escovas na máquina principal, que também exigem freqüente manutenção.

A outra opção para as excitatrizes rotativas, que são as máquinas síncronas, exige muito menos manutenção, devido ao fato de inexistirem anéis e escovas tanto na excitatriz como na máquina principal.

Os geradores síncronos necessitam produzir suas próprias excitações (Figura 2.49) ou recebê-las de um sistema dedicado (excitação estática). Atualmente, tem-se adotado a excitatriz estática do tipo “brushless”, cuja manutenção é quase nula.

Já em centrais de porte muito pequeno, como as picocentrals hidrelétricas (π CH), costuma-se utilizar geradores de corrente contínua ou os alternadores de ímãs permanentes, que podem ser com armadura rotativa ou com o campo rotativo, como os apresentados na Figura 2.49.

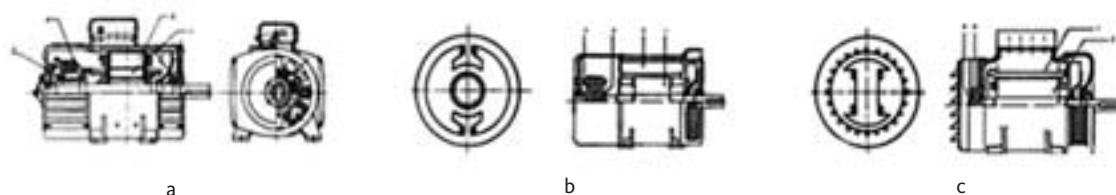


Figura 2.49 – Geradores elétricos para π CH e μ CH: (a) gerador de corrente contínua; (b) alternador com armadura rotativa; (c) alternador com campo rotativo

2.5.1.3 Reguladores de velocidade e sistemas de controle e automação

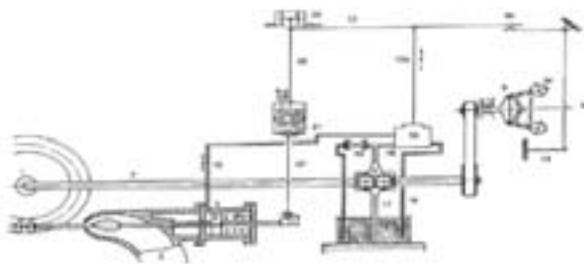
Os reguladores de velocidade, tradicionalmente, são fabricados do tipo óleo-hidráulico e fornecidos pelos próprios fabricantes da turbina (Figuras 2.50 (a) e 2.50 (b)). Mais recentemente também foram desenvolvidos reguladores eletrônicos de carga, muito utilizados em π CHs, que através de uma carga de lastro mantêm a freqüência da rede constante. A Figura 2.50 (c) apresenta um destes reguladores.

Em projetos mais recentes de centrais hidrelétricas, prevê-se a automatização parcial ou total da central.

A automatização em μ CH e mCH, basicamente, é composta por um CLP (Controlador Lógico Programável) cuja função lógica monitora a freqüência com a qual a energia está sendo gerada e comanda a ação do servomecanismo do regulador de velocidade de rotação do grupo gerador, além de comandar a sua partida e a parada que, por sua vez, também pode ser feita manualmente, por iniciativa do operador.



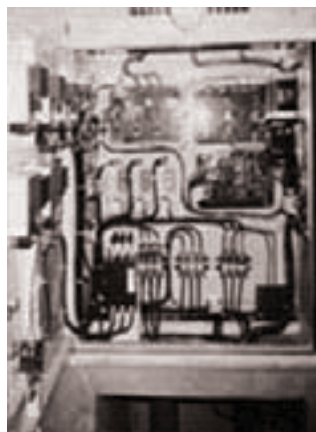
a



b



c



d



e

Figura 2.50 – Regulador de velocidade: (a) óleo hidráulico, para uma turbina Pelton; (b) esquema do circuito de um regulador óleo hidráulico para uma turbina Pelton; (c) painel de controle de uma π CH; (d) regulador eletrônico trifásico; (e) carga de lastro
Fonte: Manual OLADE (1992)

O CLP também pode ter outras funções, tais como atuar nos demais processos e sistemas da central, como na subestação, na tomada d'água, nos serviços auxiliares etc.

Além disso, esse tipo de sistema permite a implantação de um sistema de supervisão do grupo gerador, de forma a monitorar todos os parâmetros importantes da sua operação, como a vazão turbinada, a pressão na entrada da turbina, a potência gerada, a intensidade e tensão da corrente, temperatura dos mancais, posição de manobra das válvulas, dentre outros, sendo também um meio para o monitoramento remoto da central.

2.5.1.4 Disjuntor do gerador

Para conexão e desconexão do gerador às cargas ou ao sistema elétrico é necessário utilizar um dispositivo que é o “equipamento de manobra”, responsável pelo estado operacional do gerador (ligado ou desligado). Em centrais de pequeno porte normalmente são utilizados disjuntores de baixa tensão que associam o dispositivo de manobra (chave), aos dispositivos de proteção contra sobrecargas e curtos-circuitos. Esses disjuntores, além de permitirem a ligação e o desligamento manual do gerador, efetuam seu desligamento automático no caso de defeitos.

No caso de geradores pequenos, os disjuntores utilizados são os mesmos que se utiliza nos circuitos de distribuição residenciais ou no padrão de entrada da concessionária. Para geradores maiores são utilizados os disjuntores em caixa moldada, similares a esses primeiros, porém de correntes nominais mais elevadas e com proteção mais eficiente. Finalmente, para os maiores grupos geradores podem ser utilizados disjuntores a vácuo, associados a relés de

proteção externos. Esse último tipo de disjuntor, além de permitir o desligamento automático, pode também permitir o fechamento automático, no entanto é a opção de maior custo, não só devido ao próprio disjuntor, como também devido aos relés, transformadores de corrente e transformadores de potencial necessários.

2.5.2 Equipamentos de proteção

Os equipamentos de proteção de uma central são aqueles que monitoram seus parâmetros de funcionamento e promovem o acionamento de alarmes ou o desligamento no caso de problemas, falhas ou defeitos.

Mesmo no caso das menores centrais é necessário que existam dispositivos que promovam o desligamento do gerador em caso de sobrecarga ou curto-circuito, proteção essa que é proporcionada, conforme vimos no item anterior, pelo disjuntor de baixa tensão. Além disso, quando o gerador é desligado, a tendência do conjunto turbina/gerador é acelerar, podendo atingir velocidades proibitivas. Por esse motivo é preciso prever um dispositivo que promova o fechamento da água nestas situações, que poderá ser o regulador de velocidade, no caso de turbinas com distribuidor, ou a válvula de entrada, no caso de turbinas sem distribuidor, como as BFTs e as do tipo turbilhão.

Se a central possui linha de distribuição em média tensão, é interessante utilizar pára-raios de linha para proteção do gerador e demais equipamentos elétricos contra sobretensões.

À medida que cresce a potência da central, cresce também a complexidade do sistema de proteção a ser utilizado, que pode incluir proteções contra sobre e subtensão, sobre e subvelocidade (e/ou frequência), temperatura de mancais, temperatura de enrolamentos, entre outras.

2.5.3 Equipamentos de medição

Para que o operador da central possa saber se os equipamentos estão operando dentro de seus limites admissíveis é necessário que existam dispositivos que meçam e apresentem os valores dos diversos parâmetros operativos, chamados “equipamentos de medição”.

Em centrais de pequena potência é necessário utilizar, pelo menos, um voltímetro que permita a leitura da tensão gerada em cada fase, um amperímetro em cada uma das fases do gerador, e um freqüencímetro. Já em centrais maiores pode ser de interesse medir a corrente e a tensão de excitação, a velocidade do grupo gerador, e as temperaturas de mancais e enrolamentos.

Assim como no caso do sistema de proteção, a complexidade do sistema de medição será função do custo dos equipamentos a proteger.

2.5.4 Transformador elevador

Quando se efetua o transporte da energia elétrica através de fios ou cabos ocorrem perdas, que serão tanto maiores quanto maior for a corrente. Associada a essas perdas ocorre uma queda de tensão do circuito, que se for muito grande, poderá ocasionar o mau funcionamento da carga localizada no final da linha. Além disso, quanto maior a corrente, mais grosso (e mais caro) o fio ou cabo que se deve utilizar.

Uma forma de reduzir essas perdas é reduzir o valor da corrente, o que é possível aumentando o nível de tensão de distribuição. Para isso utiliza-se o chamado transformador elevador, que eleva o nível de tensão de geração para o nível de transmissão. Como exemplo, pode-se utilizar um transformador de relação de transformação 220/13800 volts. Nesse caso, a tensão gerada pelo gerador, no nível de 220 [V], será elevada pelo transformador para o nível de distribuição

de 13.800 volts. Da mesma forma que a tensão foi multiplicada por 62,7 vezes, a corrente será reduzida na mesma proporção. A corrente nominal de um gerador trifásico de 100 [kVA], por exemplo, que é de 262 [A], ficará reduzida para 4,18 [A] no lado de 13.800 [V] do transformador, o que fará com que as perdas e a bitola do cabo se reduzam bastante.

2.5.5 Linhas de distribuição

As características das linhas de distribuição de energia serão em função das características do gerador e da distância entre as cargas e o gerador. De forma geral, quando as distâncias forem inferiores a 500 metros, as cargas poderão ser atendidas na tensão de geração, sem utilizar transformadores. Para distâncias superiores a 500 metros, de forma geral, já se torna interessante a utilização de transformadores e linhas em média tensão. No caso de sistemas monofásicos, a linha de distribuição poderá ser constituída de um único condutor, realizando-se o retorno pela terra.

Para proteção do gerador contra sobretensões de origem atmosférica, no caso de sistemas sem transformador elevador, devem ser utilizados pára-raios de distribuição na linha e pára-raios especiais de 650 volts e capacitores de 1 [μ F] por fase entre os terminais do gerador e a terra. Já no caso de sistemas com transformador elevador é recomendável a instalação de pára-raios de linha apenas junto ao transformador, no lado secundário.

É importante lembrar que, quando se utiliza um transformador elevador, deverão ser utilizados um ou mais transformadores abaixadores, responsáveis por abaixar a tensão para níveis adequados.

2.6 ESCOLHA ESTRATÉGICA DE INSTALAÇÃO DA PLANTA DE GERAÇÃO

A decisão pela implantação ou não de uma planta de geração será em função das características do potencial e da comunidade envolvida. Devem ser analisados para isso diversos parâmetros tais como a existência do potencial hidráulico e sua adequação à demanda, custo adequado da energia, a qualificação e a disponibilidade de mão-de-obra para as obras civis e montagens eletromecânicas, a distância entre a planta e o centro de consumo, entre outros.

Nos itens a seguir serão discutidos estes parâmetros e analisada sua influência no processo decisório.

2.6.1 Custo da energia

A situação ideal, do ponto de vista do preço da energia, seria aquela na qual este preço fosse adequado à capacidade de pagamento da comunidade, quando então os consumidores teriam condições de arcar com os custos resultantes sem necessidade de qualquer subsídio, incentivo ou modelo de financiamento diferenciado para instalações produtoras e distribuidoras de energia elétrica. Em função da baixa renda destas comunidades, para que isso ocorra o custo da energia deveria ser muito baixo, e não o é. Na realidade o custo da energia elétrica para os consumidores destas comunidades, devido às dificuldades de atendimento e/ou custo do sistema, é, via de regra, mais elevado que aquele para um consumidor urbano, que está próximo das linhas existentes e normalmente é atendido pela energia gerada em grandes centrais, que produzem energia a um custo muito baixo devido à economia de escala.

A situação real, no caso de comunidades isoladas, é aquela na qual a tarifa de energia elétrica

atinge valores com os quais os consumidores não podem arcar, criando assim a necessidade de existência de subsídios e/ou de provimento de alguma fonte de renda adicional (normalmente associada ao uso de energia), que permita o aumento da capacidade de pagamento dos consumidores.

Rosa (2007) destaca que “a eletricidade, para os consumidores pobres, não substitui os combustíveis tradicionais para o aquecimento e a cocção, muitos deles preferindo, neste caso, os combustíveis tradicionais, mesmo aqueles com renda relativamente alta. A demanda rural por eletricidade é definida por uma série de fatores, todos incertos e dependentes de outros. O nível de renda familiar é o mais importante fator – é improvável que lares rurais gastem mais do que 5% de seu orçamento com eletricidade”.

Ainda, segundo Rosa (2007), “nos países em desenvolvimento os custos iniciais associados com a obtenção do acesso às modernas fontes de energia são, com frequência, proibitivamente altos para as populações rurais pobres, as quais também não têm acesso ao crédito. As taxas para conexão à rede podem variar entre 20 e 1.000 dólares, sistemas solares residenciais podem custar entre 500 e 1.000 dólares e a implantação de uma microrrede pode custar até dezenas de milhares de dólares para a comunidade. Há duas formas de lidar com os altos custos iniciais dos serviços de eletrificação rural – reduzindo os custos dos sistemas, por meio de inovações de projeto, e prover acesso ao crédito para o consumidor rural”.

Os gastos de moradores de comunidades isoladas para obter iluminação através do uso de velas, querosene e pilhas é bastante significativo e, além disso, estas opções para iluminação são rudimentares e desconfortáveis. A utilização de lâmpadas elétricas custa praticamente o mesmo, garante um iluminamento muito maior e é muito mais confortável e segura. O fornecimento de energia através da conexão ao sistema elétrico pode resultar, no entanto, em elevados custos de energia, tornando falsa a afirmativa anterior. Desta forma devem ser buscadas alternativas de melhor custo-benefício, entre as quais o atendimento através de microcentrais hidrelétricas, onde exista o potencial torna-se uma opção interessante, resultando em custos da ordem de US\$ 0,20 a US\$ 0,30 para o quilowatt/hora. Outra alternativa é o atendimento via extensão de rede, porém com a adequação do projeto às demandas individuais, que podem ser muito baixas em algumas comunidades, com valores entre 0,2 a 0,5 kW. Isto permite redução do custo total em função da redução de custos com cabos, transformadores, estruturas de suporte, entre outros.

Embora, de forma geral, haja necessidade de subsídios e/ou incentivos para viabilizar o atendimento de comunidades isoladas com baixo custo, algumas iniciativas privadas conseguiram obter sucesso neste tipo de atendimento, sem subsídios. No entanto estas iniciativas acabam por ser desestimuladas em função do ambiente regulatório que impede a distribuição de energia por outros que não a empresa que detém a concessão no local.

2.6.2 Adequação da potência instalada à demanda

A estimativa do consumo de energia elétrica e, conseqüentemente, a definição da potência a ser instalada é um aspecto técnico de extrema importância. Esta estimativa é complicada em qualquer situação, e mais difícil ainda no caso de consumidores novos, até então sem atendimento. É comum que uma estimativa inicial, realizada com base nas pretensões de utilização dos futuros consumidores, acabe ficando muito distante daquela observada na situação real, resultado das restrições da quantidade e da qualidade do atendimento e pela própria capacidade (ou incapacidade) de o consumidor pagar pela eletricidade consumida e/ou adquirir os equipamentos que pretendia inicialmente. Em regiões de vocação agrícola o atendimento de energia elétrica e o uso de equipamentos elétricos podem potencializar as atividades agroindustriais e comerciais,

aumentando seu volume e a produtividade. Desta forma ocorre um aumento do consumo, que gera renda e que acaba por induzir a um consumo ainda maior.

Diversos fatores influenciam na estimativa de consumo, entre os quais a qualidade de fornecimento, uma vez que os consumidores não se interessarão em investir em um equipamento qualquer sem que haja garantia de que ele poderá utilizá-lo quando necessário. Além disso, quando se faz a estimativa inicial pode-se admitir o uso de um determinado tipo de equipamento, no que diz respeito a seu desempenho, que não virá a ocorrer na situação real. Exemplo típico é o caso das lâmpadas. Pode-se realizar a estimativa admitindo o uso de lâmpadas de maior eficiência como as fluorescentes compactas, mas, em função do custo deste tipo de lâmpadas, a escolha final do consumidor pode recair sobre lâmpadas mais baratas e de menor eficiência e maior consumo, como as incandescentes.

De forma geral, excluindo as necessidades para aquecimento e cocção, que podem ser atendidas de outras formas como através de lenha e aquecedores solares, um montante de energia da ordem de 250 [kWh] por pessoa, por ano, pode ser suficiente para suprimento das aplicações essenciais e principais responsáveis pela promoção de conforto e qualidade de vida, como a iluminação, equipamentos de comunicação e refrigeração.

A determinação da potência e da energia necessária para abastecimento dos consumidores é um passo importante na fase de planejamento e projeto de pequenos aproveitamentos hidráulicos. A determinação desses valores é feita com base em um levantamento dos dados das cargas existentes ou daquela que os futuros consumidores pretendem instalar, embora a central não deva ser projetada considerando-se apenas a carga existente ou prevista para ser atendida de imediato. Deve-se considerar que a central será capaz de absorver o crescimento esperado do consumo dentro de sua vida útil ou até que seja possível outra filosofia para atendimento dos consumidores, como, por exemplo, a extensão de rede. A potência instalada de cada consumidor corresponderá à soma das potências unitárias de cada equipamento que ele pretende utilizar, sendo que essas potências unitárias podem ser obtidas na placa de características dos equipamentos ou podem ser determinadas com base em valores médios tabelados encontrados em livros e manuais. A energia necessária para suprimento das necessidades de cada consumidor será dada pelo somatório do produto entre a potência de cada carga e seu tempo de utilização.

Dentre os dois parâmetros considerados acima, potência e energia, de forma geral o quesito mais crítico é a demanda por potência, já que na grande maioria dos casos, quando esta é atendida, a quantidade de energia correspondente é muito superior às necessidades de consumo.

O atendimento de grandes demandas individuais através de pequenos aproveitamentos hidráulicos é muito oneroso, principalmente porque estas demandas elevadas geralmente têm períodos curtos de utilização, caso típico dos chuveiros elétricos. Nestes casos é necessário um grande investimento para disponibilizar a potência necessária para cada consumidor (da ordem de 4.000 watts), que será utilizada apenas durante os períodos de banho; no restante do tempo será utilizada apenas uma pequena fração desta potência. Outros equipamentos com estas mesmas características são os ferros de passar roupas, fornos de microondas e aqueles acionados por motores como trituradores, picadores e outros.

Como alternativa para aquecimento de água, poderão ser utilizados os aquecedores solares ou ainda aquecedores elétricos do tipo Boiller, que também utilizam resistências elétricas, porém de menor potência (da ordem de 500 a 1000 [W]), que reduzem a demanda de potência e permitem que a água de um reservatório seja aquecida durante o dia para utilização durante a noite. Já a alternativa para o caso de equipamentos como os trituradores, picadores e forrageiras é instalar

um destes equipamentos para uso compartilhado pelos moradores da comunidade.

Se por acaso for estimada uma demanda superior ao valor real ou necessário, ter-se-á como resultado o superdimensionamento do projeto como um todo, o que vai implicar em investimentos ociosos. Já a estimativa de uma demanda menor do que a real conduz à demanda reprimida e a solicitações acima da capacidade nominal de geração e, conseqüentemente, à deterioração da qualidade do fornecimento e envelhecimento precoce dos equipamentos.

É admissível um subdimensionamento nos casos em que não se disponha de imediato dos recursos para os investimentos necessários. Nestes casos o empreendedor, consciente desta limitação, deve dar prioridade às cargas essenciais e mais importantes do ponto de vista social e/ou àquelas que tragam maior retorno econômico, possibilitando assim a formação de uma poupança que será posteriormente utilizada na ampliação da central.

A determinação da potência necessária para atender o consumo dos consumidores é feita através das cargas elétricas horárias de todos os componentes da instalação. A maior carga horária encontrada, correspondente ao pico de consumo, corresponde à potência instalada da central.

A carga horária máxima é obtida distribuindo-se as potências de cada uma das cargas dos consumidores nas diversas horas em que, provavelmente, vão funcionar ao longo do dia, e somando a potência desses componentes para cada período horário de funcionamento, conforme será mostrado no exemplo apresentado no final deste capítulo.

Comparando a potência instalada com o potencial disponível, podem ocorrer três situações distintas, conforme descrito a seguir.

a) Potencial disponível maior que a potência instalada

Nestes casos o usuário poderá aproveitar todo o potencial disponível, obtendo sobra de energia, situação que só será interessante se houver possibilidade de venda deste excedente. Pode-se também, nesse caso, reduzir o potencial com a diminuição da vazão ou da altura de queda, ajustando-o ao valor da potência instalada. Tanto em um como em outro caso haverá redução no custo de instalação da central.

b) Potencial disponível igual à potência instalada

Este é o caso ideal, no qual todo o potencial pode ser aproveitado e toda a carga pode ser alimentada.

c) Potencial disponível menor que a potência instalada

Quando da ocorrência desta situação, e caso se tratar de centrais a fio d'água, ou seja, sem reservatório de acumulação, a única saída é racionar o consumo, ou ainda complementar a diferença com outro tipo de fonte, como por exemplo um grupo gerador diesel.

Em alguns casos, dependendo do número de consumidores, a diversidade do consumo permitirá o atendimento de todos os consumidores mesmo com um potencial menor que a potência instalada. No item a seguir será comentado o que vem a ser a diversidade do consumo.

Embora os diversos consumidores possam ter o mesmo tipo de equipamentos instalados em suas residências, isso não significa que todos vão utilizá-los simultaneamente. Por este motivo é possível atender adequadamente todos os consumidores mesmo com um potencial disponível menor que a potência instalada.

Quando se faz o levantamento da potência instalada considera-se a potência de cada um dos equipamentos de cada consumidor e o tempo e horário que estas cargas irão funcionar. Desta forma se, por exemplo, existirem apenas dois consumidores com potência instalada de 5 [kW] cada um, ambos poderão ser atendidos por uma central hidrelétrica com potência de 5 [kW], desde que eles não façam uso simultâneo de suas cargas, ou compartilhem o uso de cargas que

resultem em um total de 5 [kW]. Embora isso seja possível de ser realizado, não é uma situação muito prática, e com certeza os consumidores não ficarão satisfeitos com seu atendimento. Quando se vai aumentando o número de consumidores, no entanto, essa situação passa a ocorrer naturalmente. Caso existam 50 consumidores, por exemplo, e caso cada um deles possua uma geladeira, será muito rara a ocasião em que todas as geladeiras estejam funcionando simultaneamente. Existem diversas cargas que têm comportamento semelhante, e embora existam outras, como televisores e iluminação que, devido às suas características, apresentam maior possibilidade de utilização simultânea, no cômputo geral a potência a ser atendida em qualquer instante é sempre menor que o somatório da potência instalada.

Cabe ressaltar que, quanto maior o número de consumidores, maior será a diversidade de consumo e, portanto, maior a probabilidade de atendimento satisfatório com potencial disponível menor que a potência instalada.

A experiência tem mostrado que, no caso de microcentrais e para atendimento de algumas dezenas de consumidores, a disponibilização de uma potência de 400 watts por consumidor é suficiente para atendimento das necessidades básicas como iluminação, geladeira, televisor e outras cargas de pequena potência. Esta potência impede definitivamente o uso de chuveiros elétricos, mas, devido ao fator de diversidade, talvez possam ser utilizados ferros de passar roupa e microondas. Do ponto de vista da energia, esta potência de 400 watts, disponibilizada vinte e quatro horas por dia, corresponde a uma quantidade de energia suficiente para atendimento adequado mensal dada por:

$$E = 24 \cdot 30 \cdot 400 = 28800 \text{ Wh ou } E = 288 \text{ kWh}$$

Essa energia, conforme comentado anteriormente, tem valor superior ao valor médio utilizado em domicílios rurais.

2.6.3 Obras e equipamentos

As centrais hidrelétricas são baseadas na transformação de energia potencial de uma queda d'água em eletricidade. As turbinas podem ter baixas potências da ordem de algumas dezenas de watts, caso em que se adéquam ao suprimento de necessidades individuais e familiares, até potências centenas de watts, adequadas ao suprimento de comunidades com diversos consumidores.

De forma geral os equipamentos utilizados em micro e minicentrais hidrelétricas são simples e robustos, de fácil operação e manutenção. Os geradores utilizados são do mesmo tipo daqueles utilizados em outras opções de geração, como por exemplo os grupos geradores diesel, apresentando portanto as mesmas características no que diz respeito à operação e manutenção. Já as turbinas hidráulicas são de constituição muito mais simples que um motor diesel.

A operação de um grupo gerador hidráulico de pequeno porte exige apenas a abertura da válvula de entrada da turbina e o fechamento da chave elétrica de conexão do gerador às cargas. Embora exista um risco associado devido ao fato de se lidar com peças girantes e com a eletricidade, um treinamento sucinto e de curta duração é suficiente para preparar pessoas da própria comunidade a ser atendida para operação da central.

Da mesma forma as atividades de manutenção exigidas são pouco freqüentes e resumem-se à substituição de lubrificantes e troca de peças desgastadas, principalmente rolamentos e correias. Por este motivo, e também neste caso, pessoas da própria comunidade poderão executar os trabalhos de manutenção, bastando que tenham um treinamento rápido. Desde que possível, deve-se dar preferência à utilização de pessoa ou pessoas que já tenham alguma habilidade ou

prática neste tipo de serviço como, por exemplo, um mecânico ou operador de equipamentos agrícolas.

Quanto à questão da operação e manutenção, portanto, não existe nenhuma dificuldade nem há nenhuma limitação para utilização de micro e minicentraís hidrelétricas para suprimento de energia elétrica em comunidades isoladas.

Do ponto de vista da construção, as centrais muito pequenas, da ordem de algumas dezenas de watts, podem ser construídas utilizando mão-de-obra e materiais de construção locais, e não exigem serviços de engenharia. As estruturas são extremamente simples e de pequena dimensão e, em muitos casos, não são necessárias barragem, tubulação ou casa de máquinas. Nestes casos não há nenhuma dificuldade ou limitação para a construção, no entanto há dificuldades para o fornecimento do grupo gerador com prazos aceitáveis e preços justos.

Já no caso de centrais maiores, da ordem de centenas de watts, o cenário é um pouco diferente, já que as estruturas necessárias são mais complexas e maiores. Já é necessário serviço de engenharia e profissionais mais especializados para a construção. Na Região Norte, existem fabricantes de turbinas que utilizam tecnologia simples, porém adequada às especificidades da região, e que têm condições de, também, prestar serviço para elaboração das obras civis e montagens eletromecânicas.

2.6.4 Distância gerador/carga

Para que sejam competitivas com a extensão de rede as micro e minicentraís devem estar localizadas próximo dos consumidores. Como elas dependem da existência do potencial hidráulico, se este se localizar distante dos consumidores o atendimento se torna inviável.

Se a distância é pequena, da ordem de até 1.000 [m], o atendimento pode ser feito em baixa tensão já que, embora a bitola dos cabos deva ser maior, o custo resulta menor e as perdas se mantêm em patamares admissíveis. No caso de distâncias maiores que 1.000 [m], no entanto, o uso de transformadores elevadores se torna interessante. Os transformadores elevadores são máquinas de rendimento muito elevado, que permitem que a tensão seja elevada ou reduzida. Como a potência é o resultado do produto entre tensão e corrente, para uma mesma potência quanto maior a tensão menor será a corrente. Correntes menores exigem condutores de menor bitola (mais finos) que são mais baratos e pesam menos, permitindo economia também nas estruturas de suporte como postes e cruzetas. Além disso, as perdas são também função da corrente, e, de forma geral, menores correntes implicam em menores perdas.

A distância máxima citada é um valor aproximado e que sofre influência da potência a ser conduzida. Potências menores (menores correntes) podem viabilizar distâncias maiores, enquanto que a recíproca também é verdadeira, ou seja, potências e correntes elevadas podem implicar na necessidade de elevação de tensão mesmo para o caso de distâncias mais curtas. De qualquer forma, a opção pela elevação de tensão deve ser analisada em função do resultado de uma análise de custo comparativa entre a distribuição em baixa tensão, na qual os cabos grossos custarão caro, porém haverá economia pela não utilização de transformadores, e a distribuição em média tensão na qual se economiza nos cabos e estruturas, porém se gasta em transformadores. Deve ser lembrado que sempre que se utiliza um transformador elevador devem ser utilizados um ou mais transformadores abaixadores para alimentação das cargas. Os transformadores abaixadores rebaixam a tensão do nível de distribuição (por exemplo 13,8 [kV]) para os níveis de utilização, normalmente 220/127 [V] ou 380/220 [V], no caso de sistemas trifásicos, ou 240/120 [V] ou 220/110 [V] no caso de sistemas monofásicos. Os ramais de baixa tensão, neste caso, devem ter

comprimentos da ordem de até 500 [m], com o transformador abaixador colocado no centro geométrico do circuito ou, melhor ainda, no centro de cargas do circuito, que considera tanto a distância quanto a distribuição das cargas no ramal.

Quando se utilizam transformadores elevadores o comprimento do ramal de média tensão pode ser bastante grande, da ordem de vários quilômetros. O custo de um ramal deste tipo não é pequeno, principalmente se houver cargas distribuídas ao longo dele, caso em que será preciso instalar transformadores abaixadores e ramais de baixa tensão. O custo, apenas do ramal de média tensão é da ordem de R\$ 20.000,00 a R\$ 30.000,00 por quilômetro. Este custo, somado ao custo de construção da central, da ordem de R\$ 5.000,00 a R\$ 6.000,00 por quilowatt instalado pode inviabilizar o atendimento. Se as distâncias entre a central e os consumidores e entre a extremidade do sistema de potência mais próximo e este último forem iguais, a escolha recairá obrigatoriamente sobre a extensão de rede. Se o somatório do custo da central mais o custo da minirrede for igual ao custo da extensão de rede, a escolha recairá sobre esta última opção. Mesmo nos casos em que a extensão de rede tenha valor superior ao do atendimento com minirredes deverá ser dada preferência à extensão de rede, uma vez que esta é mais confiável e mais flexível do ponto de vista de atendimento de demandas instantâneas e do aumento da demanda e/ou do número de consumidores.

3 Estudos Hidroenergéticos

3.1 INTRODUÇÃO

A queda, ou o desnível da central é determinado pelo estudo topográfico entre a altura da barragem e o posicionamento da casa de máquinas. Pela definição a queda disponível da central será a diferença entre as cotas do nível da soleira do vertedor e do nível da água no canal de fuga.

Já para a vazão de projeto, ou seja, aquela que será efetivamente turbinada pela central, deve-se realizar o estudo hidrológico do curso d'água onde será implantada a central, a sua determinação não é trivial, visto que a vazão de um curso d'água sofre grandes variações ao longo do ano. A fixação do seu valor depende de múltiplos fatores, entre os quais se destacam a área de drenagem do curso d'água, as condições climáticas existentes, a topografia do terreno e as características geológicas da bacia.

As medidas ocasionais de vazão são referências importantes que devem ser levadas em conta, mas que por si só não são suficientes para informar os valores máximos, mínimos e médios da vazão para aquele curso d'água.

A potência a ser instalada e a energia a ser gerada pela central é em função de definição correta da queda e da vazão e projeto.

Além disso, esses parâmetros são fundamentais para o dimensionamento dos órgãos condutores da água dos grupos geradores. Sendo que para o dimensionamento dos diversos outros componentes da central, tais como: vertedor, bacia de dissipação, canal para o desvio das obras durante a construção, deve-se determinar os valores de outras vazões, tais como: a vazão de desvio, a vazão de cheia máxima, a vazão mínima ou de estiagem e a relação cota descarga a jusante da central. E quem vai definir essas grandezas é o estudo hidrológico, conforme visto a seguir.

3.2 ESTUDOS HIDROLÓGICOS

A vazão em um curso d'água passa por grandes variações sazonais e aleatórias. Por isso o seu conhecimento é imprescindível para um projeto de sucesso. Durante um estudo hidrológico devem ser determinados diversos valores de vazão que serão de interesse. Alguns desses valores estão relacionados com a quantidade de energia que pode ser gerada, enquanto outros estão diretamente ligados com a segurança, com o meio ambiente e a operação da unidade.

Como a vazão é um fenômeno aleatório o seu estudo pode ser efetuado usando técnicas estatísticas baseadas em registros das medidas de vazão que são diretamente realizadas nos postos fluviométricos. No Brasil, existem mais de 4.000 postos fluviométricos em operação e a centralização dessas informações está sob a responsabilidade da Agência Nacional de Águas.

Outra opção para a realização deste estudo é a utilização dos modelos chuva-vazão, baseados nos

registros de precipitação efetuados pelas estações pluviométricas. Essa técnica pode ser usada para os casos onde os registros de vazão são escassos, duvidosos ou inexistentes. A precisão alcançada pelos resultados depende da exatidão do modelo e do correto ajuste de seus parâmetros. Deve-se procurar sempre utilizar as informações e dados sobre as medidas de vazão, sendo os modelos chuva-vazão utilizados somente na falta desses.

3.2.1 Postos fluviométricos

As vazões dos cursos d'água são registradas usando-se as medidas obtidas pelos postos fluviométricos. Esses postos são compostos por um jogo de réguas linimétricas instaladas em um local adequado de forma a obter uma relação bem conhecida entre o nível d'água e a vazão, conhecida como “Curva-Chave” da seção. Que é obtida mediante a interpolação de medições de níveis d'água e de vazões, envolvendo períodos de estiagem e de águas altas. Geralmente ajusta-se a uma equação do tipo potencial ou funções do tipo polinomial de até terceiro grau.

Os postos fluviométricos devem ser regularmente calibrados, ou seja, a sua curva-chave deve ser conferida, pois podem ocorrer alterações no leito do rio que modificam o comportamento da função que relaciona a vazão com o nível da água na seção de medição, onde são instaladas as réguas, que são as referências de nível e os demais equipamentos. No caso de um posto convencional, as leituras do nível devem ser efetuadas pelo observador sempre no mesmo horário, adotando-se normalmente uma leitura às 7h00 e outra às 17h00. Os dados são anotados e posteriormente enviados ou coletados para análise e registro em arquivo. Também existem postos fluviométricos que fazem medidas automáticas do nível e enviam os dados para o processamento em tempo quase real, que são os chamados postos fluviométricos telemetrizados.

Com os valores das leituras diárias, através da Curva Chave, são obtidas as vazões médias diárias do posto. O resultado é disponibilizado em forma de planilhas que fornecem as vazões: médias diárias, médias mensais, média anuais, a média de longo termo, tal como mostrado no exemplo da Tabela 3.1, que fornece as vazões médias diárias do posto fluviométrico da Fazenda da Guarda. Desta tabela é possível calcular a série das vazões médias mensais, que são utilizadas para levantar a curva de permanência e desta a vazão ótima de projeto. Também desta série de

Posto fluviométrico Fazenda da Guarda - 61250000 - Vazões médias diárias (m³/s)												
Ano	Mês/dia	1	2	3	4	...	26	27	28	29	30	31
1934	9						2,72	2,17	2,04	2,04	1,91	
1934	10	1,65	1,52	1,39	1,39		1,27	1,27	1,65	1,65	1,65	1,65
1934	11	1,39	1,14	1,14	1,14		1,65	4,16	4,75	4,75	5,21	
1935	5	6,61	6,61	6,30	5,52	.	2,17	3,57	3,43	3,14	3,14	3,00
1935	6					.	2,86	3,28	2,58	2,44	2,17	
						.						
2002	11	1,91	1,78	1,78	2,04		2,17	2,72	3,14	2,17	2,17	
2002	12	2,24	2,51	3,00	3,28		3,14	2,04	2,72	2,72	2,72	4,60
2003	1	3,57	3,00	2,86	3,72		5,98	4,91	6,93	6,46	6,06	7,58
2003	2	6,46	5,91	5,21	4,98		3,86	3,79	3,57			
2003	3	3,57	3,57	3,57	4,01		4,16	4,01	5,67	4,45	4,16	4,01
2003	4	2,58	2,58	2,58	2,58	...	2,31	2,31	2,31	2,31	2,31	

Tabela 3.1 – Exemplo de um registro de vazões médias diárias

dados são obtidas as vazões médias de longo termo, que é o valor médio de toda a série. A Tabela 3.1 apresenta os valores da vazão máxima diária e da vazão média de longo termo.

3.2.2 Fluviograma

Um fluviograma é o gráfico que representa as vazões em uma determinada seção transversal de um curso d'água. O fluviograma é o gráfico que melhor representa, sob o aspecto visual, o comportamento variável e aleatório das vazões passadas. A Figura 3.1 apresenta o fluviograma das vazões médias mensais para os dados do posto fluviométrico da tabela mostrada acima.

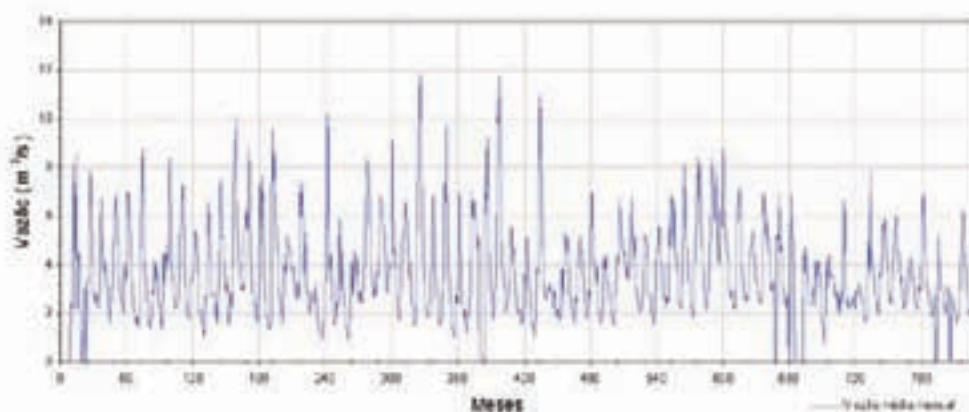


Figura 3.1 – Fluviograma de vazões médias mensais.

3.2.3 Tratamento estatístico das vazões

Operar diretamente com essa grande quantidade de dados torna o trabalho difícil, e por esse motivo são usados tratamentos estatísticos. São geradas tabelas com médias diárias, mensais, e anuais, extraídos os valores máximos e mínimos de vazão para cada período, e os desvios são calculados. Os principais resultados que podem ser obtidos são:

- a) curva de duração de vazões;
- b) curva das vazões máximas;
- c) curva das vazões mínimas.

3.2.4 Curva de duração

A curva de duração de vazões é na realidade um histograma de freqüências percentuais acumuladas, que também é conhecida como curva de permanência. Ela representa de forma compacta e elegante todos os dados históricos de vazão de um determinado local.

A curva de duração pode ser construída utilizando como base de dados as vazões médias diárias, as médias mensais ou as médias anuais. O mais comum é trabalhar com as curvas de duração das vazões médias mensais. Existem ferramentas computacionais que facilitam muito o trabalho com esses dados estatísticos como por exemplo a função Percentil do Excel. A Figura 3.2, a seguir, mostra a curva de duração para um posto fluviométrico.

Da curva de duração das vazões podem ser extraídos os valores da vazão média, mínima e máxima para o conjunto de dados utilizado. Ela também fornece a porcentagem de tempo para a qual um determinado valor de vazão é excedido. Um valor usual é a vazão firme Q_{95} , ou seja, a vazão com duração de 95% do tempo. Observa-se que a vazão a 50% do tempo, Q_{50} , é diferente

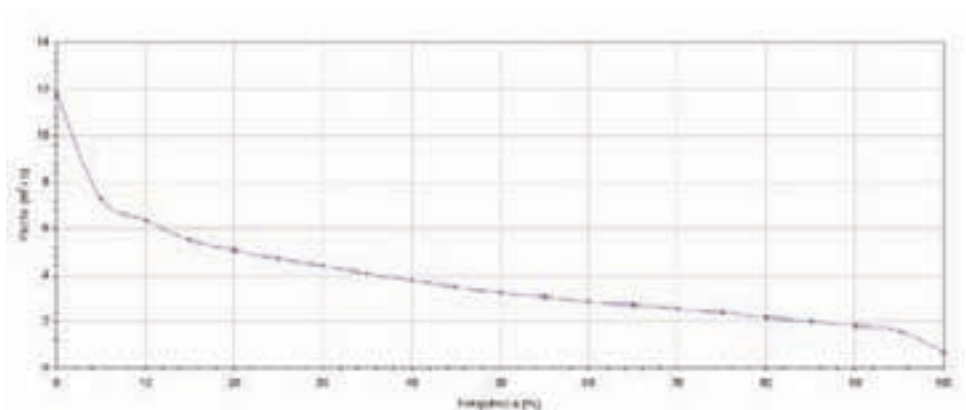


Figura 3.2 – Curvas de duração das vazões médias diárias, mensais e anuais

da vazão média de longo termo, QMLT, sendo quase sempre menor que esta última, que, por sua vez, normalmente tem uma duração menor. A Tabela 3.2 que segue apresenta os principais resultados para o posto fluviométrico tomado como exemplo.

Vazões	(m ³ /s)
Média – Q ₅₀	3,26
Firme – Q ₉₅	1,59
Máxima média mensal – Q _{MAX}	11,76
Media de longo termo – Q _{MLT}	3,73
Mínima média mensal – Q _{MIN}	0,66

Tabela 3.2 – Valores retirados da curva de duração do posto fluviométrico

3.2.5 Vazões máximas

Conforme será mostrado a seguir, as vazões máximas podem ser obtidas através de dois processos distintos. O primeiro, que deve ser utilizado preferencialmente, necessita da existência de dados hidrológicos suficientes. Já o segundo processo deve ser utilizado apenas quando os dados são poucos ou inexistentes.

a) Processo 1 – Existência de dados hidrológicos suficientes

As curvas de vazões máximas são utilizadas para a fixação das vazões de cheia, usadas por sua vez para o dimensionamento dos extravasores da barragem. Recomenda-se que o período de observação das vazões seja o mais extenso possível, pois os extravasores das barragens são os elementos responsáveis pela segurança das centrais hidrelétricas. Por essa razão, a determinação das vazões máximas deve ser feita com o maior cuidado possível. Sugerem-se vinte ou mais anos de observação contínua e nunca menos de dez anos consecutivos.

Para a estimativa da vazão de cheia, considera-se certo tempo de recorrência e uma curva do tipo extremo de máximos. Podem ser usadas diversas distribuições estatísticas para o ajuste dessas curvas. No caso deste texto foi utilizada a distribuição de Gumbell.

A curva para a estimativa das vazões máximas é gerada a partir do conjunto das vazões máximas diárias para cada ano do período estudado, extraído do registro completo de vazões médias diárias. De posse desse conjunto, e usando-se o método dos momentos, determinam-se os parâmetros de uma distribuição estatística adequada, que represente bem o comportamento desses dados. Para Gumbell são usadas as seguintes equações:

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Max}_i}{n} \quad (\text{equação 3.1})$$

$$\delta = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\text{Max}_i - \mu)^2}{(n - 1)}} \quad (\text{equação 3.2})$$

$$\alpha = 0,78 \cdot \delta \quad (\text{equação 3.3})$$

$$\beta = \mu - 0,577 \cdot \alpha \quad (\text{equação 3.4})$$

$$\Phi = 1 - \text{Exp} \left[- \text{Exp} \left(\frac{(\beta - Q)}{\alpha} \right) \right] \quad (\text{equação 3.5})$$

$$Q = \beta - \alpha \cdot \text{Ln} \left[- \text{Ln} \left(1 - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (\text{equação 3.6})$$

Nas equações anteriores Max_i é um elemento do conjunto das vazões máximas diárias, μ é média desse conjunto, σ é o desvio padrão e α e β são os parâmetros da distribuição estatística. Tem-se ainda a frequência acumulada Φ para uma determinada vazão Q e o seu inverso, ou seja, a vazão Q para um tempo de recorrência, T , que foi fixado.

É comum corrigir o conjunto das vazões máximas pela fórmula de Füller, que considera o efeito do tamanho da área da bacia hidrográfica em questão.

$$\text{Max}_i = \text{Max}_i' \cdot \left(1 + \frac{2,66}{\text{Ad}^{0,3}} \right) \quad (\text{equação 3.7})$$

Na expressão acima Max_i são as vazões corrigidas, usadas no cálculo, Max_i' são as vazões máximas médias diárias para cada ano do histórico e Ad é a área de drenagem, em km^2 , até o ponto considerado para o cálculo das vazões máximas.

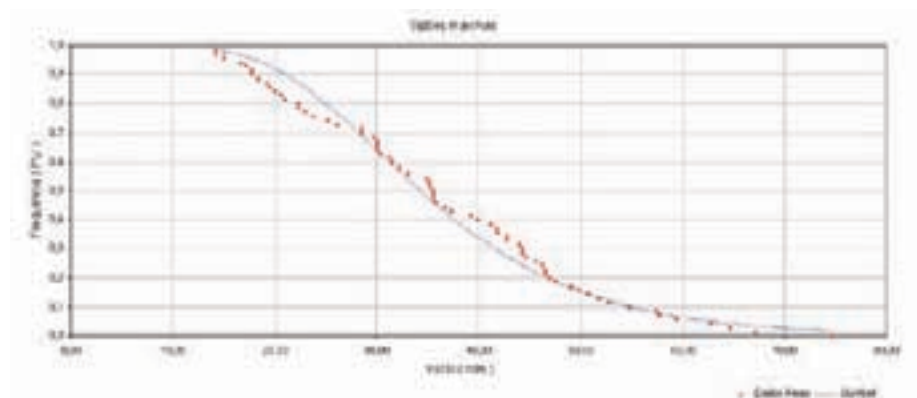


Figura 3.3 – Estimativa das vazões máximas para um posto fluviométrico

Usando-se a equação 3.6 podem ser feitas estimativas para as vazões máximas fixando-se os tempos de recorrência adequados aos riscos que se admite para a central. Esses, por sua vez, serão baseados no porte do empreendimento, possibilidade de perda de vidas etc. A Tabela 3.3 mostra os tempos de recorrência usualmente adotados.

Descrição	Tempo de recorrência – anos	Duração ou vida útil – anos	Risco admitido %
Obras de desvio	10	2	19
Obras permanentes galgáveis	500	50	9,5
Obras permanentes não galgáveis	1000	50	4,9

Tabela 3.3 – Tempos de recorrência normalmente utilizados nas centrais

Os resultados das vazões máximas e os respectivos tempos de recorrência obtidos para o posto Fazenda da Guarda estão mostrados na Tabela 3.4:

Tempo de recorrência – anos	Vazão estimada – (m³/s)
10	55,0
50	73,2
100	80,8
500	98,6
1000	106,2

Tabela 3.4 – Vazões máximas para o posto fluviométrico Fazenda da Guarda

b) Processo 2 – Inexistência de dados hidrológicos suficientes

Ainda que não existam dados hidrológicos suficientes para uma determinação mais confiável das vazões de cheia é necessário pelo menos uma estimativa menos precisa. Nesse caso o Método Racional poderá ser utilizado. Esse método avalia por meio de estudos de intensidade de chuva e da sua frequência em um tempo de recorrência pré-fixado a vazão de cheia máxima, que é dada por:

$$Q = 0,278 \cdot C_D \cdot I \cdot Ad. \quad (\text{equação 3.8})$$

Sendo a a intensidade da chuva dada por $I = h_c/t_d$, onde h_c é a altura da chuva de projeto em mm e t_d é o tomado com sendo igual ao tempo de concentração da bacia hidrográfica no local do empreendimento dado por $t_d = t_c = (0,87 \cdot H_p/L^3)^{0,385}$ a estimativa da cheia máxima pode ser dada por:

$$Q = 0,278 \cdot C_D \cdot h_c \cdot Ad \cdot \frac{H_p^{0,385}}{L^{1,155}} \quad (\text{equação 3.9})$$

Onde: Q vazão de cheia estimada m³/s

C_D coeficiente de escoamento superficial/

h_c é a altura de chuva de projeto mm

Ad área de drenagem até o local km²

L o comprimento do rio principal km

H_p desnível entre o ponto mais alto até o local M

O coeficiente de escoamento superficial representa a relação entre o deflúvio superficial e o deflúvio pluvial correspondente. Esse coeficiente é avaliado em função do tipo de solo e da cobertura vegetal existente, conforme orientação da Tabela 3.5, adiante.

Tipo de solo	Cobertura vegetal da bacia		
	Cultivado	Pastagem	Mata
Com alta taxa de infiltração: geralmente solos arenosos ou encascalhados	0,20	0,15	0,10
Com média taxa de infiltração: solos de composição média, arenosos-argilosos	0,40	0,35	0,30
Com baixa taxa de infiltração: solos de composição pesadamente argilosos	0,50	0,45	0,40

Tabela 3.5 – Recomendações para o coeficiente de deflúvio C_D . Fonte: Eletrobrás 1985

A altura da chuva correspondente a um tempo de recorrência pré-fixado pode ser obtida usando-se registros pluviográficos, se estes estiverem disponíveis e possuírem períodos de leitura de no mínimo dez anos consecutivos, a Agência Nacional de Águas pode ser consultada. Na falta destes registros podem ser utilizadas extrapolações e estimativas feitas para diversas cidades e capitais do país, devendo-se usar as informações da cidade mais próxima do local onde a central será implantada. Uma fonte bastante conhecida é a publicação *Chuvas Intensas no Brasil* de autoria do Eng. Otto Pfafstetter.

3.2.6 Vazões mínimas

As vazões mínimas também são estimadas de forma semelhante, usando a distribuição estatística Assintótica do Primeiro Tipo. Mas nesse caso o conjunto de dados são as vazões mínimas anuais, geralmente com médias de intervalos de uma semana, pois as estiagens são eventos que causam problemas menores que as enchentes.

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Min}_i}{n} \quad (\text{equação 3.10})$$

$$\delta = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\text{Min}_i - \mu)^2}{(n - 1)}} \quad (\text{equação 3.11})$$

$$\alpha = 1,2826 / \delta \quad (\text{equação 3.12})$$

$$\beta = \mu + 0,451 \cdot \delta \quad (\text{equação 3.13})$$

$$\Phi = 1 - \text{Exp}[-\text{Exp}(\alpha \cdot (Q - \beta))] \quad (\text{equação 3.14})$$

$$Q = 1/\alpha \cdot \text{Ln}[-\text{Ln}(1 - 1/T)] + \beta \quad (\text{equação 3.15})$$

Para esse caso, Min_i é um elemento do conjunto das vazões mínimas diárias para o intervalo fixado, μ é média desse conjunto, σ é o desvio padrão e α e β são os parâmetros da distribuição

estatística. Tem-se ainda a frequência acumulada Φ para uma determinada vazão Q , e o seu inverso, ou seja, a vazão Q para um tempo de recorrência T usualmente igual a 10%, resultando a vazão $Q_{7/10}$. Usando-se os dados diários do posto fluviométrico tomado como exemplo esses valores foram calculados e os resultados estão apresentados na Tabela 3.6.

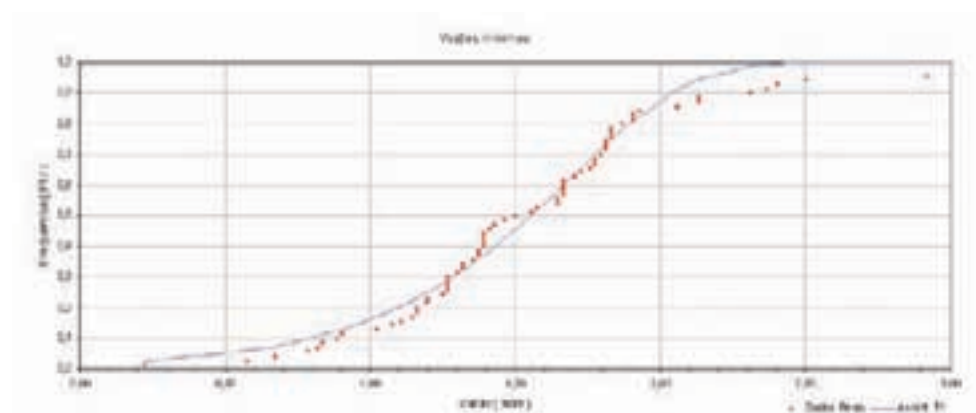


Figura 3.4 – Estimativa das vazões mínimas para um posto fluviométrico

Probabilidade – %	Intervalo de amostragem – dias	Vazão estimada – (m ³ /s)
10	7	0,75

Tabela 3.6 – Vazões mínimas para o posto fluviométrico Fazenda da Guarda

3.2.7 Transposição de vazões

A transposição de vazões é uma técnica clássica e muito usada para a determinação das vazões de interesse de certa bacia hidrográfica onde não existem informações suficientes, mas estão disponíveis dados para bacias próximas ou vizinhas.

Se essas bacias possuírem áreas de drenagem, relevo, solos e cobertura vegetal semelhantes, pode-se afirmar que as mesmas têm comportamento hidrológico parecido, e a transposição pode ser feita sem erros apreciáveis.

O ideal é se buscar estações fluviométricas a montante e a jusante, dentro de uma mesma bacia. Quando essas estações estiverem mais distantes do local de interesse, ou até mesmo em outras bacias semelhantes, estas devem, pelo menos, estar na mesma faixa de paralelos terrestres. A distância entre as bacias não deve ser maior que 100 km. Quanto às áreas de drenagem recomenda-se que a relação entre elas não seja maior que cinco.

Em princípio, a transposição de vazões tem base na hipótese de se ter vazões específicas iguais em bacias de mesmo comportamento hidrológico. Desse modo a vazão do local de interesse pode ser calculada pelas expressões seguintes:

$$q = \frac{Q}{Ad} \quad (\text{equação 3.16})$$

$$Q_1 = \frac{Ad_1}{Ad_s} \cdot Q_s \quad (\text{equação 3.17})$$

Onde:	q	vazão específica	$\text{m}^3/\text{s.km}^2$
	Q	vazão conhecida	m^3/s
	A_d	área de drenagem	km^2
	Q_i	vazão no local de interesse	m^3/s
	A_{d_i}	área de drenagem no local de interesse	km^2
	Q_s	vazão na estação semelhante	m^3/s
	A_{d_s}	área de drenagem da estação semelhante	km^2

Esse procedimento pode ser aprimorado usando-se informações de mais de uma estação fluviométrica conhecida. Isso é feito colocando-se em um gráfico os diversos pares de vazão média de longo termo e as respectivas áreas de drenagem que são conhecidas, escolhendo-se depois uma equação que melhor interpole os pontos plotados. A equação que normalmente é utilizada é a do tipo potência. A Figura 3.5 mostra um exemplo de seleção de diversas estações fluviométricas que podem ser utilizados, que estão numeradas. As estações não selecionadas são as que possuem numeração, enquanto que o local de instalação da central é o ponto marcado na bacia em destaque. O gráfico que mostra o par vazão pela área de drenagem para as estações selecionadas e a equação que foi interpolada estão apresentados na Figura 3.6.

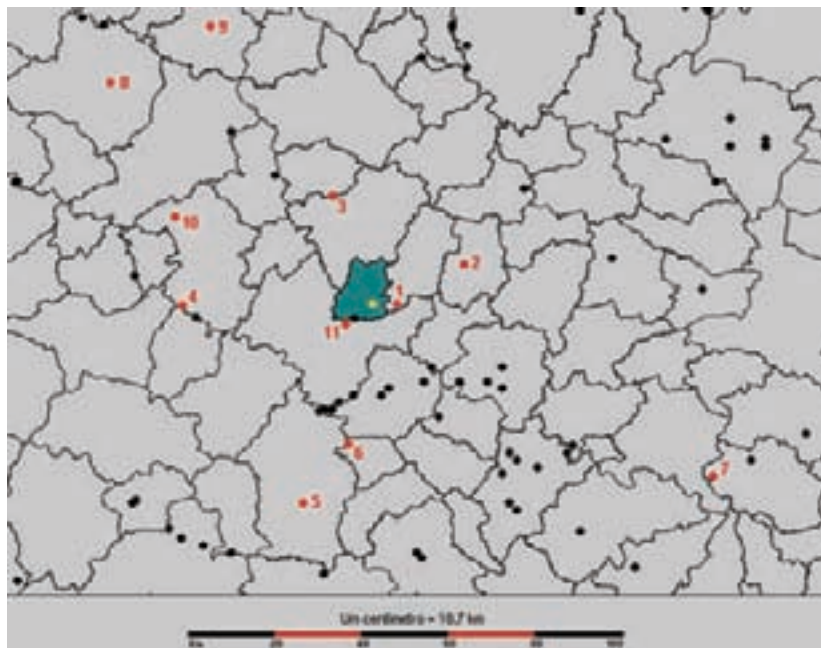


Figura 3.5 – Exemplo de regionalização com a seleção das estações fluviométricas

A equação encontrada representa, estatisticamente, o comportamento médio das vazões para a região abrangida pelas estações que foram selecionadas. Com essa equação e a área de drenagem do local de interesse calcula-se a vazão média de longo termo. Esse valor pode ser utilizado para fixar um fator de transposição que relaciona a vazão média de longo termo do local de interesse com a vazão de uma estação fluviométrica denominada estação base. São requisitos imprescindíveis para a estação base possuir registros históricos confiáveis, períodos de leitura longos (no mínimo 10 anos), poucas falhas e, principalmente, que esta seja hidrologicamente semelhante ao local de estudo.

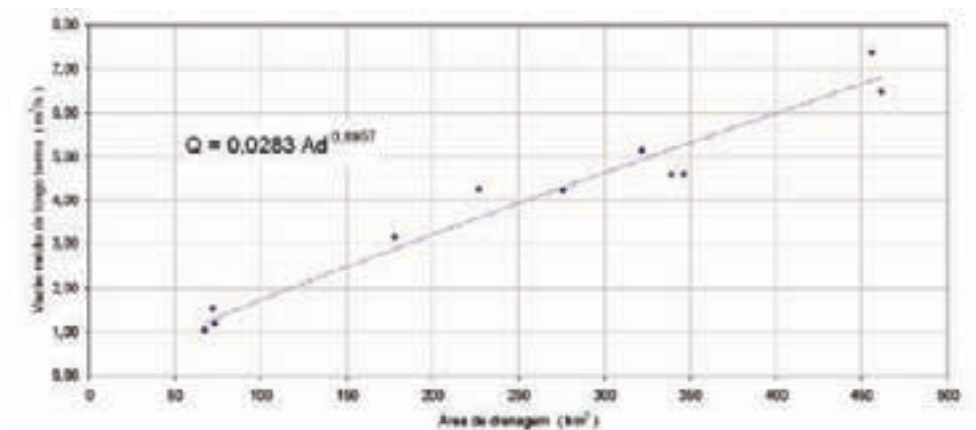


Figura 3.6 – Exemplo de regionalização com várias estações fluviométricas

De posse do fator de transposição pode-se multiplicar todos os valores de vazão do histórico da estação conhecida por ele, gerando-se uma série de vazões para o local de interesse. Com base na série assim criada é possível estimar o comportamento do local de interesse, construindo, inclusive as curvas de duração ou de permanência.

3.3 DETERMINAÇÃO DA VAZÃO DE PROJETO

Essa questão será abordada de duas maneiras distintas. A primeira trata apenas de μ CH e a segunda é mais indicada para ser usada com mCH que, por ter potências maiores e investimentos mais altos, faz-se necessário o uso de processos mais confiáveis. É claro que nada impede utilizar a segunda maneira para as microcentrais, basta que os dados estejam disponíveis.

3.3.1 Vazão de projeto para microcentrais

Para o caso de uma μ CH na qual a vazão e conseqüentemente a potência envolvida são menores, procura-se, em princípio, atender a totalidade da demanda de energia elétrica do local onde se planeja instalar a central. Isso pode ser feito quando a vazão necessária é menor que a vazão firme do curso d'água que está sendo utilizado

$$Q_{nec} \leq Q_{Firme} \Rightarrow Q_p = Q_{nec} \quad (\text{equação 3.18})$$

Quando essa situação não ocorre, ou seja, caso existam períodos de tempo em que a vazão disponível fica menor que a vazão necessária, a demanda não poderá ser plenamente atendida durante a estiagem. Nesse caso é comum se adotar como vazão de projeto a vazão média de longo termo:

$$Q_{nec} \geq Q_{firme} \Rightarrow Q_p = Q_{MLT} \quad (\text{equação 3.19})$$

Se não houver dados hidrológicos disponíveis recomenda-se que sejam feitas algumas medidas de vazão, de preferência na época da seca.

3.3.2 Vazão de projeto para minicentrals

Quando se trata de minicentrals as responsabilidades são maiores, pois pode se tratar de atendimento de contratos comerciais e demandas elétricas de muito mais domicílios. Além disso, os custos envolvidos também são mais elevados.

A fixação de uma vazão de projeto abaixo das disponibilidades do curso d'água que está sendo utilizada, central submotorizada, resulta em desperdício do recurso hídrico, embora leve a maiores fatores de capacidade. No caso contrário, quando se define uma vazão de projeto maior que o indicado, a central fica supermotorizada. Isso acarreta máquinas maiores ou em maior quantidade, mais caras, e em menores fatores de capacidade. Além disso, na maior parte das vezes não existe benefício apreciável na produção de energia elétrica.

A experiência com várias centrais desse porte tem mostrado que as vazões de projeto correspondentes a uma duração entre 30% e 40% resultam em máquinas econômicas e fatores de capacidade adequados, da ordem de 60% a 70%. Não se desperdiça muita água durante o período de chuvas, e durante a estiagem o equipamento ainda opera com rendimentos razoáveis.

Essa é a principal razão em se realizar estudos hidrológicos com o maior cuidado, selecionando as estações fluviométricas de forma adequada e fazendo as transposições com a maior precisão possível, pois esses estudos serão usados como base para as próximas etapas do projeto e, principalmente, para definição da vazão ótima de projeto que é feita através do estudo hidroenergético, conforme mostrado a seguir.

3.4 ESTUDOS HIDROENERGÉTICOS

3.4.1 Introdução

O estudo hidroenergético é feito através da “curva de energia” que associa a energia possível de ser gerada e algumas características da central com a permanência das vazões disponíveis do local.

3.4.2 Curva de energia

Usando os dados da curva de permanência, obtida no estudo hidrológico, pode-se obter uma nova curva, que é a chamada “curva de energia”. Uma das formas mais comuns de expressar esta curva, e que será aqui adotada, é relacionando a vazão instalada versus a vazão média turbinada.

A curva de permanência mostra, de forma percentual, o período que uma determinada vazão permanece. Admitindo que um determinado valor de vazão, Q_{Ln} , é aquele correspondente à capacidade de turbinamento da central hidrelétrica, a área sob a curva de permanência referente a esta ordenada (área do trapézio OABC na Figura 3.7), é igual à energia que a central será capaz de gerar.

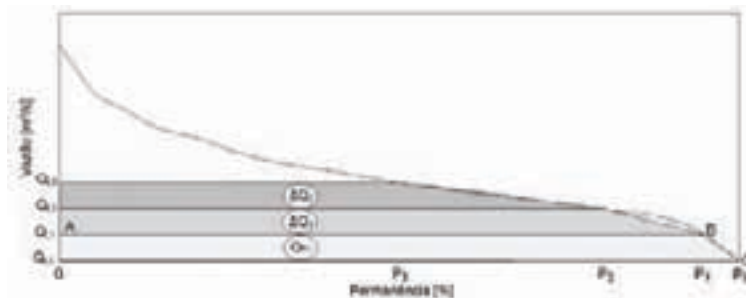


Figura 3.7 - Curva de permanência: determinação da vazão média turbinada, Q_{Tn} , em função da vazão instalada, Q_{Ln}

A área sob o primeiro trapézio da figura anterior é dada por:

$$Q_{T1} = (Q_{L1} - Q_{L0}) \cdot \frac{(p_0 + p_1)}{2} \quad (\text{equação 3.20})$$

Onde: Q_{T1} vazão média turbinada referente às permanências p_0 e p_1 ;

p_0 permanência da vazão anterior;

p_1 permanência da vazão Q_{L1} ;

Q_{L0} vazão instalada, com a permanência p_0 ;

Q_{L1} vazão instalada, com a permanência p_1 ;

p_1 permanência da vazão Q_{L1} ;

p_1 permanência da vazão Q_{L2} .

Se o valor da vazão instalada for aumentado para Q_{L2} o valor da vazão média turbinada será acrescido de ΔQ_1 :

$$Q_{T2} = Q_{T1} + \Delta Q_1 \quad (\text{equação 3.21})$$

Onde: Q_{T1} vazão média turbinada referente às permanências p_0 e p_1 ;

Q_{T2} vazão média turbinada referente às permanências p_0 e p_2 ;

ΔQ_1 acréscimo de área sob a curva e a área anterior.

Observa-se pela Figura 3.7 que:

$$\Delta Q_1 = (Q_{L2} - Q_{L1}) \cdot \frac{(p_2 + p_1)}{2} \quad (\text{equação 3.22})$$

Onde: ΔQ_1 acréscimo de área sob a curva e a área anterior;

Q_{L1} vazão instalada, com a permanência p_1 ;

Q_{L2} vazão instalada, com a permanência p_2 ;

$$Q_{T2} = Q_{T1} + (Q_{L2} - Q_{L1}) \cdot \frac{(p_2 + p_1)}{2} \quad (\text{equação 3.23})$$

Onde: Q_{T1} vazão média turbinada referente às permanências p_0 e p_1 ;

Q_{T2} vazão média turbinada referente às permanências p_0 e p_2 ;

Q_{L1} vazão instalada, com a permanência p_1 ;

Q_{L2} vazão instalada, com a permanência p_2 ;

p_1 permanência da vazão Q_{L1} ;

p_2 permanência da vazão Q_{L2} .

E assim, sucessivamente, à medida que se aumenta a vazão a ser turbinada pela central a energia a ser gerada vai sendo acrescida de um incremento de vazão, de acordo com a seguinte relação:

$$Q_{Tn} = Q_{T(n-1)} + \Delta Q_{(n-1)} \quad (\text{equação 3.24})$$

$$Q_{Tn} = Q_{T(n-1)} + (Q_{Ln} - Q_{L(n-1)}) \cdot \frac{(p_n + p_{(n-1)})}{2} \quad (\text{equação 3.25})$$

Com n variando de o a i , sendo i o número de discretização adotada para o levantamento da curva de permanência.

A relação entre a capacidade de turbinamento da central e a vazão média turbinada, obtida por esse processo, é a “curva da energia” da central, e tem o aspecto mostrado na Figura 3.8, onde observa-se que, à medida que a vazão a ser instalada, Q_{Ln} vai sendo aumentada, a amplitude do acréscimo de vazão, $\Delta Q_{(n-1)}$, Q_{Tn} vai diminuindo. Ao se traçar os valores de vazão instalada, Q_{Ln} , versus vazão média turbinada, Q_{Tn} , o resultado é uma curva crescente que vai saturando, ou seja, vai tendendo a um valor constante, conforme mostrado na Figura 3.8. A saturação da curva de energia nos mostra que o ganho de energia gerada que se consegue com o aumento da vazão turbinada, ou seja, da capacidade do grupo gerador, acaba por ficar muito pequeno, enquanto que o custo da instalação sobe bastante, tornando inviável a opção por este valor de vazão.

Através do processo de otimização desenvolvido por Souza (1999), é possível demonstrar que o ponto de máximo benefício é dado pela interseção das tangentes aos pontos inicial e final da curva (retas AO e BC). Ao valor da abscissa referente ao ponto “E” denomina-se vazão ótima de projeto, Q_{OT} , que, no caso do posto fluviométrico tomado como exemplo, será de $3,8 \text{ [m}^3/\text{s]}$ conforme mostrado também na Figura 3.8.

A experiência com várias centrais tem mostrado que as vazões de projeto correspondentes a uma duração entre 30% e 40% (Q_{30} a Q_{40}), resultam em máquinas econômicas e fatores de capacidade adequados, da ordem de 55% a 65%. Não se desperdiça muita água durante o período de chuvas, e durante a estiagem o equipamento ainda opera com rendimentos razoáveis.

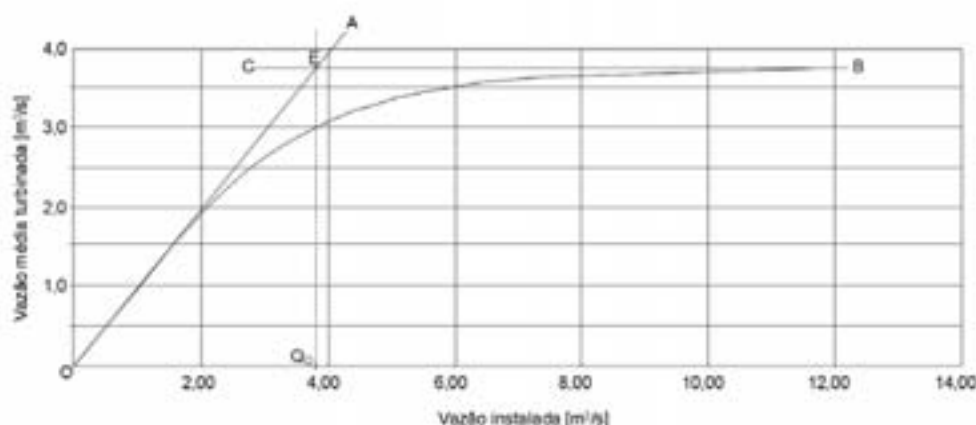


Figura 3.8 – Curva de energia: vazão instalada versus vazão média turbinada

A experiência também tem mostrado que a vazão ótima de projeto corresponde, numericamente, à vazão média turbinada referente ao ponto de saturação da curva da energia que, em termos gerais, corresponde ao valor numérico da área total sob a curva de permanência. Esta característica dá origem a um método mais rápido de se obter a vazão ótima de projeto, bastando para isso calcular a área total sob a curva de permanência.

3.5 ENERGIA GERADA

O valor de energia gerada por uma central em um intervalo de tempo será em função da vazão de projeto da central, mas também do período que a vazão do curso d'água permanece igual

ou maior que esta vazão de projeto. Em termos numéricos, se uma central possui uma vazão de projeto de 1 [m³/s], ela irá trabalhar com potência plena quando a vazão disponível no curso d'água for igual a 1 [m³/s]. Se a vazão do rio for maior que 1 [m³/s] irá sobrar água, que irá passar pelos extravasares e seguir pelo curso natural do rio, sem ser turbinada. Se por outro lado a vazão disponível for menor que 1 [m³/s] a central terá de trabalhar com frações de sua potência nominal, e poderá até ser desligada se a vazão disponível implicar em potências muito pequenas. Este limite inferior é normalmente da ordem de 50% a 60% da potência nominal.

Comparando a vazão de projeto com a vazão disponível no curso d'água é possível determinar a quantidade de energia que será gerada em um intervalo de tempo, normalmente tomado como 12 meses.

Observando a Figura 3.9 nota-se que para a região R1 a vazão disponível no curso d'água é maior que a de projeto, portanto a central opera a plena carga, e isto ocorre durante 41% do tempo. Já na região R2 a vazão disponível é menor que a de projeto, e desta forma a central deve operar com potência reduzida durante 45% do tempo. A região R3 corresponde às situações nas quais a vazão disponível só permite operação com potências inferiores a 50% da potência plena da central, o que deve ser evitado devido ao fato de, nesta situação, ocorrer desgaste acelerado dos componentes da turbina.

Supondo que para o exemplo da figura abaixo seja utilizada uma turbina do tipo Francis e sendo a altura de queda igual a 50 [m] e o rendimento do grupo gerador igual a 85%, o valor da energia gerada será aquele mostrado na Tabela 3.7.

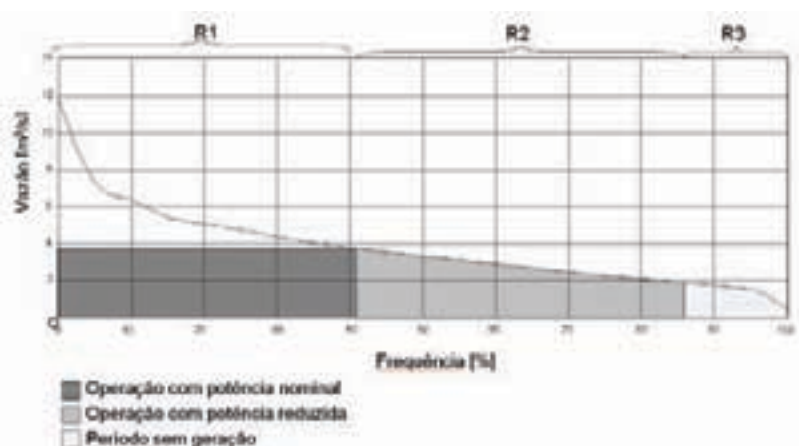


Figura 3.9 – Determinação da energia gerada em uma central

Descrição	Intervalo 1	Intervalo 2	Intervalo 3**
Vazão média m³/s	3,8	2,85*	0
Potência média kW	1584	1188	0
Duração %	41	45	15
Energia gerada MWh/ano	5690	4683	0
Energia total MWh/ano	10.373		

Tabela 3.7 – Cálculo da energia gerada em uma central hidrelétrica

* A vazão média será a média aritmética entre os valores máximo e mínimo da vazão no intervalo considerado, ou seja, $(3,8 + 1,9)/2 = 2,85$ [m³/s].

** Neste intervalo não existe geração porque a turbina teria de trabalhar com potência menor que 50% da potência plena, e no caso de turbinas Francis a operação com frações de carga desta ordem de grandeza ocorre com baixo rendimento e leva ao desgaste acelerado do rotor. Já as turbinas Pelton e Kaplan podem operar com frações de carga bem reduzidas, o que permite um melhor aproveitamento da vazão disponível. No caso do exemplo da tabela 3.7, a utilização de uma máquina Pelton permitiria um adicional de energia da ordem de 700 [MWh/ano].

3.6 FATOR DE CAPACIDADE

O fator de capacidade é a relação entre a energia efetivamente gerada pela central, considerando a disponibilidade de vazão, e a energia que seria gerada caso a central trabalhasse o tempo todo com potência plena. Ele indica a adequação entre a vazão de projeto da central e as vazões efetivamente disponíveis, e é calculado através da equação a seguir.

$$FC = \frac{E_{\text{util}}}{E_{\text{total}}} \cdot 100 \text{ [\%]} \quad (\text{equação 3.26})$$

Onde: FC fator de carga da central[%]

E_{util} energia efetivamente gerada pela central[kWh]

E_{total} energia que poderia ser gerada pela central[kWh]

Um baixo fator de capacidade indica que foi escolhido ou determinado um valor muito grande para a vazão de projeto, caso em que a central é obrigada a trabalhar em uma grande porcentagem do tempo com potência reduzida. Neste caso o custo dos equipamentos é elevado em relação ao volume de energia a ser gerado, e por este motivo o tempo de retorno do investimento é maior. Já um alto fator de capacidade indica que foi escolhido ou determinado um valor muito pequeno para a vazão de projeto, caso em que não será possível um aproveitamento ótimo das vazões do período úmido. Embora a central neste caso custe menos que no caso anterior, irá ocorrer uma grande perda de energia, proporcional à vazão que será vertida, sem turbinamento, no período úmido.

Para o caso da central tomada como exemplo no item anterior, o fator de capacidade será:

$$FC = \frac{E_{\text{util}}}{E_{\text{total}}} \cdot 100 = \frac{10.373}{13.878} \cdot 100 = 0,75 \text{ [\%]} \quad (\text{equação 3.27})$$

4 Viabilidade Econômica

4.1 INTRODUÇÃO

A avaliação de custos é um dos mais importantes procedimentos na análise de sistemas energéticos, junto com a avaliação da disponibilidade e qualidade da energia. Esses elementos são essenciais para se definir quais tipos de fontes energéticas devem ser utilizadas para alimentar determinadas cargas. Qualquer alternativa de projeto implica em uma série de custos: equipamento, instalação, operação, manutenção, perdas, e muitos outros. Do ponto de vista privado, a análise de investimento é chamada, em geral, de análise de rentabilidade ou viabilidade econômica do projeto, e tem como avaliação o elemento preço de mercado nos custos e receitas dos projetos de investimento. Do ponto de vista governamental, a análise de investimento é chamada, em geral, de análise custo-benefício ou análise social do projeto, que se preocupa com a relevância do benefício e tem como avaliação o elemento alcance social. Independentemente de quais custos-benefícios sejam considerados no dimensionamento de fontes energéticas, o importante é que todos sejam colocados numa base comum, possibilitando que custos presentes e futuros sejam comparados.

4.2 CUSTO DE IMPLANTAÇÃO DO PROJETO DE GERAÇÃO

Os custos de implantação do projeto de geração devem ser calculados de acordo com a realidade do local de instalação e as peculiaridades de cada aproveitamento.

Inicialmente, em nível de estudos preliminares, deve-se fazer um orçamento com a finalidade de possibilitar uma avaliação rápida e aproximada dos custos dos aproveitamentos, orientando a decisão sobre a implantação do empreendimento.

4.2.1 Custo de equipamentos e componentes hidráulicos (obras civis)

A importância da determinação dos custos de implementação de projetos de mini e microcentrais estão no levantamento das necessidades de alocação de recursos destinados à elaboração do projeto, incluindo obras civis, serviços prestados e equipamentos permanentes (hidromecânicos e eletromecânicos).

Assim, o pré-dimensionamento de todos os componentes do projeto padrão a ser elaborado deve ser listado compondo a composição dos custos dos projetos. A tabela de composição de custos deve reunir, da forma mais real possível, os elementos de dimensionamento para as diferentes partes que compõem um dado projeto de mini ou microcentral.

É interessante que, nos municípios próximos ao local onde o empreendimento está sendo implantado, existam empresas que sejam capacitadas para a execução e construção de projetos

de micro e minicentrals hidrelétricas. Isso simplifica muito a construção e fiscalização das obras civis, montagem e testes dos equipamentos. O mesmo pode ser dito quanto à facilidade para aquisição de materiais de construção, equipamento elétrico, peças de reposição etc.

A composição de custos deve ser realizada com base na quantidade de materiais e mão-de-obra e nos preços obtidos mediante consulta a fornecedores no mercado regional da localidade onde o pequeno aproveitamento deve ser implementado.

Os custos de transporte (calculados em função do peso) e mão-de-obra das obras civis e de instalação devem ser considerados em cada um dos componentes de custos da tabela.

Os custos dos equipamentos e componentes hidráulicos de uma central são altamente dependentes da topografia, hidrologia e distância até o centro de consumo. As usinas de pequeno porte são geralmente a fio d'água ou de regularização de curta duração, o que implica maior variação sazonal e dependência do clima, em função da parcela do fluxo desviado para a geração de eletricidade.

O projeto das μ CH e mCH está intimamente ligado às condições locais de altitude, altura da queda, vazão e rotação do gerador. Cada turbina é feita para atender às condições específicas do local onde se pretende instalá-la. As μ CH e mCH são adequadas para atender o suprimento de energia elétrica de pequenas vilas e/ou povoados e mesmo aplicações produtivas. O custo de geração para locais de bom potencial é geralmente baixo, podendo ser inferior à tarifa cobrada pelas concessionárias de distribuição de consumidores rurais (Pereira, 2000).

4.2.1.1 Custos preliminares

Os custos preliminares referem-se a estudos e projetos iniciais para a execução do projeto (ambiental, engenharia, viabilidade e outros), bem como de aquisição ou locação de terrenos para implementação da mini ou microcentral. Para cada estudo e projeto deve ser levantado o custo global (gl).

4.2.1.2 Obras civis

Para a elaboração e execução de um projeto de mini ou microcentral diversas obras civis devem ser realizadas e, portanto, dimensionadas de acordo com as especificações de projeto. Neste item a experiência e a prática demonstram uma facilidade maior quando a quantificação é feita por componente hidráulico criando subtotais e somando-os ao final para totalizá-los. Todos os materiais e serviços necessários devem ser listados, levando-se em conta é claro que em obras mais simples, inexistirão alguns itens se comparados às obras mais complexas.

Para uma central onde o projeto prevê os componentes: barragem, tomada d'água, canal de adução, câmara de carga, conduto forçado e casa de máquinas, por exemplo, o percentual das obras civis chega a custar 40% do total da implantação. Por conta disto, muito se tem feito para otimizar os arranjos das μ CH e mCH. Por terem uma flexibilidade bem menor nos estudos de viabilidade procura-se eliminar sempre que possível o canal de adução e a câmara de carga, diminuindo custos e cortando gastos relevantes no que tange ao custo total da obra. Isto diminui o investimento inicial tornando o empreendimento mais atrativo e com viabilidade financeira.

4.2.1.3 Equipamentos permanentes

Para a determinação de custos dos equipamentos permanentes de uma μ CH e mCH se faz necessário listar os equipamentos hidromecânicos e eletromecânicos. Além do custo das aquisições há que se considerar a mão-de-obra utilizada para a instalação, bem como as despesas com transporte.

Os equipamentos considerados de maior peso no orçamento da central são, sem dúvida nenhuma, a turbina, o gerador, o regulador de velocidade e os painéis elétricos. Somente estes quatro itens juntos chegam a custar 25% de todo o orçamento total da central.

Por este motivo os esforços para o desenvolvimento de tecnologias e melhoras sensíveis no rendimento destes equipamentos tem se multiplicado ao longo dos anos. Porém, é no gerador onde se consegue notar um aumento maior de eficiência, podendo chegar até a 95% ou mais de rendimento (para μ CH e mCH, de um modo geral, os equipamentos apresentam rendimentos inferiores a esse valor). A relação custo-benefício com estes aprimoramentos tende a se elevar cada vez mais, chamando à viabilidade empreendimentos antes descartados pela baixa geração e custos elevados.

As Figuras 4.1, 4.2 e 4.3 apresentam preços calculados para turbinas Francis em função da potência.

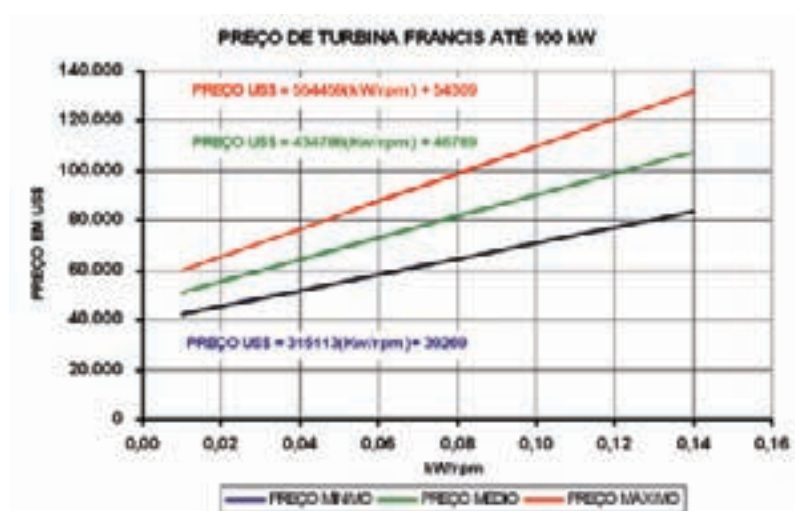


Figura 4.1 – Preços calculados para turbinas Francis com potência abaixo de 100 kW
Fonte: CERPCH – Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas

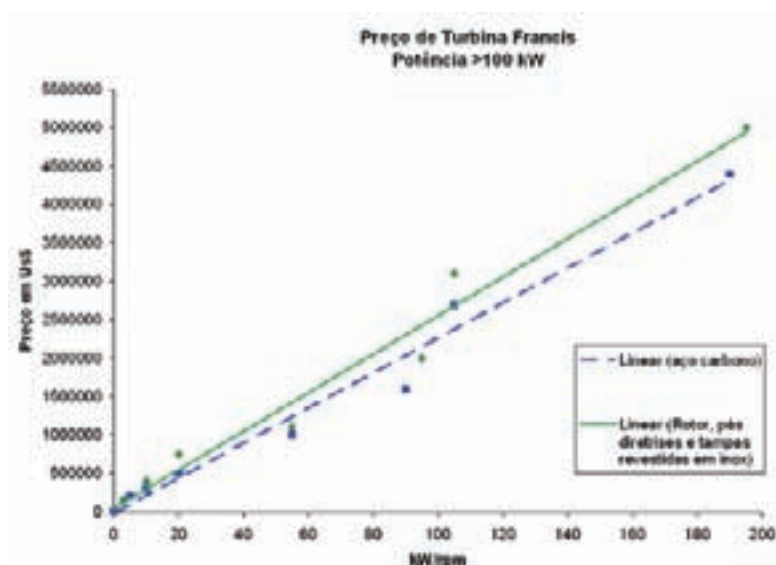


Figura 4.2 – Preços para turbinas Francis com potência acima de 100 kW
Fonte: CERPCH – Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas

Nota-se que quanto maior a rotação da turbina, maior será a rotação do gerador e menor o número de pólos necessários para a geração de energia, barateando consideravelmente os custos de aquisição dos grupos geradores, principalmente do gerador.

4.2.1.4 Custo da rede de transmissão

Segundo Rodrigues (2006), o custo de extensão da rede é proporcional à distância da linha a ser instalada e à densidade da região. Na medida em que cai a densidade da região o comprimento da linha e os custos de atendimento por consumidor crescem rapidamente, aumentando os custos de investimento e os custos operacionais, cujos componentes englobam as perdas, a manutenção, a leitura dos medidores e a cobrança.

Com os dados da COELBA (Tiago Filho, 2005 apud Rodrigues, 2006) levantaram-se as curvas de valor médio por atendimento a domicílio em função da distância da transmissão, Figura 4.3, e em função do número de domicílios, Figura 4.4.

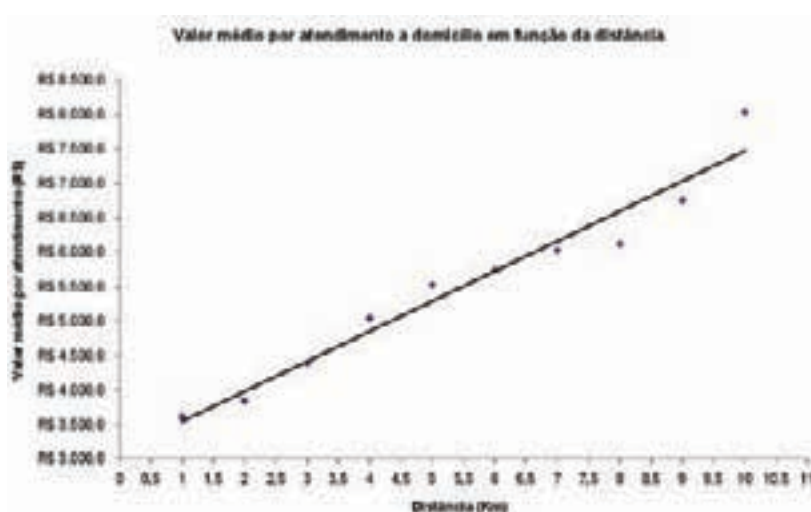


Figura 4.3 – Valor médio por atendimento em função da distância

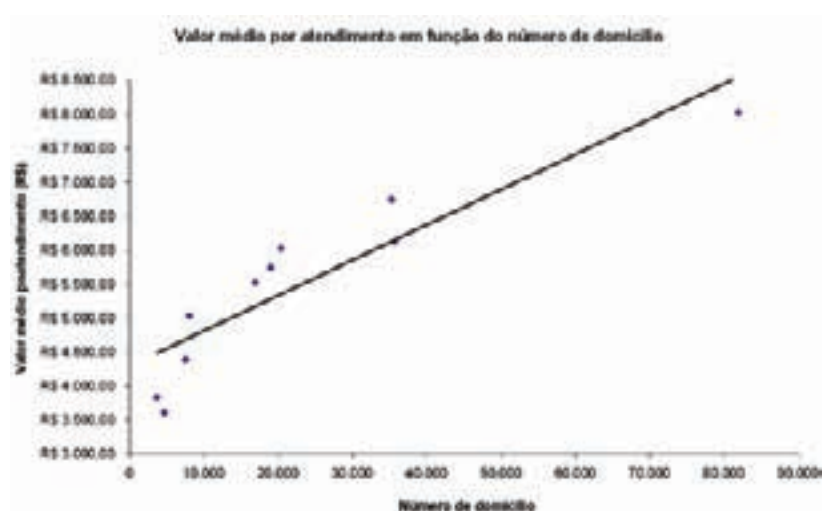


Figura 4.4 – Valor médio de atendimento por município

Através da análise da Figura 4.3 pode-se inferir que existe uma relação positiva entre o valor médio de atendimento das residências e a distância da rede elétrica, ou seja, quanto maior for a distância das residenciais maior será o custo médio de atendimento. O mesmo pode ser observado na Figura 4.4, que apresenta o valor médio de atendimento pelo número de residências.

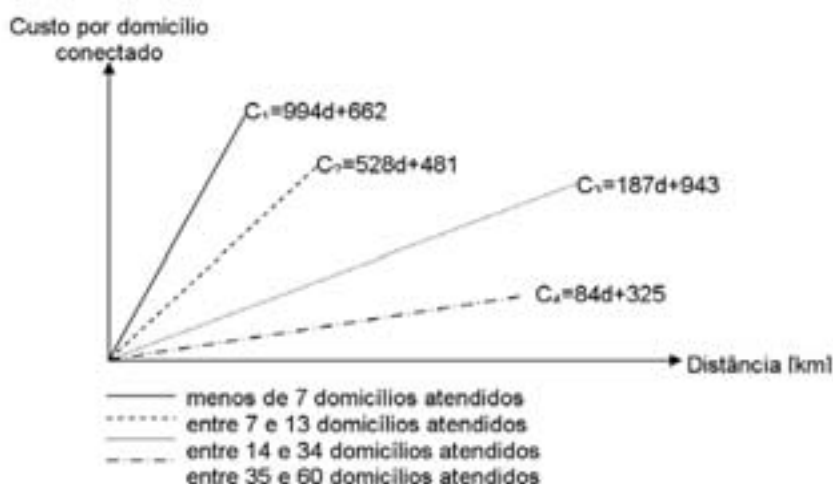


Figura 4.5 – Custo por domicílio em relação à distância da rede
Adaptado de Rodrigues (2006)

Há ainda uma correlação entre o custo médio por consumidor e a distância da rede, apresentada na Figura 4.5, que mostra que os custos de extensão da rede aumentam de acordo com a distância e com a quantidade de domicílios a serem atendidos.

4.3 CUSTO DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO O&M

As μ CH e mCH têm um custo de instalação bastante superior à opção dos grupos geradores com motores diesel. Por outro lado, por não utilizar nenhum tipo de combustível, e por serem simples e robustas, as μ CH e mCH apresentam custo de operação e manutenção bastante baixo.

No caso de atendimento de comunidades isoladas a operação poderá ficar a cargo de pessoa ou pessoas da própria comunidade, o que permite reduzir custos com transporte e criação de empregos na comunidade. Da mesma forma, a manutenção que, conforme já comentado, é pouco freqüente e simples, pode também ser realizada por pessoa da própria comunidade, dando-se preferência àquelas que tenham alguma habilidade e/ou experiência na manutenção de outros tipos de máquinas (inclusive carros e motores) e no uso de ferramentas.

Se a operação é realizada por pessoa ou pessoas da própria comunidade entende-se que o salário destes profissionais deverá ser compatível com os salários ali praticados que, de forma geral, são menores que aqueles praticados no caso de regiões urbanas. Se o operador reside junto ou muito próximo da casa de máquinas, ele não terá necessidade de permanecer todo o tempo na casa de máquinas, bastando que ele realize uma limpeza no início do período e mais 2 a 3 vistorias ao longo do dia. Isso permite que ele desenvolva outras atividades nos períodos de intervalo, complementando o valor que recebe pela operação. Nesta situação o pagamento do salário mínimo ao operador será

atrativo, e com certeza pessoas da comunidade se candidatarão ao cargo.

As atividades de manutenção, que são simples, podem ser remuneradas pela própria energia consumida, ou seja, a pessoa responsável pela manutenção, desde que resida na comunidade, poderá prestar o serviço em troca da energia que consome.

De qualquer forma os custos de operação e manutenção, bem como o custo com peças de reposição e materiais de consumo deverão ser assumidos pela comunidade, e desta forma é preciso que haja geração de receita. Para isso a energia deverá ser utilizada em um processo produtivo, sendo parte da renda obtida destinada a um fundo de reserva para O&M, e/ou os moradores deverão pagar pela energia que consomem, sendo o recurso auferido utilizado para pagamento das despesas de O&M. Se não houver geração de recursos para O&M a central terá um curto prazo de operação, que durará no máximo até a primeira substituição de materiais e peças que se desgastam normalmente como rolamentos, correias e lubrificantes.

As atividades de manutenção, normalmente, variam sua frequência em função da idade dos equipamentos, aumentando consideravelmente depois de alguns anos de uso. É preciso, portanto, que haja um planejamento cuidadoso de forma a formar uma reserva de recursos nos primeiros anos, para uso no futuro.

4.4 CUSTO DE COMBUSTÍVEL

Os programas governamentais brasileiros têm dado um bom incentivo para a eletrificação no meio rural e para comunidades isoladas da Amazônia, porém na maioria dos casos a solução tem-se caracterizado pela extensão de rede de distribuição ou instalação de grupos geradores movidos a óleo diesel. Onde a extensão de rede se mostra inviável técnica ou economicamente, fatalmente ocorre a instalação dos grupos geradores a diesel. Devido às localidades que ainda faltam para serem atendidas estarem cada vez mais distantes das linhas de transmissões existentes os custos da extensão da rede (custo por domicílio atendido) vem se tornando cada vez mais alto e por isso inviabilizando a sua escolha. Com isso, alternativas descentralizadas de suprimento tendem a ser com o passar do tempo uma opção cada vez mais frequente para geração de energia.

Os sistemas geradores movidos a óleo diesel vêm sendo implantados tanto por concessionárias quanto, e principalmente, por iniciativas privadas ou do setor público (prefeituras, agências públicas de infra-estrutura etc.). Esta é uma opção mais adotada em locais remotos ou quando a mobilidade da fonte de geração é um requisito. No entanto, sua simplicidade e o baixo investimento inicial escondem um elevado custo de operação e manutenção. Somente na região norte existem, de acordo com Ribeiro et al. (1998), mais de 300 sistemas diesel isolados operados pelas concessionárias e milhares de outros de propriedade privada. Cerca de 75% destes possuíam potência inferior a 500kW.

Potência instalada (kW)	Custo médio do gerador (US\$)	Consumo de combustível (litros/hora)	Consumo de lubrificante (litros/hora)	Custo do combustível (US\$/hora)	Custo do lubrificante (US\$/hora)	Custo da energia gerada (US\$/kWh)
8,4	5.800,00	5,0	0,03	2,68	0,10	0,33
16,8	7.500,00	9,4	0,04	5,03	0,14	0,31
30	10.800,00	10,2	0,04	5,47	0,14	0,19
40	11.250,00	11,6	0,05	6,22	0,17	0,16
62	12.900,00	17,8	0,07	9,54	0,23	0,16
85	15.400,00	25,1	0,07	13,45	0,23	0,16
113	16.250,00	31,0	0,08	16,62	0,27	0,15
134	18.750,00	34,8	0,08	18,65	0,27	0,14

Tabela 4.1 – Custos e consumos médios de grupos geradores diesel

Fonte: STEMAC Geradores. Catálogo de Grupos Geradores Diesel. Porto Alegre, fevereiro de 2002

A manutenção anual do grupo gerador diesel pode ser considerada como sendo 20% do custo da aquisição inicial do equipamento.

4.5 VALOR DO KWH

O custo total é determinado a partir da soma de todos os quatro itens dispostos na tabela de componentes dos custos de implementação de projetos. É interessante calcular a participação de cada componente de custo a ser levantado em relação ao custo total de implementação, que é resultado da divisão do investimento total para cada componente de custos pelo investimento total com a aquisição de terras, elaboração de projetos e estudos, obras civis, equipamentos e linha de transmissão e distribuição.

Por outro lado, o custo unitário em R\$/kWh, é resultado da divisão do investimento total pela potência instalada do empreendimento. Para a obtenção do custo unitário das diversas estruturas que compõem o pequeno aproveitamento é necessário levantar as quantidades obtidas no pré-dimensionamento os valores unitários de custo, segundo a quantidade de materiais e mão-de-obra estabelecida, e ainda levantar custos de transporte e administrativos (impostos e taxas), quando aplicáveis.

Cabe ao executor do projeto elaborar a forma mais adequada da utilização do custo de implementação de projeto na etapa de análise de viabilidade econômico-financeira.

A experiência tem mostrado que, atualmente, o custo de construção de μ CH e mCH encontra-se na faixa de R\$ 5.000,00 por quilowatt instalado. Com base nos custos de diversas centrais é possível definir um custo médio percentual para cada componente ou pelo menos para cada categoria de atividades e equipamentos. A Tabela 4.2 apresenta os custos percentuais médios para μ CH e mCH.

DESCRIÇÃO	CUSTO (%)
ESTUDOS INICIAIS	
Investigação do local	1,0 %
Estudo hidrológico	0,5 %
Avaliação ambiental	1,0 %
Projeto básico	1,0 %
Estimativa de custos	0,3 %
Preparação de relatórios	0,2 %
Gerenciamento do projeto	1,0 %
Passagens e diárias	0,6 %
Subtotal 1	5,6 %
DESENVOLVIMENTO	
Negociação do PPA	0,5 %
Licenças	0,5 %
Levantamentos geológicos	0,6 %
Gerenciamento do projeto	0,7 %
Passagens e diárias	0,6 %
Subtotal 2	2,9 %
ENGENHARIA	
Projeto executivo	3,0 %
Contratação	1,0 %
Supervisão da construção	3,0 %
Subtotal 3	7,0 %
EQUIPAMENTO DE GERAÇÃO	
Turbinas, geradores, reguladores, painéis	22,0 %
Instalação dos equipamentos	3,00 %
Transporte	2,00 %
Subtotal 4	27 %
ESTRUTURAS DIVERSAS	
Estrada de acesso	5,0 %
Barragem	9,0 %
Canal de adução	4,0 %
Tomada d'água	2,0 %
Tubulação	5,0 %
Casa de máquinas	3,0 %
Substação e linha de transmissão	10,0 %
Transporte	2,0 %
Subtotal 5	40,0 %
"Overhead" do contratante	5,0 %
Treinamento	0,5 %
Contingências	12,0 %
Subtotal 6	17,5 %
TOTAL GERAL	100%

Tabela 4.2 – Custos percentuais médios para µCH e mCH

4.6 ANÁLISE ECONÔMICA

Numa análise econômica, os custos podem ser caracterizados de duas formas, podendo ser iniciais ou contínuos e fixos ou variáveis. Os custos iniciais são aqueles referentes à aquisição inicial dos equipamentos que compõem a fonte energética, à preparação do local de instalação, às instalações necessárias, etc. Os custos contínuos são aqueles associados com a continuidade do funcionamento da unidade, como combustível, operação e manutenção, taxas, sendo todos eles periódicos. Os custos fixos são aqueles que não variam em função da quantidade de energia produzida pela fonte, como por exemplo, aluguel de equipamentos, galpões e terrenos, que devem ser pagos independentemente da utilização ou não dos mesmos. Os custos variáveis são aqueles que variam em função da quantidade de energia produzida, como por exemplo, combustível em uma geração a diesel. É interessante ressaltar que tanto os custos iniciais como os custos contínuos podem ser fixos ou variáveis.

A análise, portanto, consiste em fazer estimativas de todo o gasto relativo ao investimento inicial, operação e manutenção, custos de combustível e receitas geradas durante um determinado período de tempo, para assim montar-se o fluxo de caixa relativo a esses investimentos, custos e receitas, e determinar quais serão os indicadores econômicos conseguidos com esse empreendimento. Comparando-se esses indicadores econômicos com o que se espera obter com outras alternativas de investimento de capital, pode-se concluir sobre a viabilidade da μ CH e mCH.

Para a elaboração do fluxo de caixa do empreendimento é necessário determinar:

- ♦ Receitas do projeto pela venda de energia;
- ♦ Investimento total;
- ♦ Valor residual de venda da central ao final do período de análise;
- ♦ Depreciação do projeto;
- ♦ Despesas administrativas, taxas e impostos (quando aplicável);
- ♦ Despesas financeiras, taxa de juros, amortização, carência do financiamento;
- ♦ Amortização do investimento;
- ♦ Custos de operação e manutenção;
- ♦ Valor residual

Após a definição dos principais componentes do fluxo de caixa do empreendimento, basta alocar as informações obtidas na concepção da ideia da central e conseguir, junto a entidades autorizadas, financiamentos que tornem mais atrativos empreendimentos dessa natureza.

Para a avaliação econômico-financeira de um projeto se faz necessário conhecer os seguintes conceitos:

4.6.1 Valor presente líquido (VPL) ou método do valor atual

É a fórmula matemático-financeira que permite determinar o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de juros apropriada, excluindo-se o custo do investimento inicial. Basicamente, é o cálculo de quanto os futuros pagamentos somados a um custo inicial estariam valendo atualmente. Temos de considerar o conceito de valor do dinheiro no tempo, pois, exemplificando, R\$ 1 milhão hoje, não valerá R\$ 1 milhão daqui a um ano, devido ao custo de oportunidade de se colocar, por exemplo, tal montante de dinheiro na poupança para render juros.

Para cálculo do valor presente das entradas e saídas de caixa é utilizada a TMA (Taxa Mínima de Atratividade) como taxa de desconto. Se a TMA for igual à taxa de retorno esperada pelo

acionista, e o $VPL > 0$, significa que a sua expectativa de retorno foi superada e que os investidores estarão esperando um lucro adicional a qualquer investimento que tenha valor presente igual ao VPL. Desta maneira, o objetivo do projeto é maximizar o lucro do investidor do projeto da μCH e mCH , optando-se pelos projetos que tenham um $VPL > 0$, ou no caso de dois projetos mutuamente exclusivos, deve-se escolher aquele com o VPL positivo mais elevado.

O valor presente líquido para fluxos de caixa uniformes pode ser calculado através da equação a seguir, onde t é a quantidade de tempo (geralmente em anos) que o dinheiro foi investido no projeto, n a duração total do projeto (no caso acima 6 anos), i o custo do capital e FC o fluxo de caixa naquele período.

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (\text{equação 4.3})$$

Se a saída do caixa é apenas o investimento inicial, a fórmula pode ser escrita da maneira mostrada a seguir, na qual FC_t representa os valores dos fluxos de caixa de ordem " t ", sendo $t = 1, 2, 3, \dots, n$. FC_0 representa o fluxo de caixa inicial e " i " a taxa de juro da operação financeira ou a taxa interna de retorno do projeto.

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} + FC_0 \quad (\text{equação 4.4})$$

Para fluxos de caixa uniformes ou não, podemos utilizar a fórmula a seguir:

$$VPL = FC_0 + \frac{FC_1}{(1+i)^1} + \frac{FC_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+i)^n} \quad (\text{equação 4.5})$$

Existem diversas possibilidades para o Valor Presente Líquido de um projeto de μCH e mCH , conforme listado a seguir:

- ♦ Maior do que zero: significa que o investimento é economicamente atrativo, pois o valor presente das entradas de caixa é maior do que o valor presente das saídas de caixa.
- ♦ Igual a zero: o investimento é indiferente pois o valor presente das entradas de caixa é igual ao valor presente das saídas de caixa.
- ♦ Menor do que zero: indica que o investimento não é economicamente atrativo porque o valor presente das entradas de caixa é menor do que o valor presente das saídas de caixa.

Entre vários projetos de investimento, o mais atrativo é aquele que tem maior Valor Presente Líquido, descontado o valor residual ao final do período de análise.

4.6.2 Taxa Interna de Retorno – TIR

É a taxa necessária para igualar o valor de um investimento (valor presente) com os seus respectivos retornos futuros ou saldos de caixa, e quando usada em análise de investimentos significa a taxa de retorno de um projeto.

Utilizando uma calculadora financeira, encontramos para o projeto P uma Taxa Interna de Retorno de valor a ser definido pelo setor ao ano. Esse projeto será atrativo se o projeto tiver uma TIR menor que a TMA. A solução dessa equação pode ser obtida pelo processo iterativo, ou seja, "tentativa e erro", ou diretamente com o uso de calculadoras eletrônicas ou planilhas de cálculo.

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é uma taxa de juros que representa o mínimo que um investidor se propõe a ganhar quando faz um investimento, ou o máximo que um tomador de

dinheiro se propõe a pagar quando faz um financiamento. Esta taxa é formada a partir de 3 componentes básicos:

- ♦ Custo de Oportunidade: remuneração obtida em outras alternativas que não as analisadas. Exemplo: caderneta de poupança, fundo de investimento, etc.
- ♦ Risco do Projeto: o ganho tem de remunerar o risco inerente de um novo projeto. Quanto maior o risco, maior a remuneração esperada.
- ♦ Liquidez: capacidade ou velocidade em que se pode sair de uma posição no mercado para assumir outra.

A taxa ideal considerada, e que leva a um melhor resultado é $\leq 12,5\%$, correspondente a um valor praticado no mercado. Os demais valores são menos atrativos, embora continuem tornando o investimento viável. Pode-se também obter algumas possibilidades para a TIR de um projeto de investimento de μCH e $m\text{CH}$

- ♦ Maior do que a Taxa Mínima de Atratividade: significa que o investimento é economicamente atrativo.
- ♦ Igual à Taxa Mínima de Atratividade: o investimento está economicamente numa situação de indiferença.
- ♦ Menor do que a Taxa Mínima de Atratividade: o investimento não é economicamente atrativo, pois seu retorno é superado pelo retorno de um investimento com o mínimo de retorno.

Entre vários investimentos, o melhor será aquele que tiver a maior Taxa Interna de Retorno. Matematicamente, a Taxa Interna de Retorno é a taxa de juros que torna o valor presente das entradas de caixa igual ao valor presente das saídas de caixa do projeto de investimento.

A TIR é a taxa de desconto que faz com que o Valor Presente Líquido (VPL) do projeto seja zero. Um projeto é atrativo quando sua TIR for maior do que o custo de capital do projeto. Apesar de uma forte preferência acadêmica pelo VPL, pesquisas indicam que executivos preferem a TIR ao VPL.

Aparentemente, especialistas do setor acreditam que seja mais atraente avaliar investimentos em taxas percentuais ao invés dos valores monetários do VPL. Contudo, deve-se preferencialmente utilizar mais do que uma ferramenta de análise de investimento, e todas as alternativas devem ser consideradas em uma análise, pois qualquer alternativa pode parecer valer a pena se for comparada com as alternativas suficientemente ruins.

4.7 OUTRAS INFORMAÇÕES

As micro e minicentrals hidrelétricas gozam de alguns incentivos para sua implantação, entre eles a conta consumo de combustível, que poderá estar presente no caso de deslocamento de geração diesel em sistemas isolados, o programa de incentivo às fontes alternativas de energia, a obtenção de créditos de carbono e programas estaduais. Estes incentivos podem vir a tornar um empreendimento viável ou vir a elevar a viabilidade de um empreendimento já viável.

Os créditos de carbono podem ser agregados no caso das hidrelétricas e poderá ser conseguido para centrais que operarem tanto no sistema interligado, quanto no sistema isolado, mas desde que desloquem geração térmica.

Em se tratando de sistemas isolados, geralmente, a viabilidade do empreendimento não tem a necessidade de remunerar nem de retornar os investimentos de capital ocorridos. A receita gerada pela mCH, nestes casos, pode ter apenas o objetivo de financiar a manutenção e operação da usina, como também o desenvolvimento e/ou melhoria dos processos produtivos da comunidade, mantendo desta forma a sustentabilidade do projeto.

4.8 ESTIMATIVA DE CONSUMO DE ELETRICIDADE EM PEQUENAS COMUNIDADES

É de grande importância a estimativa de consumo de eletricidade em projetos de eletrificação em pequenas comunidades até então sem atendimento.

De acordo com o *Energy Sector Management Assistance Programme* (ESMAP), de 2000, do Banco Mundial, é notória a dificuldade para identificar a demanda reprimida por eletricidade em comunidades rurais (*apud* Dubash e Bradley, 2005, p.73). Geralmente, o consumo real está ligado à quantidade ou à qualidade do atendimento, e também pelo poder aquisitivo dos moradores.

Em estudo sobre a Índia, Dubash e Bradley (*ibid.*, p.74) informam que o uso da eletricidade, em geral, é para fins de iluminação, em substituição à querosene, a principal e mais cara forma de energia usada em residências pobres naquele país. O segundo maior uso é para utilidades domésticas.

A eletricidade, para os consumidores pobres, não substitui os combustíveis tradicionais para o aquecimento e a cocção. Para a cocção, em particular, muitos preferem os combustíveis tradicionais, mesmo os com renda relativamente alta (ESMAP 2000; Victor *apud* Dubash e Bradley, 2005, p.74).

A demanda rural é definida por uma série de fatores, como por exemplo, o nível de renda familiar que, sendo o mais importante, é improvável que esses lares gastem mais do que 5% de seu orçamento com eletricidade.

Conforme os autores, uma alternativa para análise do consumo doméstico, usada com frequência, é o detalhamento das “intenções de gastos residenciais” com eletricidade. Essa intenção pode ser alta para as primeiras poucas unidades de consumo, invariavelmente usadas para a iluminação (ESMAP, *apud* Dubash e Bradley, 2005, p.74).

Porém, a confiabilidade e a qualidade do suprimento certamente influenciarão as intenções de gastos: Em um ambiente de eletricidade não confiável e subsidiada, as projeções de consumo são apenas estimativas.

A questão da estimativa de consumo é ainda mais confusa por causa das premissas adotadas quanto à eficiência no uso final. Populações rurais, a princípio, preocupam-se mais em ter os serviços de eletricidade disponíveis do que com o montante que será gasto. Por exemplo, o mesmo nível de iluminação poderia ser fornecido por uma lâmpada incandescente de 60 W ou uma fluorescente compacta de 18 W. O preço mais elevado desta última seria rapidamente pago pela economia obtida durante o uso, devido ao seu menor consumo de eletricidade e à sua maior vida útil. Contudo, para as populações rurais, pode ser difícil arcar com o custo inicial, mesmo que isso leve a uma economia futura. Porquanto cada unidade de consumo economizada é, pelo menos, uma unidade a menos gerada, investimentos em eficiência no uso final podem substituir investimentos na expansão da capacidade de geração e, no caso de energia proveniente de sistema interligado, também substituir investimentos em transmissão.

As estimativas feitas para a Índia, no trabalho de Dubash e Bradley, baseiam-se no consumo observado em residências rurais pobres que já recebem eletricidade do sistema interligado. Conquanto seja difícil obter dados da Índia, estudos de “lares com baixo consumo” no Senegal, Brasil, Indonésia e Vietnã sugerem que a faixa de consumo residencial anual vai de 91 a 182,5 kWh (Gabler *apud* Dubash e Bradley, 2005, p.75).

A *National Electricity Policy* indiana, por sua vez, recomenda um mínimo de 365 kWh/ano, por residência, como sendo de “bom tamanho”, ou um direito básico (*Government of India, apud* Dubash e Bradley, 2005, p.75). Isso é de duas a quatro vezes maior do que o nível observado nas residências de baixo consumo dos países supracitados. E mais, isso é tido como um nível mínimo, e não como uma meta de consumo residencial médio. Assim, os autores adotaram esse valor como o consumo residencial anual no cenário de consumo médio.

A eletrificação rural deveria aspirar mais do que um serviço mínimo, segundo os autores. Victor (*apud* Dubash e Bradley, 2005, p.75) defende 1.000 kWh/ano, por pessoa, como um referencial mínimo de consumo, o que equivale a cerca de 5.000 kWh/ano por residência, menos do que o consumo médio per capita que já se verifica em 50% das províncias da China.

Entretanto, se não forem consideradas as necessidades para aquecimento e cocção, geralmente atendidas com outros combustíveis na Índia, 250 kWh/ano por pessoa, de acordo com Dubash e Bradley, poderia suprir as aplicações essenciais, para as quais a eletricidade é preferida ou a única alternativa, incluindo serviços como iluminação, televisão e/ou rádio, ferro de passar e um montante limitado destinado à refrigeração doméstica.

Apesar de todos esses eletrodomésticos hoje não estarem ao alcance da população rural pobre indiana, o exemplo da China sugere que o aumento do poder aquisitivo também faz crescer, rapidamente, o desejo de adquiri-los. Segundo os autores, se a Índia continuar a crescer entre 4% a 6% a.a., a economia em 2020 será de 75% a 150% maior do que em 2005. Espera-se que pelo menos alguma parte desse aumento de riqueza se reflita no consumo energético das residências rurais. Assim, consideram 250 kWh/ano/pessoa uma expectativa razoável para o programa de eletrificação rural indiano, assumindo esse cenário como plausível para o consumo final alto.

Como nos lares indianos residem, em média, cinco pessoas, uma meta de 250 kWh/ano por pessoa equivale, grosso modo, a 1.250 kWh/ano por residência. A título de comparação, os autores informam que um lar norte-americano típico consome de 25 a 40 kWh/dia (Byrne *apud* Dubash e Bradley, 2005, p.75), algo entre sete e doze vezes mais do que o cenário indiano de consumo alto. Para a projeção do consumo, além das residências, os autores consideram que há outras três classes significativas de consumidores nas comunidades rurais indianas (*ibid.*, p.75-76):

- ♦ os serviços públicos, tais como escolas, escritórios, postos de saúde, farmácias e centros comunitários;
- ♦ os sistemas de bombeamento de água para consumo humano e uso doméstico;
- ♦ as aplicações produtivas, entre as quais a mais importante é, de longe, o bombeamento de água para fins agrícolas, que é o pivô da economia rural indiana.

Outras aplicações incluem a produção de arroz e os moinhos de farinha, a metalurgia, as tornearias e a refrigeração em larga escala. Muito desse trabalho de Dubash e Bradley pode servir de referência a projetos de eletrificação em outros países, com as devidas relativizações. Dados como aqueles da China, em que mais da metade das províncias já apresentam consumo residencial médio de 417 kWh/mês, devem ser cuidadosamente analisados frente à realidade do Brasil, visto que isso é três vezes a média brasileira do consumo residencial mensal e 2,6 vezes a da Região Sudeste.

4.9 ELEGIBILIDADE PARA CRÉDITOS DE CARBONO

Os impactos da construção de hidrelétricas na Amazônia decorreram principalmente do efeito da decomposição de vegetação terrestre inundada, a grande área inundada, a deterioração da qualidade da água e a perda de ecossistemas terrestres e aquáticos.

Outro processo atualmente em estudo refere-se à emissão de gases de efeito estufa nos reservatórios do Sul e do Sudeste e em reservatórios da Amazônia. Além do acúmulo de matéria orgânica proveniente das bacias hidrográficas e da vegetação terrestre inundada, o tempo de retenção de cada reservatório tem um papel fundamental na emissão de gases, especialmente CH_4 e CO_2 (Nunes, 2006)

Estudos do COPPE/UFRJ afirmam que as hidrelétricas produzem, indiretamente, gases que contribuem para o efeito estufa. De seus reservatórios seriam eliminados CO_2 e metano (CH_4). No entanto, essas emissões nem chegam a ser consideradas problemáticas, já que essas usinas são classificadas como produtoras de energia “limpa”. Se comparadas à produção de gases a partir das termoeletricas, que queimam combustíveis fósseis, as hidrelétricas são mesmo bem menos prejudiciais ao aquecimento do planeta.

A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis como as PCHs pode ser uma oportunidade de geração de energia com baixas emissões de carbono constituindo-se assim numa ferramenta ideal para se atingir as metas estabelecidas pelo Protocolo de Quioto (Nunes, 2006).

4.9.1 O Protocolo de Quioto e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

Na primeira COP realizada em 1995, em Berlim, concluiu-se que os compromissos específicos para as partes do Anexo I não eram adequados, pois não levariam à redução das emissões para os índices de 1990, conforme se pensava anteriormente. Realizou-se, assim, uma nova rodada de discussões para decidir sobre compromissos mais fortes e detalhados para esses países. Após dois anos e meio de negociações, durante a COP 3, realizada em dezembro de 1997 na cidade de Quioto, no Japão, finalmente foi aprovado um Protocolo, com a finalidade de se estabelecerem mais claramente as metas e identificarem-se os gases a serem controlados.

No Protocolo de Quioto, as partes do Anexo I, que são os países industrializados, comprometem-se com metas individuais e com vinculação legal de limitação ou redução de suas emissões de gases do efeito estufa, que representam um corte de pelo menos 5% em relação aos níveis de 1990 no período de 2008 a 2012. As metas cobrem as emissões dos seis principais GEE, que são o CO_2 , o CH_4 , o NO_2 , os HFCs, os PFCs e o SF_6 .

Algumas atividades específicas no uso da terra e das florestas (ou seja, florestamento, desflorestamento e reflorestamento) que emitem ou removem dióxido de carbono da atmosfera também são tratadas. Todas as mudanças nas emissões e nas remoções pelos chamados “sumidouros” vão para a mesma cesta para fins de contabilização.

O Protocolo de Quioto não introduz obrigações adicionais para os países em desenvolvimento, e esse foi um dos pontos que não agradou aos Estados Unidos, alegando que países como Brasil, Índia e China, que estão em desenvolvimento, são grandes emissores de GEE. Dessa forma, deveriam também ter metas de redução. E, para o Protocolo entrar em vigor, era necessário não só a sua ratificação por, no mínimo, 55 países, o que foi facilmente alcançado, mas também atingir 55% das emissões totais de GEE. Por último, a Rússia, uma grande emissora, ratificou o protocolo, e o limite foi atingido. Os Estados Unidos não o ratificaram, argumentando que sua economia seria prejudicada, além de questionarem os estudos científicos sobre o aquecimento global.

Portanto, aprovado em 1997, o Protocolo de Quioto foi ratificado e entrou em vigor apenas em fevereiro de 2005, estabelecendo que os países do Anexo I, no período de 2008 a 2012, deveriam, em média, reduzir suas emissões de GEE em 5,2% em relação àquelas ocorridas no ano de 1990.

A proposta brasileira em Quioto, que ganhou o apoio do G7, formado pelos países em desenvolvimento, foi de estabelecer uma penalidade aos países do Anexo I, conforme a contribuição de cada um para o aumento da temperatura global da Terra acima de limites autorizados, de modo a criar um Fundo de Desenvolvimento Limpo (FDM) destinado aos países em desenvolvimento. Este Fundo evoluiu para o chamado Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) (Muylaert, 2000).

Para Muylaert, a proposta brasileira foi inovadora por não se ater, unicamente, às emissões de gases de efeito estufa de cada país, relativos a 1990, mas sim incorporar a quantificação das concentrações desses gases e o aumento da temperatura em consequência das concentrações. Esta proposta leva a uma análise das emissões referentes ao passado de cada país, uma vez que o tempo de permanência dos gases é bastante elevado. Com isso, as responsabilidades de redução diriam respeito, também, ao modelo de crescimento de cada país no passado e não só às suas emissões em 1990. A Tabela 4.6, revela que a contribuição dos países do Anexo I, em termos de emissões, de concentrações e de aumento da temperatura global, é substancialmente superior à contribuição dos países não-Anexo I.

	Anexo I	Não-Anexo I
Emissões em 1990	75%	25%
Concentrações em 1990	79%	21%
Contribuição no aumento da temperatura		
Em 1990	88%	12%
Em 2010	82%	18%
Em 2020	79%	21%

Tabela 4.3 – Contribuição dos países do Anexo I e não-Anexo I para o efeito estufa. Fonte: Nunes, 2006

4.9.2 O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL

Segundo Miguez (2002), o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo consiste na possibilidade de um país que tenha compromisso de redução (Anexo I) adquirir certificados de redução de emissões de gases de efeito estufa em projetos em países em desenvolvimento como forma de cumprir parte de seus compromissos. A participação dos países no mecanismo é voluntária e tais projetos devem implicar reduções de emissões adicionais àquelas que ocorreriam na ausência do projeto, garantindo benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo para a mitigação da mudança do clima.

O objetivo final de mitigação de gases do efeito estufa é atingido através da implementação de atividades de projeto nos países em desenvolvimento que resultem na redução da emissão de gases do efeito estufa ou no aumento da remoção de CO₂, mediante investimentos em tecnologias mais eficientes, substituição de fontes de energia fósseis por renováveis, racionalização do uso da energia, florestamento e reflorestamento, entre outras. Para efeitos do MDL, entende-se por atividades de projeto atividades integrantes de um empreendimento, que tenham por objeto a redução de emissões de gases do efeito estufa e/ou a remoção de CO₂. As atividades de projeto

devem estar exclusivamente relacionadas a determinados tipos de gases do efeito estufa e aos setores/fontes de atividades responsáveis pela maior parte das emissões, conforme previsto no Anexo A do Protocolo de Quioto.

O financiamento de atividades sustentáveis pelo MDL levará a uma menor dependência de combustíveis fósseis nos países em desenvolvimento e, portanto, a menos emissões em longo prazo. Os projetos MDL poderão ser implementados nos setores energético, de transporte e florestal, entre outros. Os projetos de MDL serão divididos nas seguintes modalidades: (i) fontes renováveis e alternativas de energia; (ii) eficiência/conservação de energia e, (iii) reflorestamento e estabelecimento de novas florestas (é nesta modalidade que estão a maioria dos projetos de seqüestro de carbono).

A Figura 4.6 apresenta o organograma do ciclo de atividade de projeto de MDL.

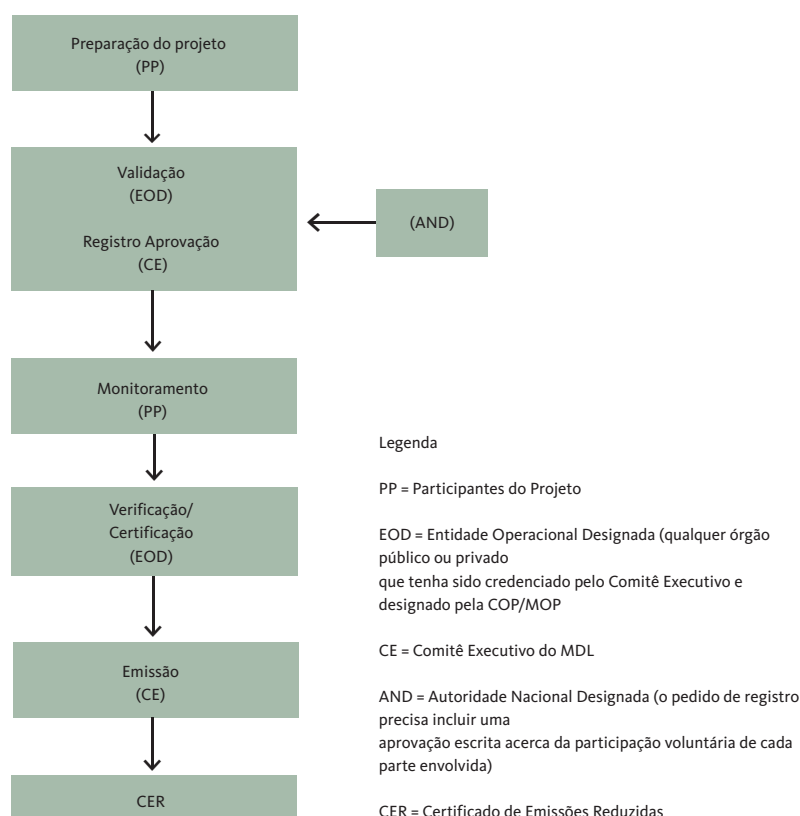


Figura 4.6 – Ciclo de Atividade de Projeto MDL. Fonte: Nunes, 2006

Para Reis (2002), através do MDL, o desenvolvimento de projetos que resultem em redução de emissão, valerão créditos, que poderão ser transacionados no mercado internacional de carbono. Os países em desenvolvimento que não têm obrigações de redução de suas emissões podem hospedar atividades de projetos que reduzam as emissões dos gases de efeito estufa e contribuam para o desenvolvimento sustentável. Por sua vez, os países desenvolvidos, que têm obrigações de redução de suas emissões, poderão utilizar as reduções certificadas de emissões (CER) resultantes das atividades de projetos, para cumprir, parcialmente, seus compromissos quantificados de limitação e redução das emissões, desde que certificadas por entidades operacionais, a serem designadas pelo Conselho Executivo do MDL.

Basicamente duas grandes categorias de projetos podem ser desenvolvidas no âmbito do MDL:

- ♦ Projetos que reduzam emissões;
- ♦ Projetos que resgatem emissões na forma de sumidouros e de estocagem dos gases de efeito estufa retirados da atmosfera.

Observa-se que o MDL ao associar as atividades do projeto à contribuição que possam dar para o desenvolvimento sustentável do país hospedeiro, embutiu a necessidade de que sejam definidos critérios de elegibilidade através dos quais poderão ser identificados os projetos elegíveis como MDL. Além disso, determinou que a atividade dos projetos devesse proporcionar redução de emissões adicionais àquelas que ocorreriam na ausência do projeto.

Assim, para que um projeto seja elegível como MDL não apenas é necessário que se enquadre nos critérios de elegibilidade definidos pelo país hospedeiro, como deve demonstrar, a princípio, que é capaz de gerar adicionalidade, entendida como o volume de gases de efeito estufa que o projeto é capaz de reduzir ou deslocar, tomando-se como referência uma determinada Linha de Base ou Cenário de Referência.

♦ CONDIÇÕES DE ELEGIBILIDADE AO MDL

Algumas categorias de projetos de pequena escala já estão definidas e deverão ter sistemas facilitados de aprovação pelo Conselho Executivo do MDL, a seguir:

- ♦ Projetos de produção de energia renovável com capacidade máxima até 15 MW ou equivalente;
- ♦ Projetos de redução de consumo energético equivalente ou até 15 GWh/ano, o que implica em uma carga substituída de 1,5 MW médios;
- ♦ Projetos de atividade que reduzam as emissões em até 15 toneladas/ano de CO₂.

O artigo 12 do Protocolo de Quioto define as regras gerais do MDL, estabelecendo que:

- ♦ O objetivo do MDL é possibilitar que os países do Anexo I cumpram seus compromissos já quantificados, de redução de emissões e, ao mesmo tempo, permitir que os países não-Anexo I reduzam as emissões e promovam o desenvolvimento sustentável;
- ♦ Todas as atividades do MDL deverão obedecer às diretrizes e orientações de um Conselho Executivo, designados pelos países membros do Protocolo em reunião da COP;
- ♦ Os países do não-Anexo I que desenvolverem projetos de MDL que resultem em redução de emissões quantificadas e certificadas poderão comercializá-las para os países do Anexo I, que poderão considerar este valor como parte da sua cota de redução de emissões;
- ♦ A redução de emissões quantificadas, resultantes de projetos de MDL, deverá ser certificada por entidades operacionais independentes, designadas como certificadoras pela reunião da COP, que deverá também definir os procedimentos de monitoramento dos projetos;
- ♦ Os projetos de MDL e aquisição dos Certificados de Emissões Reduzidas – CER's podem envolver entidades públicas e/ou privadas. Para serem certificados e validados, os projetos de MDL, deverão, simultaneamente:
 - Oferecer benefícios de longo prazo, reais e mensuráveis para os propósitos de

mitigação da mudança de clima e redução do efeito estufa;

- Promover uma redução de emissão que seja adicional, ou seja, uma redução de emissões que não seria obtida no caso da inexistência do projeto.

♦ A IMPLEMENTAÇÃO DO MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO NO BRASIL

Consciente de seu papel, o governo do Brasil foi o primeiro dos países em desenvolvimento a estabelecer uma Comissão Interministerial sobre Mudança do Clima por meio de Decreto do Senhor Presidente da República, em 7 de julho de 1999.

Este decreto estabelece que a Comissão será a autoridade nacional designada para aprovar os projetos considerados elegíveis do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, bem como cabe à Comissão definir critérios adicionais de elegibilidade àqueles considerados na regulamentação do Protocolo de Quioto. A Comissão é presidida pelo Ministro de Ciência e Tecnologia.

A idéia de “penalidade” foi alterada e mencionada no texto do Protocolo com o “o propósito de assistir às partes não incluídas no Anexo I para que atinjam o desenvolvimento sustentável e contribuam para o objetivo final da Convenção, e assistir às Partes incluídas no Anexo I para que cumpram seus compromissos de redução e limitação quantificadas de emissões, assumidos no Artigo 3”. Os países desenvolvidos não “pagariam uma multa por não-cumprimento”, mas “usariam as reduções certificadas de emissões, resultantes de tais atividades de projetos, para contribuir com o cumprimento”.

Após o término da regulamentação do Protocolo de Quioto, o próximo passo foi a ratificação desse instrumento pelo Congresso Brasileiro. A regulamentação do Protocolo de Quioto, em Marraqueche, no final de 2001, possibilitou a ratificação do Protocolo pelo Brasil e demais países ainda em 2002, o que poderia permitir sua entrada em vigor, possivelmente ainda este ano, dez anos após a Conferência do Rio de Janeiro. Finalmente, a satisfação dos requisitos do Artigo 25 permitiu a entrada em vigor do Protocolo e, conseqüentemente, do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.

A entrada em vigor do Protocolo fechou um primeiro ciclo de medidas graduais e seguras para o estabelecimento de um processo internacional global de discussão do aquecimento global e definição de medidas para a mitigação do problema.

Para o Brasil – um país que polui pouco e não tem metas de redução de emissões segundo o Protocolo de Quioto – e outros países em desenvolvimento, o MDL é uma grande oportunidade que une dois fatores interessantes: primeiro, a partir de sua adoção o país é obrigado a reduzir suas emissões de poluentes; em segundo, a negociação de créditos de carbono com países desenvolvidos gerará recursos que podem estimular o desenvolvimento local.

O Brasil por apresentar uma matriz energética predominantemente hídrica e conseqüentemente uma das mais limpas no mundo, não está obrigado, no momento a conter essas emissões. Entretanto, o Protocolo contempla a possibilidade de o país participar do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL.

A Figura 4.10 traz a evolução do número de projetos brasileiros submetidos ao ciclo de aprovação do MDL até maio de 2007.

Segundo o professor Emílio Lebre La Rovere, do Departamento de Centro Clima da COPPE/UFRJ, o potencial de redução de gases de efeito estufa devido ao uso de fontes renováveis de energia pode ser estimado em 20 milhões de t CO₂/ano, incluindo-se aí o PROINFA e todo o potencial estimado de PCH, biomassa e eólica. No caso de PCH, se considerarmos o potencial estimado de 7.136 MW (2.837 MW para aprovação e 4.478 MW aprovados) e fator de capacidade de 60% teríamos um

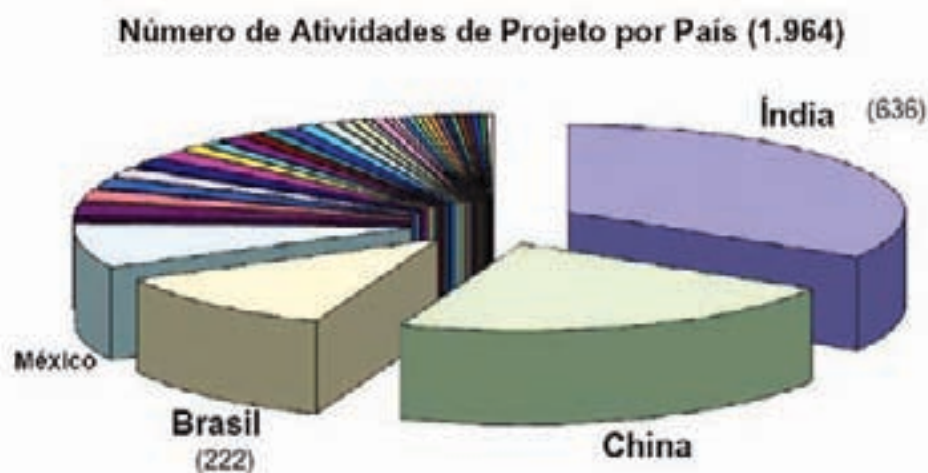


Figura 4.7 – Distribuição dos projetos MDL registrados. Fonte: CIMGC, 2007

potencial de geração anual de 38.452 GWh. Dando abertura para duas categorias de projetos, os de grande escala (projetos acima de 15MW) e os de pequena (projetos abaixo de 15 MW). Totalizando um potencial de redução de emissões em torno de 10,3 a 15,3 milhões de t CO₂/ano.

♦ EMISSÕES DOS GASES DE EFEITO ESTUFA DERIVADOS DE HIDRELÉTRICAS

Existe ainda muita controvérsia quanto à quantidade de GEE que é trocada entre o sistema Atmosfera-Terra, devido, em suma, às incertezas de natureza metodológica e do conhecimento incompleto sobre o acoplamento entre diferentes componentes dos sistemas.

Estudos realizados na última década têm demonstrado que a cadeia alimentar de muitos ambientes aquáticos não é sustentada pelos organismos produtores (fitoplâncton), mas pelos organismos decompositores (bactérias) e pela entrada de matéria orgânica proveniente da bacia de drenagem (material alóctone). Considerando tal premissa, conclui-se que a fotossíntese não é a fonte principal de carbono desses ambientes, mas sim o ambiente circundante. E se a produção primária, baseada na fotossíntese, é menor que a atividade respiratória das bactérias, então tais sistemas não contribuem para a fixação do carbono atmosférico. Pelo contrário, tornam-se fontes emissoras de gás carbônico. Essa abordagem do funcionamento dos sistemas aquáticos é relativamente nova e muitos estudos e equipamentos ainda estão sendo desenvolvidos para a avaliação das taxas de respiração bacteriana em comparação com a produção fotossintética. No rastro desse novo enfoque limnológico, passou-se a questionar a geração de energia hidrelétrica como fonte “limpa”, já que os reservatórios incorporam grandes quantidades da biomassa vegetal que cobria a bacia de acumulação. Cogitou-se que a decomposição dessa imensa fonte de carbono seria responsável por emissões de gases de efeito estufa em níveis equivalentes aos de termelétricas de mesma potência (Nunes, 2006).

Segundo Tundisi et al. (200 –), o volume total de água acumulada em reservatórios em todo o mundo é de 10.000 Km³. Reservatórios interferem nos ciclos biogeoquímicos naturais de várias maneiras: são expostos a altas cargas de nitrogênio, fósforo e outros elementos e substâncias, resultado da contribuição da bacia em que se encontram.

A emissão de gases de efeito estufa no Brasil foi medida intensamente nos últimos dez anos tendo por resultado uma riqueza do conhecimento que está ajudando a esclarecer o papel global dos reservatórios na mudança do clima. O envelhecimento do reservatório é um dos fatores

importantes que são responsáveis pela emissão de gás de efeito estufa. Os impactos dos processos de eutrofização da bacia hidrográfica e a dinâmica da limnologia interna são outras causas prováveis de emissões de gás (Tundisi, 200 –).

Além da COPPE, outras instituições brasileiras de pesquisa têm se direcionado ao estudo das emissões de GEE por reservatórios, a destacar o INPE-CENA e o INPA . Devido à discrepância entre os valores médios de fluxos que têm sido obtidos pelas diferentes instituições, resultante, em suma, da diversidade metodológica de coleta dos dados e da natureza muitas vezes não linear dos processos de emissão, percebe-se a necessidade da realização de estudos que propiciem o aperfeiçoamento e padronização de métodos.

O estado-da-arte indica que, em casos onde a geração hidrelétrica é inferior a 0,1 W por metro quadrado de área de reservatório, existe a possibilidade de as emissões de GEE serem superiores às que seriam originadas de uma termelétrica gerando uma quantidade de energia equivalente (Nunes, 2006).

Para Santos (2000), na geração de energia elétrica, as emissões de gases de efeito estufa podem ser divididas em dois grupos:

- 1) O CO_2 no consumo de combustíveis fósseis, principalmente na operação de usinas termelétricas (óleo combustível, carvão mineral, gás natural).
- 2) Na alteração do uso do solo, no caso do enchimento de reservatórios das usinas hidrelétricas em regiões florestadas, onde são produzidos gases CO_2 e CH_4 por decomposição aeróbica e anaeróbica da matéria orgânica.

O mesmo autor explica que o primeiro caso não constitui grande problema, pois a documentação sobre estimativas de emissão de gases derivados do uso de combustíveis fósseis é considerável e o tema foi objeto de constantes debates em âmbito nacional e internacional (CNUMAD-92, IPCC-1991, RIO CIÊNCIA-92, OECD EXPERT MEETING-1991), somados às características dos aproveitamentos termelétricos, que podem fornecer dados sobre o consumo de combustível utilizado na geração de energia.

No segundo caso, estritamente ligado à construção e operação de hidrelétricas em regiões florestadas, como no caso da região amazônica, o acervo é bem reduzido, mesmo internacionalmente, visto que o assunto é relativamente novo.

A liberação de CO_2 pela decomposição de árvores mortas acima da água e do CH_4 resultante da decomposição das partes macias da vegetação inicial e das macrófitas é mais alta nos primeiros anos, após o enchimento do reservatório. Qualquer ponderação das emissões por tempo (atualmente não incluídas no Protocolo de Quioto) favoreceria a alternativa dos combustíveis fósseis, em comparação com a geração de energia hidrelétrica (Fearnside, 2004).

Há duas formas de produção de gases quentes numa usina hidrelétrica: por difusão ou por bolhas. O primeiro caso ocorre na superfície do reservatório. Por ser um meio aeróbico, com maior presença de oxigênio, as bactérias decompõem a matéria orgânica e emitem gás carbônico, que se difunde pela água. Já o metano é obtido por decomposição de matéria orgânica no fundo dos lagos das usinas, onde a presença de oxigênio é nula ou muito pequena. Como não se dilui na água esse metano chega à superfície por meio de bolhas (Nunes, 2006)

Tundisi et al. (200–) relatam que Rosa et al. (2002) compararam emissões de CH_4 e de CO_2 em nove reservatórios de diferentes idades em regiões tropicais do Brasil em latitudes que variam de 4° a 26°S, e cobertas por diferentes tipos de vegetação: floresta úmida equatorial, floresta temperada, mata atlântica, cerrado e caatinga. Eles mediram as emissões de CH_4 e de CO_2 por

bolhas e por difusão da água para a atmosfera. De acordo com esses autores, alguns reservatórios (Itaipu, Xingó e Segredo) apresentam emissões mais baixas comparado ao equivalente de plantas termelétricas, cujo impacto é 137 vezes mais baixo que uma planta de geração a gás natural. Alguns outros como o reservatório de Miranda emitem gases de efeito estufa cerca de 11 vezes menos que uma planta a gás natural, e outros como Três Marias e Samuel, emitem 2 vezes mais. Os autores concluem que as emissões podem variar de acordo com a profundidade, com a distribuição da biomassa submersa, e também com o tempo, provavelmente com um pico rápido que ocorre logo após a inundação, e depois disso com uma tendência desconhecida.

Para Fearnside (2004), logo que a água emerge das turbinas, a pressão cai até o nível de uma atmosfera, e a maior parte do gás nela dissolvido é imediatamente liberada. A água colhida no fundo de um reservatório e trazida até a superfície em um frasco de amostragem espuma feito refrigerante quando ele é aberto. Gases assim liberados incluem o CO_2 e o CH_4 . Embora presente na água em menor quantidade que o CO_2 , o CH_4 é que torna as hidrelétricas uma preocupação no que se refere ao aumento do efeito estufa.

O mesmo autor explica que o metano também é liberado no percurso da água pelo vertedouro, onde a liberação de gás é causada não só pela mudança de pressão e temperatura, mas também pela provisão súbita de uma vasta área da superfície, quando a água é pulverizada em pequenas gotas. No vertedouro da hidrelétrica de Tucuruí, a água sai em um jato a partir de uma fenda horizontal estreita a 20 m de profundidade. Nessa profundidade a água tem uma carga significativa de metano: 3,1 mg/l, em média, ao longo do ano.

A Figura 4.11 ilustra os locais e as possíveis maneiras de produção e emissão de carbono nos reservatórios.

Santos (2006) analisou as emissões de GEE em ambientes naturais e em reservatórios hidrelétricos e determinou qualitativamente e quantitativamente as emissões destes ambientes, comparando-se estas emissões de forma a compreender melhor os processos reguladores dessas alterações que



Figura 4.8 – O balanço de carbono nos reservatórios

Fonte: Projeto Balanço de Carbono nos Reservatórios de Furnas Centrais Elétricas S.A.

Disponível em www.dsr.inpe.br/projetofurnas/panorama_cont.html acessado em 14/09/06.

foram causadas pelos reservatórios hidrelétricos. Os resultados confirmaram que rios e lagos naturais são fontes significativas de CO₂, enquanto que áreas de turfa, áreas alagadas e savanas seriam fontes significativas de CH₄.

O mesmo autor concluiu em seu trabalho que não há dúvida que a construção de barragens hidrelétricas provoca danos ambientais, como também são causadores de gases de efeito estufa. Porém, constatou que os reservatórios hidrelétricos emitem menos ou de forma similar a diversos ambientes naturais (áreas alagadas, turfa, rios e estuários).

Santos (2000) ressalta que apesar da emissão de GEE por hidrelétricas, uma usina termelétrica é mais prejudicial ao meio ambiente, pois não emite apenas gases quentes, mas também dióxidos de enxofre e de nitrogênio, além de materiais particulares, altamente prejudiciais à saúde humana.

Ele lembra que ainda não temos a quantidade exata das emissões por hidrelétricas e que os estudos que estão sendo realizados atualmente têm um aspecto positivo: o de jogar luz sobre a possibilidade da construção de novas hidrelétricas que levem em consideração essas emissões de GEE. Talvez uma alternativa possa ser a implantação de PCHs com alta densidade de potência (potência por metro quadrado), o que levaria a uma menor área de alagamento e conseqüentemente a menores quantidades de emissões de GEE.

♦ QUANTIDADE DE EMISSÕES REDUZIDAS POR PEQUENAS CENTRAIS

As pequenas centrais representam uma importante alternativa na substituição progressiva do consumo de combustíveis fósseis, principalmente em sistemas isolados. Podem-se creditar os benefícios do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) através da elaboração de um projeto de carbono com uma linha de base consistente que justifique a substituição da geração emissora de gases de efeito estufa.

Entende-se como linha de base ou cenário de referência, as emissões de gases de efeito estufa (GEEs), em nível de país, setor, região ou projeto específico, que provavelmente ocorreriam na ausência das atividades de projeto mitigador desses gases, considerando as tecnologias disponíveis e as condições econômicas prevaletentes.

De modo geral, se o projeto mitigador dos GEEs substituirá e/ou modificará um empreendimento que já existe, e se encontra em funcionamento e suas atividades são fisicamente bem delimitadas, com histórico de emissões disponíveis e confiáveis, a determinação da linha de base apresenta pequeno grau de dificuldade.

A padronização das linhas de base (por exemplo, taxas de emissão, parâmetros e /ou metodologias), se bem feitas e ajustadas a tipos específicos de projetos, pode, simultaneamente, promover maior consistência nas ações, limitar a oportunidade de conluios para resultados e reduzir os custos de transação.

Os mesmos autores afirmam que para definir a adicionalidade do projeto determina-se um cenário de referência (ou como é definido nos documentos de referência do MDL, uma linha de base ou baseline), que expressa de modo transparente e mensurável, quais seriam as emissões que ocorreriam se o projeto não fosse implementado. Desta forma pode-se verificar a importância da linha de base de uma atividade, pois ela representa o cenário das emissões de gases de efeito estufa, por fontes, que ocorreriam na ausência da atividade de projeto, incluindo as emissões de todos os gases, setores e categorias de fontes listadas no Anexo I do Protocolo de Quioto que ocorram dentro do limite do projeto.

A linha de base para projetos de pequena escala em sistemas isolados é definida como o consumo da quantidade de combustível utilizada pela fonte geradora existente. A emissão da

linha de base seria a geração da linha de base multiplicada pelo fator de emissão do combustível que será substituído pelo projeto MDL (NAE, 2006).

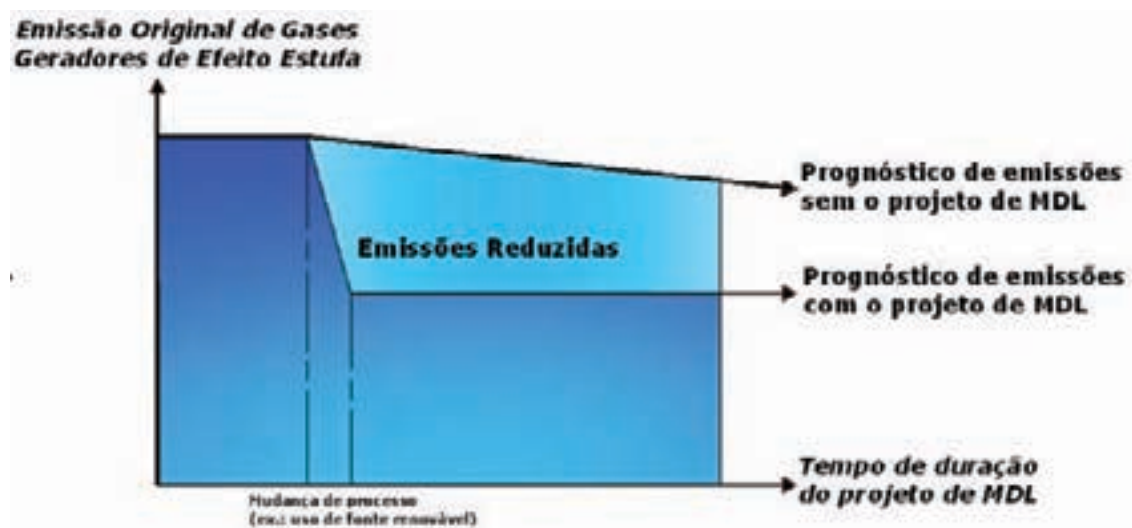


Figura 4.9 – Representação esquemática da linha de base

5 Disponibilidades Efetivas de Potenciais Energéticos

5.1 DISPONIBILIDADES DE FONTES DE ENERGIA

É incontestável a existência de recursos energéticos na região amazônica em magnitude capaz de atender as necessidades internas e ainda de outras regiões, como já se verifica no caso da hidrelétrica de Tucuruí no estado do Pará. No entanto, contraditoriamente, as menores taxas de eletrificação rural do país encontram-se nos estados do Pará (15%), Acre (17%), Amapá (21%) e Roraima (23%), enquanto o índice nacional é de 70,7%. Além do mais, os centros atualmente atendidos apresentam baixa confiabilidade no suprimento. É, portanto, nesse contexto, de contraste entre potencialidade existente e demanda não ou mal atendida, que procurar-se-á evidenciar as oportunidades e desafios no campo das energias alternativas.

5.2 O MERCADO DE ELETRICIDADE NA AMAZÔNIA

A discussão quanto ao atendimento das demandas energéticas das populações amazônicas impõe uma leitura mais adequada dos mercados a serem atendidos sob pena da reprodução de ações e políticas inapropriadas. Portanto, apresenta-se a seguir uma breve leitura dos mercados de eletricidade na Amazônia.

Segundo Souza (2003), o mercado de energia elétrica na região amazônica pode ser subdividido em três tipos com características bem distintas. O primeiro deles é o mercado de energia das capitais dos estados, atendidos em sua maioria por parques hidrotérmicos (hidroelétricas e termelétricas), de propriedade das concessionárias federais. O segundo mercado é representado pelas áreas urbanas dos municípios do interior dos estados e pequenas localidades, atendidos por unidades termelétricas a óleo diesel, de médio porte com redes locais, de responsabilidade da concessionária estadual ou por empresas terceirizadas. E o terceiro mercado é representado por parte da população que não tem acesso à eletricidade ou possuem pequenos geradores a diesel de propriedade das prefeituras municipais, gerando eletricidade para alguns usos específicos. Os dois primeiros mercados caracterizam-se pela baixa qualidade no suprimento, elevado índice de déficit, altos custos de geração, elevado índice de desperdício e pela utilização, em grande parte, de insumos energéticos não renováveis. Já o terceiro mercado não recebe os estímulos adequados para evoluir e se consolidar, servindo unicamente como instrumento de ações políticas que privilegia somente interesses pessoais, fato esse também comum nos mercados urbanos do interior. Cada um desses três mercados deve receber tratamento diferenciado para que seu desenvolvimento aconteça de maneira satisfatória, ou seja, garantindo a quantidade e a qualidade necessária da energia, com preços compatíveis com a realidade econômica dentro das condições socioambientais adequadas para as próximas gerações.

5.3 CARACTERÍSTICAS DA REGIÃO AMAZÔNICA

A extensão aproximada da floresta amazônica é de 5,5 milhões de km², sobrepondo-se à área da bacia hidrográfica amazônica com 7 milhões de km² (incluindo a bacia dos rios Araguaia e Tocantins). A floresta amazônica distribui-se da seguinte forma: 60% no Brasil, e o restante (40%) na Bolívia, Colômbia, Equador, Guiana, Guiana Francesa, Peru, Suriname e Venezuela. Os 60% correspondentes ao Brasil constituem a chamada Amazônia Legal, abrangendo os estados do Amazonas, Amapá, Mato Grosso, oeste do Maranhão, Pará, Rondônia, Roraima e Tocantins.

Além destas “divisões”, a floresta amazônica ainda engloba 38% (1,9 milhões de km²) de florestas densas; 36% (1,8 milhões de km²) de florestas não densas; 14% (700 mil km²) de vegetação aberta, como cerrados e campos naturais e sendo 12% da área ocupada por vegetação secundária e atividades agrícolas.

A Amazônia possui grande importância para a estabilidade ambiental do planeta, visto que ela é responsável pela fixação de mais de uma centena de trilhões de toneladas de carbono. Sua massa vegetal libera aproximadamente sete trilhões de toneladas de água anualmente para a atmosfera, através da evapotranspiração, e seus rios descarregam cerca de 20% de toda a água doce que é despejada nos oceanos pelos rios existentes no planeta.

As temperaturas médias anuais variam entre 22°C e 28°C. Há uniformidade térmica e, normalmente, não se percebe as variações estacionais no decorrer do ano. O total de chuvas varia de 1.400 a 3.500 mm por ano. O clima é distribuído de maneira a caracterizar duas estações distintas: a estação da seca e a estação chuvosa.

O clima é equatorial úmido e subúmido, controlado pela ação dos ventos alísios e baixas pressões equatoriais (doldrums) e pela ZCIT – Zona de Convergência Intertropical. Na Amazônia Ocidental, o clima sofre a interferência da massa equatorial continental (mEc); na Amazônia Oriental, região do médio e baixo Amazonas e litoral, o clima sofre interferência da massa equatorial marítima (mEm) e da ZCIT. A massa polar atlântica (mPa) atua no interior da Amazônia, percorrendo o território nacional no sentido S–NW através da depressão do Paraguai, canalizando o ar frio e provocando queda da temperatura. O fenômeno é conhecido como “friagem”. O clima predominante é o equatorial, com taxas de pluviosidade média anual da ordem de 2.500 mm e temperatura média anual de 24°C.

♦ HIDROGRAFIA

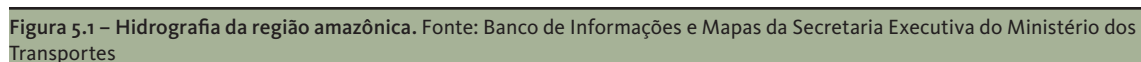
A bacia do Rio Amazonas representa aproximadamente 25% da água doce da Terra, numa área de 4 milhões de Km² em território brasileiro. É a maior bacia fluvial do mundo.

Vários fatores concorrem para a existência de tamanha rede hidrográfica. Um deles é a quantidade de chuvas que ocorrem na região aliada a sua localização. Cortada pela linha do Equador, a região se beneficia do verão que ocorre nos dois hemisférios. Por exemplo, quando é verão no norte, os rios desse hemisfério é que estão cheios, por ser época das chuvas. O mesmo ocorrerá ao sul, quando for verão. Assim, ora os rios da margem direita do Amazonas estão cheios, ora os da margem esquerda.

Outro fator importante é que o derretimento das geleiras existentes na Cordilheira dos Andes contribui para a elevação do nível das águas em grande parte dos rios nessa área.

Os rios amazônicos diferem quanto à qualidade de suas águas e sua geomorfologia. Os principais rios, baseando-se na coloração de suas águas são:

- Os rios de água preta apresentam esta coloração devido à presença de ácidos húmicos e fúlvicos resultantes da decomposição incompleta do húmus do solo. Já os rios de água clara têm suas cabeceiras nos escudos cristalinos pré-cambrianos, drenam solos muito intemperizados, suas águas não são tão ácidas e a carga de material em suspensão é pequena. Os rios barrentos originam-se em regiões montanhosas (Cordilheira dos Andes) carregando elevadas quantidades de material em suspensão, garantindo uma coloração amarronzada.



Rio Araguaia: Com 2.627 km de extensão, o Araguaia nasce na divisa dos estados do Mato Grosso e Tocantins e deságua na margem esquerda do Tocantins. Na época da estiagem, aparecem inúmeras praias. O rio oferece também uma grande variedade de peixes.

Rio Negro: Tem águas muito escuras devido à decomposição da matéria orgânica vegetal que cobre o solo das florestas e é carregada pelas inundações. Quando o Solimões encontra o Rio

Negro, passa a chamar-se de Amazonas.

Rio Solimões: O rio fica bicolor quando há o encontro dos Rios Negro e Solimões; as águas com cores contrastantes percorrem vários quilômetros sem se misturar.

Rio Tapajós: As águas do Tapajós, devido às diferenças de composição, densidade e temperatura, não se misturam com as do Rio Amazonas. Tem 1.992 km de extensão, nasce nas divisas dos estados do Pará, Amazonas e Mato Grosso.

Rio Tocantins: Nasce no estado de Tocantins, na Serra dos Pirineus e deságua no Oceano Atlântico, formando o estuário do Rio Pará.

Rio Trombetas: Nasce na fronteira do Brasil com a Guiana e tem 750 km de extensão. Quando se encontra com o Paraná de Sapucaá, ganha o nome de Baixo Trombetas e chega a atingir 1.800 m de largura. Seu leito divide-se em várias ilhas estreitas e compridas.

Rio Xingu: Tem 1.980 km de extensão, mas é navegável em apenas 900 km. Apresenta um curso sinuoso e várias cachoeiras, algumas com mais de 50 m.

Rio Amazonas: Nasce no norte da Cordilheira dos Andes peruano, em uma altitude de 5,3 mil metros. Com cerca de 1.100 afluentes, o volume de água do Rio Amazonas é tão grande que sua foz, ao contrário dos outros rios, consegue empurrar a água do mar por muitos quilômetros. O Oceano Atlântico só consegue reverter isso durante a lua-nova quando, finalmente, vence a resistência do rio. O choque entre as águas provoca ondas que podem alcançar até 5m de altura, avançando rio adentro. Este choque das águas tem uma força tão grande que é capaz de derrubar árvores e modificar o leito do rio. É no Rio Amazonas que acontece um curioso fenômeno da natureza, a pororoca. No dialeto indígena do Baixo Amazonas, o fenômeno da pororoca tem o seu significado exato: Poroc-poroc significa destruidor. Embora a pororoca aconteça todos os dias, o período de maior intensidade no Brasil acontece entre janeiro e maio e não é um fenômeno exclusivo do Amazonas. Acontece nos estuários rasos de todos os rios que desembocam no golfo amazônico e no Rio Araguari, no litoral do Estado do Amapá. Como todo rio de planície, o Amazonas segue lentamente. Isso decorre da pequena declividade na região, que apresenta um desnível de 82 metros em todo o seu percurso.

♦ RELEVO

Na maior parte da região amazônica, a disposição do relevo se deu através do fenômeno geológico que originou as depressões e a planície, constituindo significativas unidades do relevo brasileiro.

Segundo o professor da USP Jurandir Ross, do Departamento de Geografia, o relevo do Amazonas apresenta as seguintes porções:

- ♦ Depressão da Amazônia Ocidental;
- ♦ Depressão Marginal Norte-Amazônica;
- ♦ Depressão Marginal Sul-Amazônica;
- ♦ Planaltos Residuais Norte-Amazônicos;
- ♦ Planície do Rio Amazonas;
- ♦ Planalto da Amazônia Oriental.

Essa classificação resultou de uma pesquisa baseada em levantamentos do projeto RADAMBRASIL, que

fotografou cada trecho do país com instrumentos especiais de radar instalados em um navio.

A planície do Rio Amazonas e alguns afluentes caracterizam-se por ser uma faixa estreita que acompanha as margens desses cursos d'água, com altitude entre 100 e 200 metros. Já a Depressão Marginal Norte-Amazônica, varia entre 200 e 300 metros de altitude.



Figura 5.2 – Mapa com classificação do relevo brasileiro, segundo Jurandir Ross. Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

Seguindo a ordem das elevações do relevo, temos o Planalto da Amazônia Oriental, que vai de Manaus até o Oceano Atlântico (Pará), recoberto por mata densa e com altitude entre 400 e 500 metros.

As maiores altitudes do estado encontram-se nos Planaltos Residuais Norte-Amazônicos, com uma média de 1.200 metros. Localizam-se ali os pontos culminantes do Brasil: o Pico da Neblina (3.014 metros) e o 31 de Março (2.992 metros), ambos na Serra do Imerí, fronteira do Amazonas com a Venezuela.

5.4 DISPONIBILIDADE ENERGÉTICA

Se o potencial hidrelétrico da bacia do Rio Amazonas fosse inteiramente aproveitado, a eletricidade gerada seria capaz de abastecer o Brasil inteiro, com sobras. São 105.410 megawatts (MW) de potencial existente, mas apenas 1% deste total são efetivamente aproveitados em usinas hidrelétricas. Os dados apresentados pelo Atlas de Energia Elétrica do Brasil ilustram as vastas possibilidades de expansão do parque hidrelétrico nacional: o potencial brasileiro está estimado

em cerca de 260.095 MW, e destes, só 23% (60.511 MW) são aproveitados. Segundo o professor Roberto Schaeffer, do Programa de Planejamento Energético da Coppe – UFRJ (Coordenação de Programas de Pós-Graduação em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro), durante algum tempo, os novos empreendimentos (de geração) vão continuar a ser hidrelétricos.

O Rio Amazonas, por exemplo, percorre uma grande área de planícies e depressões, já seus afluentes correm em áreas planálticas, caracterizando esta bacia como a de maior potencial hidrelétrico do Brasil. Porém, apesar do grande potencial hidrelétrico, a região atualmente possui uma baixa da capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil.

Os aspectos que limitam a utilização deste enorme potencial para a geração de energia são a grande dispersão entre os poucos centros urbanos da região hidrográfica, as grandes distâncias entre os potenciais e os principais centros consumidores nas demais regiões do país e os possíveis riscos ambientais resultantes de áreas alagadas, para construção de hidrelétricas.

Apesar do custo elevado de construção, as usinas hidrelétricas são praticamente imbatíveis em termos de preço final da energia. Na verdade, não seria realista esperar um aproveitamento de 100% do potencial de geração de energia dos rios brasileiros, já que existem limitações de ordem ambiental para a construção de reservatórios.

Em relação a fontes primárias no Brasil, a Região Norte é a que apresenta o maior potencial hidráulico: 44% do total nacional, de acordo com dados da Agência Nacional de Energia Elétrica. Já o Nordeste, com 10%, é a região de menor potencial.

Países como o Canadá, França, Estados Unidos e Japão aproveitaram seus potenciais hidrelétricos até onde era possível, para só então utilizar outras fontes de energia, tais como os combustíveis fósseis e a energia de fissão nuclear. Mesmo em países menos favorecidos em termos de potenciais hidráulicos como a Grã-Bretanha e a Alemanha, os poucos potenciais disponíveis foram aproveitados ao máximo.

Segundo dados do Atlas de Energia Elétrica do Brasil, da Aneel, dos 260.095 MW de potencial hidráulico disponíveis no país, mais de 63% já foram inventariados. O termo inventariado significa que já foi elaborado quase um pré-projeto de engenharia, levando-se em consideração projeções de custos.

♦ FONTES ENERGÉTICAS NO ESTADO DO AMAZONAS

O conhecimento da eficiência econômica dos municípios que formam as meso-regiões do estado do Amazonas é de fundamental importância para possibilitar a seleção dentre as diversas opções energéticas que representam as fontes primárias mais econômicas e viáveis do ponto de vista do desenvolvimento sustentável.

Embora tenha se procurado levantar dados estatísticos, os mesmos ainda não são suficientes para uma adequada escolha da melhor opção energética, ficando ainda lacunas que são:

- 1) Conhecimento das despesas energéticas para a realização da produção que se destacam para os municípios do interior;
- 2) A renda disponível para o pagamento de energia e ao mesmo tempo, os bens de consumo mínimos para uma qualidade de vida aceitável;
- 3) As restrições e limitações ambientais impostas para região sob análise, que podem suscitar restrições para uma política de desenvolvimento que não contemplem as características ambientais;
- 4) Peso social e econômico das medidas a serem adotadas, pois qualquer que seja a decisão tomada, prevê-se um clima de acirramento entre os atores, cada um defendendo seus

particulares interesses, que nem sempre têm o homem integrado com a região em que convive como base de todo o planejamento.

As opções energéticas para os municípios e comunidades isoladas, analisadas por diversos autores, têm se mostrado onerosas e economicamente inviáveis, por várias razões, dentre elas:

- 1) Pequenas dimensões;
- 2) Habitantes de baixo nível educacional ou capacidade crítica de decisão e renda;
- 3) Baixa produtividade local;
- 4) Grandes distâncias entre os centros produtores e indutores do desenvolvimento.

A Tabela 5.1 mostra, em termos qualitativos, as vantagens e desvantagens das diferentes fontes energéticas disponíveis para o uso na Amazônia.

Fonte Energética	Distribuição territorial	Relação com o ambiente	Resultado Econômico
Biomassa*	muito grande	excelente	favorável
Biogás	muito grande	excelente	favorável
Solar	muito grande	excelente	favorável
Hidráulico	média	médio	variável
Madeira	muito grande	prejudicial	variável
Gás natural	pequena	prejudicial	prejudicial
Óleo	média	prejudicial	prejudicial

*Exceto madeira

Tabela 5.1 – Vantagens e desvantagens das fontes energéticas disponíveis na Amazônia

♦ PRINCIPAIS FONTES DE ENERGIA

A grande disponibilidade hídrica da bacia amazônica não significa a possível utilização deste recurso para geração de energia em todos os locais. De fato, grande parte da área da Amazônia Brasileira é essencialmente plana e com rios de baixa velocidade, onde são muito baixas as energias cinética e potencial. À medida que esses rios vão se afastando da Planície Amazônica, surgem as corredeiras e cachoeiras, onde os desníveis proporcionam locais favoráveis para a utilização desses potenciais. Nos pequenos cursos d'água, já existem algumas unidades geração de energia que variam entre 100 e 10.000 kW, nos estados de Rondônia, Roraima e no extremo noroeste do Amazonas, no local conhecido como Cabeça do Cachorro. Essas usinas, quando planejadas respeitando as limitações ambientais, contribuem para a sustentabilidade da região.

No caso dos rios da porção Ocidental da Bacia Amazônia, a geração hidrelétrica a partir de turbinas hidrocínéticas não supera a potência de 2 kW, devido à baixa velocidade da água, que na maior parte dos locais, varia entre 0,6 e 1,5 m/s, ou 2,2 a 5,4 km/h. Um exemplo representativo ocorre no Alto Rio Juruá, no estado do Acre, onde a velocidade da água dificilmente ultrapassa 5 km/h no meio do rio. Neste local, uma turbina hidrocínética com 2 metros de diâmetro teria a capacidade máxima de geração de somente 1,3 kW.

Entretanto, mesmo considerando que esta potência poderia alimentar até três casas isoladas, ainda existe a problemática ocasionada pelo ambiente da Amazônia, que apresenta um período com pouco volume de água nos rios. Este fato ocasionará a interrupção funcionamento da turbina

hidrocinética durante parte do ano, quando a profundidade for inferior a 2 metros. Além disso, no período das chuvas, a quantidade de materiais carregados pelo rio é significativa e trará problemas na operação do sistema (Di Lascio, 2006).

5.5 TECNOLOGIAS ALTERNATIVAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Amazônia tem necessidade de expandir seu parque energético, porém, os impactos ambientais causados pela construção de grandes usinas hidrelétricas são uma preocupação. Além disso, muitas comunidades não são beneficiadas com a energia vinda das usinas hidrelétricas localizadas na região em razão da inexistência de subestações. É comum observar redes de transmissão cortar cidades totalmente dependentes de geradores movidos a diesel.

Na Amazônia, existe um número muito grande de cursos de água, que possuem correntezas ou corredeiras que podem ser aproveitadas para a geração de energia utilizando a energia cinética das correntezas dos rios (Melo Neto).

Devido ao fato de a maioria dos rios da bacia amazônica apresentar baixa declividade tem-se a necessidade de utilizar novas tecnologias para geração de energia, para que os impactos socioambientais sejam minimizados. Dessa forma, a utilização de turbinas hidrocinéticas apresenta-se como uma alternativa para a geração de energia elétrica.

5.6 MAPEAMENTO DAS PRINCIPAIS FONTES

Para a elaboração dos mapas, foram considerados mapas de altitude e mapas de localização de várias PCHs no Brasil. Foram feitas várias manchas considerando os possíveis locais onde a implantação de usinas seria mais indicada. As regiões em vermelho indicam locais com maior concentração de usinas, pois apresentam as melhores condições naturais para o projeto. Conforme o potencial natural vai diminuindo, as regiões vão apresentando cores menos intensas. Dessa forma, as áreas em laranja apresentam locais com alguma atratividade para a execução de projetos. As regiões em amarelo indicam locais com pouco potencial e as manchas em branco apresentam locais com baixo aproveitamento.

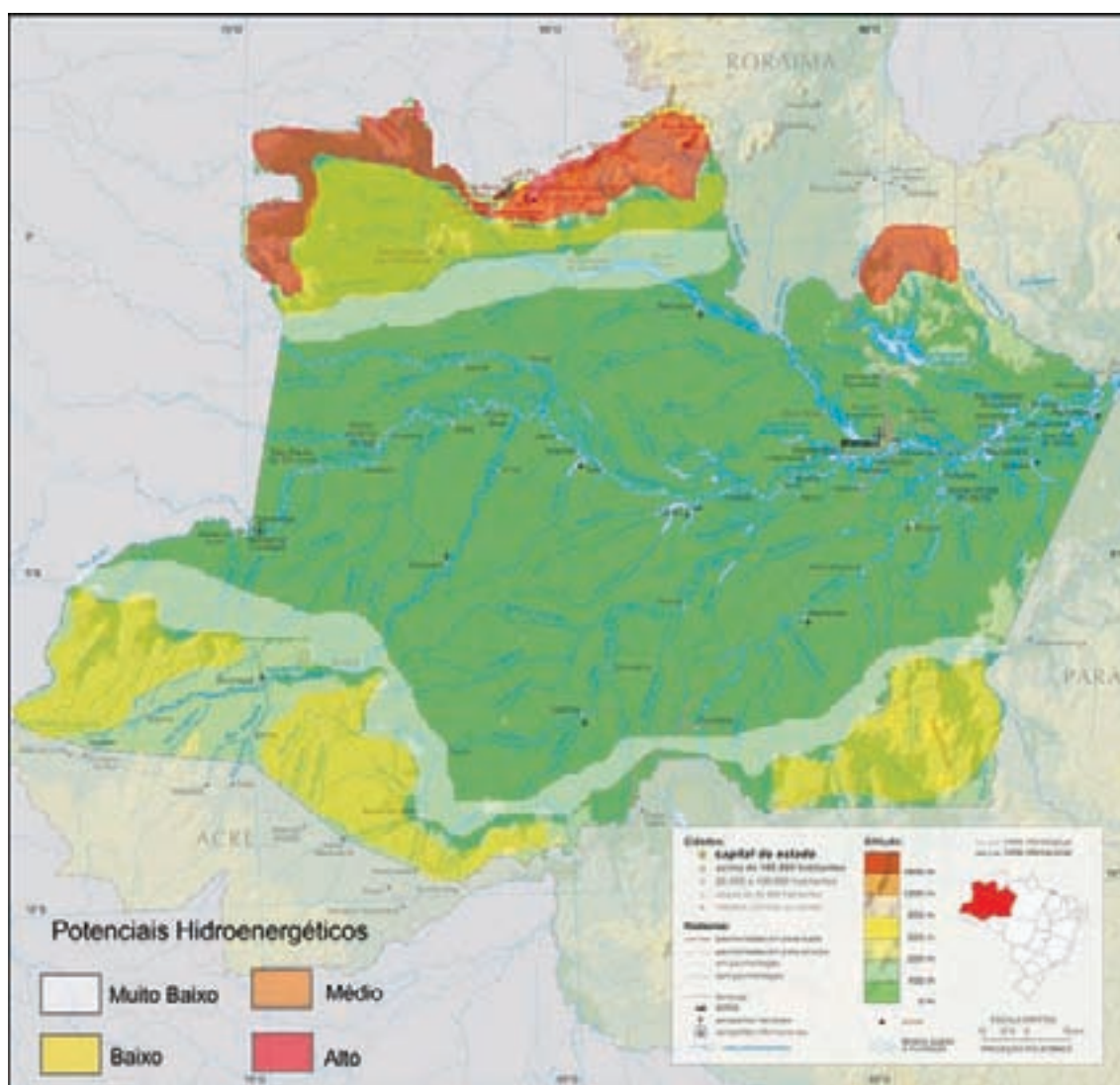


Figura 5.4 – Potenciais hidroenergéticos – Amazonas

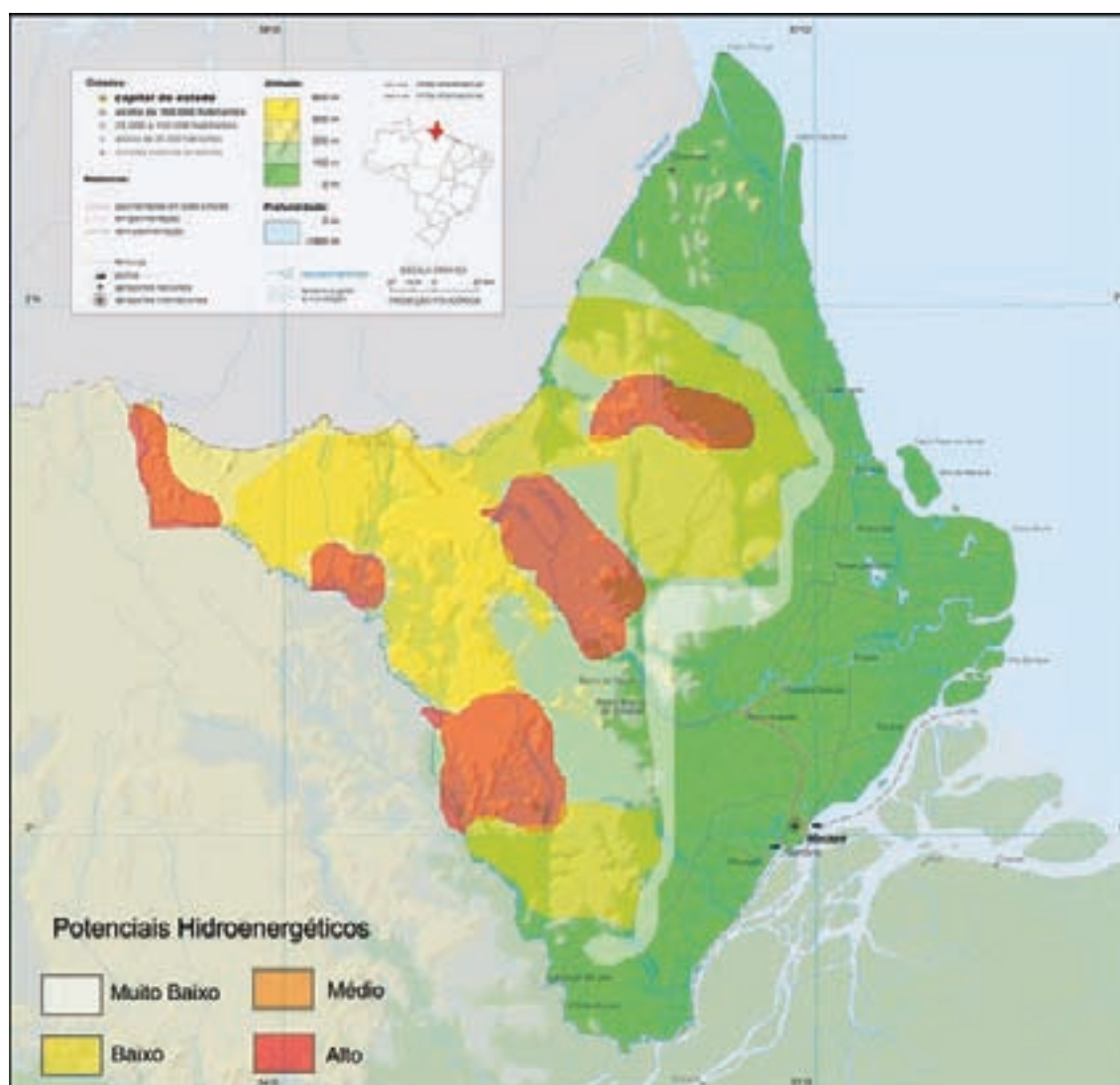


Figura 5.5 – Potenciais hidroenergéticos – Amapá

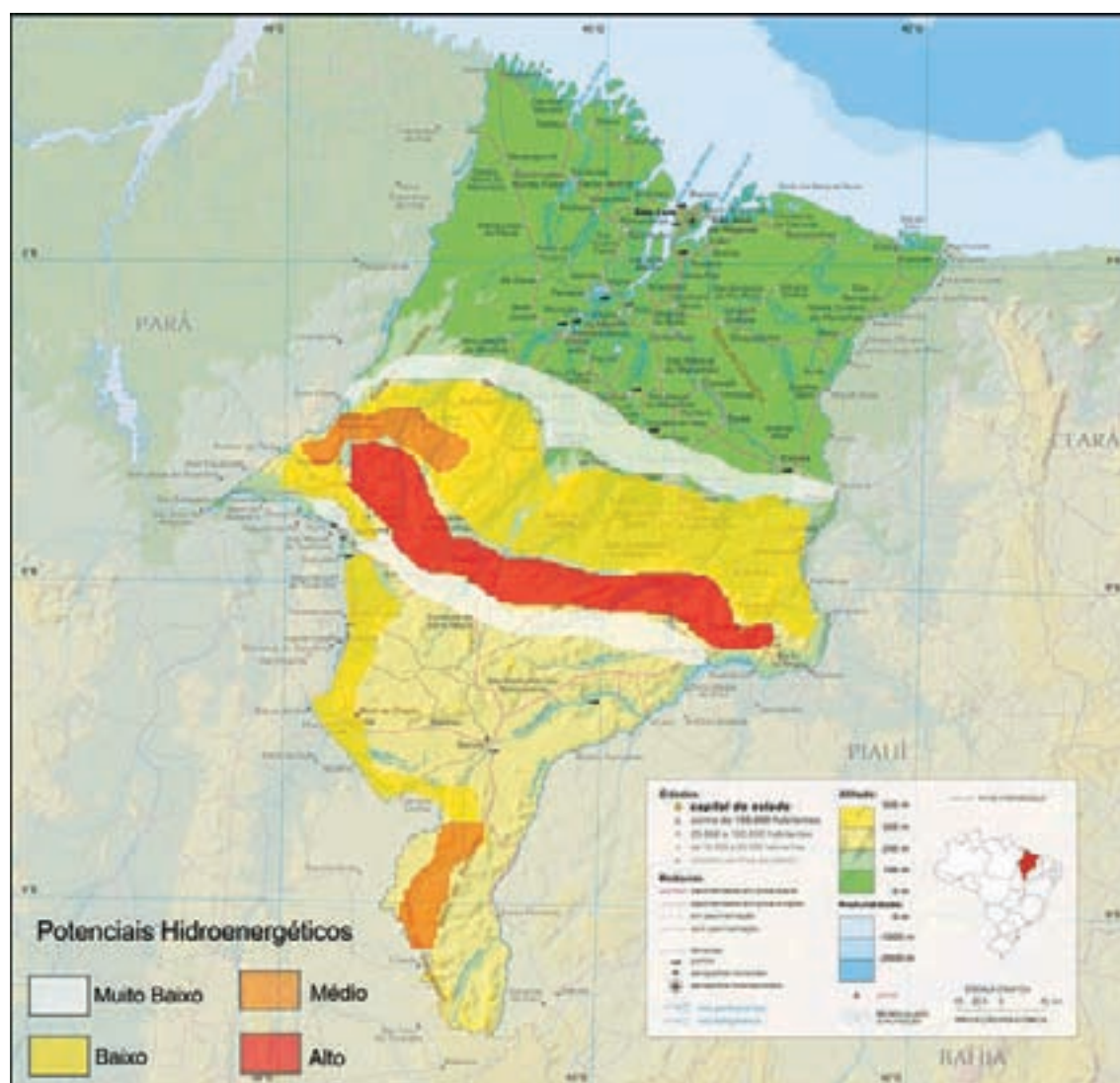


Figura 5.6 – Potenciais hidroenergéticos – Maranhão

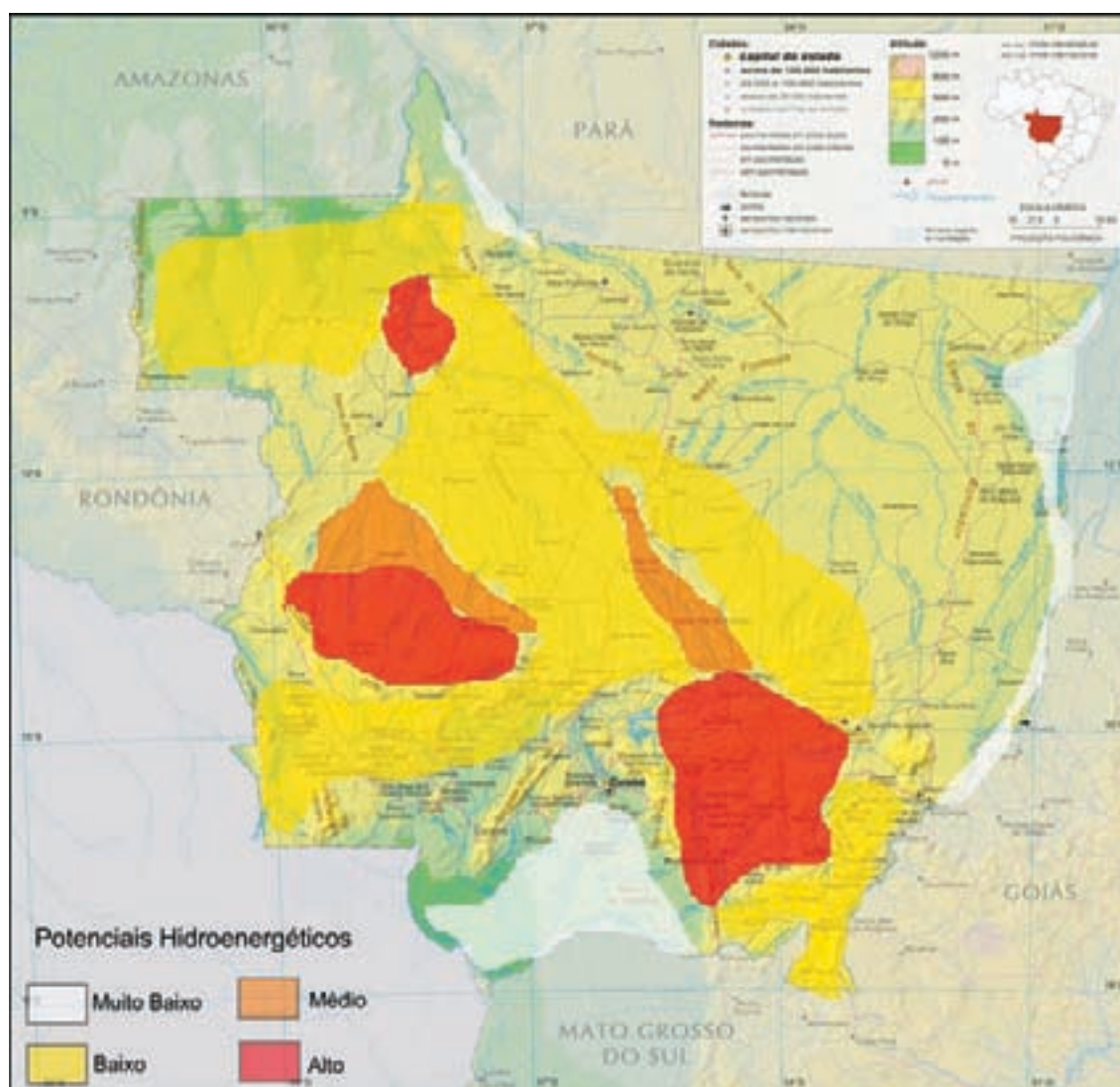


Figura 5.7 – Potenciais hidroenergéticos – Mato Grosso

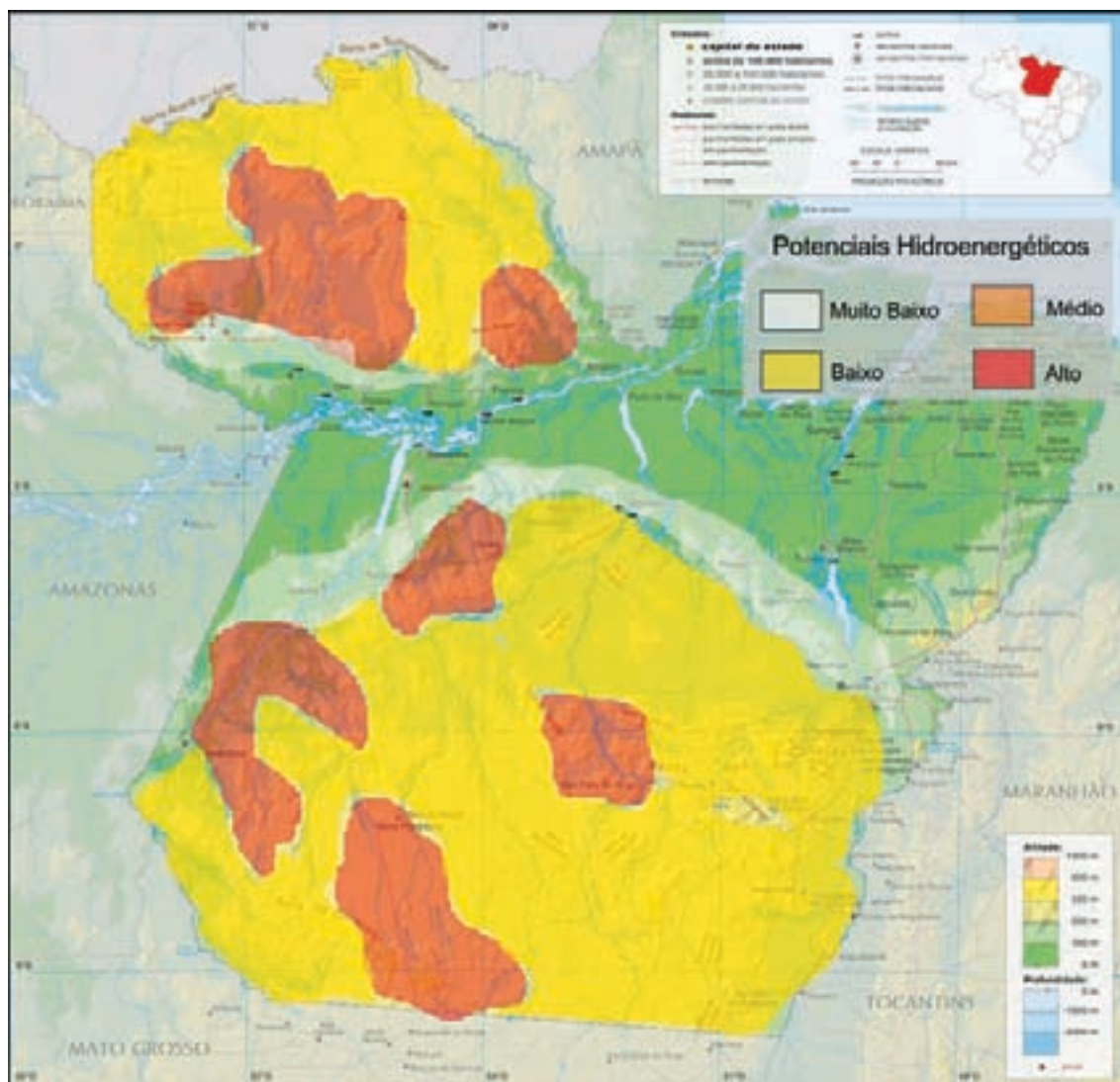


Figura 5.8 – Potenciais hidroenergéticos – Pará

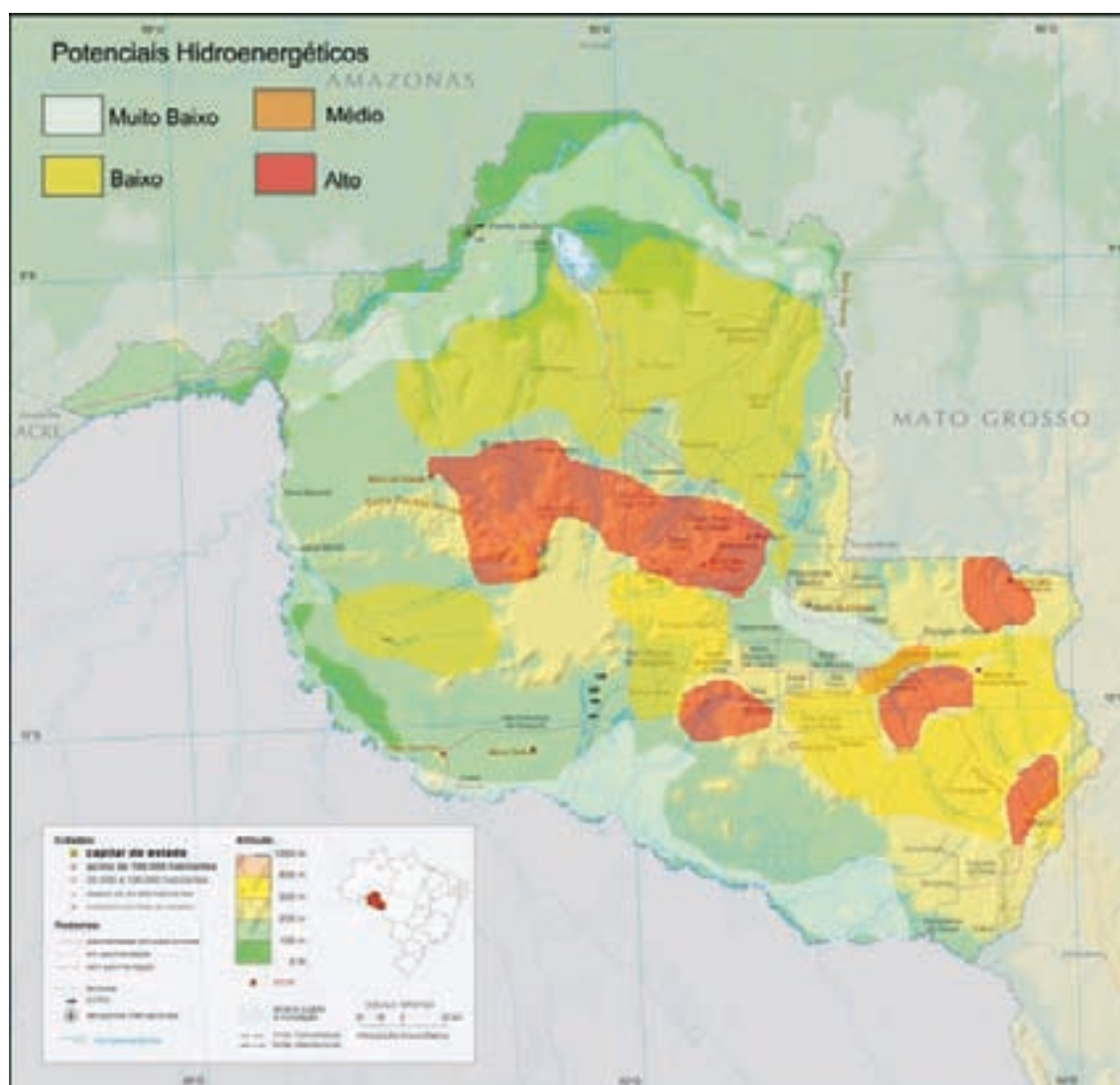


Figura 5.9 – Potenciais hidroenergéticos – Rondônia

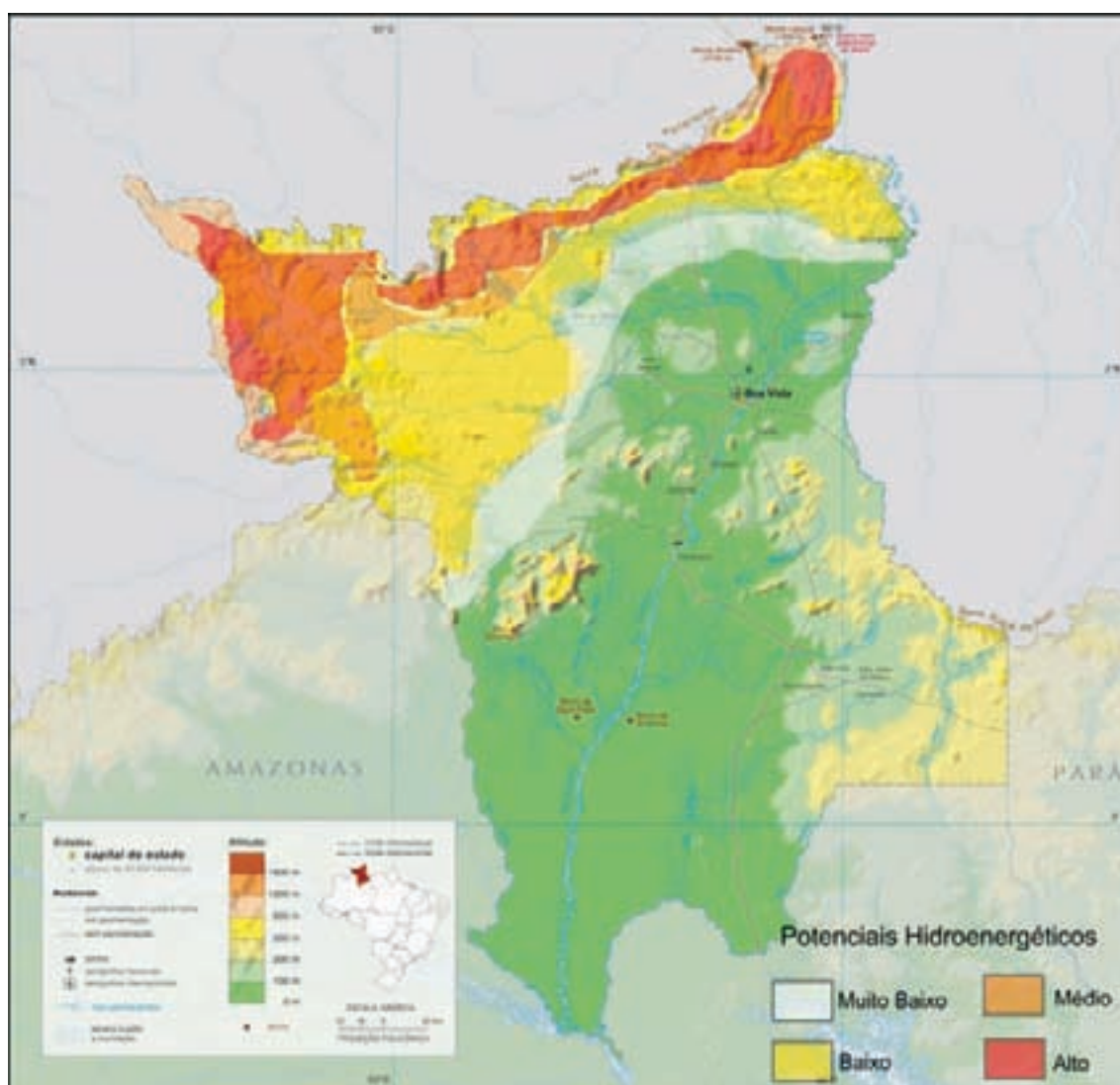


Figura 5.10 – Potenciais hidroenergéticos – Roraima

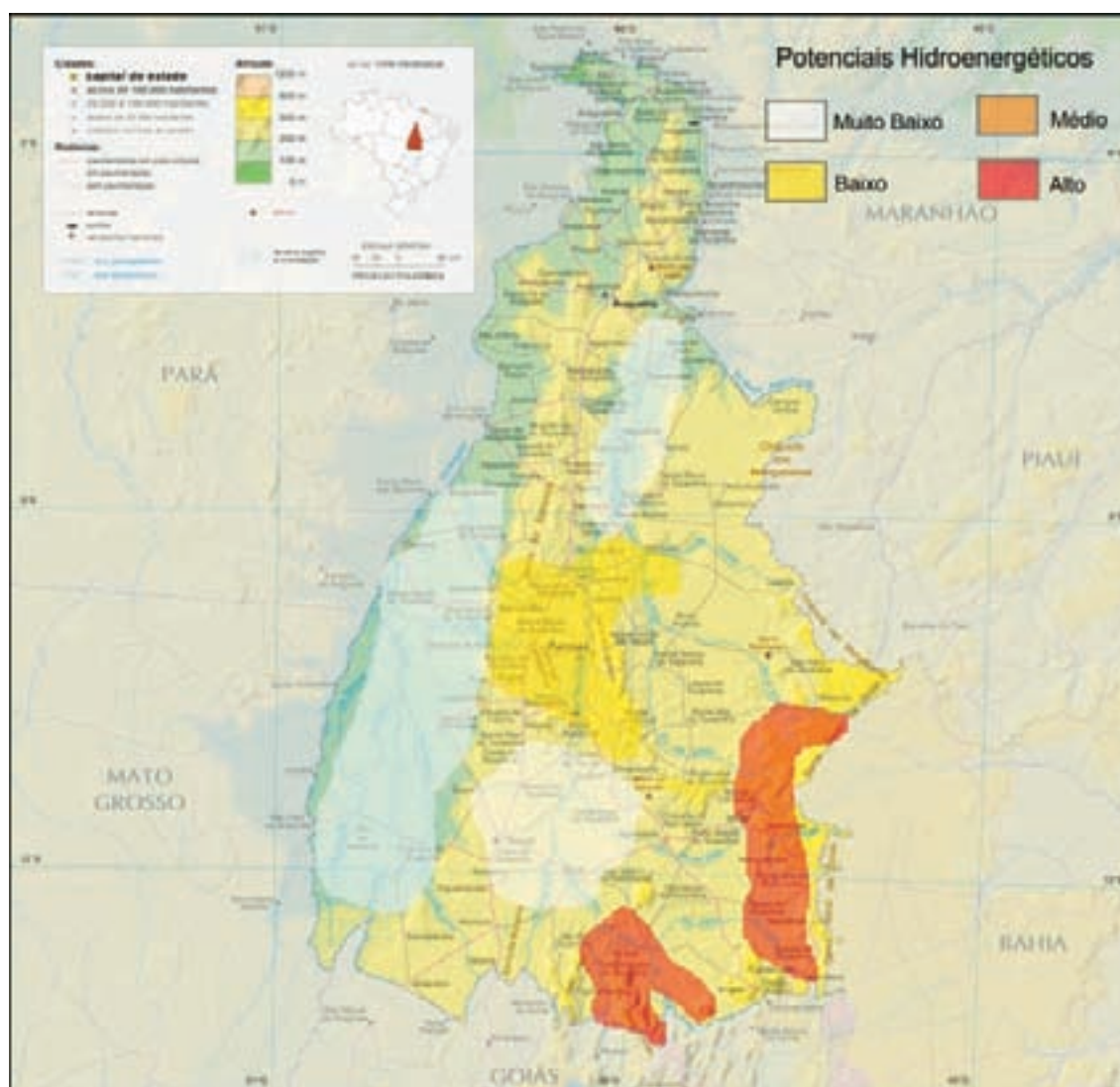


Figura 5.11 – Potenciais hidroenergéticos – Tocantins

6 Impactos Ambientais e Forma de Mitigação

As microcentrais elétricas mostram-se uma alternativa interessante, visto que representam uma forma de geração de energia limpa e renovável, de baixo custo em comparação com outras formas, e com condições de atendimento a locais isolados. Além disso, tais desenvolvimentos hidroenergéticos não produzem nenhuma emissão atmosférica durante a geração de eletricidade, sendo o principal benefício ambiental das pequenas centrais o deslocamento ou a vacância das emissões da geração de eletricidade convencional, repercutindo em um impacto positivo de proporção global.

Mesmo sendo uma fonte de energia limpa, alguns impactos ambientais potenciais podem surgir dos desenvolvimentos de microcentrais, e tendem a afetar comunidades humanas e ecossistemas locais. Segundo a Resolução CONAMA N.º 001 de 23.01.86, Artigo 1º, considera-se impacto ambiental qualquer alteração das propriedades físicas, químicas e biológicas do meio ambiente, causada por qualquer forma de matéria ou energia resultante das atividades humanas que direta ou indiretamente, afetam: a saúde, a segurança e o bem-estar da população; as atividades sociais e econômicas; a biota; as condições estéticas e sanitárias do meio ambiente e a qualidade dos recursos ambientais. As microcentrais tendem a ter impactos relativamente pequenos e localizados no ambiente, porém as sensibilidades a estes impactos locais existem e, em alguns casos, estas podem ser suficientes para render um projeto inaceitável ou inviável economicamente.

Os impactos gerados podem ser verificados ao longo do tempo de vida da central e ao longo de seu espaço físico de influência. Segundo a Eletrobrás entendem-se como áreas de influência os diferentes espaços geográficos nos quais serão sentidos os impactos diretos e indiretos do empreendimento nas fases de implantação e operação. Para efeito de estudos ela é dividida em Área Diretamente Afetada (ADA) e Área de Influência (AI), sendo a primeira considerada a região cuja abrangência dos impactos incide diretamente sobre os recursos naturais e antrópicos locais, e a segunda, a região onde os impactos são sentidos indiretamente.

De forma geral, os impactos são classificados em negativos ou positivos e podem afetar três dimensões: meio físico, meio biótico e o meio antrópico. Compreende-se como meio físico afetado o curso d'água, o solo e a atmosfera, como meio biótico a fauna e a flora e como meio antrópico as comunidades locais.

Levando em consideração a fragilidade da região amazônica e a necessidade da eletrificação das comunidades isoladas, a utilização de energia hidrelétrica para a realização dos projetos de desenvolvimento pode ser recomendada, porém, com uma série de restrições. Dessa forma, este capítulo trata dos principais impactos decorrentes da instalação de centrais hidrelétricas e suas respectivas medidas de mitigação, levando-se em consideração algumas peculiaridades da região amazônica.

6.1 IMPACTOS AMBIENTAIS

♦ GERAÇÃO DE EMPREGOS DIRETOS E INDIRETOS

A construção de uma central hidrelétrica pode envolver diversas atividades que podem trazer benefícios como o aumento da oferta de emprego, geralmente para trabalhadores locais. Durante a construção há utilização intensiva de mão-de-obra, o que aumenta a criação de empregos e conseqüentemente a distribuição de renda, sendo dessa forma muito importante para as comunidades locais de pequenas cidades. A geração de postos de trabalho ocorre desde o início do processo de implantação até o efetivo funcionamento.

Além das formas de contratação classificadas como diretas por serem resultado imediato da construção da central, há ainda os empregos gerados de forma indireta representados principalmente por pessoal contratado para a prestação de serviços.

Deve-se ressaltar, entretanto, que a contratação realizada para período de construção, momento em que a mão-de-obra local é mais requerida, geralmente é de caráter temporário, restrito à execução das obras civis. Comumente, a mão-de-obra contratada para trabalhar no funcionamento da central demanda maior especialização, não encontrada entre a população das comunidades locais.

Como medida potencializadora desse impacto deve-se considerar a criação de turnos de trabalho e a implantação de um programa de educação ambiental voltado para os trabalhadores e a comunidade local. Dessa forma, educação e emprego podem criar um potencial para a promoção do desenvolvimento regional.

♦ AUMENTO DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

O aumento da oferta de energia elétrica é o principal objetivo da implantação de uma central hidrelétrica, constituindo-se de um impacto positivo.

Levando-se em consideração que na Amazônia, o índice de eletrificação rural ainda é muito baixo e que a necessidade de eletrificação das comunidades isoladas é um impacto extremamente importante que irá gerar desenvolvimento na região.

♦ AUMENTO NA ARRECADAÇÃO DE IMPOSTOS

O aumento na arrecadação de impostos ocorre pela compra de materiais e usos de serviços. É um impacto positivo da construção de uma central, trazendo benefícios e desenvolvimento para a economia regional.

♦ AUMENTO DO TRÁFEGO DE VEÍCULOS NAS VIAS DE ACESSO

O aumento na movimentação de veículos nas vias de acesso ao local de implantação da central é um impacto inevitável. Inicialmente, o grande movimento de veículos será decorrente do transporte de material e equipamentos necessários. Após a implantação haverá o transporte diário dos funcionários contratados, além de visitas periódicas dos engenheiros às obras e à casa de máquina. Há também a questão da valorização imobiliária do entorno, que acarretará um aumento da população local e conseqüentemente do trânsito de veículos.

Visivelmente, trata-se de um impacto negativo, pois causará incômodo e perturbação da população local, principalmente pela produção de poeira e ruídos, além de riscos de acidente de trânsito. Em muitos casos torna-se necessário construir estradas de acesso adicionais. O transporte pelo rio é uma alternativa para o deslocamento de materiais e pessoas, mas é geralmente mais caro e mais lento.

♦ RISCOS DE ACIDENTES

Acidentes são passíveis de acontecerem durante a execução de qualquer obra civil, e a construção de centrais não é exceção. O impacto é considerado permanente, pois não se restringe à fase de construção, prolongando-se por todo o tempo de operação da central.

Não devem ser considerados somente os riscos para os trabalhadores (acidentes de trabalho), mas também para a população e os ecossistemas locais, sendo o enchimento do reservatório a ação que oferece maiores riscos nesse sentido.

O risco de acidentes é um impacto de importância, que requer um amplo, cuidadoso e eficiente programa de controle.

♦ SUPRESSÃO DA VEGETAÇÃO

Pode-se dizer que a supressão de vegetação é um impacto necessário para a implantação de uma central. É essencial que a área a ser alagada pelo reservatório tenha sua vegetação suprimida antes do enchimento para evitar graves problemas futuros, tais como a geração de gases pelo processo de apodrecimento de material vegetal afogado que pode levar a perda de qualidade de água do reservatório e redução da vida útil do mesmo.

Há que se lembrar que a Lei Federal número 3.824 de 23 de novembro de 1960 tornou obrigatória a retirada de vegetação antes do início do enchimento do reservatório.

Deve-se verificar, também, se a vegetação a ser suprimida não está contida em áreas de preservação ambiental, legalmente constituídas, como por exemplo, parques nacionais e outras unidades de conservação de fauna e flora. A necessidade de supressão de áreas de vegetação encontradas nesses ambientes pode levar a uma provável inviabilização ambiental do empreendimento.

No caso da região amazônica, essa questão é ainda mais problemática, uma vez que no relevo local pouco acidentado, mesmo as microcentrais tendo reservatório relativamente pequeno, uma área considerável será inundada, podendo cobrir extensas áreas de densa floresta tropical.

♦ DESENVOLVIMENTO DE FOCOS EROSIVOS

O surgimento de focos erosivos é devido principalmente ao desmatamento e a compactação do solo, e é causa direta do impacto do assoreamento do rio e do reservatório, pois a erosão é uma grande fonte de sedimentos. Trata-se de um impacto significativo por levar a outros problemas, como a perda de solo, a degradação da paisagem e a perda da qualidade da água.

O assoreamento de cursos d'água é um impacto negativo considerável, que pode tornar-se de grande criticidade se não houver a implementação de um programa consistente de mitigação e controle do processo. É gerador de outros problemas como a diminuição do leito do rio e alteração nas características da água, com comprometimento de sua qualidade e possíveis efeitos negativos sobre a vida aquática e para os usos existentes a jusante.

É um impacto passível de ocorrência tanto na fase de implantação, devido à remoção de vegetação de mata ciliar, quanto durante a operação, durante as descargas de fundo de reservatório. É comum observar-se também, desde a construção da central, a ocupação de grandes partes da bacia hidrográfica por áreas de assentamento e o desmatamento de áreas florestais para uso agropecuário; ações estas que levam à maior perda de solo e conseqüente incremento do processo de assoreamento.

Já o assoreamento do reservatório implica na diminuição do volume de água utilizável e reduz a quantidade de energia gerada. É um impacto similar ao assoreamento do rio, ocasionado principalmente pelo desmate da vegetação ciliar, que resulta na erosão lateral do reservatório.

Trata-se de um impacto negativo de grande relevância por influenciar diretamente no funcionamento adequado do reservatório. Pelo mesmo fato do relevo pouco acidentado da Amazônia, os reservatórios tendem a ser mais rasos, sendo mais preocupante a questão do assoreamento.

No caso da Amazônia, os rios selecionados para a construção de represas hidrelétricas têm, na sua maioria, uma carga sedimentar relativamente baixa e, com ela, faixas aluvionais pequenas. Por isso, a erosão das beiras de solos friáveis ocorrerá somente em pequena escala. Uma exceção pode ser o Rio Madeira, de água branca, rico em sedimentos. A sua várzea no curso inferior, bastante estreita, pode ser sujeita a fortes modificações por erosão em caso da construção de uma barragem. Vale ressaltar que o pequeno aporte de sedimentos nos rios é consequência da floresta densa que cobre as bacias hidrográficas e protege os solos contra a força erosiva, sendo de extrema importância a sua conservação.

♦ ALTERAÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS FÍSICAS, QUÍMICAS E MICROBIOLÓGICAS DA ÁGUA

As centrais de energia hidráulica podem afetar a qualidade de água de diversas maneiras, embora os impactos individuais de todo o processo de instalação e operação sejam muito específicos em cada local. Ao contrário das usinas em grande escala, as áreas das represas de usinas em pequenas escalas são rasas ou têm vazão rápida não permitindo a estratificação térmica. Conseqüentemente, os problemas de qualidade de água associados com os reservatórios grandes (águas inferiores frias e pobres em oxigênio, liberações dos nutrientes, metais pesados e metano dos sedimentos anaeróbios etc.) não se esperam ocorrer. Entretanto, os esquemas em pequena escala podem afetar a qualidade de água de outras maneiras.

De forma geral, a alteração das características da água como um todo se deve principalmente ao lançamento de efluentes (esgoto sanitário) pela população local e os funcionários da obra e a transformação de ambiente lótico em lêntico, intrínseca da formação do reservatório, além do assoreamento e carreamento de material para o corpo hídrico.

Os esquemas hidráulicos podem mudar o nível de sólidos suspensos na água do rio, afetando desse modo a sedimentação, a erosão, o conforto visual e ecossistemas aquáticos. Além disso, devem-se considerar as emissões de poeira e de materiais na água decorrentes da atividade de construção, que resultam em aumento na matéria suspensa e na turbidez do rio à jusante. Estas mudanças podem alterar a carga do sedimento do rio e assim alterar características de deposição e de erosão.

A interrupção do padrão natural de vazão pode causar a deposição ou o aumento da erosão, que podem afetar as espécies e a agricultura à jusante. Por exemplo, o aumento da turbidez e da sedimentação afetam a reprodução de algumas espécies de peixes. Aumento na matéria suspensa pode afetar fontes de água potáveis nos casos onde há um ponto de captação à jusante da hidrelétrica, e degradação na qualidade de água captada para outros usos. Além disso, a liberação da água das hidrelétricas pode aumentar a correnteza local do leito do rio, conduzindo ao assoreamento do rio à jusante.

A introdução de uma central também pode afetar os níveis da aeração no rio. Para alguns esquemas, a aeração da água na turbina ou na represa aumenta os níveis dissolvidos de oxigênio e melhora conseqüentemente a qualidade de água. Entretanto, em alguns casos, a instalação de esquemas de energia hidráulica pode reduzir os níveis de aeração que podem ter efeito prejudicial em ecossistemas aquáticos.

Os níveis reduzidos de oxigênio dissolvido podem afetar peixes, diminuindo taxas de crescimento ou causar mortalidade de espécies sensíveis. O efeito é particularmente importante onde hidrelétricas são instaladas de forma adjacentes no mesmo rio, porque estes esquemas conduzem

às diminuições cumulativas no oxigênio dissolvido. Para esquemas de alta queda podem ocorrer alguns efeitos prejudiciais devido à redução da vazão entre o ponto de captação e o ponto onde a água retorna ao leito do rio, que pode conduzir a uma deterioração na qualidade de água.

Alterações na qualidade da água também podem ocorrer devido a práticas operacionais, como por exemplo, o uso dos biocidas e outros materiais para a limpeza da tubulação, que podem poluir águas de descarga. Além disso, a interrupção do fluxo do rio entre o canal de adução e o canal de fuga pode ter efeitos em todas as descargas de efluentes existentes nesta seção do rio, porque o fluxo reduzido significa que quaisquer poluentes liberados no rio estarão menos diluídos.

Deve-se enfatizar que, na maioria das centrais, todos os impactos acima são pequenos e podem ser mitigados por técnicas de projeto apropriadas. Porém, por afetar o ecossistema aquático e a qualidade da água, devem ser considerados impactos de grande relevância.

♦ DESLOCAMENTO E ALTERAÇÃO COMPORTAMENTAL DA FAUNA

A situação de estresse da fauna causada pela implantação de uma central é um impacto negativo de grande importância, sendo imperativa a criação de um programa com medidas mitigadoras para minimizar tais efeitos. O deslocamento, que leva a modificação do comportamento, é devido à alteração do habitat natural, principalmente pela geração de ruído, a supressão da vegetação e o enchimento do reservatório além do constante e intenso movimento de pessoas. Em geral, durante o enchimento do reservatório ocorre a transferência ou a migração de animais para áreas já ocupadas, provocando uma superpopulação temporária e um stress para o sistema inteiro.

No caso da região amazônica o problema se agrava, pois a floresta tropical sempre úmida é considerada o ecossistema mais rico em espécies no planeta, sendo a maioria delas desconhecida pela ciência. Além disso, o acesso fácil a áreas anteriormente inacessíveis e não colonizadas nas beiras das represas acelerará a caça indiscriminada.

♦ POLUIÇÃO ATMOSFÉRICA E SONORA

A poluição sonora é um impacto sentido principalmente durante a fase de construção da central devido ao tráfego intenso de equipamentos e veículos pesados e operações de britagem, bem como a eventual necessidade de escavações de rocha e durante a construção da fundação da barragem, canal de adução e casa de força. Ocorre também na fase de operação, em função do próprio funcionamento da central.

O ruído gerado pelos veículos e pelos equipamentos no local pode perturbar ecossistemas locais assim como as residências próximas. É um impacto local e negativo, mas de pouca importância por não ser intenso nem ocorrer de forma significativa.

Haverá emissões atmosféricas dos equipamentos usados, do transporte de mão-de-obra e do transporte de materiais de construção por veículos pesados. Estes níveis são relativamente baixos se comparados a outras emissões.

♦ ALTERAÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS DO SOLO

As atividades de movimentação de terra para as obras de construção da casa de força, escavação do circuito de adução e a abertura de áreas para canteiro de obras e para bota-foras provocarão uma desorganização dos horizontes do solo. Estas intervenções no terreno deixarão expostas as camadas inferiores de solo que, já desprovido de vegetação original, estará mais suscetível ao surgimento de outros impactos mencionados, como o surgimento de processos erosivos e conseqüente carreamento de sólidos para o curso d'água. Há ainda a questão da compactação

do solo, mais intensa nas áreas de tráfego de maquinário e veículos.

Todas estas intervenções resultam no empobrecimento do solo, dificultando a recomposição natural da vegetação. Vale ressaltar que os solos amazônicos variam consideravelmente em textura e mineralogia de acordo com as condições geológicas locais. Na sua maioria, porém, eles podem ser considerados como ácidos, pobres em sais minerais solúveis e de baixa fertilidade.

Deve-se lembrar também a possibilidade de contaminação do solo, tal como da água, pela geração de resíduos. São vários os tipos de resíduos gerados, destacando-se os resíduos de construção, os óleos e graxas (muitas vezes com metais agregados) decorrentes da manutenção e lubrificação de máquinas e equipamentos, bem como pelas instalações de manutenção e abastecimento de equipamentos mecânicos e os próprios resíduos humanos. A contaminação do solo por resíduos é um impacto negativo que requer um programa de gerenciamento de resíduos, para evitar a contaminação.

♦ IMPACTOS SOBRE A ICTIOFAUNA

No total, os impactos de hidrelétricas em pequena escala em ecossistemas aquáticos são prováveis de ser extremamente pequenos e localizados, sendo os maiores impactos potenciais incidentes sobre a população de peixes, pois as hidrelétricas criam (ou aumentam) obstáculos à sua migração. A população de invertebrados no rio também será afetada pelo desvio da água, que pode reduzir suas fontes de alimento.

A ictiofauna será modificada abaixo da represa, dentro da mesma e acima dela. A grande maioria das espécies ícticas de valor para o consumo humano são espécies migratórias (espécies de piracema). Elas realizam grandes migrações de desova, além de migrações tróficas rio acima, pelas quais o transporte dos ovos e das larvas rio abaixo é compensado. Para elas, as barragens representam um obstáculo insuperável.

De forma geral, peixes migratórios dos trópicos depositam seus ovos em afluentes dos rios. As larvas desses animais e os ovos que não eclodiram descem o rio, seguindo a correnteza, e amadurecem no caminho. Mas, para isso, eles dependem de águas turvas e agitadas, o que as represas em geral não têm. Os adultos também evitam água parada, principalmente na viagem de volta da piracema (como é chamada a subida para a desova); para especialistas, a água parada da represa funciona como uma barreira durante essa subida.

Além da barreira imposta pela barragem, que causa a interrupção do fluxo migratório da ictiofauna, há ainda os impactos resultantes da diminuição da vazão do rio no trecho entre a barragem e o canal de fuga. Geralmente este trecho mantém apenas peixes de pequeno porte, sendo que a quantidade de animais atraídos para este trecho depende do período do ano e do volume de água vertido. Um impacto adicional, representado pela interrupção ou diminuição acentuada do volume vertido pode ocasionar o aprisionamento ou mesmo a morte de peixes atraídos para a área durante o período chuvoso.

♦ DIMINUIÇÃO DA VAZÃO DO RIO NO TRECHO ENTRE A BARRAGEM E O CANAL DE FUGA

Conforme já mencionado anteriormente, a diminuição da vazão do rio no trecho entre a barragem e o canal de fuga é a causa direta da interrupção do fluxo migratório dos peixes, além de causar a morte de algumas espécies.

Em arranjos da alta queda, há um fluxo reduzido entre a represa e o canal de fuga. A redução da vazão neste estiramento do rio pode mudar a disponibilidade de habitat, o regime de vazão e a extensão da área molhada, que pode impactar numerosas espécies incluindo comunidades

aquáticas de plantas, de invertebrados e de peixes. Conseqüentemente, o fluxo residual nesta seção deve sempre ser adequado para proteger a ecologia do rio, através das várias variações sazonais. Idealmente, é necessário estabelecer uma vazão mínima aceitável.

As mudanças no fluxo de água, assim como aumentos no sedimento e outros materiais em suspensão podem conduzir ao desaparecimento dos habitats. A alteração do fluxo da água, tal como alargamento do leito do rio e a redução da corrente pode conduzir à redução ou substituição de espécies nativas de peixes. Os arranjos que causam uma redução na vazão têm o potencial de afetar a concentração dos poluentes transportados pela água e dos organismos patogênicos.

A ecologia de uma área também pode ser afetada permanentemente pelo estabelecimento do reservatório, que pode inundar áreas de habitats naturais, mas resultará em um habitat novo que pode atrair outro tipo de fauna. As represas e os açudes pequenos têm outros efeitos benéficos na ecologia, incluindo fluxo mais lento da água, conduzindo a menor erosão do banco do rio; melhora do microclima local e aumento nos níveis de água à montante do rio.

♦ IMPACTOS DECORRENTES DO ENCHIMENTO DO RESERVATÓRIO

O enchimento do reservatório pode afetar a agricultura, a infra-estrutura local e os locais arqueológicos ou de conservação (incluindo áreas de significado cultural ou religioso). Além disso, pode causar um impacto visual na paisagem e produzir mudanças na classificação local da água e alteração no ecossistema local através de mudanças dos habitats aquáticos e terrestres. A construção de um reservatório causa significativo rompimento ecológico da flora e fauna, embora as espécies menos sensíveis se recuperem após algum tempo.

- *Restrição do uso da terra*

De acordo com a Resolução CONAMA Nº 302, de 02.03.2002, a Área de Preservação Permanente (APP) criada na faixa marginal de reservatórios tem como função ambiental preservar os recursos hídricos, a paisagem, a estabilidade geológica, a biodiversidade, o fluxo gênico de fauna e flora, proteger o solo e assegurar o bem-estar das populações humanas. A dimensão da área a ser criada será determinada conforme estipulado no Artigo 3º, inciso II da referida resolução, apresentando como referência mínima o valor de 15 metros a partir do nível máximo do reservatório artificial com até dez hectares.

Do ponto de vista da população local a delimitação da faixa de APP no entorno do reservatório é um impacto negativo, uma vez que restringe o uso das terras. No entanto, é uma medida vital para evitar ou minimizar o assoreamento do reservatório.

Como já citado anteriormente a região amazônica possui relevo pouco acidentado, dessa forma os reservatórios, na sua maioria, cobrirão áreas extensas, representando uma perda de solo ainda maior.

- *Transformação do ambiente lótico em lântico na área do reservatório*

O represamento de um rio significa a interrupção de um sistema aberto e de transporte por um sistema mais fechado e de acumulação. Trata-se da alteração do ambiente existente no corpo aquático, que passa de um ambiente típico de rio (lótico, com baixa retenção de água, alta movimentação e ausência de estratificação térmica) para um ambiente com características de lago (lântico, com elevada retenção de água, baixa movimentação e uma estratificação térmica estável). A redução da correnteza resulta na deposição dos sedimentos dentro dos reservatórios, que não somente reduz a sua vida útil, mas aumenta também a erosão no vale à jusante das represas, até chegar de novo ao equilíbrio determinado pela geometria hidráulica do rio.

É um impacto negativo de grande importância, pois pode resultar no desaparecimento de espécies estritamente fluviais e em um rearranjo geral das demais espécies. Como nem todas as espécies são capazes de se adaptar há uma perda de biodiversidade do reservatório em relação ao rio primitivo. Além disso, esta transformação resulta na alteração das características físicas da água, propiciando o acúmulo de poluentes. Conseqüentemente, a construção do reservatório representa um impacto fundamental para o rio, resultando em fortes modificações hidrológicas, hidroquímicas e hidrobiológicas, que não somente afetam a área do próprio reservatório, mas também a área à jusante e, no caso da biota, até a área à montante.

- ***Eutrofização do reservatório***

A eutrofização do reservatório é um impacto ligado diretamente à geração de resíduos, ao assoreamento do reservatório e ao surgimento de focos erosivos, uma vez que o processo se dá pelo lançamento de esgoto in natura no corpo hídrico, além da lixiviação do solo inundado. Estes processos levam a um acréscimo de nutrientes na água, favorecendo o crescimento de algas e macrófitas, que podem ser responsáveis pela disseminação de doenças e mau cheiro.

O aumento da concentração dos nutrientes acarreta o crescimento maciço de macrófitas aquáticas, se existirem espécies adequadas presentes. Muitos problemas estão relacionados com o desenvolvimento em massa de macrófitas aquáticas, como por exemplo, o aparecimento de doenças (esquistossomose) e a deterioração da qualidade da água pela grande produção e a decomposição de matéria orgânica.

Na Amazônia, a alta capacidade reprodutiva de muitas plantas aquáticas é explicada provavelmente pelo fato de que elas crescem nas várzeas dos grandes rios sujeitos a altas flutuações do nível da água. Pode-se resumir que as represas amazônicas construídas em rios de águas claras e de águas pretas podem ser afetadas por macrófitas aquáticas durante e logo depois do represamento. Porém, depois do período de alguns meses até poucos anos de crescimento intensivo, dependendo da disponibilidade de nutrientes no reservatório, o número das plantas diminuirá fortemente. As plantas podem desaparecer completamente em reservatórios de águas pretas, ou ocupar pequenas áreas protegidas contra o vento nos de águas claras. Um crescimento mais forte pode ocorrer perto dos afluentes por causa do melhor abastecimento com nutrientes e em áreas poluídas onde as plantas podem localmente criar problemas. Reservatórios construídos em rios de águas brancas, ricos em nutrientes, por exemplo, o Madeira, podem ser considerados altamente problemáticos em termos do permanente crescimento maciço de macrófitas aquáticas.

Deve-se lembrar que a evolução do processo de eutrofização depende do tempo de retenção de água no reservatório; assim como as micro e pequenas centrais normalmente operam a fio d'água, as condições para o desenvolvimento do processo são bastante minimizadas.

- ***Instalação e desenvolvimento de focos de invertebrados vetores de doenças***

Trata-se de um impacto indireto, decorrente da formação do reservatório, que representa um ambiente ideal para o desenvolvimento de invertebrados vetores de doenças. Está relacionado à transformação de ambiente lótico em lêntico e ao aporte de esgoto que pode chegar até o reservatório, decorrente da presença de comunidades localizadas à montante da central.

É um impacto de grande relevância, pois pode afetar diretamente a qualidade de vida da população, tornando-se um evento crítico, pela possibilidade de manifestação de doenças de veiculação hídrica. Doenças intestinais, provocadas pelo consumo de água poluída, são frequentemente relacionadas com o tratamento inadequado de esgotos. Ocasionalmente, o crescimento maciço de algas cianofíceas e a decomposição de macrófitas em grande escala podem deteriorar

a qualidade da água e provocar problemas gastrintestinais.

Na Amazônia, uma das maiores preocupações existentes diz respeito ao aparecimento da esquistossomose nas represas. Esta doença, muito problemática, já atinge amplamente o Nordeste do Brasil e o estado de Minas Gerais. A condição básica para o estabelecimento da doença é a existência de moluscos planorbídeos do gênero *Biomphalaria* nas represas. Eles não ocorrem em águas ácidas e pobres em cálcio, típicas dos rios de água preta. Em rios de águas claras, menos ácidos e mais ricos em cálcio, eles podem existir. Em rios com águas brancas, eles são muito frequentes quando macrófitas aquáticas oferecem boas condições para o seu desenvolvimento.

Os Rios Tocantins e Araguaia têm águas neutras e relativamente ricas em cálcio (Santos, 1984). Os rios são colonizados por muitos moluscos, tanto bivalves quanto caramujos. Não existem até agora relatórios de casos autóctones de esquistossomose como consequência da construção das represas. Porém, existem em Tucuruí tanto as condições hidroquímicas para o crescimento dos moluscos quanto as possibilidades de infestação com o parasita, por causa do alto fluxo não-controlado da população.

- **Valorização imobiliária no entorno do reservatório**

Este impacto positivo ocorre somente se a área do reservatório for atrativa e se for implantando um programa eficiente que funcione como base para a estruturação e o desenvolvimento do turismo local. Um programa bem elaborado pode maximizar este impacto, trazendo benefícios como o aumento de renda e arrecadação de impostos na região, bem como a melhora geral na infra-estrutura municipal do local do empreendimento, que deve ser adequada e aprimorada para o recebimento de turistas.

- ♦ **ALTERAÇÃO NO RITMO DE VIDA DA POPULAÇÃO DA ÁREA DE ENTORNO**

A alteração no modo de vida da população residente próxima à área de implantação da central se inicia durante a etapa de construção e se mantém durante todo o funcionamento da central.

Inicialmente, a movimentação para a execução das obras trará incômodos devido à geração de ruídos, de poeira e do aumento do tráfego de máquinas e veículos, além de maior circulação de pessoas.

Após a obra já concluída e com a central em funcionamento, também serão verificadas mudanças na forma de vida da população, seja pela valorização imobiliária do local e aumento da demanda de turistas e conseqüente aumento da movimentação de pessoas, ou pela maior oferta de energia elétrica que pode atender populações ainda carentes de tal recurso, ou ainda pela possibilidade de surgimento de doenças de veiculação hídrica. Deve-se considerar ainda as formas como a população é afetada indiretamente, como por exemplo, pela perda de identidade social/cultural pela alteração da paisagem e o alagamento de áreas de importância econômica e emocional.

Deve-se lembrar também a eventual necessidade de deslocamento da população por necessidade de alagamento de áreas ocupadas pela população.

Na região amazônica, um fator agravante é o deslocamento de populações indígenas, que são invariavelmente desconsideradas diante da perspectiva da perda irreversível de suas condições culturais e sociais. Frequentemente a construção de uma central acarreta a destruição dessas populações, impondo sua expulsão da terra sem apresentar compensações justas pela perda de suas estruturas materiais e culturais de existência.

Além do fato das compensações não serem adequadas, há ocorrência de problemas já citados, como o aumento de doenças endêmicas e o comprometimento da qualidade do corpo hídrico, afetando as

atividades de pesca desenvolvidas pelas comunidades indígenas, bem como o alagamento de áreas anteriormente utilizadas como áreas de caça ou para agricultura de subsistência.

A ocupação destas áreas anteriormente habitadas por populações indígenas leva ao surgimento de conflitos, tendo de um lado a aquisição de territórios, considerados mercadoria, para a geração de energia elétrica, e de outro lado o uso social da terra, como peça fundamental de meio de vida.

♦ ALTERAÇÃO DA PAISAGEM NATURAL

Trata-se de um impacto intrínseco da construção da central, uma vez que ocorrerão cortes de árvores, alteração das características visuais da queda a ser usada na geração de energia e da própria configuração espacial do rio, e a inserção de estruturas de concreto em uma paisagem antes apenas composta por elementos naturais. Haverá também um aumento no impacto visual durante o período da construção decorrente das atividades locais, movimento de veículos e de pessoas e presença de equipamentos.

A classificação do impacto como negativo ou positivo é subjetiva, variando em função da concepção individual de cada indivíduo. Tal impacto é de alcance local e pode ainda ser considerado reversível, no que se refere às áreas afetadas em caráter temporário (por exemplo, o canteiro de obras, local a ser recuperado após o uso), ou irreversível, para as áreas alteradas permanentemente (como a área da casa de força e do barramento do rio).

6.2 MEDIDAS MITIGADORAS

Tendo avaliado e estudado os impactos ambientais gerados pela implantação de uma central hidrelétrica, faz-se necessário o desenvolvimento de medidas de mitigação ou compensação desses impactos, através da implementação de programas e projetos ambientais. De forma geral, tais programas e projetos objetivam minimizar, quando possível, os impactos negativos, ou compensá-los de alguma forma quando a minimização não é viável; podem ainda ter como finalidade maximizar os impactos positivos.

Serão listados a seguir alguns dos programas mais comumente implantados quando se trata de medidas de mitigação de impactos ambientais advindos da construção de centrais hidrelétricas.

♦ PROGRAMA DE CONTRATAÇÃO DE MÃO-DE-OBRA

O objetivo deste programa é potencializar o impacto de geração de empregos, visando estabelecer diretrizes para a busca e contratação de pessoas destinadas a trabalhar na central desde a fase de planejamento até a fase de operação.

Como medida potencializadora deve-se dar prioridade à população local como forma de minimizar os efeitos adversos da implantação da central sobre a mesma, e implantar turnos de trabalho.

♦ PROGRAMA DE CONTROLE AMBIENTAL DO CANTEIRO DE OBRAS

Este programa tem por objetivo desenvolver medidas para o controle dos impactos ambientais gerados durante a implantação do empreendimento pelas atividades desenvolvidas no canteiro de obras.

As medidas aplicadas visam minimizar a geração de poeira, de ruídos e vibrações, diminuindo os incômodos a uma eventual população residente no entorno da construção, além de reduzir os riscos de contaminação de aquíferos subterrâneos e superficiais, de evitar o desmatamento

desnecessário de formações nativas e a instalação de focos erosivos e garantir condições adequadas de salubridade no canteiro de obras.

Destacam-se como medidas de importância dentro deste programa a condução adequada das águas pluviais, a disposição correta dos resíduos domésticos e o tratamento adequado dos esgotos domésticos e dos efluentes contendo óleos e graxas.

♦ PROGRAMA DE DESMATE DA BACIA DE ACUMULAÇÃO

Este programa visa ao desmatamento prévio da área a ser inundada pelo reservatório, de acordo com a Lei Federal número 3.824 de 23 de novembro de 1960 que tornou obrigatória a retirada de vegetação antes do início do enchimento do reservatório.

O objetivo é remover o material lenhoso, evitando a geração de gases quando do enchimento do reservatório e permitindo o deslocamento gradual da fauna, minimizando o impacto sobre a mesma.

♦ PROGRAMA DE MONITORAMENTO DAS MARGENS DO RESERVATÓRIO E REVEGETAÇÃO DA MATA CILIAR

Com o enchimento do reservatório, alguns trechos de mata ciliar deixarão de existir nas margens, tornando o solo mais susceptível a processos erosivos e podendo ocasionar o assoreamento do reservatório.

Dessa forma, este programa refere-se à mitigação dos impactos relacionados ao surgimento de processos erosivos e movimentos de massa nas margens do reservatório, através do acompanhamento das alterações de dinâmica das encostas marginais. O objetivo é detectar problemas e avaliar a necessidade de adoção de medidas efetivas de proteção ou correção dos problemas, o mais rápido possível, assegurando uma qualidade ambiental satisfatória na área.

Recomenda-se após o enchimento do reservatório uma avaliação do grau de umidade e dos riscos de erosão gerados. Deve-se fazer um monitoramento visual da área, através de inspeções periódicas em locais predeterminados e fixados, realizando-se em cada visita um registro fotográfico de forma a ter um parâmetro de comparação confiável. Além da verificação do surgimento de novos focos erosivos, também devem ser observados a inclinação de árvores e postes, o surgimento de rupturas superficiais, o deslocamento de blocos de rocha e o surgimento de nascentes de água.

Uma ação importante para a proteção das margens contra o surgimento de focos erosivos é a implantação de vegetação ciliar no entorno do reservatório. A mata ciliar apresenta um importante papel na manutenção das diversas espécies de fauna dependentes dos ambientes florestais, além de ser uma importante barreira na contenção de sedimentos e poluentes carregados para o curso d'água.

A recomposição deverá ocorrer com o plantio de espécies nativas ou o enriquecimento florestal em locais com estágios iniciais de sucessão ecológica. Os plantios deverão ser executados numa faixa mínima de 30 metros a partir das margens do reservatório.

É importante lembrar a necessidade de formação de parcerias entre o empreendedor e os proprietários rurais vizinhos, uma vez que geralmente a área de entorno do reservatório é de propriedade de terceiros, e é necessária a permissão dos mesmos para a realização do serviço de plantio de mudas.

O programa começa no início da estação chuvosa, logo após o início das obras, quando deverão estar previstos também serviços de proteção e manutenção dos plantios realizados.

♦ PROGRAMA DE RECUPERAÇÃO DE ÁREAS DEGRADADAS

Segundo a legislação ambiental vigente, todo empreendimento causador de degradação ambiental deverá realizar a reabilitação da área afetada, minimizando e controlando os impactos causados. A implantação de uma central hidrelétrica causa interferência no terreno natural pela instalação do canteiro de obras, canal de adução e casa de força, além da área de bota-fora e a abertura de acessos de serviço e realocação.

Os objetivos da recuperação de áreas degradadas são a proteção do solo, o controle de erosão e a regeneração da vegetação natural. De forma geral, a primeira ação a ser implantada é a remoção e estocagem da camada superficial do solo (solo orgânico) nas áreas de terraplanagem e nos locais atingidos pelas obras de construção; o solo estocado será usado posteriormente na recuperação das áreas degradadas. A revegetação da área degradada só poderá ser efetivada após a execução de outras ações, tais como a recomposição topográfica e regularização do terreno, a reposição do solo de decapeamento e a correção da fertilidade do solo. Na última etapa do programa, a revegetação visa atender outros objetivos, como o aumento da biodiversidade e suporte faunístico.

O programa de revegetação deve iniciar-se logo após o término das obras, evitando a exposição do solo por um período muito longo.

♦ PROGRAMA DE MONITORAMENTO DA QUALIDADE DA ÁGUA.

Trata-se de um programa de grande importância, que visa o acompanhamento sistematizado dos parâmetros indicadores da evolução da qualidade ambiental e sanitária do sistema hídrico em questão. Este monitoramento permitirá a adoção de medidas de controle para eventuais problemas que possam ocorrer.

O programa contempla a definição de pontos de amostragem e o número e a época de coletas anuais. As variáveis a serem analisadas serão as mesmas descritas durante o prognóstico ambiental realizado para a elaboração do relatório ambiental solicitado pelo órgão ambiental competente. Deverão também ser avaliados locais potenciais para o desenvolvimento de populações de invertebrados vetores de doenças, que caso sejam registrados demandarão um programa amostral especialmente destinado a esses organismos; o monitoramento visual das macrófitas aquáticas também é recomendado.

O programa envolve monitoramento limnológico, permitindo a análise da evolução das características físicas e químicas ocorridas em função da implantação do reservatório; e um projeto de controle de macrófitas aquáticas, evitando seu crescimento descontrolado que possa prejudicar o funcionamento da central.

♦ PROJETO DE MONITORAMENTO E RESGATE DA ICTIOFAUNA

Alguns dos impactos mais significativos da implantação de uma central hidrelétrica são aqueles que recaem sobre a ictiofauna. Tais impactos são decorrentes da diminuição da vazão do rio no trecho entre a barragem e a casa de força; local para onde muitos peixes são atraídos durante o período chuvosos e onde podem permanecer aprisionados ou serem mortos em função da redução excessiva do volume.

Outro impacto importante é a possibilidade de morte de peixes que entram nas estruturas das turbinas, durante a fase de comissionamento das mesmas.

O objetivo primordial do programa é realizar o resgate de peixes que ocasionalmente fiquem aprisionados no trecho de vazão reduzida ou nas turbinas durante seu comissionamento.

Complementarmente, deverá ser feita uma caracterização ictiológica das espécies presentes do trecho de vazão reduzida.

Deverão ser determinadas as épocas-chave do ano para as campanhas de coleta de exemplares a serem estudados, que serão identificados, mensurados, pesados e dissecados, que fundamentarão a análise em escritório dos dados brutos, quanto à abundância, similaridade, diversidade e riqueza.

As práticas executadas para a proteção da ictiofauna incluem o resgate e posterior soltura, em trechos do rio previamente escolhidos, das espécies presas nos trechos de vazão reduzida; a instalação de grades (ou outros métodos de desvio) através das entradas de águas de desvio que impeçam a entrada dos peixes nas turbinas.

♦ PROGRAMA DE COMUNICAÇÃO SOCIAL

Trata-se de um programa que tem se tornado um instrumento eficaz de aproximação entre o empreendimento e a população da região onde ele está inserido, possibilitando a tomada de decisões consensuais, onde as reivindicações da sociedade local tenham o mesmo peso das decisões tomadas do ponto de vista econômico.

Este programa objetiva evitar inquietações e desinformação da população e dos órgãos envolvidos na implantação do empreendimento, repassar aos interessados as informações a respeito das ações mitigadoras desenvolvidas e desenvolver ações como o esclarecimento ambiental dos trabalhadores na construção civil.

A viabilização do programa será baseada em eventos (palestras) e em material de divulgação (folhetos, cartazes, anúncios em rádio e jornal). Durante cada etapa do projeto deverão ser divulgadas informações sobre o cumprimento das obrigações estabelecidas pelos órgãos ambientais, além da realização de reuniões gerais com a comunidade.

♦ PROJETO DE EDUCAÇÃO AMBIENTAL

Sabendo que os trabalhadores contratados para a implantação e manutenção da central hidrelétrica conviverão com remanescentes de mata nativa e com trechos do rio, torna-se importante a implantação de um programa de conscientização ambiental para evitar que a presença antrópica acarrete a destruição destes ambientes.

Este projeto deverá correlacionar-se com o programa de comunicação social visando à discussão de temas de interesse da população local (por exemplo, a destinação do lixo), além de levar aos trabalhadores noções de conservação da natureza evitando a captura de espécies da fauna e flora nativas e a prática de queimadas, e incentivar ações preservacionistas no dia-a-dia de cada cidadão.

De forma prática, deverão ser realizados eventos educativos (palestras, trilhas), elaborado material educativo, dentre outras ações, que poderão ser divulgadas através do programa de comunicação social.

♦ PROGRAMA DE AÇÕES JUNTO À COMUNIDADE E AO PODER PÚBLICO MUNICIPAL

O objetivo fundamental deste programa é buscar articulação com as comunidades e o poder público municipal da cidade onde o empreendimento será instalado, no sentido de monitorar situações, prevenir problemas e capacitar o município para absorver os efeitos positivos da implantação da central.

De forma geral, o programa é composto de duas frentes de ação: interação da população do canteiro de obras, empreiteiras e empresas prestadoras de serviços com a comunidade, principalmente no que se refere às questões do tráfego de veículos e segurança; e contratação de mão-de-obra, para efetivar ao máximo a contratação de mão-de-obra no município de implantação do empreendimento, inclusive promovendo cursos de formação e capacitação.

♦ PROGRAMA DE NEGOCIAÇÃO

Um dos impactos mais relevantes da implantação de uma central hidrelétrica é a inundação de terras e benfeitorias rurais, o que leva à necessidade de formulação de uma proposta de negociação. Além da necessidade de compra das áreas a serem alagadas, também deverão ser adquiridas as terras que serão atingidas pela instalação da infra-estrutura da obra, do canal de adução e casa de força, bem como os locais relativos às áreas que sofrerão restrição de uso.

Dessa forma, este programa define as formas de tratamento e os critérios para a negociação de terras com os proprietários, de forma que os mesmos possam optar pela solução mais adequada, capaz de lhes causar o mínimo transtorno. Além dos proprietários deverão ser inseridas neste programa as pessoas que terão sua fonte de renda e/ou sua moradia suprimida com a implantação da central.

Inicialmente, as ações de negociação terão relação com o programa de comunicação social, uma vez que deverão ser realizadas reuniões com os proprietários rurais para repasse de informações do empreendimento e do interesse do empreendedor na compra das faixas de terra necessárias.

♦ PROGRAMA DE MONITORAMENTO, CONSERVAÇÃO E CONTROLE DA FAUNA SILVESTRE

O objetivo deste programa é o acompanhamento da fauna, para verificar as condições de adaptação frente à nova composição ambiental, interferindo de maneira positiva sempre que necessário, de forma a garantir a preservação da biodiversidade local. Além disso, o programa visa minimizar os impactos recorrentes sobre a fauna em função da alteração de seu habitat e da perturbação causada pelas atividades antrópicas no local.

O programa consiste de ações de monitoramento da fauna durante a captura necessária para o enchimento do reservatório, bem como o monitoramento separado de cada grupo faunístico (avifauna, mastofauna e herpetofauna).

Inicialmente o monitoramento permitirá acompanhar, ajudar, resgatar ou realocar exemplares da fauna em risco, seja devido à limpeza de áreas destinadas à implantação do empreendimento, seja pelo enchimento do reservatório, além de gerar dados básicos sobre a biologia das espécies que fundamentaram a elaboração de medidas de conservação e manejo eficientes e seguras.

♦ PROGRAMA DE CONTROLE DE RISCOS DE ACIDENTES

Trata-se de um programa fundamental, visto que abrange tanto a segurança dos trabalhadores, quanto da população do entorno e da própria edificação da PCH. Deve englobar um projeto de infra-estrutura viária de forma a garantir um tráfego seguro, através de melhorias nas estradas de acesso ao empreendimento que devem passar por manutenções periódicas de forma a mantê-la adequada à utilização. É necessária também a criação de um sistema de segurança e alerta, efetuando a sinalização das vias de acesso ao empreendimento, sinalizando as áreas de maior risco e promovendo a divulgação de informações relativas às questões de segurança individual.

♦ **PROGRAMA DE GERÊNCIA AMBIENTAL**

O objetivo do programa de gerência ambiental é implementar as ações ambientais previstas para o desenvolvimento do empreendimento. O estabelecimento de uma gerência ambiental é necessário, tendo em vista as próprias características do empreendimento a ser implantado, que requer o acompanhamento da execução de uma série de ações ambientais, e também a necessidade de uma responsabilização frente aos órgãos ambientais e à comunidade envolvida.

7 Proposta de Modelo de Gestão

7.1 INTRODUÇÃO

As μ CHs e as mCH's compõem sistemas simplificados de geração de energia elétrica, muito mais simples que os das centrais hidrelétricas, o que faz com que as ações necessárias para sua implementação sejam diferentes em relação às grandes centrais.

Espera-se que com a implantação das micro e minicentrais hidrelétricas na região amazônica de uma forma sustentável, administrada dentro de um ambiente sinérgico e equilibrado, através do uso produtivo da eletricidade gere impactos positivos sob os pilares de inclusão social, prudência ambiental e viabilidade econômica.

7.2 ENERGIA E DESENVOLVIMENTO

Sabe-se que a energia é fator primordial para o desenvolvimento socioeconômico de qualquer sociedade. A sua ausência ou o seu não fornecimento tem sido apontada como uma das causas dos baixos índices desenvolvimento humano, principalmente em se tratando de fornecimento de meios para geração de renda.

A utilização de energia elétrica no meio rural é um dos processos mais importantes a serem incentivados em um país. A eletrificação é fundamental para a implementação de programas de desenvolvimento de uma região, já que é um fator-chave para aumentar a produtividade e para melhorar as condições de trabalho e de vida do homem do campo. Entretanto, a presença da eletricidade por si só, sem uma fase preliminar de planejamento de estudos que possibilite identificar, reunir e integrar os recursos diversos que poderão ser aproveitados, preservados e potencializados não é possível e suficiente para se alcançar tal desenvolvimento.

O acesso precário à energia elétrica, em grande parte, está relacionado com a localização da região, uma vez que no Brasil, mais de 10 milhões dos desassistidos vivem em áreas rurais, muitas das quais povoadas de forma rarefeita e ainda, cerca de 90% dessa população tem rendimento econômico inferior a três salários mínimos.

Assim, para que a implantação de unidades geradoras em um programa de geração descentralizado em áreas remotas, como é o caso da região amazônica deve ser acompanhada de um plano de gestão participativo e sustentável, de forma a possibilitar a criação de estratégias que permitam o crescimento proporcionado pela energia elétrica advinda das μ CHs e mCHs, beneficiando as comunidades através do uso produtivo da energia.

Portanto, é de fundamental importância conceber o fornecimento da energia elétrica na totalidade de seu uso, considerando sua inserção num contexto histórico, econômico, social e ambiental, de forma racional, prudente e equilibrada, e ao mesmo tempo, que permita alavancar

o desenvolvimento sustentável da comunidade e conseqüentemente do país.

A energia elétrica tem papel essencial no contexto global da infra-estrutura, propiciando o acesso à tecnologia e informação, dentre outros componentes.

Neste caso, pode-se afirmar que a eletricidade é um recurso indispensável e estratégico para o desenvolvimento socioeconômico e melhoria da qualidade de vida das presentes e futuras gerações destas regiões

Com o objetivo de se alcançar os resultados, em alguns estudos de casos foram propostos e aplicados modelos organizacionais com diferentes nuances nas estruturas operacionais e que foram aplicados em comunidades isoladas da região amazônica.

Este capítulo analisa os impactos ocorridos nas comunidades bem como os níveis de mobilização que permitiram o sucesso ou insucesso dos empreendimentos e os impactos no contexto do uso produtivo da energia e os benefícios para as comunidades, sendo a preservação e a potencialização dos seus recursos naturais e sua contribuição para melhoria da qualidade de vida.

7.3 As μ CH e MCH's COMO ALTERNATIVA DE ATENDIMENTO

Para o Brasil, face ao grande potencial hidráulico disponível em seu território, a hidroeletricidade tem sido considerada como sendo uma das melhores soluções técnica e econômica para a geração de eletricidade. Se comparada com outras fontes como a termoeletricidade a gás e nuclear. Das fontes renováveis de energia a hidroelétrica também se mostra extremamente atraente face às outras formas, de energia, como a solar fotovoltaica, a de biomassa e a eólica.

Na região amazônica mesmo face ao grande potencial de biomassa existente na região as micro e minicentrals hidrelétricas possibilitam atender as necessidades de povoados, aldeias e até cidades, além de servir, em locais predeterminados, de pólo de desenvolvimento de pequenas unidades produtivas, como pequenas fábricas e/ou indústrias, criando então um ambiente propício para incentivar negócios com repercussão regional, conseqüentemente trazendo benefícios econômicos, sociais e ambientais para a comunidade, aumentando as chances de competitividade das formas de produção, além da geração de empregos e atenuação dos impactos ambientais gerados – em comparação com outras formas de geração de energia viáveis economicamente.

A utilização dessa fonte de energia, deve ser aproveitada e incentivada, uma vez que o potencial hídrico do país e, em particular na região amazônica, é enorme e favorável à implantação desses pequenos aproveitamentos e condição sine qua non para atendimento dessas comunidades que ainda vivem no “escuro”, geralmente quando atendidas, de forma cara e precária e pelas termelétricas.

Entretanto, a região amazônica apresenta uma realidade diferente. Segundo Costa Campos (2005):

- ♦ A topografia bastante desfavorável da região, resultando muitas vezes em grandes áreas de reservatório, de pouco volume d'água a ser armazenado. O primeiro pode implicar em grandes impactos ambientais, e o segundo, em baixa capacidade de regularização. Adicionalmente, existem casos até da necessidade eventual da construção de diques extensos, necessários para conter o reservatório, em especial, nos locais de curvas de níveis situadas abaixo da cota de sua inundação.

- ♦ Distância grande entre o centro gerador e o centro consumidor, acarretando em custos altos no transporte da energia, podendo inviabilizar a implantação de PCH's.
- ♦ Rios de baixa queda e grande volume de água implicando em equipamentos de geração mais caros que os convencionais.
- ♦ Baixa densidade populacional.
- ♦ Locais de condicionantes geológicos e hidráulicos desfavoráveis, implicando em reservatórios de vida útil muitas vezes pequena.

Para a implantação de uma μ CH e mCH é coerente e prudente avaliar o local do aproveitamento, e analisar sua viabilidade e operacionalidade, técnico-econômica, sua inserção social e ambiental, para só então definir qual a melhor opção de geração de energia para atender essas comunidades, que vivem isoladas, em grande parte no norte do País.

7.4 ESTUDO DE MERCADO

Para que uma comunidade possa ser atendida de forma eficiente e buscar seu desenvolvimento socioeconômico por meio da geração de energia elétrica, requer-se a elaboração de um plano minuciosamente estruturado, contendo todas as atividades necessárias à sua implementação. Para tanto, passa-se pela questão básica do dimensionamento de mercado, ou seja, compreender sua demanda corrente e futura.

Uma vez que as necessidades se alteram com o passar do tempo, deve-se dimensionar o potencial das formas de produção, englobando toda a cadeia produtiva, além de se avaliar a participação de mercado da comunidade, num contexto regional. São informações que subsidiarão a definição de objetivos e a determinação das ações e metas a serem implementadas.

O desenvolvimento do modelo de gestão deve-se basear em “fundamento”, “métodos” e “fases específicas” que, organizadas de forma sistêmica e integradas, deverão garantir a conclusão de seus objetivos, visando o seu sucesso.

Para tanto, a compreensão e avaliação do posicionamento da comunidade no contexto onde está inserida, é essencial para maximização de suas potencialidades e redução de suas vulnerabilidades frente ao ambiente externo, que é complexo.

Nesta perspectiva, torna-se de fundamental importância definir uma linha de atuação a partir de um diagnóstico amplo, levando-se em consideração as seguintes áreas-chave:

- ♦ Organização e estrutura;
- ♦ Estratégia da comunidade;
- ♦ Recursos humanos;
- ♦ Recursos materiais locais;
- ♦ Gestão financeira;
- ♦ Vendas;
- ♦ Nível de competitividade (qualidade e produtividade).

Quanto mais apurado o diagnóstico destas áreas, melhores serão as chances de fazer gerar resultados satisfatórios para a comunidade, estabelecendo seus pontos fortes e fracos face às oportunidades e ameaças ambientais do sistema.

É importante também, lembrar que desenvolvimento sustentado é um laço de união entre o

meio ambiente e o desenvolvimento, cuja finalidade é buscar um novo modo de desenvolvimento com a adequada utilização de recursos, para a satisfação das necessidades atuais e futuras da humanidade (Alsina, 1995).

Assim, um modelo baseado na sustentabilidade e participação, deve buscar novas concepções das formas de interagir funcionalmente na comunidade, outra forma de observar as relações e atitudes cotidianas que regulam o ambiente da comunidade.

7.5 USO PRODUTIVO DA ENERGIA PARA ALAVANCAGEM DO DESENVOLVIMENTO DAS COMUNIDADES

Segundo Oliver (2005), a universalização do acesso ao serviço de energia elétrica apresenta para o Brasil, o desafio de encontrar formas efetivas, sustentáveis e amplamente replicáveis, de atender às comunidades rurais isoladas.

O uso produtivo da energia busca criar condições de competitividade num desenvolvimento local integrado. A competitividade implica em obter maiores vantagens competitivas, e isso se obtém, no caso das comunidades isoladas, com a incorporação da energia elétrica nos processos, pois possibilita avanços na quantidade, qualidade e diversificação de produtos e serviços que podem ser produzidos localmente.

Para a realização destes processos, deve-se considerar o equilíbrio ambiental e conhecimento atualizado na matéria em que opera.

Neste contexto, a comunidade deve adquirir uma visão clara, participativa e atuante para geração de competitividade, contribuindo para um modo de vida que se torne auto-sustentável.

De acordo com Kinpara (2003), na agricultura moderna, energia é fundamental. A modernidade traduziu-se em produtos tecnológicos que ajudaram na transformação de uma agricultura de subsistência para uma de economia de escala. Isso foi possível pela intensificação da capacidade de trabalho do ser humano por meio das máquinas, que precisam de energia.

Assim, não basta apenas levar energia para comunidade, mas é necessário criar mecanismos para viabilizar a utilização dessa energia para o desenvolvimento, através de diversas atividades econômicas e sociais.

Neste sentido, Jucá (2005), afirma que, a eletricidade numa comunidade não serve apenas para as pessoas ligarem uma TV e assistirem programa popular. Não que isso também não tenha sua importância, mas não é só isso. A energia serve para a criança poder estudar à noite, para a mãe costurar, para a comunidade fazer irrigação e outros tipos de trabalho. A energia não é fim, é meio.

Nesta perspectiva, a relação entre fornecer energia elétrica e desenvolvimento sustentável não é direta. Caso não ocorra a utilização produtiva da energia, não haverá também desenvolvimento duradouro.

Desta forma, as comunidades isoladas produzem para subsistência e praticam extrativismo e agricultura itinerante. Vivem da caça, pesca artesanal, coleta de produtos da floresta ou da caatinga, plantio da mandioca e lavouras regionais, sendo muito baixa a circulação de moeda.

Normalmente, essas comunidades se localizam em regiões ricas em recursos naturais, mas que estão submetidos a um processo de empobrecimento crescente, principalmente porque suas potencialidades são mal aproveitadas, faltando, basicamente, apoios técnicos, incentivos e retaguarda institucional para que se desenvolvam.

Entretanto, percebe-se que essas populações guardam um forte senso de comunidade,

solidariedade e iniciativa para resolução de seus problemas, com relativa facilidade de mobilização quando são propostas ações que sejam percebidas como medidas concretas de melhoria de sua condição de vida.

Neste contexto, o modelo de gestão torna-se relevante, e deve-se apoiar principalmente no forte senso de comunidade e iniciativa da população atingida.

Contemplando esta visão, o modelo de gestão deve propor formas de interação e compromisso da comunidade e das instituições participantes do projeto.

7.6 ESTUDO DE UM CASO DE MODELO DE GESTÃO: VILA CACHOEIRA DE ARUÃ

O caso da Vila de Cachoeira de Aruã retrata a situação de outras milhares de comunidades localizadas na região amazônica.

A comunidade está localizada a 180 km de Santarém no Pará, seu acesso é feito através de transporte fluvial (14 horas de barco), são 45 famílias residentes no local (outras 27 famílias vivem mais afastadas da vila).

Até 2007 a comunidade não contava com acesso a energia elétrica de forma viável e contínua, e ainda, sem os aparatos tecnológicos para produção, as atividades econômicas ali desenvolvidas apresentavam baixa produtividade e qualidade.

O objetivo do projeto foi atender a comunidade Vila de Cachoeira do Aruã com serviço de energia elétrica viável, confiável e limpa para suprir as demandas residenciais e produtivas.

Para alcançar os objetivos propostos, a implantação do modelo e o seu acompanhamento se deram nas seguintes dimensões:

- ♦ Tecnologia e intervenções de engenharia;
- ♦ Desenvolvimento da cadeia produtiva da energia;
- ♦ Intervenções nas cadeias produtivas existentes;
- ♦ Capacitação e organização comunitária;
- ♦ Sistema de monitoramento e avaliação;
- ♦ Divulgação dos resultados.

Assim, o modelo de gestão seguiu o seguinte esquema: com recursos do Fundo Setorial CETEnerg e do Ministério de Minas e Energia, O Instituto Winrock e a ONG Grupo Alegria, em parceria com o Centro Nacional de Referências em Pequenas Centrais Hidrelétricas – CERPCH, em parceria com o Instituto Winrock e a ONG Grupo Alegria, identificaram a comunidade. O Winrock e o Grupo Alegria organizaram a comunidade na forma de associação do tipo OSCIP, e a estruturaram como um Produtor Independente. O CERPCH ficou incumbido dos estudos técnicos e da intervenção de engenharia. Ao Winrock a gestão do modelo de gestão e ao Grupo Alegria a mobilização e organização da comunidade.

O modelo previa que a concessionária ficaria encarregada de comprar a energia da μCH e a distribuiria ao centro de consumo. Na ocasião foi negociado com a concessionária um PPA.

Para que houvesse geração de renda e dessa foram garantir a sustentabilidade do empreendimento previu-se, conforme o esquema mostrado na figura a seguir, o desenvolvimento de uma cadeia de atividades produtivas: o próprio serviço fornecimento de energia elétrica à concessionária, o fornecimento de serviço de manutenção da rede de transmissão e de distribuição da energia

elétrica, a implantação de uma unidade de beneficiamento de grãos e a uma movelaria.

A idéia foi respeitar a área de concessão da empresa, transformá-la em cliente da associação da comunidade que para tanto, se estruturou como um PIE (Produtor Independente de Energia) e utilizou a energia elétrica para alimentar as cadeias produtivas e as demandas residenciais, gerando renda e propiciando melhoria na qualidade de vida e, conseqüentemente, contribuindo para a sustentabilidade do próprio serviço de eletricidade.

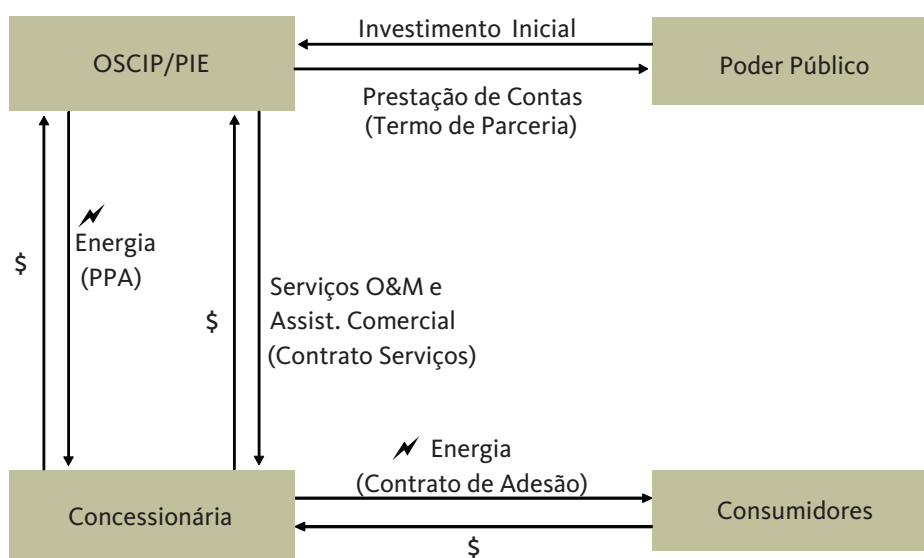


Figura 7.1 – Representação da inter-relação contratual, de um PIE

Portanto, localmente, o projeto previu importantes impactos econômicos e sociais, criando condições de cidadania, respeito e renda aos comunitários.

7.7 CONSEQUÊNCIAS DESTES MODELO NAS COMUNIDADES

Esse modelo de gestão energético baseado na produção de energia elétrica através de μ CH quando inserido na comunidade e no meio ambiente, de forma não planejada, implicou em riscos e imprevistos e, muitas vezes irreversível.

De acordo com Darzé (2002), a geração de energia elétrica é obtida através da transformação de uma fonte de energia primária em eletricidade. Uma parte significativa dos impactos ambientais, culturais e socioeconômicos dos sistemas de energia elétrica é provocada no processo de geração de energia, tornando-o um elemento relevante no contexto de qualquer estratégia voltada a um desenvolvimento sustentável.

No caso específico da comunidade Cachoeira de Aruá, o modelo falhou quando um dos agentes envolvidos na sua estruturação, devido a marcos legais, não pôde participar. Nesse caso foi a concessionária que não pôde celebrar o PPA com a associação PIE.

Mas o projeto sobreviveu na medida em que a própria associação, além da operação e manutenção da μ CH, assumiu o serviço de transmissão e de distribuição da energia elétrica à comunidade além da gestão das unidades produtivas.

Fica claro que, mesmo após a saída do mais importante parceiro na estruturação do modelo

de gestão, com uma assistência contínua à comunidade, feita através da ONG Grupo Alegria, foi possível garantir um serviço de auto-atendimento de energia elétrica. Nesse caso, o mérito do sucesso deve ser computado à ONG Grupo Alegria que soube alcançar o alto grau de mobilização e organização da comunidade e foi responsável pela continuação da assistência continuada à comunidade.

Desta forma, além da eletrificação, o uso produtivo da energia traz benefícios incontestáveis na execução das atividades produtivas e, conseqüentemente, a geração de renda e a melhora da qualidade de vida.

Entretanto, percebe-se que existe uma lacuna no que tange aos marcos legais e aos programas de fomento e aos financiamentos para geração de energia, através de fontes alternativas específicas e adequadas para as comunidades que vivem isoladas no norte do país, praticamente esquecidas, sem nenhum tipo de apoio e perspectiva de melhoria de vida por parte do governo e da iniciativa privada, ou das próprias condições do local.

Torna-se, portanto, necessário um modelo de gestão apropriado às condições de vida do local e do meio ambiente, que possa estabelecer um desenvolvimento participativo e sustentável, fortalecendo ações conjuntas das pessoas que vivem na comunidade, visando garantir sua auto-suficiência e possa preservar seus costumes, valores locais e ambientais.

Finalmente, deve se ressaltar que tal modelo tem por finalidade proteger o ambiente do uso predatório, e propiciar o uso racional, sensato e equilibrado, levando em conta a inclusão da população atendida de forma participativa e clara com seus objetivos, bem como a viabilidade técnico-econômica de seus projetos.

Quanto aos marcos legais, urge a aprovação de leis que promovam mudanças de paradigmas que viabilizem o surgimento de novos agentes que atendam de forma adequada a um mercado socialmente carente e de grande importância ao país, principalmente se for levado em conta de que essas comunidades são as responsáveis pelo uso sustentável dos recursos naturais da floresta amazônica.

8 Legislação

A exploração dos recursos hídricos, para fins de geração de eletricidade no Brasil, se deu a partir do final do século XIX, com base em centrais de pequeno porte, da ordem de algumas centenas de quilowatts, construídas e operadas principalmente por prefeituras e empresas particulares. Este modelo, apropriado à demanda da época, prosperou até a década de 60, quando o modelo econômico vigente deu lugar a grandes empresas estaduais e federais que passaram a incorporar as pequenas empresas geradoras de sistemas isolados evoluindo para os grandes sistemas interligados, ou seja, percebe-se nesta fase a exclusão dos pequenos aproveitamentos.

Nos últimos anos, a potência instalada do país não acompanhou o crescimento demográfico da população e a falta de planejamento e os equívocos nas gestões do setor elétrico ocasionaram as crises energéticas. Novamente, as PCHs entram em destaque com a reestruturação do setor.

O cenário apresenta um setor elétrico em reestruturação procurando atrair novos investimentos privados para sua própria expansão e modernização. Desta forma as empresas estatais foram desverticalizadas e distribuídas de acordo com suas atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Sendo esta última um novo ajuste do setor energético.

Face ao exposto e frente ao esboço do trabalho a seguir, verificou-se que com a regulamentação constante do setor, uma série de leis, despachos, resoluções e portarias são diariamente publicadas pelos órgãos competentes, porém estas novas bases legais deixaram de fora as μ CH e mCH, tratando-se apenas das PCHs, ficando estas tecnologias de menor porte relegadas a segundo plano. Para maior abrangência destas regulamentações far-se-á algumas considerações no final do mesmo.

A legislação brasileira classifica os aproveitamentos hidrelétricos em dois tipos, conforme a finalidade da energia produzida: serviços públicos e uso exclusivo.

No cenário regulatório houve até 1985 as seguintes outorgas em função das faixas de potência:

- ♦ até 50 kW, simples notificação;
- ♦ de 50 a 150 kW, autorização;
- ♦ acima de 150 kW, concessão.

Com a edição do Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PNPCH em 1980, o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, que era o órgão outorgante na ocasião, fez uma reclassificação dos limites de potência para as micro, mini e pequenas centrais hidrelétricas e que os níveis da outorga, seguiram o proposto:

- ♦ até 100 kW, notificação;
- ♦ de 100 a 1.000 kW, autorização;
- ♦ acima de 1.000 kW, concessão.

Contudo, estes limites nunca chegaram a ser estabelecidos em lei ou em alguma resolução do

órgão. Assim, acordou-se que enquanto o projeto de lei não fosse aprovado, a outorga da autorização para uso exclusivo, ficaria a cargo do Ministro das Minas e Energia, que a concederia se o projeto estivesse de acordo com o manual de PCHs, aprovado de acordo com a portaria DNAEE nº 125, de 17 de agosto de 1984, portaria esta que recomendava o uso de manuais de micro, mini e de pequenas centrais, editados pelo DNAEE em parceria com a Eletrobrás.

O interessado na implantação da microcentral hidrelétrica para uso exclusivo, para ter direito à notificação, deveria ser o proprietário ou ter autorização dos proprietários ribeirinhos, da área onde seria construída a central, inclusive as áreas a serem inundadas pelo eventual reservatório.

Entretanto, o Decreto-lei nº 1872, de 21/05/81, regulamentado pela Portaria nº 84, de 22/10/81, permitia que, caso houvesse, o excedente de energia pudesse ser vendido à concessionária local, desde que esta estivesse de acordo.

Mesmo regulamentada a venda de energia desde essa época, desconhece-se se até a presente data já houve algum contrato de venda assinado, com alguma concessionária no país, principalmente com relação às mini e microcentrais.

No mais, nessa época as tarifas eram fortemente controladas pelo governo federal, o que fazia delas uma ferramenta de controle da inflação, o número excessivo de condicionantes e a falta de incentivo de mercado juntamente com a falta de uma linha de crédito para o setor criou dificuldades para o desenvolvimento do programa (Tiago, 2002).

Através da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, ocorreu uma grande mudança, quando o limite de potência para PCH foi ampliado para 30.000 kW, sob a condição de que o empreendimento tenha características de PCH, então começaram a desfrutar das seguintes vantagens:

- ♦ Necessidade apenas de autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, órgão regulador, criada em 27/12/1997, pela Lei 9.427, em substituição ao DNAEE, para implantação;
- ♦ Redução de, no mínimo 50%, nas tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição;
- ♦ Participação garantida nas vantagens técnicas e econômicas da operação interligada;
- ♦ Isenção de pagamento da Compensação Financeira para uso dos recursos hídricos;
- ♦ Redução do limite de comercialização de energia para consumidores com carga maior ou igual 500 kW e
- ♦ Uso de recursos oriundos da Conta do Consumo de Combustíveis (CCC), no caso de substituição da geração de termoeletrônica.
- ♦ P/ PCH que entrasse em operação antes de 2003, a isenção da taxa de transporte era total.

Todavia, a partir dessa ocasião, a legislação que se seguiu, passou a contemplar os empreendimentos com mais de 1.000 kW, não mais incentivando ou mencionando as mini e microcentrais hidrelétricas, embora se saiba, que centrais desse porte são fundamentais para a energização de comunidades isoladas, como as da região amazônica.

Destaca-se ainda que o Decreto 2.003, de setembro de 1996, definiu e regulamentou a produção independente e a autoprodução de energia e que a Lei 9.648, de maio de 1998, estendeu os benefícios da CCC às PCHs e demais fontes alternativas de geração de energia elétrica que substituam a geração termelétrica a derivados de petróleo em sistemas isolados (art. 11, § 4º).

A Lei 10.438, de abril de 2002, estendeu os benefícios das PCH para os empreendimentos de até 30 MW de geração eólica, à biomassa e à co-geração qualificada os benefícios da redução

(não inferior a 50%) dos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição. E estende à energia eólica, à solar e à biomassa os benefícios da comercialização de energia com consumidor de carga maior ou igual a 500 kW, no sistema elétrico interligado. Reduziu também para 50 kW o limite mínimo de carga para comercialização de energia, quando o consumidor ou conjunto de consumidores se situar em sistema elétrico isolado.

Essa mesma lei criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, a Conta do Desenvolvimento Energético – CDE e a Reserva Global de Reversão – RGR.

Foi editada a Resolução nº 112 Aneel, de maio de 1999, que estabelece os limites necessários à obtenção de registro e autorização para implantação, ampliação e repotenciação de centrais termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia.

Porém, observa-se que nenhum marco legal já citado tratou, em momento algum, da geração para potenciais inferiores a 1.000 kW.

Foi criada em 1973 a CCC (Conta do Consumo de Combustíveis), para garantir a confiabilidade do sistema em situações de risco ou com restrições de transmissão, rateando entre todos os agentes os custos deste “seguro”. Posteriormente, este mecanismo foi estendido para incentivar a instalação de unidades geradoras em regiões remotas, distantes dos sistemas interligados. Atualmente, este rateio permite a manutenção de grande parte do sistema da Região Norte do país e a sua sub-rogação é um dos maiores incentivos à viabilização das PCH na região amazônica. Ainda em se tratando da CCC, a Lei nº 10.438, de abril de 2002, estendeu por 20 anos os benefícios da mesma, para os sistemas isolados, obrigando-os, porém, a estabelecer mecanismos que induzam à eficiência energética, à valorização do meio ambiente e à utilização de recursos energéticos locais.

8.1 PANORAMA LEGAL DO SETOR ELÉTRICO COM REFERÊNCIA ÀS MINI E MICROCENTRAIS HIDRELÉTRICAS

8.1.1 Considerações iniciais

As primeiras formas de geração de energia iniciaram no século XIX. A partir daí, já no século XX, na década de 60, surgiram os primeiros sistemas isolados com PCHs e mCH para atendimentos locais. Na sequência, nas décadas de 60 a 80, tem-se a ênfase nas grandes obras, ou seja, o aparecimento das grandes usinas hidrelétricas, o que fez com que as PCHs e mCH se tornassem obsoletas. Em meados de 1983, tem-se o Programa Nacional de PCHs, que não obteve sucesso. Em 1988, foi promulgada a Constituição Federal, logo após, tem-se as Leis 8.987/95 e 9.074/95 que regularam e definiram as concessões dos serviços públicos (art. 175 da CF). Foi criada e instituída pela Lei 9.427/96 e o Decreto 2.335/97 a Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica – como também foi criada a figura dos produtores independentes e autoprodutores, através do Decreto 2003/96.

Destarte, em 1998, através da Lei 9.648 foram criados o MAE – Mercado Atacadista de Energia e o ONS – Operador Nacional do Sistema, bem como foram determinadas as características e vantagens das PCHs. Observa-se nesta fase que as mini e microcentrais foram excluídas do arcabouço legal, uma vez que, a Resolução Aneel 394 classificou as PCHs empreendimentos entre 1 e 30 MW. Ainda têm-se mais duas Resoluções, a 245 e 333/00 também Aneel que criaram e regularam a CCC – Conta do Consumo de Combustíveis – e as Cooperativas de Energia Elétrica para pequenas potências. Destaca-se nesta etapa a crise energética que o país sofreu. Um novo incentivo é lançado, via ação governamental, a Lei 10.438/02 e o Decreto 4644/03 que criou e

implantou o PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia, estendendo inclusive os benefícios das PCHs. Têm-se ainda as Resoluções Aneel 784/02 e 334/03 respectivamente, que criaram as condições e prazos para os benefícios da CCC e a exclusão definitiva das mini microcentrais do amparo legal e portanto dos benefícios da sub-rogação da CCC. A Lei 10.848/04 e o Decreto 5.163/04 criaram e regulamentaram a comercialização de energia, bem como o Decreto 5.177/04 criou e regulamentou a CCEE – Câmara Comercializadora de Energia Elétrica. Convém salientar nesta fase os grandes leilões de energia que ocorreram e que passaram a incorporar esta nova etapa.

8.1.2 A Constituição de 1988

A Constituição da República Federativa do Brasil foi promulgada em 5 de outubro de 1988, após longo período de deliberações que se iniciou em 1º de fevereiro de 1987. Na Carta de 1988, ao todo, existem 215 artigos, subdivididos em diversos incisos, alíneas e parágrafos, o que confere a seu texto um caráter excessivamente analítico. Vários de seus artigos necessitam de leis ordinárias ou decretos para regulamentação.

O tema “meio ambiente” aparece pela primeira vez em uma Constituição. A dimensão conferida ao tema não se resume aos dispositivos concentrados especialmente no Capítulo VI do Título VIII da Constituição, dirigido à Ordem social; alcançam da mesma forma inúmeros outros regulamentos inseridos ao longo dos textos mais diversos Títulos e Capítulos, decorrentes do conteúdo multidisciplinar da matéria.

Os artigos que focam principalmente os temas cursos d’água, aproveitamento hidrelétrico de pequeno porte e meio ambiente são: artigo 20, incisos III e VIII, e parágrafo 1º; artigo 21, inciso XII alínea b, e inciso XIX; artigo 22, inciso IV, e parágrafo único; artigo 23, incisos VI e XI; artigo 26, inciso I; artigo 175, parágrafo único, e todos os incisos; artigo 176, e parágrafos 1º, 3º, e 4º; artigo 225, parágrafo 1º, incisos IV, e parágrafos 3º, 4º, 5º; artigo 231, parágrafo 3º.

O artigo 21 atribui à União a competência para explorar diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos d’água, em articulação com os estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos, e instituiu o sistema nacional de gerenciamento de recursos hídricos definindo critérios de outorga de direitos de uso.

No que diz respeito à legislação sobre água e energia, a Constituição, em seu artigo 22, atribuiu competência privativa à União, porém leis complementares poderiam autorizar os estados a legislar sobre questões específicas das matérias relacionadas neste artigo.

Segundo o artigo 23 é competência comum da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos municípios: proteger o “ambiente”; registrar acompanhar e fiscalizar as concessões de direitos de pesquisa e exploração de recursos hídricos em seus territórios.

Incluem-se entre os bens dos estados as águas superficiais, emergentes e em depósito, que nasçam e tenham foz dentro do estado, segundo o artigo 26. A portaria DNAEE nº 707, de 17 de outubro de 1994, regulamentou a classificação dos domínios dos rios em federal e estadual.

O artigo 175 mudou a forma de se conceder a uma pessoa física ou jurídica a concessão para exploração de potencial hidrelétrico, incumbindo ao poder público, na forma da lei, diretamente ou sob o regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Segundo o artigo 176, o aproveitamento de potenciais somente poderá ser efetuado mediante autorização ou concessão da União, no interesse nacional; por brasileiros ou empresas brasileiras

de capital nacional, as autorizações e concessões não poderão ser cedidas ou transferidas, sem prévia anuência do poder concedente. Não dependerá de autorização ou concessão o aproveitamento do potencial de energia renovável de capacidade reduzida.

As mudanças mais significativas para o setor hidrelétrico com a promulgação da Constituição de 1988, foram:

- (i) que a concessão para prestação de serviços públicos passou a se dar por concorrência, modalidade licitação;
- (ii) o surgimento da abordagem ambiental, e da competência comum de legislar, da União, estado e município;
- (iii) a previsão de instituir sistema nacional de gerenciamento de recursos hídricos, e critérios de outorga de direito de uso;
- (iv) a interpretação da água como propriedade do Estado (União ou estado-membro).

Nossa Carta Magna seguiu a tradição de nosso Direito das Águas, e reservou à União o domínio dos potenciais de energia hidráulica, onde quer que se situem: em águas da própria União ou em águas do estado. Sobre água como bem da União, o texto de 1988 mudou palavras, mas sua definição é igual ao texto de 1967 em relação ao texto sobre águas como bem dos Estados, na Constituição de 1988 diz o mesmo, de outra forma, que a de 1967. O que mudou, na realidade, foi a jurisprudência, ou seja, o entendimento, a interpretação que se deu à legislação.

8.1.3 Nova variável: o meio ambiente

A expressão “meio ambiente” (*milieu ambient*) foi, ao que aparece utilizada pela primeira vez pelo naturalista francês Geoffroy de Saint-Hilaire na obra *Études progressives d'un naturaliste*, de 1835, tendo sido perfilado por Augusto Comte em seu *Curso de Filosofia Positiva*. Não há acordo entre os especialistas sobre o que seja meio ambiente. Tanto a palavra meio como o vocábulo ambiente passam por conotações diferentes, quer na linguagem científica quer na vulgar.

Meio pode significar: aritmeticamente, a metade de um inteiro; um dado contexto físico ou social; um recurso ou insumo para alcançar ou produzir algo. Já *ambiente* pode representar um espaço geográfico ou social, físico ou psicológico, natural ou artificial.

Segundo a linguagem técnica, meio ambiente é “a combinação de todas as coisas e fatores externos aos indivíduos ou população de indivíduos em questão”. Mais exatamente, é constituído por seres bióticos e abióticos e suas relações e interações. Não é mero espaço circunscrito, é realidade complexa e marcada por múltiplas variáveis.

De acordo com o conceito jurídico de “ambiente” precisa ser analisado sobre duas perspectivas: uma estrita outra ampla. Numa visão estrita, o meio ambiente nada mais é do que a expressão do patrimônio natural e as relações com e entre seres vivos. Numa concepção ampla, vai além dos limites estreitos fixados pela ecologia tradicional, o meio ambiente abrange toda a natureza original e artificial, assim como os bens culturais correlatos.

Nessa perspectiva ampla, o “ambiente” seria “a interação do conjunto de elementos naturais, artificiais e culturais que propiciem o desenvolvimento equilibrado da vida em todas as suas formas”.

8.1.4 Legislação concernente à Política Nacional de Gestão dos Recursos Hídricos

O Código de Águas, estabelecido pelo Decreto Federal nº 24.643, de 10.07.1934, consubstancia a legislação básica brasileira de águas. Considerado avançado pelos juristas, haja vista a época em

que foi promulgado, necessita de atualização, principalmente para ser ajustado à Constituição Federal de 1988, à Lei nº 9.433, de 08.01.1997, e de regulamentação de muitos de seus aspectos (Freitas, 1999).

O referido código assegura o uso gratuito de qualquer corrente ou nascente de água para as primeiras necessidades da vida e permite a todos usar de quaisquer águas públicas, conformando-se com os regulamentos administrativos. Impede a derivação das águas públicas para aplicação na agricultura, indústria e higiene, sem a existência de concessão, no caso de utilidade pública, e de autorização nos outros casos; em qualquer hipótese, de preferência à derivação para abastecimento das populações (Freitas, 1999).

O Código de Águas estabelece que a concessão ou autorização deva ser feita sem prejuízo da navegação, salvo nos casos de uso para as primeiras necessidades da vida ou previstos em lei especial; estabelece, também, que a ninguém é lícito macular ou contaminar as águas que não consome, com prejuízo de terceiros; e; ainda, que os trabalhos para a salubridade das águas serão realizados à custa dos infratores que, além da responsabilidade criminal, se houver, responderão pelas perdas e danos que causarem, e por multas que lhes forem impostas pelos regulamentos administrativos. Também esse dispositivo é visto como precursor do princípio usuário-pagador, no que diz respeito ao uso para assimilação e transporte de poluentes (Freitas, 1999).

A Lei nº 9.433, de 08.01.1997, que instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos e criou o Sistema Nacional de Recursos Hídricos, que regulamenta o inciso XIX do art. 21 da Constituição Federal, culminou num longo processo de avaliação das experiências de gestão de recursos hídricos e de formulação de propostas para a melhoria dessa gestão em nosso país. É um marco histórico, de grande significado e importância para os que aqui trabalham com recursos hídricos (Freitas, 1999).

8.1.5 Legislação ambiental federal concernente a hidreletricidade

LEI Nº 6.902, DE 27 DE ABRIL DE 1981

Dispõe sobre a criação das Estações Ecológicas (EE) e Áreas de Proteção Ambiental (APA).

Define EEs como áreas representativas de ecossistemas brasileiros destinadas à realização de pesquisas básicas e aplicadas de ecologia, à proteção do ambiente natural e ao desenvolvimento da educação conservacionista. As Estações Ecológicas deixaram de ter caráter turístico.

As APAs são áreas consideradas pelo Poder Executivo como de relevante interesse público para a proteção ambiental, a fim de assegurar o bem-estar das populações humanas e conservar ou melhorar as condições ecológicas locais.

LEI Nº 6.938, DE 31 DE AGOSTO DE 1981

Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA), constituiu o Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA), criou o Conselho Superior de Meio Ambiente (CSMA) e instituiu o Cadastro de Defesa Ambiental, e foi um passo pioneiro na vida pública nacional, no que concerne à dinâmica da realidade ambiental.

Essa lei foi concebida, elaborada e aprovada num período de declarado autoritarismo político-administrativo, a Lei da Política Nacional do Meio Ambiente sobre delimitações impostas por fatores políticos e geopolíticos predominantes da época, assim como por distorções econômicas sociais que afetavam a sociedade brasileira.

O SISNAMA, formado pelo conjunto de órgãos e instituições dos diversos níveis do poder

político, incumbidos da proteção do ambiente, vem a ser o grande arcabouço institucional da gestão ambiental no Brasil. Está estruturado da seguinte forma:

- (i) CSMA com função de assessorar o Presidente da República;
- (ii) Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA), como órgão consultivo e deliberativo do CSMA;
- (iii) Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), com a finalidade de coordenar, executar e fazer executar, como órgão federal, a política nacional e as diretrizes governamentais fixadas para o meio ambiente, e a preservação conservação e uso racional, fiscalização, controle e fomento dos recursos ambientais;
- (iv) órgãos setoriais, que são órgãos ou entidades integrantes da administração federal, direta e indireta cujas atividades estejam ligadas ao meio ambiente;
- (v) órgãos locais, que são órgãos ou entidades municipais responsáveis pela área de meio ambiente na sua jurisdição.

Os objetivos da Lei 9.433 da Política Nacional do Meio Ambiente foram abordados pelos seus artigos 20, caput, 40 e 50 e visam a preservação, melhoria e recuperação da qualidade ambiental propícia à vida, visando assegurar, no país, ao desenvolvimento socioeconômico, aos interesses da segurança nacional e à proteção da dignidade da vida humana.

CONAMA, RESOLUÇÃO Nº 1, DE 23 DE JANEIRO DE 1986

A Resolução Nº 1 foi um marco na legislação ambiental, regulou o uso e a implementação da Avaliação de Impacto Ambiental (AIA) como um dos instrumentos da Política Nacional de Meio Ambiente.

Segundo Monteiro (1999) o papel da AIA no ordenamento jurídico brasileiro, pode ser assim resumido:

“Instrumento de política ambiental, formado por um conjunto de procedimentos capaz de assegurar, desde o início do processo, que se faça um exame sistemático dos impactos ambientais de uma ação proposta (projeto, programa, plano ou política) e de suas alternativas, e que os resultados sejam apresentados de forma adequada ao público e aos responsáveis pela tomada de decisão, e por eles considerados. Além disso, os procedimentos devem garantir a adoção das medidas de proteção do meio ambiente determinadas no caso de decisão sobre a implantação de projeto.”

Dentre as atividades estabelecidas pelo artigo 20, que, quando do licenciamento ambiental, dependem de elaboração de Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), a ser submetido à aprovação do órgão estadual competente, e do IBAMA em caráter supletivo, interessam principalmente a este trabalho:

- (i) linhas de transmissão de energia elétrica, acima de 230 kV;
- (ii) obras hidráulicas para exploração de recursos hídricos, tais como barragens para fins elétricos, acima de 10 MW e
- (iii) usinas de geração de eletricidade, qualquer que seja sua fonte primária, acima de 10 MW;

CONAMA, RESOLUÇÃO Nº 6, DE 16 DE SETEMBRO DE 1987

A Resolução nº 6 foi editada à luz da Resolução nº 1, com ênfase nos empreendimentos de relevante interesse para a União Federal, como as atividades ligadas à geração de energia elétrica. Com

efeito, esta foi a primeira norma baixada pelo CONAMA com o intuito de disciplinar o procedimento licenciatório em âmbito nacional, mediante as regras gerais disciplinadoras do licenciamento de obras de grande porte.

Por seu caráter genérico e abrangente esta norma foi melhor explicitada pela Resolução CONAMA 237/97.

De acordo com o Anexo dessa Resolução os documentos necessários ao licenciamento para usinas hidrelétricas, por tipo de licença, são:

a) Requerimento de Licença Prévia (LP)

- ♦ Portaria MME autorizando estudo da viabilidade;
- ♦ RIMA (sistemático e integral quando necessário);
- ♦ Cópia da publicação de pedido da Licença Prévia;

b) Requerimento de Licença de Instalação (LI)

- ♦ Relatório do estudo de viabilidade;
- ♦ Cópia da publicação da concessão da LP;
- ♦ Cópia da publicação do pedido da Licença de Instalação;
- ♦ Cópia do decreto de outorga de concessão do aproveitamento hidrelétrico;
- ♦ Projeto Básico Ambiental;

c) Requerimento de Licença de Operação (LO)

- ♦ Cópia da publicação da concessão da Licença de Instalação;
- ♦ Cópia da publicação de pedido da Licença de Operação;

DECRETO Nº 99.274, DE 6 DE JUNHO DE 1990

Esse decreto incorporou os avanços legislativos, verificados principalmente com a instalação da nova ordem constitucional a partir de 1989, revogando expressamente o Dec. 88.351, de 01/06/1983, regulamentando a Lei 6.902, de 27/04/1981, e a Lei 6.938, de 31/08/1981, que dispõem respectivamente sobre a criação de Estações Ecológicas, Áreas de Proteção Ambiental, e a política Nacional do Meio Ambiente.

Cuida da competência do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) e teve sua redação alterada pelo Dec. 3.942 de 27/09/2001

LEI Nº 9.985 DE 2000

Modificou a base conceitual e a natureza jurídica das Estações Ecológicas estabelecida pela lei 6.902, de 27 de abril de 1981.

As Estações Ecológicas passaram a ter como objetivo, entre aquelas arroladas no artigo 4º, a preservação da natureza e realização de pesquisas científicas.

A posse e domínio são públicos, devendo as áreas particulares incluídas em seus limites serem desapropriadas. O regime jurídico a que se encontra submetido pelo artigo 7º, § 1º, permite tão somente o uso indireto dos recursos naturais, ou seja, nos termos definidos no artigo 2º, IX, apenas a utilização que não envolva consumo, coleta, dano ou destruição dos recursos naturais.

DECRETO 3.942 DE 27 DE SETEMBRO DE 2001

Dá nova redação aos arts. 40, 50, 60, 70, 10 e 11 do Decreto no 99.274, de 6 de junho de 1990.

O CONAMA passa a compor-se de:

- (i) Plenário;
- (ii) Comitê de Integração de Políticas Ambientais;
- (iii) Câmaras Técnicas;
- (iv) Grupos de Trabalho; e
- (v) Grupos Assessores.

Passa a ser de competência do Ministério do Meio Ambiente, por intermédio de sua Secretaria-Executiva, prover os serviços de apoio técnico e administrativo do CONAMA.

LEGISLAÇÃO DE RECURSOS HÍDRICOS

“Uma porção d’água é recurso hídrico quando constitui um bem econômico em função de sua utilização e sua disponibilidade” (MÜLLER, 1995, p. 25).

♦ BREVE HISTÓRICO

O Código de Águas (Dec. 24.643, de 10/07/1934) foi o primeiro diploma legal que possibilitou ao poder público disciplinar o aproveitamento industrial das águas e, de modo especial, o aproveitamento e exploração da energia hidráulica.

A Lei 9.433, de 08/01/1997, instituiu a Política Nacional dos Recursos Hídricos (PNRH) e criou o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos (SNGRH). Mesmo sem a adequada complementação, ela altera profundamente a disciplina na aplicação do Código das Águas.

Mais recentemente, a Lei 9.984, de 17/07/2000, criou a Agência Nacional de Águas (ANA), como entidade federal de implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e integrante do Sistema Nacional de Recursos Hídricos. E, por sua vez, o Dec. 3.692, de 19/12/2000, contempla a estrutura organizacional e operacional da ANA.

• *Lei no 9.433, de 08 de janeiro de 1997*

A PNRH – Política Nacional de Recursos Hídrico é reformadora por si mesma. A economia por seu turno deverá encontrar alternativas para administrar um recurso tão especial como a água, e com certeza abrirá espaços para usos múltiplos e racionais de toda essa preciosidade hídrica, principalmente através dos Planos de Recursos Hídricos.

De acordo com o artigo 20, estão entre os principais objetivos da lei:

- (i) assegurar à atual e às futuras gerações a necessária disponibilidade de água com qualidade adequada para seu uso;
- (i) o uso racional e integrado dos recursos hídricos, com vistas ao desenvolvimento sustentável;
- (i) a prevenção e a defesa contra eventos hidrológicos críticos, quer sejam de origem natural, quer decorrentes do uso inadequado, não só das águas, mas também dos demais recursos naturais.

A PNRH tem como fundamentos:

- (i) A água é um bem de domínio público;
- (ii) A água é um recurso natural limitado, dotado de valor econômico;
- (iii) Em situação de escassez, o uso prioritário dos recursos hídricos é o consumo humano e a dessedentação de animais;

- (iv) A gestão dos recursos hídricos deve sempre proporcionar o uso múltiplo das águas;
- (v) A bacia hidrográfica é uma unidade territorial para implementação da PNRH e a atuação do SNGRH;
- (vi) A gestão dos recursos hídricos deve ser descentralizada e contar com a participação do poder público, dos usuários e das comunidades.

No artigo 50 são definidos como instrumentos da PNRH:

- (i) os planos de recursos hídricos;
- (ii) o enquadramento dos corpos d'água em classes estabelecido pela legislação ambiental, segundo os usos preponderantes da água;
- (iii) a outorga dos direitos de recursos hídricos;
- (iv) a cobrança pelo uso de recursos hídricos;
- (v) o sistema de informações sobre recursos hídricos.

Os Planos de Recursos Hídricos serão elaborados por bacia, por estado e para o país; são planos diretores de longo prazo, que terão em seu conteúdo:

- (i) diagnóstico da situação atual;
- (ii) análise das alternativas de crescimento demográfico, atividades produtivas e ocupação do solo;
- (iii) metas de racionalização de uso;
- (iv) medidas, programas e projetos;
- (v) prioridades para outorga de direitos de uso de recursos hídricos;
- (vi) proposta para criação de áreas sujeitas à restrição de uso, visando a proteção dos recursos hídricos.

O regime 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.

No artigo 12 a lei prevê os usos sujeitos à outorga, dentre vários, o do inciso IV aproveitamento dos potenciais hidrelétricos. No parágrafo 2º a outorga e a utilização de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica estarão subordinadas ao Plano Nacional de Recursos Hídricos, obedecida a disciplina na legislação setorial específica.

A autoridade competente do Poder Executivo Federal, dos estados ou do Distrito Federal efetivará outorga, porém o Poder Executivo Federal poderá delegar aos estados e Distrito Federal competência para conceder outorga de direitos de uso de recurso hídrico de domínio da União.

LEI 9.984, DE 17 DE JULHO DE 2000, CRIOU A ANA

Dispõe sobre a criação da Agência Nacional de Águas (ANA), entidade federal de implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e de coordenação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, e das outras providências.

A estrutura institucional da Agência Nacional de Águas e de autarquia sob regime especial, com autonomia administrativa e financeira, vinculada ao Ministério do Meio Ambiente, tem atribuições de órgão técnico, executivo e implementador da Política Nacional de Recursos Hídricos.

Tal diploma apregoa atuação articulada da ANA com os demais órgãos e entidades públicas e privadas integrantes do Sistema Nacional de Gerenciamento de recursos hídricos.

8.1.6 Legislação referente às pequenas centrais hidrelétricas

PORTARIA DNAEE Nº 109

A Portaria nº 109, 24 de novembro de 1982 considerava Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) como o aproveitamento que operasse a fio d'água ou, no máximo, com pequena regularização, provida de barragens e vertedouros com altura máxima de até dez metros, com sistema adutor composto somente de canais e/ou tubulações, não utilizando túneis, e com estruturas hidráulicas, no circuito de geração, para turbináveis de, no máximo, 20 m³/s, dotada de unidades geradoras com potência individual de até 5 MW, e potência instalada total de, no máximo, 10. MW.

Posteriormente, com intenção de permitir soluções de engenharia mais elaboradas, o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), através da Portaria nº 136, de 6 de outubro de 1987, reduziu as condicionantes para duas: ter potência total igual ou inferior a 10 MW e potência unitária de 5 MW, podendo-se utilizar de qualquer técnica de engenharia para sua implantação.

Classificação	Sigla	Faixa de Potência
Microcentral Hidrelétrica	μCH	Até 100 kW
Minicentral Hidrelétrica	MCH	De 100 até 1000 kW
Pequena Central Hidrelétrica	PCH	De 1000 até 10 000 kW

Tabela 8.1 – Classificação das PCH, segundo portaria 136 do DNAEE, de 06/10/87

Entendia-se que PCH não era uma central em tamanho reduzido, e sim uma concepção diferente e mais simples de uma central hidrelétrica, no entanto para apreciação no DNAEE está em vigor a Portaria nº 136, que limita PCH somente pela potência, de acordo com a tabela 2.1 acima.

LEI Nº 9.074, DE 7 DE JULHO DE 1995

Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. O seu Capítulo II é integralmente dedicado aos serviços de energia elétrica, independentemente de ser geração hidráulica ou térmica.

É importante salientar que a partir deste momento a legislação começa a ser omissa com as mini e microcentrais hidrelétricas.

Determina que são objeto de concessão, mediante licitação:

- (i) o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 KW e a implantação de usinas termelétricas de potência superior a 5.000 KW, destinados à execução de serviço público;
- (ii) o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 KW, destinados à produção independente de energia elétrica;
- (iii) de uso de bem público, o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 10.000 KW, destinados ao uso exclusivo de autoprodutor, resguardado direito adquirido relativo às concessões existentes.

Segundo essa lei, nenhum aproveitamento hidrelétrico poderá ser licitado sem a definição do aproveitamento ótimo pelo poder concedente. Considera-se aproveitamento ótimo todo potencial

definido em sua concepção global pelo melhor eixo do barramento, arranjo físico geral, níveis d'água operativos, reservatórios e potência, integrante da alternativa escolhida para divisão de quedas de uma bacia hidrográfica.

Segundo o artigo 10: “Cabe ao poder concedente declarar a utilidade pública para fins de desapropriação ou instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à implantação de instalações concedidas, destinadas a serviços públicos de energia elétrica, autoprodutor e produtor independente”.

O poder concedente ficou responsável por fixar critérios gerais para preços da venda de energia elétrica de produtores independentes para: concessionário de serviço público de energia elétrica; consumidor que ainda não tenha contrato de fornecimento de energia, cuja carga seja igual ou maior que 3 MW, atendidos em qualquer tensão; consumidor com carga igual ou superior a 10 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que respeitados os contratos de fornecimento vigente, pode optar por contratar seu fornecimento no todo ou em parte.

O poder concedente também ficou por fixar critérios para ressarcimento do custo de transporte que fornecedores e respectivos consumidores terão assegurados no sistema de distribuição e transmissão de concessionários e permissionário de serviço público.

Autorizou constituição de consórcios, com o objetivo de geração de energia elétrica para fins de serviços públicos, para uso exclusivo dos consorciados, para produção independente ou para essas atividades associadas, conservado o regime legal próprio de cada uma, aplicando-se, no que couber, o disposto no art. 23 da Lei nº 8.987, de 1995.

Por fim, a referida lei trata em seu “Art. 8º O aproveitamento de potenciais hidráulicos, iguais ou inferiores a 1.000 kW, e a implantação de usinas termelétricas de potência igual ou inferior a 5.000 kW, estão dispensadas de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicados ao poder concedente.”

9 Resultados Concretos de Casos

Visando a melhora no atendimento do serviço elétrico às comunidades isoladas da Amazônia Legal, principalmente, em locais onde não seria possível o atendimento por extensa rede de distribuição, em face da dificuldade de sustentabilidade das unidades geradoras, o MME propôs um programa para disseminar a autoprodução por fontes renováveis de energia, entre elas as μ CH e mCH.

Para tanto foram propostos a implantação de projetos piloto nos quais houvesse o envolvimento da comunidade atendida, e que fossem propostos modelos de gestão, de forma a tornar o empreendimento auto-sustentável.

Os estudos apresentados a seguir, em um total de quatro, foram desenvolvidos com essa filosofia. Alguns deles foram financiados pelo Fundo Setorial CT-ENERG e outros com recursos do MME, e desenvolvidos pelos pesquisadores da UNIFEI (Universidade Federal de Itajubá), com o apoio do CERPCH (Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais).

9.1 MCH CANAÃ

A comunidade do Assentamento Canaã faz parte do programa de Reforma Agrária do INCRA e foi criado em 29 de setembro de 1995. O Assentamento, fica às margens do Rio Roosevelt em plena selva amazônica, cerca de 75 km a leste da sede da cidade de Pimenta Bueno no estado de Rondônia, junto à Reserva Indígena dos “Cinta Larga”.

As Figuras 9.1, 9.2 e 9.3 mostram a localização da comunidade.

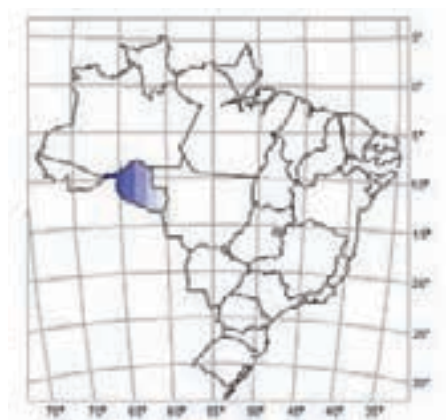


Figura 9.1 – Localização de RO.

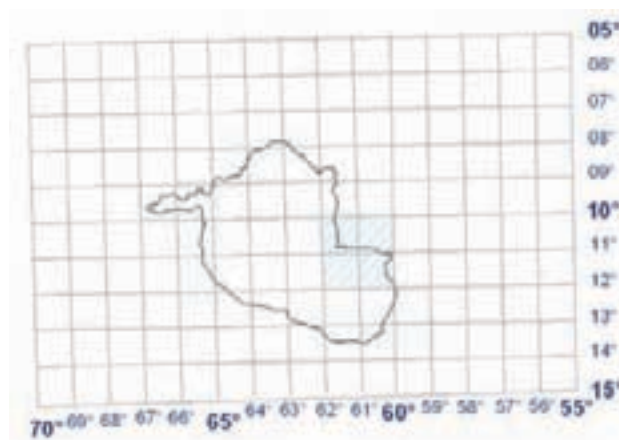


Figura 9.2 – Localização da região em RO.



Figura 9.3 – Localização da MCH Canaã

A comunidade demonstrou grande interesse em desenvolver as atividades referentes ao projeto: “Programa de disseminação de MCH em sistemas isolados no estado de Rondônia”. O mesmo foi criado com área de 2.991,93 ha e capacidade de assentar 31 famílias, sendo que atualmente 55 parcelas estão ocupadas por famílias que residem e trabalham na própria parcela, 16 delas originárias do assentamento inicial, ao passo que as famílias restantes “compraram” as parcelas.

Os assentados produzem na comunidade, através da agricultura familiar, café, arroz, milho e roça de quintal, além de pequenos animais e gado para a produção de leite. Não há atendimento elétrico na localidade, a não ser pelos poucos geradores a diesel particulares e painéis fotovoltaicos instalados para a escola (Figuras 9.4 e 9.5). Existe uma grande dificuldade de se levar diesel, até a comunidade e a situação atual ainda está longe de satisfazer as necessidades locais. Não há possibilidade de atendimento de eletricidade em qualquer dos programas atualmente levados a cabo pela CERON, visto que a distância é grande e a demanda pequena.

Com a instalação da μ CH, além da melhoria da qualidade de vida dos assentados, existiria um grande benefício com a redução do consumo de óleo diesel na comunidade, diminuindo o desembolso dos moradores para o acesso à energia elétrica e também um ganho ambiental ocasionado por reduções nas emissões de gases do efeito estufa já que haveria a substituição da geração com combustíveis fósseis por uma geração renovável e limpa.

O maior aprendizado e benefício que se pode obter na implantação desta μ CH, seria o modelo de gestão que resultaria no final da execução deste projeto, pois com as lições aprendidas durante este trabalho poder-se-ia saber quais as dificuldades e barreiras encontradas para a sustentabilidade do empreendimento, e assim replicar esta rica experiência para outras comunidades, desta forma melhorando a qualidade de vida de milhares de famílias.

ASPECTOS PRÁTICOS DA IMPLANTAÇÃO

Com relação à implantação e construção da microcentral levantou-se alguns aspectos práticos que devem ser levados em consideração em qualquer modelo auto-sustentável de eletrificação isolada na Amazônia.



Figura 9.4 – Gerador diesel usado na comunidade de Canaã



Figura 9.5 – Painéis fotovoltaicos da escola da comunidade de Canaã

Para a obra civil foi contratada uma construtora da região com experiência em obras hidráulicas. Desta maneira facilita-se o levantamento de toda a logística de obra como transporte de materiais e pessoal qualificado com boa antecedência, evitando transtornos e dificuldades desnecessárias, que acabam por atrasar o cronograma do projeto. As técnicas construtivas regionais devem ser conhecidas e consideradas nas tomadas de decisão visando à otimização dos custos gerados na fase de construção.

Simultaneamente à construção da central, a comunidade foi preparada para receber, operar e manter a μ CH e gerenciar o empreendimento. Os beneficiados com a energia elétrica deveriam estar organizados legalmente em associação. Desta forma poderiam trabalhar como proprietários da central sem obstáculos legais, sendo capacitados na sua operação e manutenção.

O proprietário da terra onde seria implantada a μ CH, foi identificado e contactado para oficializar um termo de autorização para a implantação da central em suas terras.

Parceiros facilitadores foram arregimentados ao longo do projeto objetivando a liberação dos vários aspectos técnicos, legais e construtivos da microcentral.

Os setores público, privado e as organizações de base comunitária foram incluídos no decorrer do processo, facilitando os trâmites, licenças e o desenvolvimento do investimento.

O modelo para a implantação da microcentral foi entendido como um empreendimento e como tal, gerenciado. Com este intuito, um modelo de gestão foi proposto para a comunidade Canaã, e levou em consideração todas as características da comunidade, da região em que se encontra e do potencial humano local.

A μ CH Canaã foi projetada para ser instalada, inicialmente na Cachoeira Quebra-Canoa (Latitude $11^{\circ} 37' 30''$ S e Longitude $60^{\circ} 27' 13''$ W), localizada no município de Pimenta Bueno – RO que faz divisa com a cidade de Vilhena (leste) e Espigão D'Oeste (norte). A sede do município possui as coordenadas: Latitude $11^{\circ} 40' 21''$ S e Longitude $61^{\circ} 11' 35''$ W e está a 195 metros de altitude. Entretanto, o proprietário das terras onde se encontra o aproveitamento primeiramente escolhido, por não estar de acordo com a instalação da microcentral nas suas propriedades, dificultou as negociações para o início das obras. Este fato se estendeu durante mais de oito meses, o que atrasou o cronograma de implantação do projeto e inviabilizou a implantação da central neste local devido às exigências feitas pelo proprietário em troca de sua autorização. Assim, tomou-se a iniciativa de buscar outro potencial próximo à comunidade Canaã, em Pimenta Bueno, que possibilitasse o seu atendimento.

Seguindo orientações dos membros da Associação dos Produtores Rurais de Canaã – ASPRUNU, foram investigadas algumas opções dentro da comunidade em terras dos próprios assentados. Nessa empreitada foi encontrado um potencial de 68 m de queda com características para implantação de uma central de 60 kW. Neste novo aproveitamento, o arranjo geral proposto da central fica dentro da própria comunidade, o que facilita tanto a autorização para obra quanto a distribuição de energia. A nova central tem as coordenadas (Latitude $11^{\circ} 33' 39''$ S e Longitude $60^{\circ} 28' 29''$ W) em UTM: 775411 E, 8720780 N (datum WGS84) e fica cerca de 1 km da escola comunitária.

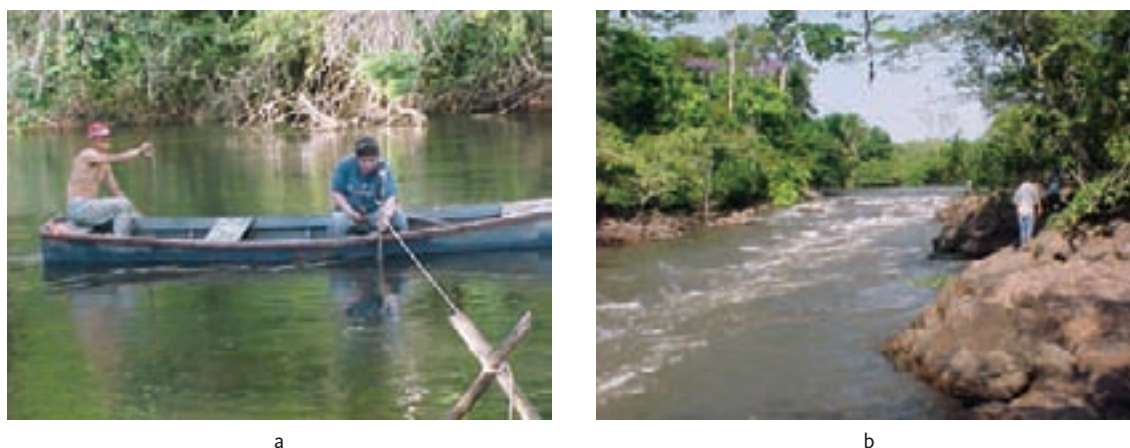


Figura 9.6 – Investigações no local de implantação da μ CH de Canaã: (a) fazendo a hidrometria do Rio Roosevelt; (b) investigando o local para a captação da água

DESCRIÇÃO DA MICROCENTRAL

O arranjo proposto para o aproveitamento foi de uma μ CH de desvio, com regime operativo a fio d'água, isto é, não se levando em consideração a acumulação de água, sem reservatório formado pela barragem. Como as condições topográficas existentes são favoráveis, optou-se por

uma central em desvio, beneficiando-se, desse modo dos desníveis naturais. As considerações feitas para os dimensionamentos dos componentes hidráulicos foram realizadas de acordo com Zulcy et al (1999) e o Manual DNAEE/Eletróbrás (1985). A seguir são mostrados alguns detalhes dos desenhos de projeto.

ARRANJO GERAL

Tendo em vista a largura do rio Roosevelt, em torno de 30 metros, e que no local da implantação da μ CH faz limite da reserva indígena dos “Cintas Largas”, havia o impedimento de se construir uma barragem que alcançasse a sua margem direita, foi proposto que todas as obras fossem feitas pela margem esquerda do rio, e que não houvesse barragem e que a captação da água fosse feita por meio de uma tomada d’água em forma de “espigão”, seguida de um canal de adução de terra escavado próximo às margens do Rio Roosevelt até a câmara de carga. A partir daí, um conduto forçado direciona o fluxo até a turbina na casa de máquinas, sendo então, devolvido através do canal de fuga para o leito natural do Rio Roosevelt, Figura 9.7.

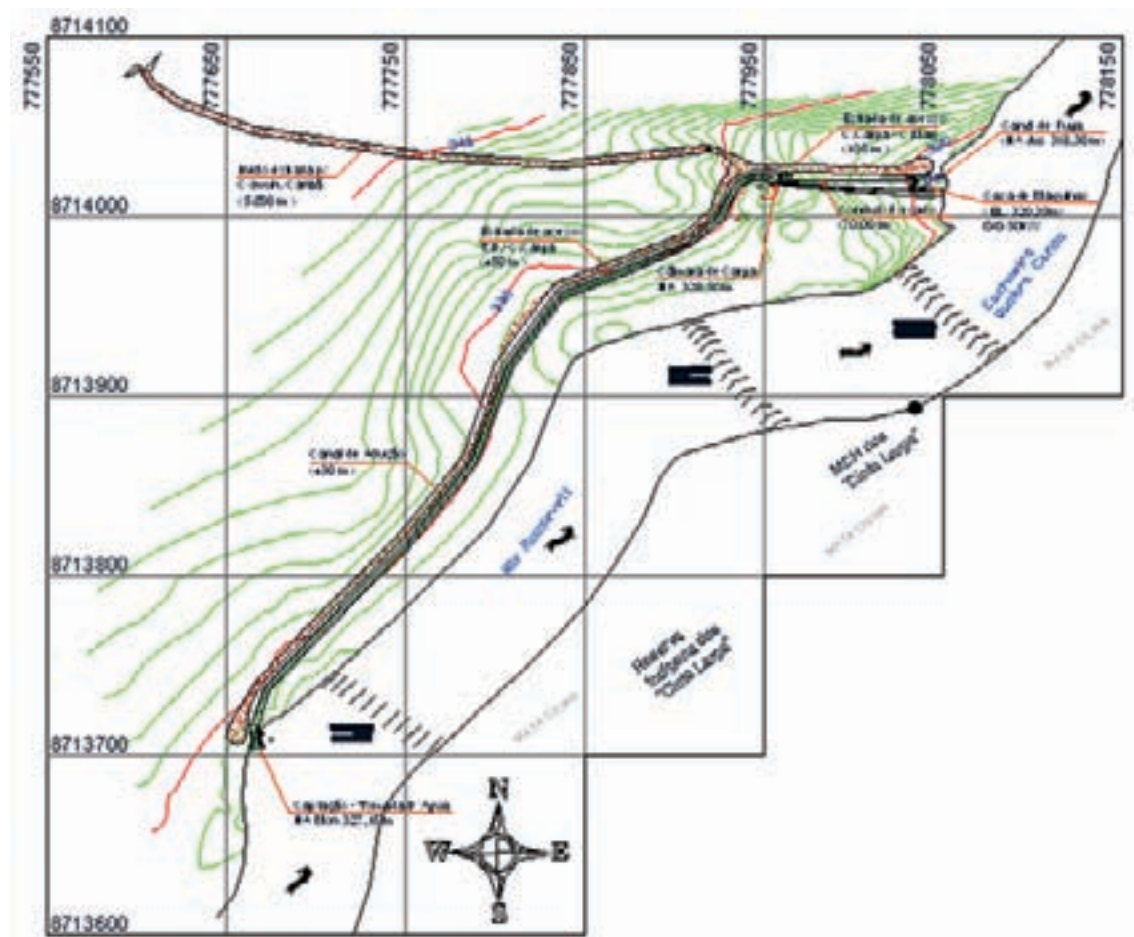


Figura 9.7 – Arranjo geral da Microcentral Canaã

TOMADA D’ÁGUA DE SUPERFÍCIE COM ESTRUTURA DE DESVIO (ESPIGÃO)

Para a tomada d’água foi adotado um “espigão” com altura e comprimento suficiente para desviar a vazão de projeto para a tomada d’água. A concepção usada foi de uma barragem a gravidade, construída com material de fácil obtenção no local, podendo ser de concreto, pedra argamassada,

ou ainda, de madeira e terra. Deverá ser engastada em sua base para maior segurança contra escorregamentos e tombamentos no período de cheias, já que não se trata de uma barragem fechada de margem a margem. Funcionará como desvio parcial das águas do Rio Roosevelt para adução do canal e conduto forçado. Também existe nesta estrutura uma comporta de desarenação, do tipo plana deslizante, com acionamento manual, projetada para limpeza de fundo.

Suas principais características são:

Tipoespigão com vertedor, engastada na base, $fck_1 = 20 \text{ MPa}$
 Comprimento.....6,50 m
 Altura máxima sobre as fundações.....2,60 m
 Tipo de perfilinclinado
 Cota da lâmina d'água normal 327,15m

A tomada d'água propriamente dita é caracterizada como uma estrutura de transição, está integrada com a estrutura de desvio (espigão) e disposta na margem esquerda. É composta por comporta de manutenção (stop-log), rampa desarenadora, grade grossa para retenção de galhos, folhas e materiais flutuantes e uma comporta de serviço. Sua construção será em concreto e dimensionada para baixas velocidades de entrada, facilitando a decantação de material sólido.

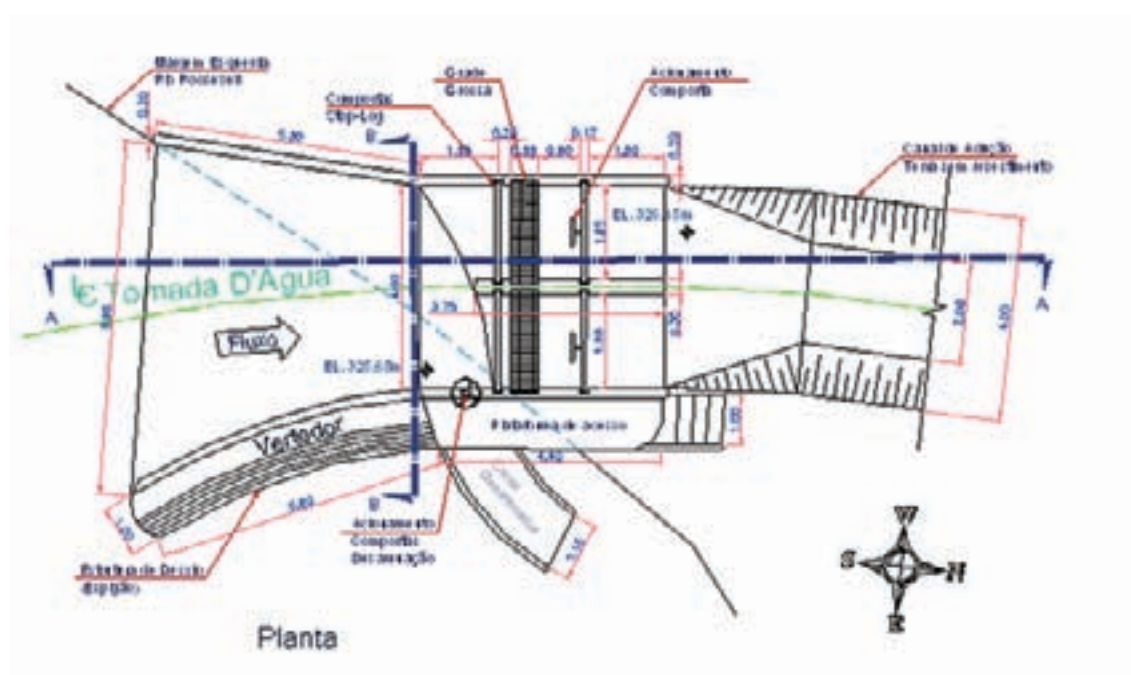


Figura 9.8 – Planta da tomada d'água – μCH Canaã

Características principais da tomada d'água:

MaterialConcreto armado, $fck_1 = 20 \text{ MPa}$
 Comprimento 4,80 m
 Altura 2,00 m
 Largura 4,00 m
 Altura da lâmina d'água 1,00 m

SISTEMA ADUTOR DE BAIXA PRESSÃO

Nesse ponto a água seria conduzida da tomada d'água até a câmara de carga por meio de um canal de seção trapezoidal, construído de terra. Suas medidas permitem um escoamento do fluido de modo que as perdas sejam inferiores a 1% da queda bruta e a velocidade menor que 0,65 m/s. Foi prevista a instalação de um sistema para drenagem das águas pluviais nas laterais. Todo o canal deverá ser construído paralelo à estrada de acesso pelo seu lado esquerdo, dando acesso da tomada d'água até a casa de máquinas (Figura 9.9).

Material	terra
Comprimento	430 m
Área da seção transversal trapezoidal.....	5,15 m ²
Vazão de projeto (1 turbina)	1,00 m ³ /s
Vazão de projeto (2 turbinas)	1,65 m ³ /s
Lâmina d'água	1,00 m
Velocidade média	0,40 m/s
Declividade do fundo do canal	1/5.820

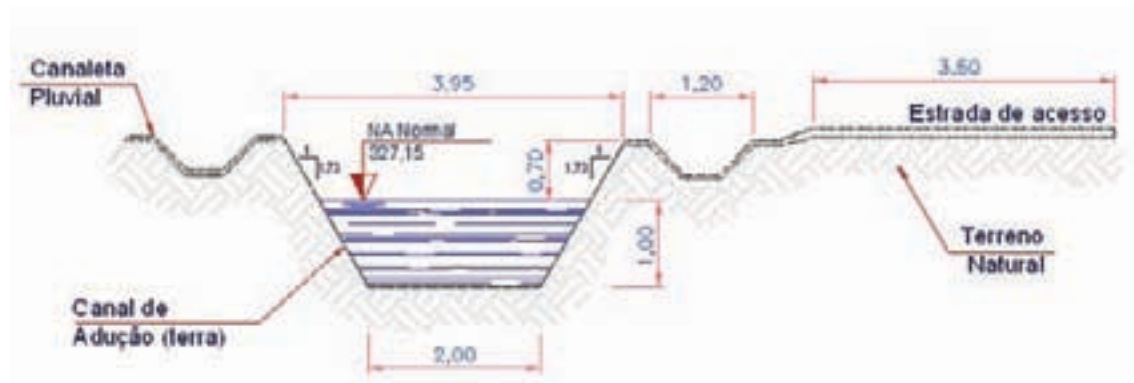


Figura 9.9 – Seção típica do canal de adução – μCH Canaã

CÂMARA DE CARGA

Concebida para amortecer as partidas e paradas bruscas das turbinas, garantindo a submersão mínima dos condutos forçados. Seus acessórios principais são uma grade fina, comportas de manutenção, de serviço e rampa desarenadora (Figuras 9.10 (a) e (b)). Foi projetada de forma a facilitar a instalação de um segundo conduto para futura expansão. A câmara de carga tem as seguintes características:

Material	Concreto armado, $f_{ck}^1 = 20$ MPa
Comprimento	16,30 m
Profundidade média	1,55 m
Seção média	5,00 m × 1,55 m
Deplecionamento máximo	0,03 m
Sobrelevação máxima	0,06 m
Comprimento do extravasor	6,10 m

¹ f_{ck} : resistência característica à compressão do concreto, utilizada no cálculo estrutural.

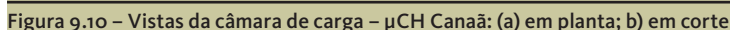




Figura 9.11 – Perfil longitudinal do conduto forçado – μCH Canaã

CASA DE MÁQUINAS

Para o seu posicionamento considerou-se, principalmente, um local que apresentasse a menor possibilidade de inundação, quando da ocorrência das cheias do Rio Roosevelt, na época das chuvas. Com isso, não se utilizou uma pequena parcela da queda natural disponível. A estrutura seria em concreto armado e fechamento em alvenaria, cobertura em estrutura de madeira e telhas de barro. Projetada para abrigar além do grupo gerador os painéis de força, de comando e de proteção. Está prevista a construção de sala para a geração, sanitário, e almoxarifado para materiais e lubrificantes. Também está prevista a instalação de um pórtico manual com capacidade de 2 (ton), para movimentação interna dos equipamentos.

CANAL DE FUGA

Seria construído em concreto armado, com previsão para a instalação de uma soleira afogada para garantir a constância do nível de jusante (Figura 9.12).

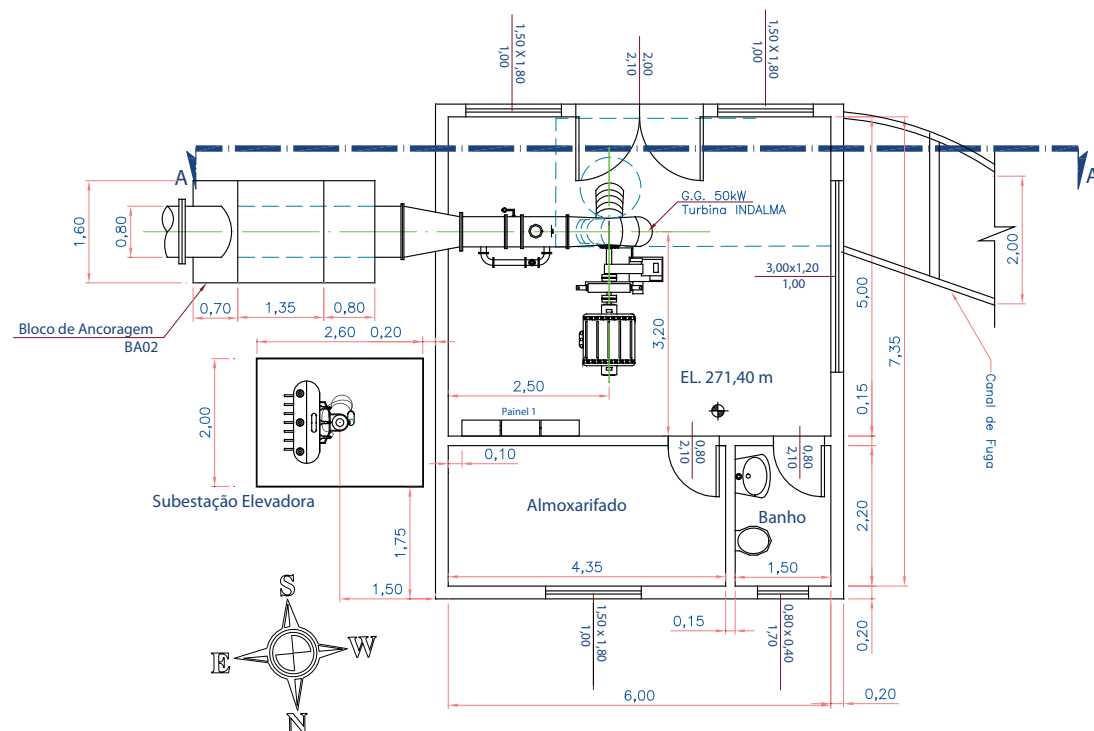


Figura 9.12 – Planta baixa da casa de máquinas – μCH Canaã

SUBESTAÇÃO ELEVADORA

A subestação é convencional, desabrigada, instalação externa, ao lado da casa de máquinas. O arranjo usado continha um transformador de força montado no poste, uma chave fusível e as estruturas de distribuição. A alimentação do lado de baixa tensão do transformador deveria ser feita com cabos isolados em eletroduto subterrâneo. A saída do transformador deveria ser com linha aérea com cabos de alumínio. O transformador deveria apresentar as seguintes características: Potência nominal de 75 kVA, tensão primária de 220V, tensão secundária de 13,8 kV, isolado e resfriado a óleo com circulação natural.

LINHA DE TRANSMISSÃO

O projeto abrangia apenas até à subestação elevadora, no entanto, sobre a transmissão, recomendou-se adotar postes em concreto, em função das queimadas periódicas que existem na região. Esses deveriam ser construídos no local, minimizando os custos de transporte. Recomendou-se ainda a instalação de pára-raios de linha, de quilômetro em quilômetro.

As principais características das linhas serão as seguintes :

Comprimento	5 km
Cabos	Alumínio, alma de aço, 8 AWG
Tensão nominal	13,8 kV
Classe de isolamento	15 kV
Corrente nominal mínima	3,2 A

SUBESTAÇÃO ABAIXADORA

Como já mencionado no item anterior, o projeto não abrangia os pontos finais de entrega de energia. Ressalta-se, porém que para os casos em que havia geração auxiliar a diesel, haveria necessidade da colocação de uma chave de interligação reversora, com intertravamento mecânico e bloqueio com cadeado. A função dessa chave seria de não permitir a colocação em operação simultânea dos sistemas hidráulicos e a diesel.

Recomendou-se uma subestação abaixadora sendo equipada com um transformador trifásico de 75 kVA, que deverá ser do tipo desabrigada. Além do transformador, a subestação deveria possuir os seguintes equipamentos: Chave fusível; pára-raios de linha; disjuntor de baixa-tensão na saída do alimentador. O disjuntor ficaria abrigado numa cabine de alvenaria apropriada.

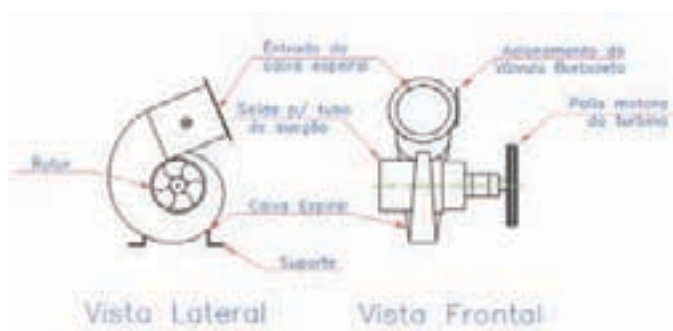
TURBINA

A turbina que seria utilizada é de reação de um tipo não convencional conforme mostrado na figura 9. Ela é fabricada pela Indalma, uma empresa situada na região amazônica em Santarém no estado do Pará. Esta turbina possui algumas características peculiares, como o fato de seu rotor ter uma geometria diferente dos convencionais, podendo ser classificado como sendo um rotor do tipo centrípado-axial. A caixa espiral possui secção triangular e sem sistema de controle de vazão. Desta forma, para garantir uma qualidade de energia dentro dos parâmetros legais, deve ser inserido um sistema de controle de velocidade adquirido de outro fabricante.

A turbina, no entanto, é de fabricação muito simples e robusta, fabricada quase artesanalmente Figura 9.13 (a) e (b). Essa simplicidade de fabricação faz com que seu preço seja abaixo do mercado se comparado com outras máquinas equivalentes. É capaz de suportar com tranquilidade as condições de trabalho na região amazônica e apresenta rendimentos razoáveis de acordo com artigo Tiago Filho, et al (2006), considerando-se as alturas de quedas e vazões disponíveis nesta



a



b

Figura 9.13 – Turbina hidráulica Indalma para a μ CH Canaã: (a) vista frontal; (b) principais componentes

região. Com certeza, podemos dizer que essa turbina foi uma ótima opção com a vantagem de requerer um baixo investimento inicial.

Outra vantagem é que a sua produção situa-se na própria região amazônica, próximo das regiões em que há uma grande demanda.

As principais características da turbina Indalma especificada para a μ CH de Canaã, são as seguintes:

Tipo	reação, tipo mista: centrípeta-axial, eixo horizontal
Vazão de projeto por unidade	1,00 m ³ /s
Altura de queda líquida	8,58 m
Potência nominal	56 kW
Rendimento mínimo (no ponto de operação)	70 %
Rotação nominal	534 rpm
Altitude do canal de fuga	218,30 m
Altura de sucção	2,50 m

GERADOR

Foi previsto o uso de um gerador síncrono, com as seguintes características:

Gerador	Síncrono, trifásico
Montagem	Eixo horizontal
Ventilação	Natural em circuito aberto (ICo1)
Excitação	Brushless (sem escovas)
Regulador de tensão	Eletrônico, ultra rápido
Potência	80 kVA
Tensão nominal	220/127 V
Conexão	estrela
Fator de potência nominal	0,8 indutivo
Frequência	60 Hz
Grau de proteção	IP 23
Isolamento	Classe F
Rotação nominal	1800 rpm
Rotação de disparo	4.140 rpm

CUSTOS DA CENTRAL

O custo total da obra civil foi calculado tomando por base as tomadas de preços junto às empreiteiras consultadas para o projeto apresentado. Admite-se uma variação de 10% nesses custos, em função principalmente, das características da obra e das dificuldades de transporte de equipamentos e materiais até o local. O custo da turbina, gerador e dos equipamentos eletromecânicos foram obtidos com os fabricantes.

Foi necessário um estudo preliminar de custos e valores para que a central não corresse o risco de ser iniciada e paralisada posteriormente, por falta de recursos. Para compor este custo considerou-se a construção de todos os componentes hidráulicos necessários para apenas um grupo gerador e uma linha de transmissão de cinco quilômetros. O valor mais baixo entre os pesquisados estão apresentados na Tabela 9.1.

	Obra Civil + Linha transmissão	Equipamentos eletromecânicos	Custo Total
Discriminação dos custos	R\$ 343.100,00	R\$ 61.200,00	R\$ 404.300,00
Custo por potência instalada (55 kW)			7.350,91 R\$/kW

Tabela 9.1 – Custos em R\$ / kW (valores de janeiro de 2005)

CONCLUSÃO

Analisando os números encontrados, observa-se que o capital investido no Projeto MCH Canaã para a construção e início de geração de energia está um pouco acima da média do mercado (cerca de 5.500,00 R\$/kW). Porém, deve-se levar em conta as condições singulares do projeto da μ CH Canaã e a sua localização em plena região amazônica. O próprio arranjo proposto da obra, a construção de um canal de 430 m em terreno rochoso, transporte de pessoal, matéria prima e equipamentos necessários à construção contribuíram para que os valores finais fossem encarecidos elevando o custo por quilowatt instalado.

Porém é importante ressaltar que na viabilidade do projeto não tinha a necessidade de remunerar nem de retornar os investimentos de capital ocorridos. O retorno do capital investido é na verdade o desenvolvimento socioeconômico que implica a eletrificação de uma comunidade isolada. O incentivo que seria injetado na população local para fixar raízes no campo, com o conforto que os centros urbanos oferecem. A receita gerada pela μ CH Canaã teria apenas a função de manutenção e operação da usina, como também o desenvolvimento da melhoria dos processos produtivos da comunidade, desta forma mantendo a sustentabilidade do projeto.

A implantação da μ CH Canaã seria economicamente viável levando-se em consideração as regras do edital. Além da melhoria da qualidade de vida dos assentados, podemos considerar que existirá um grande benefício na redução do consumo de óleo diesel pelos moradores da comunidade. Desta forma ocorrerá uma diminuição do desembolso dos moradores para o acesso à energia elétrica e também um ganho ambiental ocasionado pelas reduções de emissões de gases do efeito estufa pela substituição da geração através de combustíveis fósseis por uma geração renovável e limpa.

Existiriam ainda outros benefícios que devem ser citados como o uso de um possível crédito devido à redução das emissões de carbono e a diminuição acentuada no transporte de cargas inflamáveis e na movimentação das cargas e descargas de tanques de combustível.

Na Tabela 9.2 são listados os ganhos que seriam obtidos nas questões de redução de emissões de dióxido de carbono, desembolso evitado por parte dos moradores com geradores diesel e a quantidade de transporte de diesel que não seria transportado por ano.

Redução de emissões de tco₂ / ano ***	131.4 tco₂ / ano *
Quantidade de litros de diesel não transportado / ano	42.958 litros diesel / ano
Desembolso evitado com diesel / ano	R\$ 128.874.00 / ano **

Tabela 9.2 – Redução de emissões de dióxido de carbono – comunidade Canaã

Haveria grandes benefícios na implantação deste projeto, no tocante à melhoria na qualidade de vida dos moradores da comunidade como melhoria nos processos produtivos da comunidade, agregação de valor nos produtos desenvolvidos pelos cooperados, aumento na geração de renda diminuição nos gastos pelo acesso à energia elétrica, melhoria na qualidade da energia, erradicação da pobreza, sentimento de cidadania pelos assentados, ganho ambiental.

Um importante ponto a ser ressaltado, e que tem de ser levando em consideração, é o valor que os moradores deixariam de desembolsar com a compra de diesel. Realizando um estudo simplificado, que considera esta questão, este empreendimento teria um tempo de retorno de 3 anos.

O maior aprendizado e benefício que poderia ser obtido com a implantação desta μ CH, seria o banco de informações que resultaria no final da execução deste projeto, pois com as lições aprendidas durante este trabalho poderíamos saber quais as dificuldades e barreiras encontradas para a sustentabilidade do empreendimento, e assim poderemos replicar esta rica experiência para outras comunidades, desta forma melhorando a qualidade de vida de milhares de famílias.

Infelizmente, a intransigência, a falta de espírito cívico e cooperação de um cidadão prejudicaram toda uma comunidade e um projeto piloto que poderia auxiliar no desenvolvimento de um modelo de gestão para unidades geradoras em comunidades isoladas e a disseminação de uma energia limpa e a geração de empregos no país.

9.2 μ CH JATOARANA

A μ CH Jatoarana está localizada no Igarapé Jatoarana, localizada a aproximadamente 90 km de Belterra e a 140 km de Santarém, no Pará, atendendo as necessidades energéticas das comunidades de Nova Olinda e Santa Luzia, que estão situadas na região do planalto, com acesso pela rodovia Cuiabá – Santarém, no município Belterra – PA, localizadas nas Figuras 9.14 e 9.15.

A origem e a história do município, segundo Vanessa Gabriel, inicia-se por volta 1840, época marcada pela forte ocupação da Amazônia. A região foi bastante explorada por causa da grande procura das seringueiras para extração da borracha. Em virtude disso, o milionário Henry Ford queria implantar um cultivo racional de seringueiras na Amazônia, transformando-a na maior produtora de borracha natural do mundo. Segundo Henry Ford, o local era bastante propício e estratégico, pois apresentava uma planície elevada às margens do Rio Tapajós, coberta por uma

Notas: * Considerando que apenas 30% da população tem geradores diesel.

** Pela localização da comunidade foi considerado o preço do litro do diesel R\$ 3,00.

*** Segundo a companhia energética estadual o consumo médio por unidade rural é de 400 kWh / mês.

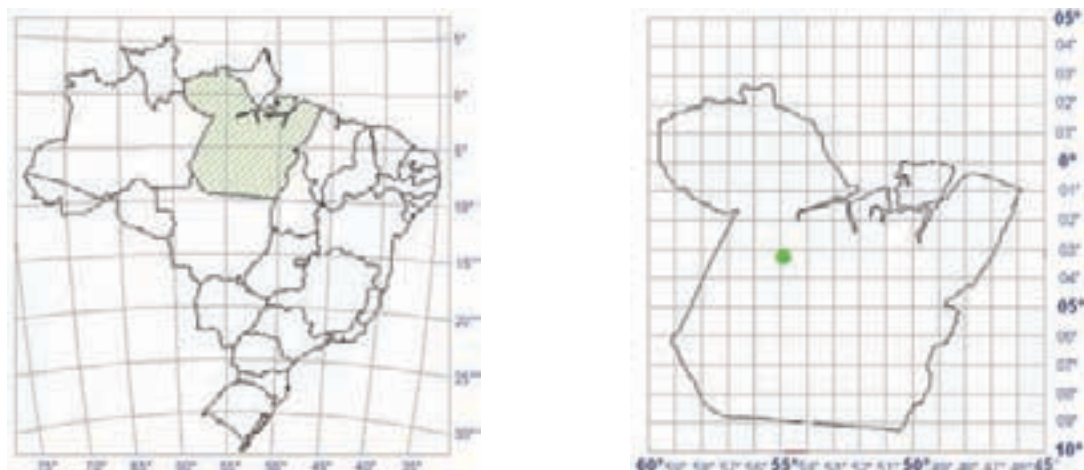


Figura 9.14 – Localização do estado do Pará e da região

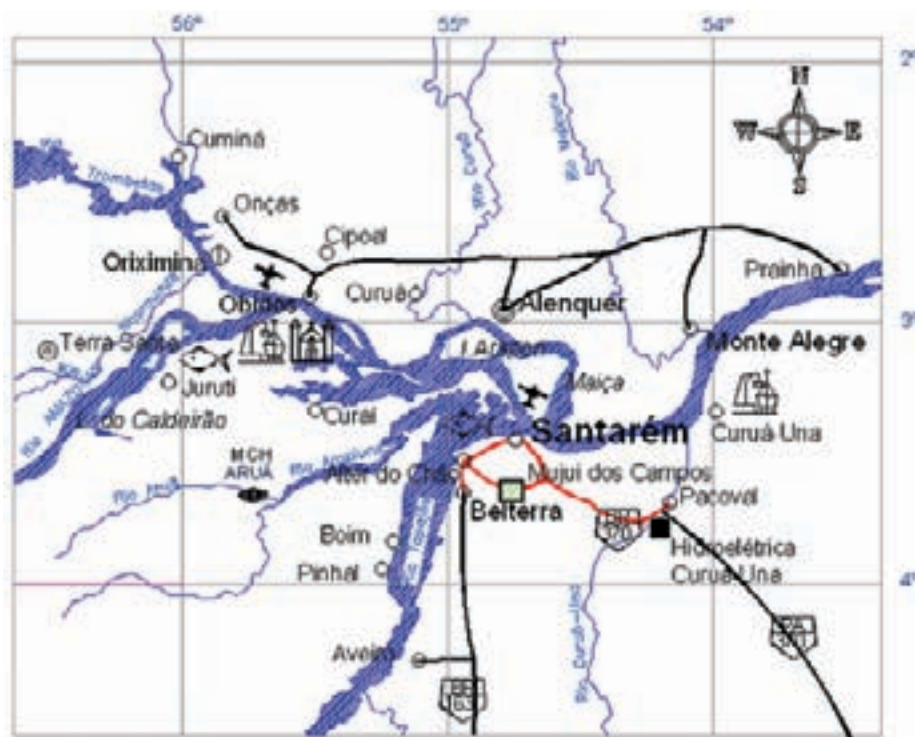


Figura 9.15 – Localização de Belterra

densa floresta. A essa área Ford chamou de ‘Bela Terra’, que depois passou a ser chamada de ‘Belterra’. A partir daí, o projeto começou a se tornar realidade, e Belterra ficou conhecida como “a cidade americana no coração da Amazônia”.

Quando o projeto iniciou-se a região teve um forte crescimento. Hospitais, escolas, casas no estilo americano, mercearias e portos próximos à praia foram construídos para abrigar as famílias de todos os empregados que estavam trabalhando no projeto. A região prosperou até o fim da 2ª Guerra Mundial, quando a grande incidência de doenças nos seringais e, principalmente, o baixo custo da borracha produzida na Malásia foram cruciais para a decadência do projeto em Belterra. Com isso, Belterra foi esquecida e a “cidade americana” foi transformada, entre outras denominações,

em Estabelecimento Rural do Tapajós (ERT), ficando sob jurisdição do Ministério da Agricultura.

Em 1997, os moradores de Belterra conseguiram a emancipação do município, que possui atualmente, segundo dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE – 2005), 17.192 habitantes. A economia está baseada na agropecuária, no extrativismo, no comércio e no turismo.

Essas duas comunidades são compostas por cerca de 40 famílias, com domicílios dispersos em pequenos aglomerados ao longo de 8 km de uma estrada de terra, conhecida na região como Travessão 108. As atividades econômicas desenvolvidas por essas famílias apresentavam baixa produtividade, resultado da inexistência de meios tecnológicos para aumentar a produção e melhorar a qualidade dos produtos.

Antes da construção da MCH Jatoarana, poucas residências tinham abastecimento privado de energia elétrica. Eram geradores elétricos acionados por motores a diesel de pequena potência, de 3 a 5 kVA, que operavam cerca de três horas, no período da noite. A maioria das residências utilizava lâmparas a querosene ou lâmpões a gás.

ASPECTOS PRÁTICOS DA IMPLANTAÇÃO

Para escolha do local de implantação da central foram levados em conta critérios técnicos, sociais, econômicos e ambientais.

Assim, no Igarapé Jatoarana, foram encontradas as melhores condições. Nas medições realizadas, obteve-se uma vazão de 1,9 [m³/s], e um desnível natural de 10 metros, atendendo as necessidades para a geração de energia elétrica satisfatória para atender as comunidades. A Figura 9.16 apresenta o local para construção da microcentral.



Figura 9.16 – Aspecto do local de construção da microcentral no Igarapé Jatoarana

DESCRIÇÃO DA MICROCENTRAL

A microcentral tem uma potência instalada de 50 kW, disponibilizando cerca de 1 kW para cada domicílio. Essa potência é suficiente para alimentação da iluminação das residências, bem como de eletrodomésticos como televisores e geladeiras. Nos períodos de menor carga é possível o acionamento de pequenos motores elétricos. Outra vantagem a ser ressaltada é a simplicidade das instalações e equipamentos, fáceis de ser operados, e cuja manutenção pode ser feita localmente, garantindo a perenidade da central, evitando que em pouco tempo ela acabe danificada e inoperante. Dessa forma, optou-se por instruir algum ou alguns moradores da comunidade para que estes façam a operação e manutenção da central.

Quanto à escolha das pessoas para serem treinadas procurou-se aproveitar aquelas que já tinham talento para este tipo de trabalho ou que já tiveram desenvolvido atividades similares, tais como mecânicos de veículos.

O arranjo proposto (Figura 9.17) para o aproveitamento foi o de uma microcentral hidrelétrica de desvio, com regime operativo a fio d'água, caracterizado pela existência de um pequeno reservatório. A especificação dos componentes civis, hidromecânicos e eletromecânicos foi realizada com base nas condições hidrológicas, e considerando as condições topográficas existentes no local. O arranjo proposto tem as características listadas a seguir.

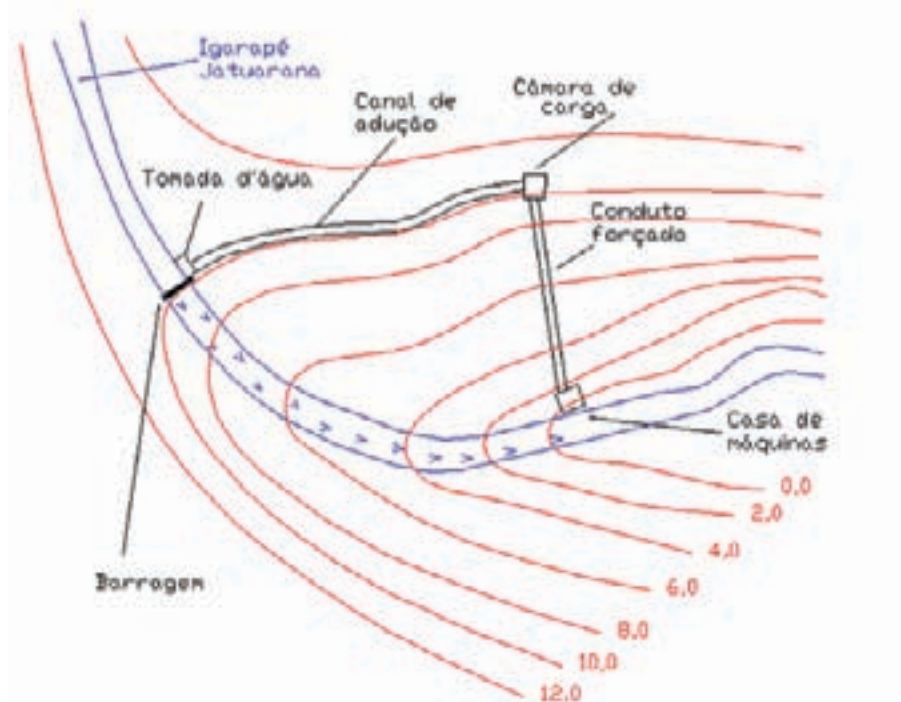


Figura 9.17 – Arranjo da microcentral

BARRAGEM

A barragem foi construída em terra e tem a finalidade de desviar parte da vazão do rio para a casa de máquinas da central. No corpo da barragem encontra-se um vertedouro cuja finalidade é escoar a vazão de cheia máxima de projeto e uma comporta de madeira tipo adufa cuja função é garantir a vazão remanescente, ou seja, vazões mínimas para manutenção dos ecossistemas no trecho de vazão aduzida, representada na Figura 9.18.

As características da barragem são:

Tipo..... Mista, terra e concreto
Comprimento.....15,00 m
Altura..... 4,00 m

As características do vertedouro são:

Tipo..... Soleira livre em concreto à gravidade
Comprimento.....5,00 m
Altura 3,00 m
Vazão de cheia máxima..... 77,4 m³/s

As características da comporta são:

Tipo..... Adufa
Quantidade..... 1
Acionamento..... Manual
Dimensões..... 1,0 × 2,90 m
Material..... Madeira

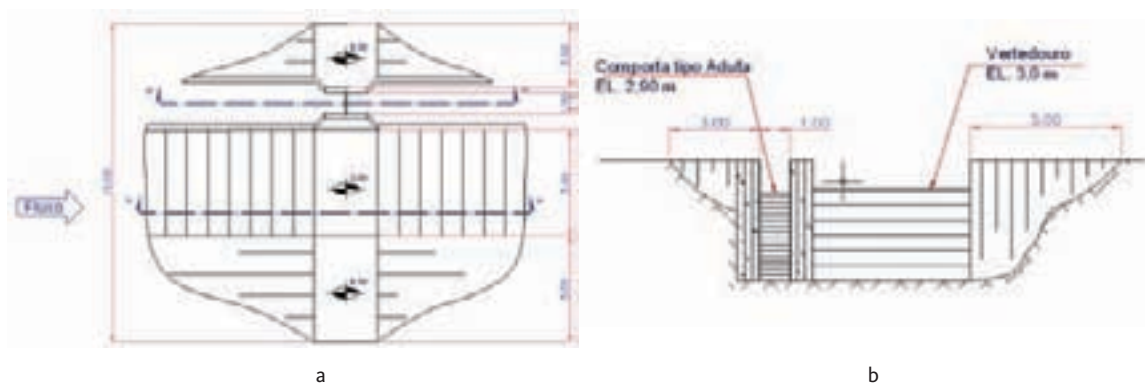


Figura 9.18 – μCH Jatoarana: (a) planta da barragem; (b) vista frontal da barragem

TOMADA D'ÁGUA

A tomada d'água foi construída em concreto armado, escavada no leito natural. É composta por uma grade grossa para retenção de galhos, folhas e materiais flutuantes e um Stop-Log para manutenção (Figura 9.19).

Suas principais características são:

Material.....Concreto armado
Comprimento..... 3,55 m
Altura 2,00 m
Largura 1,10 m
Lâmina d'água no NA normal 2,92 m

CANAL DE ADUÇÃO

O canal de adução tem a finalidade de escoar a vazão até a câmara de carga. Este foi construído em solo natural sem revestimento (Figura 9.20). Suas principais características são:

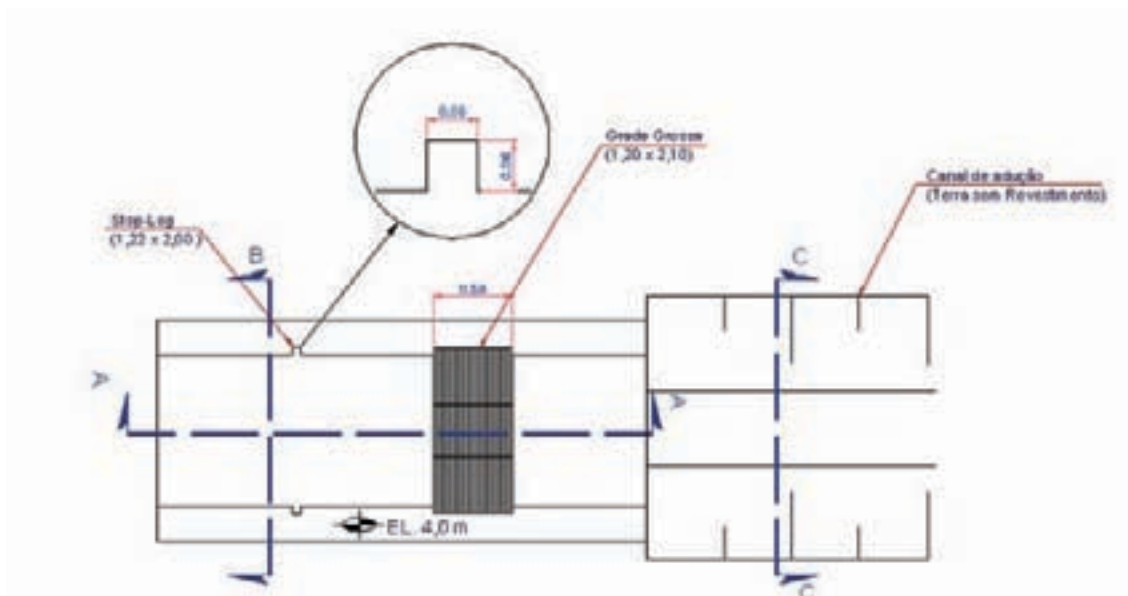


Figura 9.19 – Planta da tomada d'água – μCH Jatoarana

Material.....	Terra
Comprimento.....	300 m
Seção.....	Trapezoidal
Vazão.....	1,0 m ³ /s
Ângulo de inclinação das paredes.....	45°
Velocidade média máxima.....	0,57 m/s
Área da seção transversal do canal.....	1,77 m ²
Altura da lâmina d'água no canal.....	0,92 m
Largura da base da seção	1,0 m
Declividade do canal.....	1: 2.500
Cota de elevação do fundo.....	2,00 m

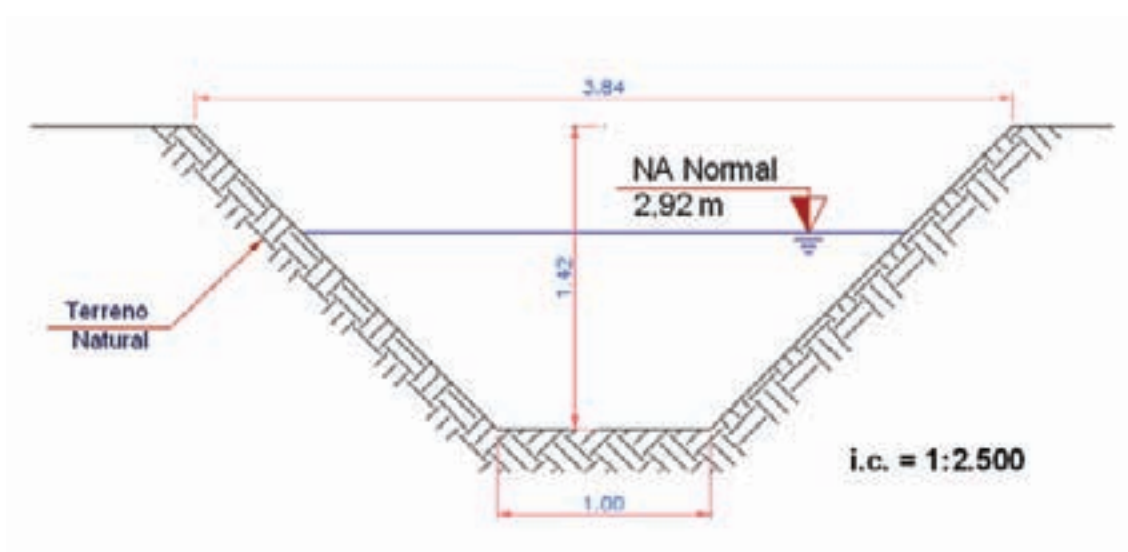


Figura 9.20 – Seção típica do canal de adução. – μCH Jatoarana

CÂMARA DE CARGA

Em decorrência do comprimento do canal adutor, a câmara de carga, na forma como está concebida, auxilia na regulação adequada da turbina, com o rápido amortecimento dos transientes hidráulicos.

Ao longo da câmara de carga encontra-se um “stop-log”, um extravasor, uma comporta desarenadora e uma grade fina. O “stop-log” é utilizado em situações de emergência e manutenções, enquanto o extravasor tem por finalidade evitar que variações bruscas da descarga na tubulação forçada se propaguem pelo canal de adução. A comporta desarenadora permite a limpeza, enquanto a grade barra a passagem de detritos carregados pelo fluxo d’água. As principais características da câmara de carga são:

Vazão.....	1,0 m ³ /s
Profundidade.....	3,00 m
Largura.....	2,00 m
Comprimento.....	9,60 m
Espessura da parede.....	0,25 m
Cota crista do extravasor.....	3,70 m
Comprimento do extravasor.....	3,30 m

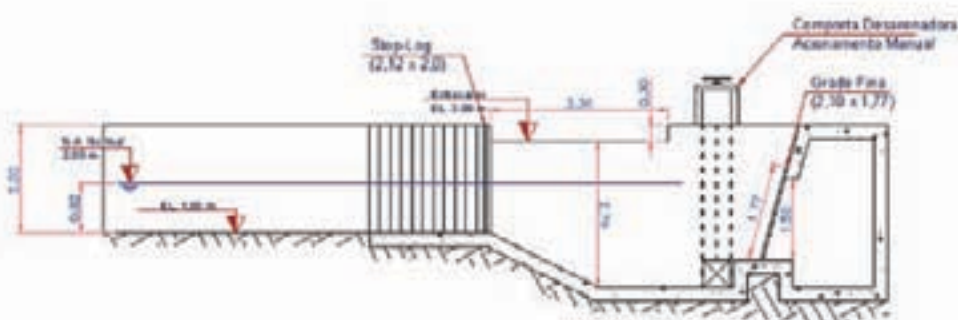


Figura 9.21 – Corte da câmara de carga – μCH Jatoarana

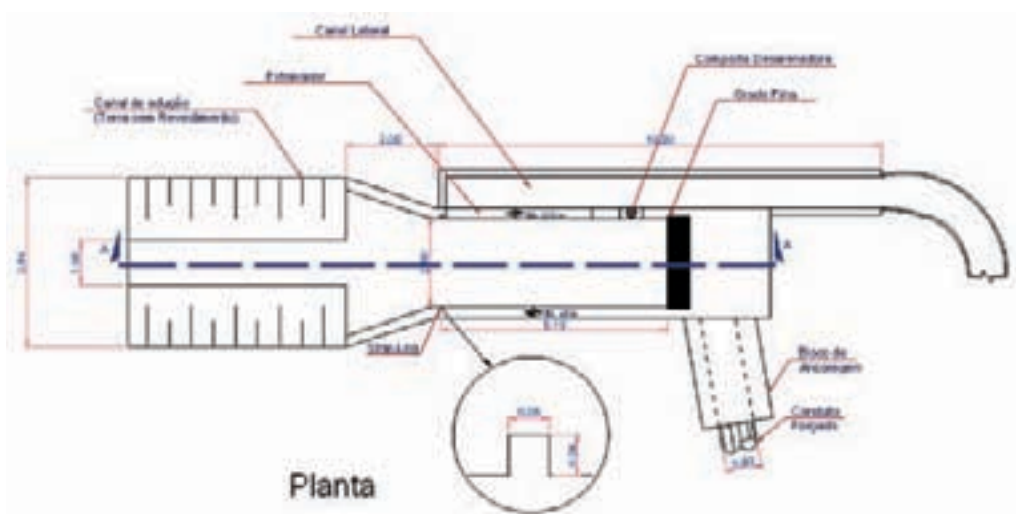


Figura 9.22 – Planta da câmara de carga – μCH Jatoarana

CONDUTO FORÇADO

O conduto forçado é utilizado para levar a vazão de projeto da câmara de carga até a casa de máquinas, para operação das turbinas. Para garantir a fixação da estrutura foram previstos pilares de apoio em cada trecho da tubulação e juntas de dilatação após blocos de ancoragem para evitar o rompimento da tubulação, como visto no desenho da Figura 9.23. As características principais do conduto forçado são:

Material empregado.....	Aço carbono com costura (soldado)
Diâmetro nominal.....	800 mm
Comprimento.....	80 m
Espessura do tubo.....	3 mm
Número de juntas de dilatação.....	5



Figura 9.23 – Perfil do Conduto Forçado – μCH Jatoarana

TURBINA

É uma máquina do tipo Francis horizontal, rotor simples, com acoplamento ao gerador através de polias e correias, apresentando rotação específica (n_{qa}) do rotor igual a 393. As condições adotadas e o local possibilita o uso de altura de sucção positiva. Possui um regulador de velocidade com acionamento hidráulico, que garante uma boa regulação da frequência e é bastante robusto. Também foi instalada uma válvula borboleta na entrada da turbina.

Tipo	Francis, rotor simples, eixo horizontal
Vazão de projeto.....	1,0 m ³ /s
Altura de queda líquida.....	9,70 m
Potência nominal.....	50 kW
Rendimento mínimo (no ponto de operação).....	60 %
Rotação nominal.....	720 rpm
Altura de sucção.....	2,50 m

GERADORES

Foi instalada uma máquina síncrona de 65 kVA, com as características principais indicadas a seguir:

Gerador.....	Síncrono, trifásico
Montagem.....	Eixo horizontal
Ventilação.....	Natural em circuito aberto (IC01)
Regulador de tensão.....	Eletrônico, ultra rápido
Potência.....	65 kVA

Tensão nominal.....	220/127 V
Conexão.....	estrela
Fator de potência nominal.....	0,8 indutivo
Frequência.....	60 Hz
Grau de proteção.....	IP 23
Isolamento.....	Classe F
Elevação de temperatura.....	Classe B
Rotação nominal.....	1800 rpm
Rotação de disparo.....	4140 rpm

CABOS DE INTERLIGAÇÃO DO GERADOR

Os cabos utilizados para interligar o gerador e o transformador possuem as seguintes características:

Tipo.....	Cabo de cobre unipolar
Tipo de instalação.....	Canaleta fechada no piso
Bitola.....	70 mm ²
Isolação.....	PVC
Isolamento.....	0,6/1 kV
Temperaturas máximas do condutor:	
• serviço contínuo.....	70°C
• sobrecarga.....	100°C
• curto-circuito.....	160°C
• Quantidade.....	100 m

PAINEL DE MEDIÇÃO E PROTEÇÃO

O painel utilizado para abrigar os instrumentos de medição e equipamentos de proteção deve ser metálico, possuir cinco orifícios quadrados de 96 × 96 mm e dois orifícios para a montagem das chaves seletoras da fase do voltímetro e para ajuste da tensão de referência. Deve possuir também quatro barramentos de cobre e seus respectivos acessórios para isolamento. O painel deve possuir as seguintes dimensões: 1500 × 600 × 400 mm.

QUADRO DE DISTRIBUIÇÃO

O quadro de disjuntores dos serviços auxiliares deve ser do tipo que possui barramentos de fase e de neutro. Deve possuir as seguintes dimensões nominais internas: 400 × 515 × 200 mm.

SUBESTAÇÃO ELEVADORA

A subestação é convencional, desabrigada, instalação externa, ao lado da casa de máquinas. O arranjo usado contém um transformador de força montado no poste, uma chave fusível e as estruturas de distribuição. A alimentação do lado de baixa tensão do transformador deve ser feita com cabos isolados em eletroduto subterrâneo. A saída do transformador deve ser em linha aérea com cabos de alumínio. O transformador deve possuir as seguintes características: potência nominal de 75 [kVA], tensão primária de 220 [V], tensão secundária de 13,8 [kV], isolado e resfriado a óleo com circulação natural.

CASA DE MÁQUINAS

Para o posicionamento da casa de máquinas considerou-se, principalmente, um local que apresentasse a menor possibilidade de inundação, quando da ocorrência das cheias do Rio Jatoarana. Tem estrutura em concreto armado para as fundações e suportes dos equipamentos. O fechamento e cobertura são em madeira, e as telhas de fibrocimento. Foi projetada para abrigar, além do grupo gerador, os painéis de comando e de iluminação e tomadas (Figura 9.24).

As principais características da casa de máquinas são:

Comprimento..... 6,00 m
Largura..... 6,00 m

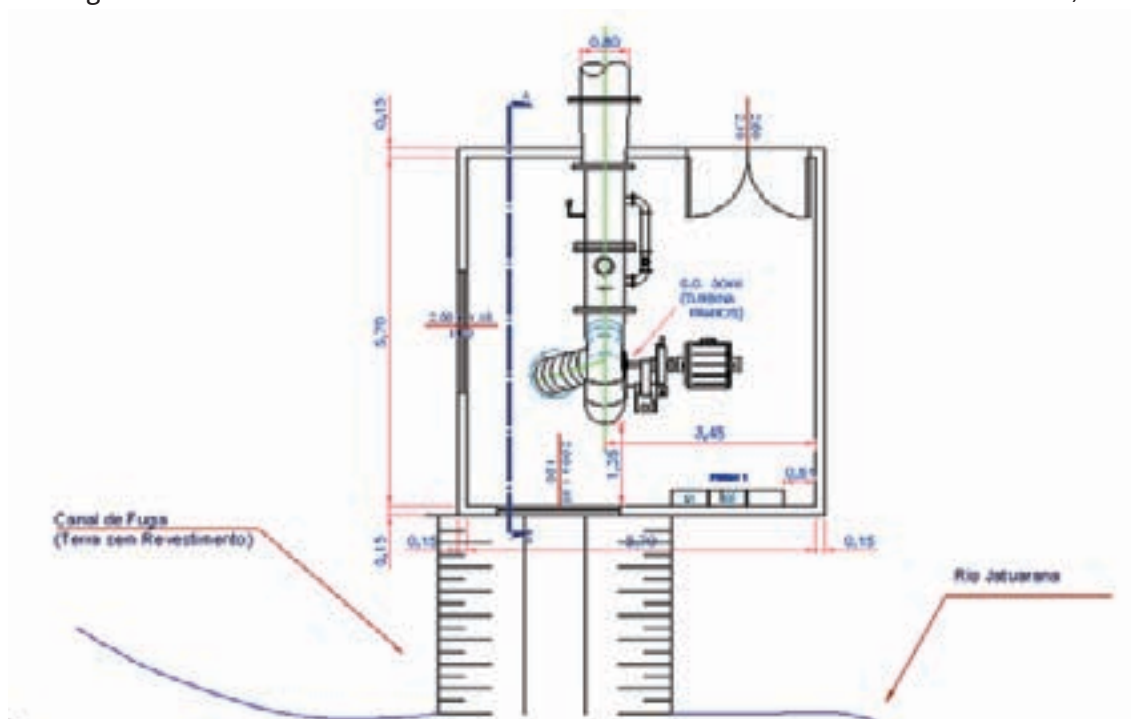


Figura 9.24 – Planta baixa da casa de máquinas – μCH Jatoarana

CANAL DE FUGA

A água é restituída para o Rio Jatoarana por um canal escavado em terreno natural, sem revestimento. As principais características do canal de fuga são:

Comprimento 7,00 m
Seção Média 1,77 m²

REALIZAÇÃO DAS OBRAS

A obra foi iniciada em 20 de abril de 2007, e a primeira medição foi realizada em 21 de maio de 2007, ocasião em que estavam mobilizados equipamentos, máquinas e equipe de trabalho. Também nesta fase a turbina já se encontrava em processo de fabricação, e o gerador já havia sido encomendado. As Figuras 9.25 e 9.26 mostram a situação das obras nesse primeiro estágio.

De acordo com o relatório do boletim de medição 2, encaminhado em 2 de julho de 2007, ocasião havia sido iniciada a limpeza do local das obras, com remoção da vegetação rasteira. Também já haviam sido iniciadas as obras da barragem, com concretagem do vertedouro, e a

escavação do canal de adução. Foi entregue o restante do material para construção da linha de distribuição, como isoladores, mãos francesas, postes etc. As Figuras de 9.27 a 9.30 mostram a situação das obras nesse estágio.



Figura 9.25 – Placa de identificação da obra



Figura 9.26 – Transformador elevador e transformadores abaixadores



Figura 9.27 – Início da limpeza da área da barragem e chegada da estrada de acesso



Figura 9.28 – Vista da área do futuro reservatório



Figura 9.29 – Estrada de acesso na fase final



Figura 9.30 – Trecho da linha de distribuição em construção

O boletim de medição 3 foi encaminhado em 8 de agosto de 2007. Naquela ocasião havia sido iniciada a escavação do canal de adução e completada a concretagem do vertedouro. A barragem ficou praticamente pronta, assim como a rede de distribuição e a ligação dos consumidores.

Foi também dado início à construção da casa de máquinas, e à fabricação do conduto forçado. Foi também instalado o transformador e demais equipamentos da subestação elevadora. As Figuras de 9.31 a 9.36 mostram a situação das obras nesse estágio.

O boletim de medição 4 foi encaminhado em 16 de outubro de 2007, ao final da construção da central e ligação dos consumidores.

As Figuras de 9.37 a 9.40 mostram a central após a finalização da construção.



Figura 9.31 – Base da casa de máquinas concretada



Figura 9.32 – Construção da barragem de terra



Figura 9.33 – Barragem em fase final, com a água já passando pelo vertedouro



Figura 9.34 – “Padrão” instalado a espera da ligação



Figura 9.35 – Gerador a ser utilizado na central



Figura 9.36 – Turbina a ser utilizada na central (ainda na oficina do fabricante)



Figura 9.37 – Trecho final do canal de adução, com câmara de carga ao fundo



Figura 9.38 – Vista da casa de máquinas



Figura 9.39 – Transformador elevador de tensão

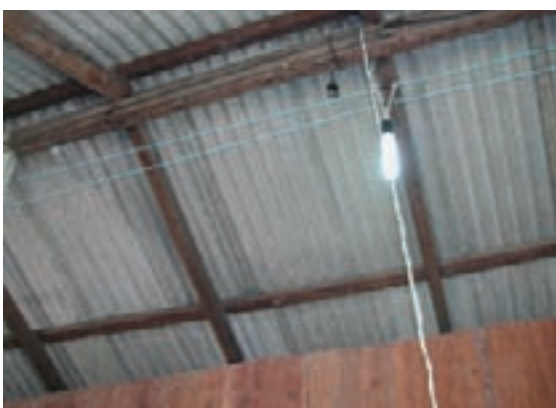


Figura 9.40 – Iluminação interna da casa de um dos moradores

CONCLUSÃO

A μ CH Jatoarana poderá abastecer a carga da comunidade de forma quase ininterrupta. Durante 95% do tempo as turbinas poderão operar atendendo as necessidades da comunidade, sendo os 5% de tempo restante utilizados para a solução de problemas e manutenção. Para um melhor aproveitamento da energia gerada é necessário um estudo de carga de demanda entre a unidade produtiva e o consumo dos moradores do local.

A implantação da μ CH Jatoarana é viável economicamente levando em consideração as exigências do edital. Com a implantação deste projeto um dos grandes benefícios será o desenvolvimento econômico sustentável desta comunidade, ou seja, a melhoria da qualidade de vida da comunidade a partir da melhoria dos processos produtivos.

9.3 MCH ARUÃ

O projeto visou suprir com energia elétrica, a comunidade da Vila de Cachoeira do Aruã. A vila é formada por 45 famílias residente no local e outras 27 famílias vivem um pouco mais afastadas da vila. As atividades econômicas desenvolvidas por essas famílias apresentavam baixa produtividade, pois não possuíam os meios tecnológicos para aumentar a produção e melhorar as qualidades dos produtos. As atividades se restringiam ao extrativismo, à agricultura de subsistência, a caça, a pesca.

A cidade de Santarém localiza-se no Médio Amazonas, na confluência dos Rios Amazonas e Tapajós, e sua sede está a 36 m acima do nível do mar. A cidade foi fundada em 22 de junho de 1661, pelo frei João Felipe Bettendorf. A economia está baseada na agropecuária, no extrativismo e no comércio, mas a atividade turística começa a ganhar destaque, graças principalmente à beleza inigualável das praias.

Dentro dos limites de Santarém se encontra a comunidade da “Vila da Cachoeira do Aruã”. Esta comunidade faz parte do Projeto Prisma. Este projeto apresenta um inovador modelo de gestão para o serviço de eletricidade, o qual foi suprido por fontes energéticas locais, renováveis e exploradas e geridas pela própria comunidade.

A μ CH Aruã foi instalada na Cachoeira do Aruã (Latitude $2^{\circ} 38' 59,56''$ S e Longitude $55^{\circ} 43' 31,34''$ W), localizada no município de Santarém – PA (Figura 9.41). A sede do município possui as coordenadas: Latitude $2^{\circ} 26' 35''$ S e Longitude $54^{\circ} 42' 30''$ W.

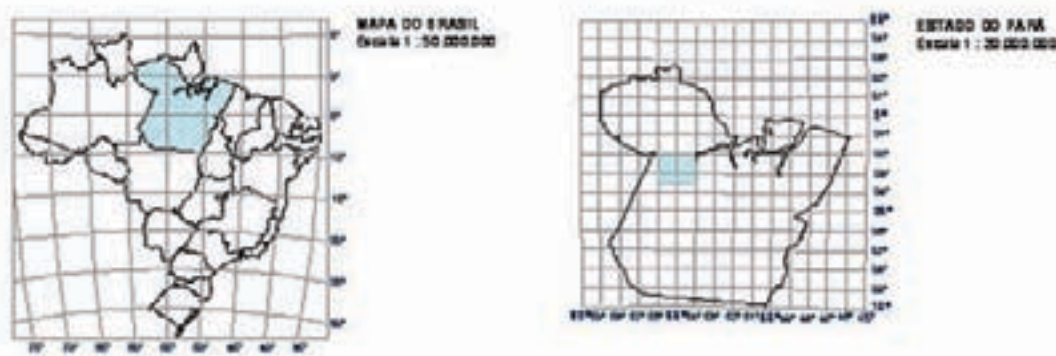


Figura 9.41 – Localização do estado do Pará e localização da região dentro do estado

A comunidade de Cachoeira do Aruã fica às margens do rio Aruã. A Vila Cachoeira do Aruã dista aproximadamente 180 km, por via fluvial, da cidade de Santarém (Pará). (Figura 9.42)

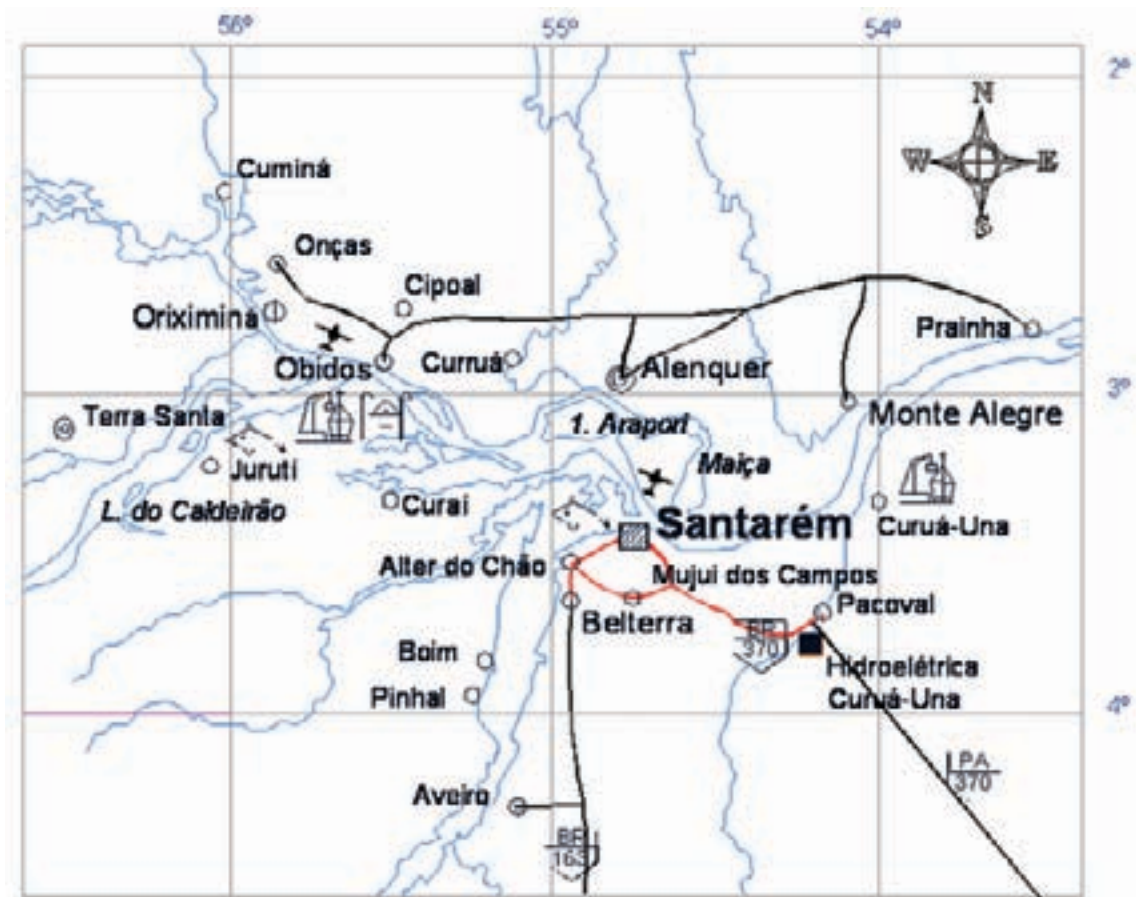


Figura 9.42 – Localização de cachoeira de Aruã

O acesso à vila se dá pelos Rios Tapajós/Arapiuns/Aruã. De Santarém até a Cachoeira do Aruã o tempo de percurso em barcos grandes a motor é de aproximadamente 12 horas. As Figuras 9.43 a 9.46 apresentam as fotos da comunidade e da cachoeira.



Figura 9.43 – Comunidade em reunião sobre o projeto da Microcentral 1 – Aruã



Figura 9.44 – Comunidade em reunião sobre o projeto da Microcentral 2



Figura 9.45 – Cachoeira do Aruã – Vista Montante



Figura 9.46 – Cachoeira do Aruã Vista jusante

DESCRIÇÃO DA MICROCENTRAL

A vazão encontrada para o projeto de Aruã foi de $1,12 \text{ [m}^3/\text{s]}$ e a Altura total de queda líquida considerada foi de $7,28 \text{ [m]}$.

A instalação foi para um grupo gerador com potência total de 50 kW o que resultou em uma potência instalada de 65 kVA, admitindo-se um fator de potência igual a 0,8. Não houve variação da vazão disponível, então o fator de capacidade foi tomado como sendo igual a 1,0, porém foi adotado 0,95 para eventuais manutenções.

As estruturas hidráulicas foram projetadas para uma turbina e a casa de máquinas projetada em local com espaço para um grupo gerador de 50 kW. Caso haja necessidade para expansão futura da potência (100 kW) será necessário ampliar a casa de máquinas para receber as estruturas hidráulicas.

Adotando-se, inicialmente, essa configuração para a turbina será possível a geração anual de 416,1 MWh, caso seja instalado mais um grupo gerador essa energia poderá alcançar o valor de 832,2 MWh.

O arranjo proposto para o aproveitamento (Figura 9.48) foi de uma microcentral hidrelétrica de desvio, com regime operativo a fio d'água, isto é, não há formação de reservatório nem acumulação de água pela barragem.



Figura 9.47 – Arranjo da μCH Aruã

BARRAGEM

Devido à extensa largura do rio (cerca de 70 m), ao invés de se construir uma barragem optou-se por utilizar uma barragem existente de madeira do tipo Ambursen. Esta barragem, que se encontra próximo à margem esquerda, tem 8 m de comprimento, e servirá apenas para desviar a vazão de projeto para a tomada d'água. Suas características são:

TipoAmbursen
Comprimento8,00 m
Altura.....3,00 m

TOMADA D'ÁGUA

A tomada d'água foi construída com chapas metálicas e encaixada no leito do rio (permanecerá afogada para evitar a entrada de ar na tubulação) através de dois pilares de concreto. Será composta por uma grade fina para retenção de galhos, folhas e materiais flutuantes e uma comporta de serviço para manutenção e limpeza da grade. Suas principais características são:

Material Metálico
Comprimento 3,00 m
Altura 1,45 m
Largura 1,50 m
Lâmina d'água (cota) NA normal 23,50 m

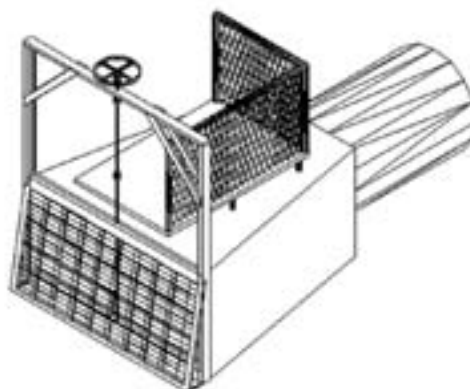


Figura 9.48 – Tomada d'água em 3D – µCH Aruã

CONDUTO FORÇADO

Para o conduto forçado foi utilizado para levar a vazão de projeto da tomada d'água até a casa de máquinas, para operação das turbinas.

Para garantir a fixação da estrutura foram previstos pilares de apoio em cada trecho da tubulação e uma junta de dilatação no centro do comprimento do conduto evitando o rompimento da tubulação pela dilatação da mesma e demais esforços resultantes na estrutura. Suas características principais são:

Material empregado Aço carbono com costura (soldado)
Diâmetro nominal 950 mm

Espessura do tubo 3,4 mm
 Número de juntas de dilatação 1 unidade



Figura 9.49 – Conduto forçado para a μ CH Aruã

TURBINAS

A turbina utilizada na μ CH Aruã foi do tipo Indalma, uma máquina do tipo Francis horizontal, rotor simples, com acoplamento indireto ao gerador, apresentando rotação específica (n_{qa}) do rotor igual a 421. As condições adotadas e o local possibilitarão o uso de altura de sucção positiva. Foi previsto o uso de reguladores de velocidade com acionamento hidráulico e controle eletrônico, facilitando o sincronismo entre as máquinas. Também foi prevista a instalação de válvulas borboletas automatizadas nas entradas das turbinas.

Tipo Francis, rotor simples, eixo horizontal
 Vazão de projeto por unidade 1,12 m³/s
 Altura de queda líquida 7,28 m
 Potência nominal 50 kW
 Rendimento mínimo (no ponto de operação) 63 %
 Rotação nominal 588,55 rpm
 Altura de sucção 4,0 m

GERADORES

Foi previsto uma máquina síncrona de 65 kVA, cujas características principais são:

Gerador Síncrono, trifásico
 Montagem Eixo horizontal
 Ventilação Natural em circuito aberto (IC01)
 Regulador de tensão Eletrônico, ultra rápido
 Potência 65 kVA



Figura 9.50 – Turbina tipo Indalma – μ CH Aruã

Tensão nominal	220/127 V
Conexão	estrela
Fator de potência nominal	0,8 indutivo
Frequência	60 Hz
Grau de proteção	IP 23
Isolamento	Classe F
Rotação nominal	1800 rpm
Rotação de disparo	4140 rpm

CABOS DE INTERLIGAÇÃO DO GERADOR

Os cabos utilizados para interligar o gerador e o transformador possuem as seguintes características:

Tipo.....	Cabo de cobre unipolar
Tipo de instalação.....	canaleta fechada no piso
Bitola.....	70 mm ²
Isolação.....	PVC
Isolamento.....	0,6/1 kV
Temperaturas máximas do condutor:	
• Serviço contínuo.....	70°C
• sobrecarga.....	100°C
• curto-circuito.....	160°C
• Quantidade.....	100 m

PAINEL DE MEDIÇÃO E PROTEÇÃO

O painel utilizado para abrigar os instrumentos de medição e equipamentos de proteção foi do tipo metálico com cinco orifícios quadrados de 96 × 96 mm e dois orifícios para a montagem

das chaves seletoras da fase do voltímetro e para ajuste da tensão de referência, com quatro barramentos de cobre e seus respectivos acessórios para isolamento. O painel apresenta as seguintes dimensões: 1900 × 1200 × 400 mm.

QUADRO DE DISTRIBUIÇÃO

O quadro de disjuntores dos serviços auxiliares é do tipo que possui barramentos de fase e de neutro, e possui as seguintes dimensões: 400 × 515 × 200 mm.

SUBESTAÇÃO ELEVADORA

A subestação é do tipo convencional, desabrigada, instalação externa, ao lado da casa de máquinas. O arranjo usado contém um transformador de força montado no poste, uma chave fusível e as estruturas de distribuição. A alimentação do lado de baixa tensão do transformador foi feito com cabos isolados em eletroduto subterrâneo. A saída do transformador é com linha aérea e cabos de alumínio. O transformador possui as seguintes características: Potência nominal de 75 kVA, tensão primária de 220V, tensão secundária de 13,8 kV, isolado e resfriado a óleo com circulação natural.

CASA DE MÁQUINAS

Para o seu posicionamento considerou-se, principalmente, um local que apresentasse a menor possibilidade de inundação, quando da ocorrência das cheias do Rio Aruã, na época das chuvas. Tem estrutura em concreto armado para as fundações e suportes dos equipamentos. O fechamento e cobertura são em madeira, e as telhas de barro. Foi projetada para abrigar além do grupo gerador os painéis de força, de comando e de proteção.

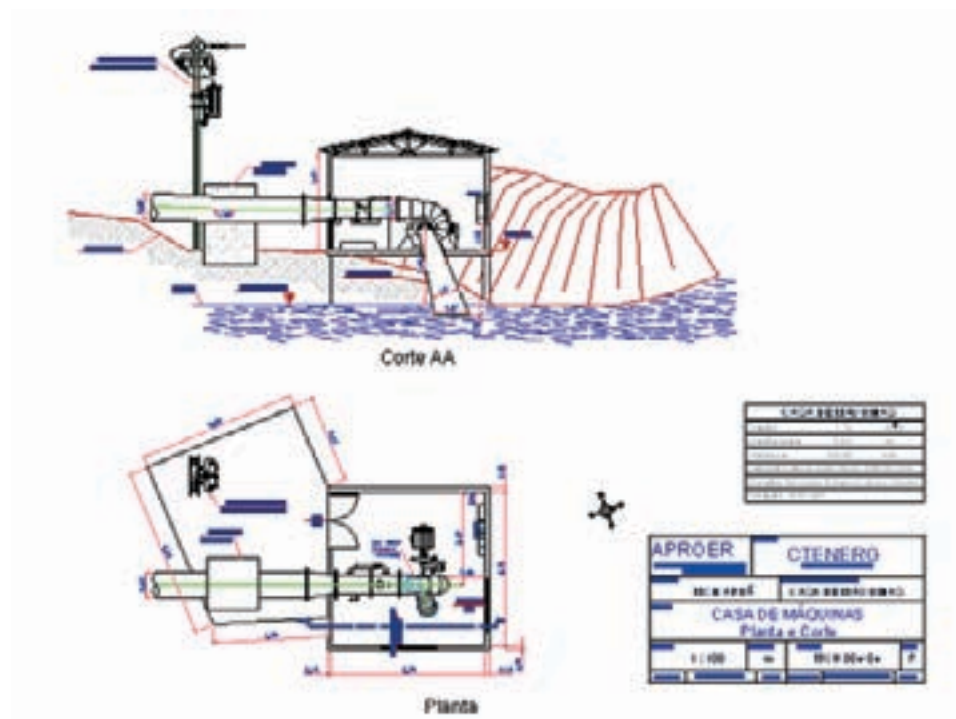


Figura 9.51 – Casa de máquinas

BENEFÍCIOS PARA A COMUNIDADE

O Projeto Aruã foi bem sucedido e em toda comunidade percebe-se transformações com a chegada da energia elétrica. Um ponto central sobre as transformações ocorridas na comunidade após a implementação do Projeto Prisma diz respeito à posição que cada ator, seja ele indivíduo ou coletivo, ocupa em todo o processo. As percepções sobre um mesmo objeto podem mudar sensivelmente de acordo com as funções que o entrevistado ou entrevistada exerce no grupo.

Para alguns comunitários, por exemplo, como se autodenominam os moradores das comunidades ribeirinhas na região de Santarém, o crescimento da comunidade, possuindo hoje aproximadamente 15 casas a mais que no mesmo período do ano anterior, é um fator positivo, significa desenvolvimento. Tal desenvolvimento é caracterizado pelo aumento do número de residências, de micronegócios e melhoria em geral da infra-estrutura. Destaca-se também o fluxo de pessoas das comunidades vizinhas que tende a aumentar, principalmente nos finais de semana, em busca de diversão. No entanto, para algumas lideranças e representantes das organizações envolvidas, Projeto Saúde e Alegria, Instituto Winrock, UNIFEI e CERPCH, esse mesmo crescimento coloca a comunidade em situação de vulnerabilidade frente a forças externas, desejosas de ali se instalarem.

Outro importante exemplo diz respeito ao foco das atenções de uns e outros, enquanto para determinadas lideranças e organizações uma questão fundamental é a geração de renda, para os comunitários os benefícios expressam-se primeiramente em mais conforto, praticidade e acesso a bens de consumo. Em síntese, a preocupação dos comunitários centra-se no momento presente enquanto outros atores, em sua maior parte, externos à comunidade, olham toda a situação com um viés mais crítico e de longo prazo. Este é um aspecto-chave, na medida em que alinhar as visões de todos os atores é um passo básico na construção de um projeto de longo prazo.

De modo geral e unânime, as expressões com relação à chegada da energia são de satisfação. Quando são solicitados a explicitarem em que a energia elétrica tem transformado suas vidas, a maior parte das citações dos comunitários, incluindo o grupo de jovens, empreendedores, lideranças locais e a professora, é relacionada ao seu cotidiano.



Figura 9.52 – Vantagens trazidas pela implantação do projeto no cotidiano

A energia elétrica é mais prática, “basta acender o interruptor”. É igualmente mais eficiente e confiável. Apesar de atualmente gastarem um pouco mais em comparação ao uso da lâmparina, quando precisavam comprar óleo diesel, apontam em contraponto a vantagem de terem se livrado dos inconvenientes no uso da mesma: fumaça, sujeira nas roupas e nas paredes, além da

dificuldade na aquisição do óleo diesel, só possível de ser comprado em Santarém.

Alimentos que antes precisavam ser salgados podem agora ser conservados em geladeira, que é também responsável pela água gelada, item que obteve o maior número de citações (21%) quando perguntados sobre as vantagens da energia elétrica. Esse mesmo item contribuiu para que mercearias pudessem ampliar suas possibilidades de venda, incluindo entre suas mercadorias carnes, peixes e bebidas.

Agora, também é possível adquirir bens como geladeiras, televisores, entre outros. Estima-se que pelo menos metade das residências, número atualmente próximo a 50, possui televisão e que aproximadamente 70% delas possuem geladeira. Em seguida, os itens mais freqüentes são os liquidificadores, ventiladores e aparelhos de som.

Acesso facilitado à água aparece em segundo lugar no número de citações, em conjunto com aquisição de eletrodomésticos e conservação de alimentos. A microcentral hidrelétrica permite o funcionamento do micro-sistema de água. Alguns moradores precisavam andar até dois quilômetros para buscar água no rio. Atualmente, o micro-sistema faz parte dos negócios produtivos gerenciados pela associação local.

Outro importante aspecto é o sentido de conexão com o mundo através da televisão e da Internet. Quando perguntados sobre os programas mais assistidos, foram citadas as novelas, os jornais e os jogos.

CONCLUSÕES

A μ CH Aruã pode abastecer a carga da comunidade de forma quase ininterrupta. Durante 95% do tempo as turbinas poderão operar atendendo as necessidades da comunidade, sendo os 5% de tempo restante utilizados para a solução de problemas e manutenção. Para um melhor aproveitamento da energia gerada é necessário um estudo de carga de demanda entre a unidade produtiva e o consumo dos moradores do local.

A implantação da μ CH Aruã foi viável economicamente levando em consideração as exigências do edital. Com a implantação deste projeto um dos grandes benefícios será o desenvolvimento econômico sustentável desta comunidade, ou seja, a melhoria da qualidade de vida da comunidade a partir da melhoria dos processos produtivos.

9.4 μ CH Novo Plano

O projeto teve como objetivo identificar comunidades isoladas com potenciais hidráulicos e selecionar, dentre estas, um local para a implantação de uma microcentral hidrelétrica com potência aproximada de 50 kW.

As comunidades visitadas foram selecionadas com base nas Informações do INCRA – Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária e da CERON – Centrais Elétricas de Rondônia S.A.

Foram visitados três possíveis aproveitamentos hidrelétricos em três municípios distintos. A primeira comunidade a ser visitada foi a Gleba Iquê que está situada no município de Vilhena, com acesso pela rodovia federal 174, em direção ao estado do Mato Grosso. A segunda comunidade, Novo Plano, está situada no município de Chupinguaia. Seu acesso é feito parcialmente pela rodovia federal 364, e o resto do percurso é feito pela rodovia estadual 391. O terceiro e última local visitado foi a APREM – Associação dos Produtores Rurais do Estreito Melgaço, situada no município de Pimenta Bueno. O acesso se dá parcialmente pela rodovia federal 364,

com o restante do percurso pela rodovia estadual 482. Vale ressaltar que a rodovia federal 174 possui apenas um pequeno trecho em asfalto e o restante em terra. Já as rodovias estaduais são totalmente em terra.

A seleção do local para a implantação da microcentral hidrelétrica foi feita com base nos seguintes critérios:

- ♦ Número de famílias atendidas pela microcentral.
- ♦ Expectativa do abastecimento de energia elétrica pela rede convencional.
- ♦ Recursos hidrológicos existentes no local.
- ♦ Topografia favorável e facilidade de acesso.
- ♦ Facilidade de construção da microcentral.
- ♦ Nível de organização da comunidade para a gestão da microcentral.
- ♦ Custo da implantação compatível com o recurso que está disponível.

Considerando esses critérios, o sítio selecionado para a implantação da microcentral hidrelétrica é o localizado no Rio Santo André (Figura 9.56), que propiciará o atendimento da comunidade de Novo Plano (Figuras 9.53 a 9.55).



Figura 9.53 – Localização de RO



Figura 9.54 – Localização da região em RO



Figura 9.55 – Localização de Novo Plano



Figura 9.56 – Ribeirão Santo André

A comunidade de Novo Plano fica a aproximadamente 70 km da sede do município de Cupinguaia e a aproximadamente 160 km de Pimenta Bueno. As coordenadas geográficas da comunidade são: Latitude 12° 29' 4" S e Longitude 61° 10' 43" W, usando-se o datum WGS 84. Conta com aproximadamente 60 famílias distribuídas em lotes de 2 x 5 km, divisão e distribuição realizada pelo INCRA, e se organizam por meio de uma associação de produtores rurais denominada por “Associação Vitória da Capa 40”.

Segundo o presidente Valter Moraes Paniago, as atividades econômicas se restringem à pecuária de leite e de corte, cultivo do arroz, feijão, café, milho, além de serem considerados os maiores produtores de banana do município de Chupinguaia. Atualmente, dos 60 associados, apenas, 3 famílias dispõem de energia elétrica, a partir de uma microcentral hidrelétrica, gerando em torno de 7 kVA, de forma bem rudimentar. O resto dos associados utiliza lampiões e lamparinas.

ASPECTOS PRÁTICOS

Na comunidade Novo Plano já havia um arranjo de desvio, sem regularização, com regime operativo a fio d'água. Dessa forma, pretendeu-se aproveitar toda a estrutura existente, realizando reparos e modificações quando e onde necessário. As considerações feitas para os componentes hidráulicos e para a parte elétrica estão descritas a seguir.

BARRAGEM

Para o represamento optou-se por reaproveitar a barragem de terra existente modificando e restaurando alguns pontos críticos que porventura vierem a ser identificados na sua estrutura. A barragem contribuiu para elevar o nível de água o suficiente para desviar a vazão de projeto

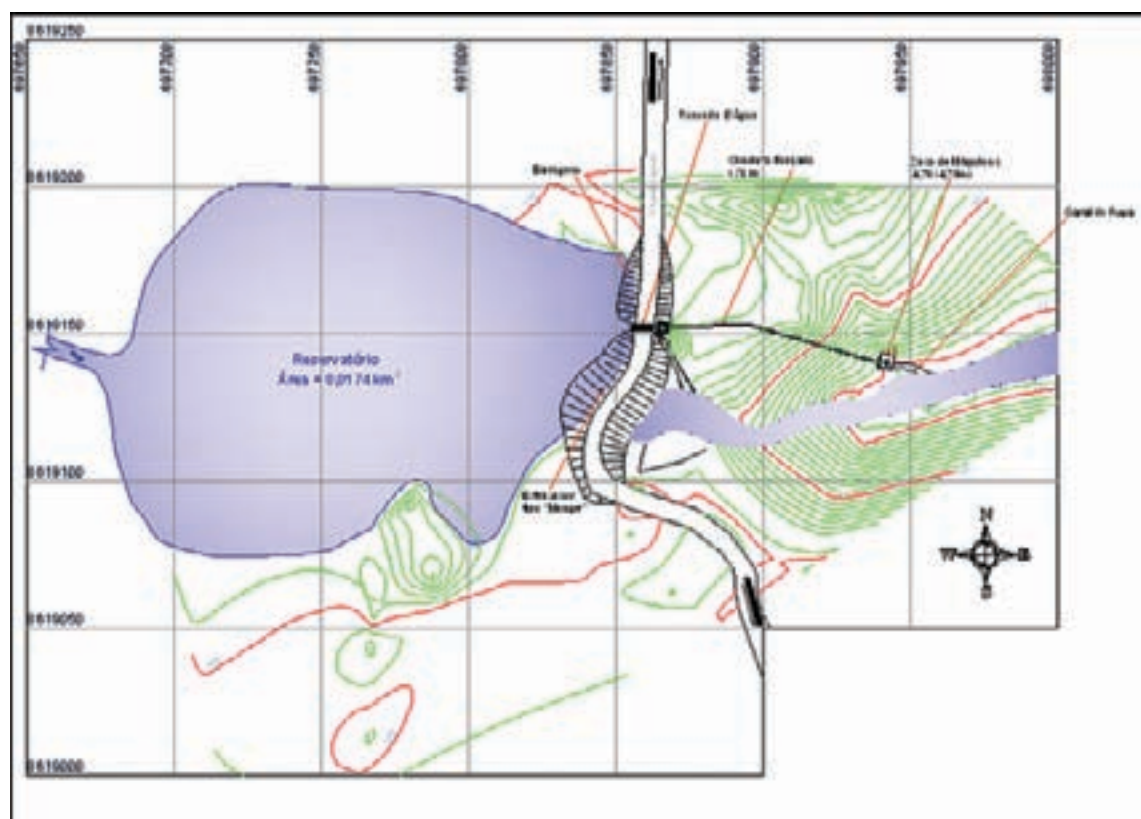


Figura 9.57 – Arranjo geral da μCH Novo Plano

para a tomada d'água. Foi mantido também o extravasor tipo monge, com uma adaptação para controle do nível do reservatório. Suas características principais são:

Tipo.....	Terra
Volume de terra	5.100 m ³
Comprimento.....	92,00 m
Altura (ponto central)	4,50 m



Figura 9.58 – (a) Vista do acesso ao reservatório na comunidade Novo Plano;(b) Vista de todo o reservatório na comunidade Novo Plano

TOMADA D'ÁGUA

A tomada d'água foi construída em concreto armado encaixada na barragem com um extravasor (vertedouro) de lâmina d'água máxima de 1,00 m de altura, e com altura mínima suficiente para manter a entrada do conduto forçada afogada. Foi composta por uma grade fina para retenção de galhos, folhas e materiais flutuantes, comporta desarenadora e uma comporta de serviço para manutenção e limpeza. Suas principais características são:

Material	concreto armado
Comprimento	14,00 m
Altura	4,00 m
Largura	2,55 m
Lâmina d'água (cota) NA normal	368,65 m



Figura 9.59 – (a) Vista da tomada d'água construída; (b) e em detalhe

CONDUTO FORÇADO

O conduto forçado também foi reutilizado após inspeção, com pequenas trocas de trechos onde foi necessário. Teve por função a condução da vazão de projeto da tomada d'água até a casa de máquinas. Para garantir a fixação da estrutura foram previstos blocos de apoio a cada 4,50 metros de tubulação.

Sua características principais são:

Material empregado.....	Aço carbono com costura (soldado)
Diâmetro interno	550 mm
Espessura do tubo	2,00 mm
Diâmetro externo	554 mm
Válvula tipo borboleta	1 unidade
Comprimento total	75 m

TURBINA

Foi utilizada uma turbina tipo Francis horizontal, 60 kW, rotor simples, vazão nominal de 0,480 m³/s; altura de queda líquida de 19,00 m; sucção de 2,0 m; rotação de 900 rpm; altitude local de ~349 m; rendimento médio mínimo de 70%. Fornecimento completo do equipamento constando de: caixa espiral; rotor e eixo; sistema distribuidor; volante de inércia; sistema hidráulico para controle de velocidade; válvula borboleta de entrada de acionamento automático e manual; tubo de sucção; acoplamento com o gerador através de polias e correias; desenhos completos para construção da fundação, montagem; lista das principais peças de reposição e manuais de operação e manutenção.

Suas características são:

Tipo.....	Francis, rotor simples, eixo horizontal
Vazão de projeto por unidade	0,480 m ³ /s
Altura de queda líquida	19,00 m
Potência nominal	60 kW
Rendimento mínimo (no ponto de operação)	70 %
Rotação nominal	900 rpm
Altitude do canal de fuga	349,05 m
Altura de sucção	2,00 m



a



b

Figura 9.60 – (a) Vista do conduto forçado existente; (b) Vista do novo conduto forçado sendo trocado



Figura 9.61 – (a) Vista da turbina sendo levada até a casa de máquinas; (b) Vista da turbina

GERADOR

Foi previsto um gerador elétrico, síncrono, trifásico, potência elétrica nominal 75[kVA] com as seguintes características:

Gerador.....	Síncrono, trifásico
Montagem.....	Eixo horizontal
Ventilação.....	Natural em circuito aberto (IC01)
Regulador de tensão.....	Eletrônico
Potência.....	75 kVA
Tensão nominal.....	220/127 V
Conexão.....	estrela
Fator de potência nominal.....	0,8 indutivo
Excitação.....	tipo “brushless” (sem escovas)
Frequência.....	60 Hz
Grau de proteção.....	IP 23
Isolamento.....	Classe F
Elevação de temperatura.....	Classe B
Rotação nominal.....	1.800 rpm
Rotação de disparo.....	3.500 rpm

CABOS DE INTERLIGAÇÃO DO GERADOR

Os cabos utilizados para interligar o gerador e o transformador possuem as seguintes características:

Tipo.....	cabo de cobre unipolar
Tipo de instalação.....	canaleta fechada no piso
Bitola.....	120 mm ²
Isolação.....	PVC
Isolamento.....	0,6/1 kV
Quantidade	80 m
Temperaturas máximas do condutor:	
• Serviço contínuo.....	70°C

- Sobrecarga..... 100°C
- Curto-circuito..... 160°C

PAINEL DE MEDIÇÃO E PROTEÇÃO

Tipo gabinete, metálico, com porta frontal, para montagem dos transformadores de corrente e de potencial, instrumentos de medição (3 amperímetros, 1 voltímetro com chave seletora, 1 freqüencímetro), regulador de tensão e dispositivo de proteção e chaveamento do gerador. Dimensões:

Comprimento.....	1.500 [mm]
Largura.....	600 [mm]
Altura.....	400 [mm]

QUADRO DE DISTRIBUIÇÃO

O quadro de disjuntores dos serviços auxiliares é de aço, com barramentos de fase e de neutro, uma porta; e suficiente para conter um disjuntor trifásico principal e doze secundários. Tem as seguintes dimensões:

Comprimento.....	450 [mm]
Largura.....	300 [mm]
Altura.....	200 [mm]

SERVIÇOS AUXILIARES

Para serviços auxiliares foi utilizado um painel de baixa tensão. Os serviços auxiliares compreendem, basicamente, o sistema de iluminação e os de tomadas de força.

SUBESTAÇÃO ELEVADORA

A subestação foi do tipo convencional, desabrigada, instalação externa, ao lado da casa de máquinas. O arranjo usado contém um transformador de força montado em poste de concreto, uma chave fusível e as estruturas de distribuição. A alimentação do lado de baixa tensão do transformador foi feita com cabos isolados em eletroduto subterrâneo. A saída do transformador é em linha aérea com cabos de alumínio.

O transformador deverá possuir as seguintes características:

Potência nominal.....	75 kVA
Freqüência.....	60 Hz
Tensão primária.....	220/127 V
Conexão primária.....	tipo estrela aterrada
Tensão secundária.....	13.800 V
Conexão secundária.....	tipo estrela
Resfriamento e isolamento imerso em óleo isolante, c/ resfriamento natural (ONAN).	

CASA DE MÁQUINAS

A casa de máquinas existente foi aproveitada, pois se encontrava em boas condições e suas dimensões são adequadas para abrigar o novo grupo gerador, os painéis de força, de comando e de proteção. Ela tem estrutura em concreto armado e fechamento em alvenaria, cobertura em estrutura de madeira e telhas de fibrocimento. Essas telhas foram substituídas por telhas de barro.



Figura 9.62 – (a) Vista da casa de máquinas existente; (b) Vista da nova casa de máquinas

CANAL DE FUGA

Já construído em alvenaria e concreto armado, canalizando a água turbinada para o leito natural do rio. Nada foi executado além de uma limpeza local.



Figura 9.63 – Canal de fuga e tubo de sucção

LINHA DE TRANSMISSÃO

Foram adotados postes de madeira nos descampados, onde não há riscos de queimadas, e de concreto onde as mesmas são periódicas. Além disso, foram instalados pára-raios de linha, de

quilômetro em quilômetro. As principais características das linhas serão as seguintes:

Comprimento	25 km
Cabos	Alumínio, alma de aço, 4 AWG
Tensão nominal.....	220/127 V
Classe de isolamento.....	15 kV
Corrente nominal mínima.....	3,20 A

SUBESTAÇÃO ELEVADORA

Em função das distâncias entre a central geradora e os pontos de consumo foi necessário realizar a transmissão de energia em um nível de tensão mais elevado. Para isso foi utilizado um transformador elevador, com tensão primária de 220 [V] e tensão secundária de 13.800 [V], com conexão delta/estrela e com potência nominal de 75 [kVA]. O transformador está imerso em óleo e para instalação ao tempo. Além do transformador, a subestação deverá possuir chave fusível e pára-raios de linha.

TRANSFORMADORES ABAIXADORES

De forma a reduzir a tensão de distribuição para níveis seguros para consumo foram utilizados transformadores abaixadores. Foram previstos 5 transformadores abaixadores trifásicos, de tensão primária 13.800 [V] e tensão secundária 220/127 [V], com conexão delta/estrela e potência de 15 [kVA] cada um. Os transformadores estão imersos em óleo e para instalação ao tempo. No lado primário de cada transformador foi instalada uma chave fusível e pára-raios de linha.

10 Referências Bibliográficas

ANEEL – Atlas de Energia Elétrica do Brasil

BARROSO, S. S.; MARTINS, P. M.; TORRES, M. E. L et al. “Avaliação Econômica Comparativa entre Sistemas Solar Fotovoltaico, Conjunto Moto-Gerador e Rede de Distribuição Rural para Suprimento a Pequenas Propriedades e Escolas Rurais”. In: **VII Congresso Brasileiro de Energia** (1996: Rio de Janeiro). Anais... Rio de Janeiro: UFRJ, Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia, 1996. p. 509–518.

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL – Resultados Preliminares 2007.

BUSTAMANTE ALSINA, Jorge. **La calidad de vida y el desarrollo sustentable em la reciente reforma Constitucional**. LA Ley, 17 de janeiro de 1995.

COLACCHI, F. **Suprimento Energético: Instrumento de Apoio ao Desenvolvimento Rural Sustentado**. Tese de Mestrado do Programa de Planejamento Energético PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 1996.

CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente. **Resolução. 23 de Janeiro de 1986**. Estabelece as definições, as responsabilidades, os critérios básicos e as diretrizes gerais para uso e implementação da Avaliação de Impacto Ambiental como um dos instrumentos da Política Nacional do Meio Ambiente.

CORREIA, J. de C. **Atendimento Energético a Pequenas Comunidades Isoladas: Barreiras e Possibilidades**. T&C Amazônia, Ano III, Número 6, Janeiro de 2005.

COSTA CAMPOS, José Evaristo da, (2005). Scam Engenharia, 20 de junho de 2005. Entrevista com o autor.

DAKER, A. **Captação, Elevação e Melhoramento da Água**. A Água na Agricultura, Volume 2, Rio de Janeiro: Livraria Freitas Barros, 1987.

DARZÉ, A.S.S.P. **A questão ambiental como um fator de desestímulo ao investimento no setor privado de geração de energia hidrelétrica no Brasil**. 2002. 117f. Dissertação (Mestrado em Administração). Salvador: Escola de Administração da Universidade Federal da Bahia, 2002.

DECRETO Nº. 4.873, DE 11 DE NOVEMBRO DE 2003. Institui o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – “LUZ PARA TODOS” e dá outras providências.

DI LASCIO, M.A. **Panorama e alternativas para o atendimento energético de pequenos vilarejos isolados da Amazônia rural brasileira**, 2006.

DNAEE – Eletrobrás – *Manual de Microcentral Hidrelétrica* – Ed. Eletrobrás, 1985

DUBASH, Navroz K; BRADLEY, Rob. “Pathways to rural electrification in India: are national goals also an international opportunity?” In: BRADLEY, Rob; BAUMERT, Kevin A. (Eds.). *Growing the greenhouse: protecting the climate by putting development first*. Washington, D.C.: World Resources Institute, 2005. p. 68–93.

ELS, R. H.; CAMPOS, C.O.; DIAS HENRIQUES, A.M.; BALDUINO, L.F. **Hydrokinetic turbine for isolated villages**. Itajubá-MG Brasil: Pch Notícias Shp News, v. 19, p.24–25. 2003

ELS, R. H.; CAMPOS, C; SALOMON, L. R. B. “Turbinas hidrocinéticas no Brasil”. In: **Primeiro seminário sobre atendimento energético de comunidades extrativistas** – SAECX 2004, Brasília: Ministério de Minas e Energia e Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento, 2004. mimeografado.

Emissions from Brazilian Hydroelectric Reservoirs. Project BRA/95/G31, UNDP/ELETOBRÁS, MCT. Reference Report, 2002.

ESTUDO de Impacto Ambiental – EIA PCH Penedo. SETE – Soluções e Tecnologia Ambiental. Volume I. Belo Horizonte, MG. 2005.

FEARNSIDE, P. M. **A Hidrelétrica de Samuel: Lições para as Políticas de Desenvolvimento Energético e Ambiental na Amazônia**. Manaus-Amazonas: Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), maio/2004.

FEARNSIDE, P. M. “Gases de Efeito Estufa em Hidrelétricas da Amazônia”. **Revista Ciência Hoje**, vol. 36, nº 211, dezembro/2004.

FEARNSIDE, P. M. **Impactos Ambientais da Barragem de Tucuruí: Lições Ainda não Aprendidas para o Desenvolvimento Hidrelétrico na Amazônia**. Manaus-Amazonas: Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), agosto/2002.

FEARNSIDE, P. M.; BARBOSA, R. I. **A Hidrelétrica de Cotingo como um Teste do Sistema Brasileiro para Avaliação de Propostas de Desenvolvimento na Amazônia**. Manaus-Amazonas: Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), agosto/2002.

FELIZOLA, E.R.; MAROCCOLO, J. F.; FONSECA, M. R. “Identificação de áreas potenciais para implantação de turbina hidrocínética através da utilização de técnicas de geoprocessamento”. In: **XIII Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto**. Florianópolis, Brasil: Anais INPE, 21-26 abril 2007, p. 2549–2556.

FERRARI, J. T. **Análise do panorama regulatório nacional visando à inserção das mini e microcentrais hidrelétricas no mercado de energia**. Itajubá (MG): 2006.

FIGUEIREDO, C. A.; CARTAXO, E. F. **Indicadores do mercado de energia elétrica no estado do Amazonas**. Universidade Federal do Amazonas.

GORBAN, A. N, Gorlov, A. M., Silantyev, V. M., “Limits of the Turbine Efficiency for Free Fluid Flow”. **ASME J. of Energy Resources Technology**, Vol. 123, p. 311–317. 2001

HARWOOD, J. H. “Protótipo de um cata-água que gera 1KW de eletricidade” **Acta Amazônica**, vol. 15, no. 3–4, pp. 403–412, 1985

HARWOOD, J. H.; MORAES-DUZAT, R. **Testes de um Gerador Hidrocínético Flutuante (Cata-água) em Rios da Amazônia Central: A Evolução Técnica do Protótipo e as Perspectivas para Instalações Futuras**. 2004

JUCÁ, Augusto, (2005). PNUD reportagem.

JUNK, W. J.; de MELO, J. A. S. N. **Impactos ecológicos das represas hidrelétricas na bacia amazônica brasileira**.

JORNAL DO COMÉRCIO – **Amazonas** 13/12/2004.

KINPARA IOSHITERU, Daniel, (2003). **Energia e Desenvolvimento Rural**. Brasil Energia. On Line.

KHAN, M.J., et al. “River current energy conversion systems: Progress, prospects and challenges”. **Renew Sustain Energy Rev** (2007), oi:10.1016/j.rser.2007.04.016

LEI Nº. 10.438, DE 26 DE ABRIL DE 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis n o 9.427, de 26 de dezembro de 1996, n o 9.648, de 27 de maio de 1998, n o 3.890-A, de 25 de abril de 1961, n o 5.655, de 20 de maio de 1971, n o 5.899, de 5 de julho de 1973, n o 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências.

MANUAL de diretrizes para projeto de PCH's, Rio de Janeiro: Eletrobras, DNAEE, 1999.

MIGUEZ, J. D. G. **Sustentabilidade na Geração e Uso de Energia no Brasil: os Próximos Vinte Anos**. UNICAMP, 2002.

MUYLAERT, M. S. **Análise dos Acordos Internacionais sobre Mudanças Climáticas sob o Ponto de Vista do Uso do Conceito de Ética**. Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: COPPE, 2000.

NAE – Núcleo de Assuntos Estratégicos. Disponível em <https://www.planalto.gov.br/secom/nae/clima2.htm>.

NETO, C. J. M. **Turbina hidrocinética para comunidades isoladas na Amazônia: Aperfeiçoamento e adequação do uso de produto**.

NUNES, C. F. **A Aplicação dos Mecanismos de Desenvolvimento Limpo – MDL em Projetos de Implantação de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs em Sistemas Isolados no Brasil**. Trabalho de Diploma. Itajubá/MG: Universidade Federal de Itajubá, 2006.

OLIVEIRA, L. **Perspectivas para a Eletrificação Rural no Novo Cenário Econômico Institucional do setor Elétrico Brasileiro**. Tese de Mestrado do Programa de Planejamento Energético PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro: fevereiro, 2001.

OLIVER, André, (2005). Projeto: PRISMA Cachoeira do Aruã – Um Modelo Energético Sustentável. Winrock International Brasil. Mar 2005.

ORTIZ, L. S. **Energias Renováveis Sustentáveis: Uso e Gestão Participativa no Meio Rural**. Núcleo Amigos da Terra. Porto Alegre, 2005

REIS, T.V.M. (2002). **Emissões de Gases de Efeito Estufa no Sistema Interligado Nacional: Metodologia para Definição de Linha de Base e Avaliação do Potencial de Redução das Emissões do PROINFA**. Tese – Salvador: Universidade Salvador, 2002.

RELATÓRIO de apoio à iniciativa brasileira de energia, cúpula mundial sobre desenvolvimento sustentável, Joanesburgo, África do Sul: 26 de agosto a 4 de setembro de 2002.

RELATÓRIO de Impacto Ambiental – RIMA PCH Malagone. Uberlândia, MG: LIMAR – Engenharia Ambiental, outubro/2005.

Renewables in Power Generation: Towards a Better Environment – Small-Scale Hydro.

RODRIGUES, A. de F. **Análise da viabilidade de alternativas de suprimento descentralizado de energia elétrica a comunidades rurais de baixa renda com base em seu perfil de demanda**. Dissertação de mestrado- Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: COPPE, 2006 X, 146 p.

ROSA, L. P.; Matvienko, B.; SANTOS, M.; A., SISAR, E. **Carbon Dioxide and Methane**.

ROSA, V. H. da S. **Energia elétrica renovável em pequenas comunidades no Brasil: em busca de um modelo sustentável**. Tese de doutorado, Universidade de Brasília, Centro de Desenvolvimento Sustentável 440 p.

SANTOS, E. O. **Contabilização das Emissões Líquidas de Gases de Efeito Estufa de Hidrelétricas: Uma Análise Comparativa entre Ambientes Naturais e Reservatórios Hidrelétricos**. Tese. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2006.

SANTOS, M. A. **Inventário das Emissões de Gases de Efeito Estufa Derivadas de Hidrelétricas**. Tese. Rio de Janeiro: 2000.

SOUZA, R. C. R. **Energias alternativas: Desafios e possibilidades para a Amazônia**. 2003.

SOUZA, Z. de. SANTOS, A. H. M. BORTONI, E. C. – Centrais Hidrelétricas – **Estudos para Implantação**. Rio de Janeiro: ELETROBRÁS, 1999.

STEMAC Geradores. **Catálogo de Grupos Geradores Diesel**. Porto Alegre: fevereiro de 2002.

TIAGO FILHO, G. L. **The of free-flow hydro turbines in Brazil**. Itajubá-MG Brasil: Pch Notícias Shp News, ano 7, v. 26, p.9–10. 2005

TIAGO FILHO, G. L. NOGUEIRA, F. J. H. MARCUCCI, F. R. “A Micro-turbina hidráulica Indalma: análise de suas características operacionais”. Artigo do **V Simpósio Brasileiro sobre Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas**. Florianópolis – SC, abril de 2006.

TUNDISI, J.G, Rosa, L.P.; Santos, M.A. **Greenhouse Gás Emissions from Hidropower Reservoirs and Water Quality**. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ 200 –.

World Energy Council, WEC. **The challenge for rural energy poverty in developing countries**, WEC/FAO, October 1999.



Brasil

Projeto BRA 99/011



Banco Interamericano
de Desenvolvimento

**Ministério de
Minas e Energia**

ISBN 978-85-9834103-3

