FELIPE AGUIAR MARCONDES DE FARIA

METODOLOGIA DE PROSPECÇÃO DE PEQUENAS CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS

Dissertação apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para obtenção
do título de mestre em Engenharia.

São Paulo
2011

FELIPE AGUIAR MARCONDES DE FARIA

METODOLOGIA DE PROSPECÇÃO DE PEQUENAS CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS

Dissertação apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para obtenção
do título de mestre em Engenharia.

Área de Concentração: Hidráulica

Orientador: Prof. Dr. Rubem La Laina Porto

São Paulo
2011

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, de maio de 2011.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

FICHA CATALOGRÁFICA

**Faria, Felipe Aguiar Marcondes de
Metodologia de prospecção de pequenas centrais hidrelétricas / F.A.M. de Faria. -- ed.rev. -- São Paulo, 2011.
120 p.**

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Hidráulica e Sanitária.

**1. Hidroeletricidade 2. Usinas hidrelétricas 3. Prospecção
I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia Hidráulica e Sanitária II. t.**

DEDICATÓRIA

Ao mestre, Eng. Maurizio Raffaelli, pelo exemplo de vida.

Ao Prof. Dr. Luís Antonio Villaça de Garcia (*in memoriam*)

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais e meu irmão, por estarem sempre presentes, orientando, incentivando e compartilhando o prazer de viver a vida.

À minha namorada Heloisa, pelo carinho, apoio incondicional, adaptação das ilustrações e revisão geral.

Ao Prof. Dr. Rubem La Laina Porto, pela atenção durante o processo de definição e orientação.

Aos colegas e diretoria da Enerconsult, que contribuíram e possibilitaram a realização deste mestrado.

Aos amigos Dr. Andrea Bartorelli e Leonardo Mendonça pela revisão das discussões sobre geologia/geotecnia e meio ambiente, respectivamente.

Aos professores Dra. Mônica Ferreira do Amaral Porto, Dr. José Rodolfo Scarati Martins e Dr. Kamel Zahed Filho, do Departamento de Hidráulica e Sanitária, pela ajuda e ensinamentos nos anos de estudo na Poli.

À ERSa que cedeu dados de seus projetos para elaboração do trabalho.

RESUMO

Ao longo das últimas décadas, centenas de usinas hidrelétricas de todos os portes foram construídas no Brasil, sendo que as centrais hidrelétricas de pequeno porte foram os embriões deste desenvolvimento e recentemente assumiram papel de destaque com as mudanças ocorridas no setor elétrico iniciadas em meados dos anos 90. Através do estudo de aspectos técnicos que influenciam o custo-benefício de implantação de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e da revisão bibliográfica de trabalhos anteriores que abordaram o assunto, a presente dissertação propõe uma sequência de etapas para avaliar de maneira preliminar e expedita a viabilidade de hidrelétricas entre 1 e 30 megawatts (MW). A metodologia de prospecção de PCHs é uma fase de estudo anterior ao inventário hidrelétrico e tem como objetivo estudar situações favoráveis e desfavoráveis à implantação de pequenas usinas, baseada em critérios técnicos, econômicos e socioambientais. A partir da coleta e organização dos dados da bacia hidrográfica a qual se pretende estudar, a metodologia sugere que sejam avaliados os condicionantes e restrições decorrentes de aspectos geológico-geotécnicos, socioambientais e de infraestrutura e logística. A partir desta análise, parte-se para a identificação de sítios com características atrativas, concepção de arranjos conceituais e definição da queda bruta, quando é ressaltada a utilização de modelos digitais de terreno (MDT). Posteriormente, procede-se para a avaliação da disponibilidade hídrica, oportunidade em que é destacado o uso de estudos de regionalização de vazões. Com base na queda bruta e nos estudos hidrológicos, devem ser elaboradas as estimativas da energia média produzida e potência instalada dos aproveitamentos identificados. Neste ponto, o trabalho apresenta uma discussão sobre parâmetros que podem ser facilmente obtidos através de estudos de regionalização de vazões para estimativa da energia média e, também, define uma faixa usual de fatores de capacidade de PCHs para o estabelecimento da potência instalada. O próximo passo consiste na avaliação econômica e, se necessária, uma visita que retroalimenta com novas informações a sequência de etapas. Devido à variedade das informações espaciais necessárias, a metodologia é estruturada a partir de ferramentas de Sistemas de Informações Geográficas (SIG) que permitem relacionar e cruzar informações georreferenciadas, facilitando a organização e as análises necessárias. Como resultado da aplicação, é

possível a construção de um panorama abrangente dos principais aspectos que afetam o custo e o benefício de implantação das PCHs identificadas. Como forma de demonstrar e exemplificar a metodologia proposta foi desenvolvido um estudo de caso para a bacia do rio do Peixe, em Minas Gerais. Dessa forma, este trabalho visa contribuir com o setor elétrico brasileiro através de uma ferramenta que pode ser utilizada, tanto por órgãos públicos como entes privados, para o planejamento e maior conhecimento dos recursos energéticos, subsidiando a tomada de decisões de uma forma simples, rápida e de baixo custo.

ABSTRACT

Over the last the decades, hundreds of hydroelectric power plants of all sizes have been built in Brazil, with the small ones being the beginning of this development and recently having assumed an important position in the changes that happened in the electric sector in the mid-nineties. By studying the technical issues that influence the cost-benefit relation of installing small hydroelectric power plants (SHPs) and through the analysis of previous papers that have studied the subject, the present dissertation proposes a sequence of steps in order to evaluate, preliminarily and quickly, the feasibility of hydroelectric power plants with capacities from 1 to 30 MW. The SHP prospecting methodology is a previous study phase of hydroelectric inventory and its goals consist in studying favorable and unfavorable situations for the settlement of small hydroelectric power plants based on technical, economic and social-environmental criteria. By collecting and organizing the watershed data, the methodology suggests the evaluation of conditioners and restrictions from geological-geotechnical, social-environmental, infrastructure and logistics aspects. Based on this analysis, the next step is to identify attractive sites, design preliminary layout conception and define gross head, where the use of the digital terrain model (DTM) is prominent. Afterwards, it suggests the assessment of water availability, where it is possible to use regional flow estimate models. Based on gross head and hydrological studies, the mean energy production and installed capacity should be estimated. Furthermore, this work presents a discussion about parameters that could be easily obtained through the regional flow estimation models and, also, defines a range of usual capacity factors to establish the installed capacity of SHPs. The next step consists in an economic evaluation and a site visit that feeds the methodology with new information. Due to the variety of necessary spatial information, the methodology is structured by using the Geographic Information Systems (GIS) that allows relating and crossing information, making possible the organization and necessary analysis. As a result of application of the methodology, it is possible to build an extensive panorama of the main aspects that influence the cost and the benefit of the SHP sites that were identified. To demonstrate and exemplify the proposed methodology, a case study of the Peixe river watershed, in Minas Gerais, was developed. Thus, this work aims to contribute with the Brazilian electric sector through a tool that could

be used by public and private sectors in planning and to expand the knowledge about energetic resources, helping in decision making in a simple, quickly and cost efficient way.

SUMÁRIO

1. Introdução	13
1.1 Apresentação.....	13
1.2 Objetivo.....	17
1.3 Estruturação do Trabalho	19
2. Contexto Histórico e Atual	21
2.1 Breve Histórico do Setor Elétrico Brasileiro com ênfase na hidroeletricidade..	21
2.1.1 O Caso das PCHs	26
2.2 Panorama Atual das PCHs	29
2.2.1 Contexto Regulatório e Institucional.....	32
2.2.1.1 A Resolução 343 da ANEEL.....	43
2.2.2 O Processo de Decisão do Investimento e a Importância das Etapas Iniciais	44
2.2.2.1 Prospeção de PCHs	46
2.2.2.2 Estudo de Inventário Hidrelétrico.....	50
3. Aspectos Técnicos do Projeto de Pequenas Centrais Hidrelétricas que Podem ser Avaliados na Fase de Prospeção ...	52
3.1 Introdução.....	52
3.2 Fatores que Afetam o Custo de uma PCH.....	56
3.2.1 Características Topográficas.....	58
3.2.1.1 Tipos de Arranjo de PCHs	58
3.2.1.2 Barragem.....	60
3.2.1.3 Circuito de Geração.....	61
3.2.2 Características Geológico-geotécnicas	62
3.2.2.1 Fundações	63
3.2.2.2 Circuito de Adução	66
3.2.2.3 Materiais de Construção.....	66
3.2.3 Infraestrutura e Logística.....	67
3.2.3.1 Linhas de Transmissão.....	68
3.2.3.2 Estradas de Acesso e Logística.....	69
3.2.4 Aspectos Socioambientais	70
3.3 Fatores que Afetam o Benefício de uma PCH	72
4. Revisão Bibliográfica de Metodologias de Avaliação Preliminar de Potenciais e Projetos de PCHs	76
5. Metodologia de Prospeção de Pequenas Centrais Hidrelétricas.....	83
5.1 Introdução.....	83
5.2 Coleta e Organização de Dados	85
5.3 Avaliação dos Condicionantes e Restrições	87
5.3.1 Aspectos Geológico-geotécnicos	88
5.3.2 Aspectos Socioambientais	92

5.3.3 Aspectos de Infraestrutura e Logística	94
5.4 Identificação e Aproveitamento de Locais Potencialmente Atrativos para PCHs	95
5.4.1 Modelos Digitais de Terreno - MDT	96
5.5 Avaliação da Disponibilidade Hídrica	98
5.5.1 Disponibilidade de Estudos de Regionalização Hidrológica no Brasil	101
5.6 Avaliação do Potencial Energético	101
5.6.1 Definição da Queda Líquida	102
5.6.2 Estimativa da Energia Média Gerada	103
5.6.3 Definição da Potência Instalada	106
5.7 Avaliação Econômico-energética	110
5.8 Visita de Campo	111
5.9 Análise dos Resultados	113
6. Estudo de Caso – Bacia do Rio do Peixe (MG)	115
6.1 Introdução	115
6.2 Coleta e Organização dos Dados	116
6.3 Avaliação dos Condicionantes e Restrições	119
6.3.1 Aspectos Geológico-geotécnicos	119
6.3.2 Aspectos Socioambientais	122
6.3.2.1 Unidades de Conservação e Áreas Indígenas	122
6.3.2.2 Zoneamento Ecológico e Econômico	124
6.3.2.3 Cavernas	126
6.3.2.4 Títulos Minerais	127
6.3.3 Aspectos de Infraestrutura e Logística	130
6.4 Identificação e Aproveitamento de Locais Potencialmente Atrativos	131
6.5 Avaliação da Disponibilidade Hídrica	142
6.6 Avaliação do Potencial Energético	145
6.6.1 Definição da Queda Líquida	145
6.6.2 Estimativa da Energia Média	145
6.6.3 Definição da Potência instalada	146
6.7 Avaliação Econômico-energética	149
6.8 Visita	151
6.9 Análise e Síntese dos Resultados	151
6.9.1 Comparação com o Estudo de Inventário	156
6.9.1.1 Características Topográficas e de Partição de Quedas	158
6.9.1.2 Aspectos Socioambientais	164
6.9.1.3 Aspectos Geológico-Geotécnicos	166
6.9.1.4 Aspectos de infraestrutura	167
6.9.1.5 Estudos Hidrológicos	168
6.9.1.6 Estudos Energéticos	169
6.9.1.7 Avaliação Econômico-energética	172
7. Conclusões e Recomendações	175
REFERÊNCIAS	182
APÊNDICE A – Estudos de regionalização de vazões	198

APÊNDICE B – Dados das PCHs brasileiras e cálculo dos respectivos fatores de capacidade	203
--	------------

1. Introdução

1.1 Apresentação

O acesso da sociedade aos serviços de infraestrutura de energia é fator determinante para o desenvolvimento econômico e social ao fornecer apoio mecânico, térmico e elétrico às ações humanas (ANEEL, 2008a). A disponibilidade de energia é essencial para as mais variadas atividades, entre as quais se destacam a indústria, o transporte e os consumos comercial e residencial.

Atualmente, a disponibilidade de recursos energéticos é um dos temas mais relevantes para o futuro da humanidade. O dilema principal que tem sido enfrentado é o fato de a produção e o consumo de energia, pontos vitais para a sustentação e desenvolvimento de grande parte das atividades humanas, contribuírem para o aquecimento global e suas perspectivas negativas de mudança do clima na Terra.

A maior parcela do consumo energético mundial é derivada de combustíveis fósseis, fonte que é responsável por cerca de 57% das emissões antropogênicas globais de gases estufa (IPCC, 2007). Dessa forma, a sociedade está diante do desafio de conseguir atender o constante crescimento da demanda de energia e ao mesmo tempo reduzir as emissões de gases estufa (WORLD ENERGY COUNCIL, 2007).

O Gráfico 1 apresenta a dimensão deste problema (IEA, 2008). A partir da análise do gráfico, é possível notar que o fornecimento mundial de energia primária em 2006 foi de 11.741 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), sendo que 81% destes recursos provêm do petróleo, carvão e gás natural. Apenas 13 % desta energia advêm de fontes renováveis, como biomassa e eólica.

Outro ponto que chama a atenção é o fato de o consumo mundial de energia ter quase dobrado entre os anos de 1973 e 2006.

Contudo, o Brasil possui um panorama diferente do cenário mundial. Segundo os dados do Plano de Expansão 2008 – 2017 apresentados na Tabela 1, no ano de 2007 a oferta de energia interna no País foi de 238,8 milhões de tep, sendo que

45,9% da energia foi produzida a partir de fontes renováveis, como também demonstra a Tabela 1 (EPE, 2009).

Gráfico 1 – Geração mundial de energia por tipo de fonte em 1973 e 2006

Tabela 1 – Geração de energia no Brasil por tipo de fonte em 2006 e 2007 (em toneladas equivalentes de petróleo (TEPS))

Fontes	2006	2007	Variação (%)	Estrutura (%)
Renováveis	101.880	109.656	7,6	45,9
Hidráulica e eletricidade	33.537	35.505	5,9	14,9
Produtos de cana de açúcar	32.999	37.847	14,7	15,9
Lenha e carvão vegetal	28.589	28.628	0,1	12,0
Outras renováveis	6.754	7.676	13,7	3,2
Não Renováveis	124.464	129.102	3,7	54,1
Petróleo e derivados	85.545	89.239	4,3	37,4
Gás natural	21.716	22.199	2,2	9,3
Carvão Mineral e derivados	13.537	14.356	6,1	6,0
Urânio e derivados	3.667	3.309	-9,8	1,4
Total	226.344	238.758	5,5	100,0

Fonte: EPE, 2009

Com referência à capacidade de geração de energia elétrica, o Brasil apresenta uma posição ainda mais distinta dos outros países como demonstra o Gráfico 2 (IEA, 2008). Enquanto a geração de eletricidade a partir de fontes não renováveis no mundo corresponde a 81,7 %, o País possui 74,9 % da sua potência instalada de energia elétrica proveniente de fontes renováveis (Tabela 2). Durante o ano de 2009 aproximadamente 93% da energia elétrica gerada no Sistema

Interligado Nacional (SIN) foi proveniente de fonte hidráulica, conforme o Gráfico 3 (ONS, 2010).

Gráfico 2 – Divisão entre as fontes de geração de eletricidade no mundo em 1973 e 2006.

Tabela 2 – Capacidade instalada de geração no Brasil por tipo de fonte

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	Porcetagem (%)
Central Geradora Hidrelétrica	299	169.224	167.623	0,16
Eólica	35	550.680	547.684	0,52
PCH	351	2.923.739	2.867.997	2,72
Solar	1	20	20	0,00
Usinas Hidrelétricas	162	75.150.827	75.160.709	71,40
Usinas Termoelétricas	1.267	26.846.533	24.512.406	23,29
Usinas Termonucleares	2	2.007.000	2.007.000	1,91
Total	2.117	107.648.023	105.263.439	100,0

Os valores de porcentagem são referentes a Potência Fiscalizada. A Potência Outorgada é igual a considerada no ato da outrga. A Potência Fiscalizada é igual a considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

Fonte: ANEEL, 2009b

Gráfico 3 – Proporção de energia elétrica gerada no Sistema Interligado Nacional por fonte em 2009 no Brasil.

Devido a uma série de aspectos naturais, tais como o clima, a geomorfologia, a topografia, entre outros, o Brasil possui uma hidrografia privilegiada, com abundante disponibilidade de água e enorme potencial para aproveitamento destes recursos hídricos para produção de energia. De acordo os dados do Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro (SIPOT), no ano de 2007, o potencial hidrelétrico inventariado¹ era de 172,4 GW² e o potencial estimado era de 73,7 GW (ELETROBRÁS, 2010).

Durante grande parte do século XX, a expansão do parque hidrelétrico brasileiro foi calcada na construção de usinas hidrelétricas de grande porte controladas por empresas estatais com caráter monopolista e estrutura verticalizada³. Entretanto, a partir da década de 1980, inserido em um cenário de deterioração das contas externas e inflação, o setor elétrico enfrentou grave crise. Entre os motivos desta, destacam-se a incapacidade do Estado para realizar os investimentos necessários ao atendimento da demanda crescente, o controle tarifário e a deterioração técnica e administrativa das empresas.

A partir da década de 1990, em função deste panorama negativo, foi iniciado um período de grandes mudanças implementadas pelo governo que transformaram o setor elétrico do Brasil. A alteração do modelo foi baseada na privatização das estatais, na desverticalização dos agentes, na instituição da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e na determinação da exploração do potencial hidráulico por meio de concorrência ou leilão. Assim, o capital privado passou a também ter possibilidade de investir, construir e operar a infraestrutura de energia brasileira.

Tal contexto contribuiu para o aumento da participação das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) na geração de energia no País, que ocorreu devido à menor necessidade de aporte de capital ao empreendedor, procedimentos de obtenção dos direitos de exploração simplificados, incentivos governamentais, licenciamento ambiental teoricamente mais simples (se comparado as grandes centrais) e, principalmente, significativa atratividade econômica.

O início desta expansão aconteceu nos primeiros anos do século XXI e, atualmente, é considerado um setor consolidado de oferta de energia, com características de mercado altamente competitivas.

¹ O potencial hidrelétrico inventariado compreende as usinas em operação, ou construção, e os aproveitamentos disponíveis estudados nos níveis de inventário, viabilidade e projeto básico.

² Considera fator de capacidade 0,55.

³ As empresas estatais controlavam a geração, transmissão e distribuição de energia.

Como pretende-se demonstrar neste trabalho, a geração de energia elétrica a partir de usinas hidrelétricas enquadradas como PCHs adquiriu papel significativo na matriz energética brasileira, representando uma importante alternativa de caráter renovável e alternativo para aumento da produção.

No ano de 2008, a ANEEL modificou a resolução que regulamenta o processo de obtenção da outorga de autorização de PCHs. De acordo com a legislação, o direito de exploração é obtido na fase de projeto básico e o principal critério para hierarquização dos candidatos é a autoria dos estudos de inventário, seguido pela propriedade das terras atingidas pelo reservatório. Aliada à necessidade dos empreendedores de busca por novos locais para a construção de usinas, esta característica incentivou a realização de estudos de prospecção e de inventário hidrelétrico.

A situação vigente implica em um risco ao executor dos estudos de prospecção e inventário, uma vez que o direito de exploração é adquirido apenas na fase de projeto básico. Sendo assim, há probabilidade de que os resultados dos estudos não concluam na direção de aproveitamentos viáveis, tanto do ponto vista econômico, como também técnico e socioambiental. Além disso, há possibilidade de concorrência na elaboração dos inventários e a consequente perda do capital investido pelo empreendedor no caso da não efetivação de seu estudo.

É neste cenário e com intuito de auxiliar instituições e empresas a ampliar o conhecimento do potencial hidroenergético, além de permitir a pré-seleção de bacias hidrográficas e a prospecção de novos locais para a implantação de PCHs, que está inserida a metodologia desenvolvida neste trabalho.

1.2 Objetivo

Esta dissertação tem como objetivo apresentar uma metodologia de prospecção de potenciais hidrelétricos enquadrados como Pequenas Centrais Hidrelétricas, e consiste em um estudo que deve ser elaborado anteriormente à etapa de estudo inventário hidrelétrico. A metodologia proposta visa estabelecer uma sequência de etapas que permitem avaliar a vocação de determinado local para

implantação de PCHs. O estudo é baseado na discussão e análise de aspectos técnicos e socioambientais multidisciplinares fundamentais para a viabilidade de empreendimentos desta natureza e que podem ser feitos de forma expedita, utilizando apenas dados secundários e organizados em um ambiente de Sistemas de Informações Geográficas (SIG).

Assim, esta pesquisa procura organizar uma estrutura de avaliação preliminar da atratividade de locais para implantação de Pequenas Centrais Hidrelétricas, com a finalidade de selecionar locais ou regiões promissoras para estudos mais detalhados e dispendiosos.

Neste trabalho, a avaliação das matérias definidoras do potencial energético de uma hidrelétrica, hidrologia (disponibilidade hídrica) e topografia (queda bruta), é calcada em estudos de regionalização de vazões e modelos digitais de terreno (MDT).

Atualmente, a comunidade científica tem estudado e divulgado amplamente dados e projetos de MDTs. No Brasil, uma grande quantidade de novos estudos de regionalização de vazões realizados em parcerias entre órgãos públicos, empresas privadas e instituições de pesquisa foi disponibilizada nos últimos anos. Todavia, são raros os trabalhos que avaliam a utilização das informações e dados existentes para estimativa da energia que pode ser gerada em um local.

Devido ao potencial hidroenergético brasileiro ainda não estudado e a importância que esta fonte de energia tem e terá na matriz energética do País, esta dissertação visa contribuir com a proposição de uma metodologia que poderá ser utilizada como ferramenta de apoio às instituições públicas como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ou mesmo ao empreendedor que investe neste setor, como um instrumento de auxílio à tomada de decisão para seleção de bacias hidrográficas para estudos de inventário e prospecção de novos sítios para implantação de PCHs.

A partir disso, outras linhas de pesquisa podem ser desenvolvidas de forma a aprimorar os estudos de pré-viabilidade e de estimativa do potencial hidrelétrico de determinado sítio. Entre as pesquisas que podem derivar deste trabalho, cabe destacar:

- Seleção de parâmetros hidrológicos que melhorem as estimativas de disponibilidade hídrica;
- Novas formulações para estimativa do potencial energético;

- Estudos de caráter socioambiental que permitam avaliar os condicionantes e restrições para implantação de usinas hidrelétricas;
- Introdução de novas ferramentas e técnicas de geoprocessamento que facilitem e agilizem estes estudos e a análise de informações;
- Novas pesquisas para ampliação do conhecimento e disponibilidade de informações, tais como mapeamentos geomorfológicos, geológicos topográficos e estudos de regionalização hidrológica, entre outros.

Assim, em um contexto multidisciplinar e atual e cujo tema é de relevância científica significativa, a presente dissertação visa contribuir com a organização de conhecimentos úteis à sociedade.

1.3 Estruturação do Trabalho

A estrutura desta dissertação é subdividida da seguinte forma:

Contexto Histórico e Atual das PCHs no Brasil: Apresenta-se um resumo do histórico brasileiro do setor elétrico e a maneira como as PCHs se inseriram no modelo energético do País. Enfoca-se, também, o panorama atual das pequenas centrais e o quadro regulatório e institucional vigente. Ainda neste capítulo, é analisado o processo de decisão de investimento pelo empreendedor.

Aspectos Técnico-econômicos do Projeto de Pequenas Centrais Hidrelétricas: Nesta parte são discutidos os principais aspectos que influenciam no custo-benefício de uma PCH e que podem ser avaliados na fase de prospecção. No caso dos fatores ligados ao custo de implantação, são destacadas as características topográficas, geológico-geotécnicas, de infraestrutura e socioambientais. O benefício é a energia produzida em uma PCH que pode ser vendida gerando receitas ao proprietário. Assim, é ressaltada a importância da avaliação da disponibilidade hídrica e a definição da queda que poder ser utilizada nos locais e/ou áreas potencialmente atrativas para a estimativa da quantidade de energia que pode ser gerada.

Revisão Bibliográfica de Metodologias de Avaliação Preliminar de Potenciais e Projetos de PCHs: Neste capítulo, são descritos trabalhos em que foram desenvolvidas metodologias para avaliação preliminar de potenciais hidrelétricos, com destaque para os métodos para estimativa da energia produzida, além de trabalhos que utilizaram ferramentas SIG.

Metodologia de Prospecção de PCHs: Apresenta-se a metodologia proposta, baseada em uma série de etapas necessárias para a realização dos estudos de prospecção de PCHs. São abordadas ideias relativas à avaliação expedita de cada um dos aspectos técnicos que afetam o custo-benefício dos projetos.

Estudos de Caso: A metodologia proposta é aplicada para uma bacia hidrográfica de forma a exemplificar a teoria apresentada na parte anterior, sendo os resultados comparados com um estudo de inventário já realizado.

Conclusões e Recomendações: É apresentada uma avaliação da aplicação e das restrições da metodologia proposta, relacionando as principais conclusões do trabalho. São elencadas recomendações para estudos futuros, com foco no aprimoramento da metodologia e aumento do escopo de utilização.

2. Contexto Histórico e Atual

2.1 Breve histórico do setor elétrico brasileiro com ênfase na hidroeletricidade

O aparecimento das primeiras centrais geradoras de energia elétrica no Brasil ocorreu entre 1880 e 1900, a fim de atender às necessidades dos serviços públicos de iluminação e de atividades econômicas, como mineração, beneficiamento de produtos agrícolas, indústria têxtil e serrarias. Neste período, a capacidade instalada no Brasil multiplicou-se por 178 vezes, passando de 61 kW para 10.850 kW, dos quais 53% correspondiam a pequenas centrais hidrelétricas (GOMES et al., 2002).

No ano de 1900, o Brasil possuía uma população de 17 milhões de habitantes, que saltou para 30 milhões em 1920, aumentando significativamente o consumo interno e a necessidade de ampliação do parque industrial (GOMES et al., 2002). Segundo Andrade (2006, p.21), durante a década de 1920, “a capacidade geradora instalada foi duplicada, sendo que, em 1920, dos 475,7 MW instalados, cerca de 77,8% já eram de origem hídrica.”

O crescimento acelerado da demanda e da oferta de energia continuou até 1940, porém em taxas menores que o da década anterior. Nesta época, a geração era voltada a sistemas isolados, sendo que a maioria dos empreendimentos consistia em pequenas centrais hidrelétricas. Durante esse período, o setor elétrico era dominado por empresas privadas de origem estrangeira (CLEMENTE, 2001).

Na década de 50, o Brasil enfrentou um grande déficit de energia elétrica, o que acarretou em constantes racionamentos em todo o país (GUIMARÃES, 2001). Entre as razões desta crise, destaca-se o reconhecido aumento da população, da urbanização, da industrialização, dos avanços tecnológicos e do consumo de bens e serviços. Tudo isso culminou no aumento da demanda de energia elétrica.

Clemente (2001) e Guimarães (2001) destacam que, aliado a este aumento, contribuíram para a crise os crescentes impasses entre o governo e as concessionárias privadas de energia em relação à política tarifária. O não entendimento entre as partes inibiu os investimentos. Além disso, o Brasil enfrentou

uma grave estiagem entre os anos de 1952 a 1955, que afetou a oferta de energia hidrelétrica.

Foi neste momento de crise energética que o Brasil efetuou a transição do setor elétrico do modelo privado para o modelo público, seguindo a tendência mundial de estatização (CLEMENTE, 2001).

O primeiro passo desse processo foi dado com a criação da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF), uma sociedade de economia mista ligada ao Ministério da Agricultura, responsável pela construção da primeira grande usina do Nordeste denominada atualmente de Paulo Afonso I, inaugurada em 1955. A partir deste momento, novas empresas foram criadas adotando o mesmo modelo que a CHESF, entre as quais podemos destacar a Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG), Companhia Hidrelétrica do Rio Pardo (CERP) – posteriormente absorvida pelas Centrais Elétricas de São Paulo (CESP), a Companhia de Energia Elétrica do Paraná (COPEL) (GUIMARÃES, 2001).

Em 1961, o Governo Federal criou a Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) para a coordenação de todo o sistema elétrico nacional, funcionando também como banco de investimento do setor, além de *holding* do Governo Federal. A Eletrobrás e suas subsidiárias controlavam de forma verticalizada toda a cadeia do setor: Geração, Transmissão e Distribuição (CLEMENTE, 2001).

Assim, o setor elétrico ficou sob a gerência do Estado que adotou uma política de expansão baseada em aproveitamentos de grande porte com ampla escala de produção centralizada e longos períodos de amortização de empreendimentos (POLIZEL, 2007).

No final da década de 70, a trajetória de crescimento equilibrado e autossustentado começou a ficar comprometida, a partir da utilização do setor em políticas para captação de recursos externos e para controle do processo inflacionário por meio de forte contenção tarifária. Nesta fase, foram construídas grandes usinas, como Tucuruí e Sobradinho (GOMES et al., 2002).

Segundo Gomes et al. (2002 p. 11), a partir do ano de 1980 presenciou-se “[...] a deterioração das contas externas do país, num cenário de juros ascendentes. Com a interrupção dos créditos de organismos internacionais, o setor passou a ter fluxo negativo entre os empréstimos externos e o pagamento do serviço da dívida”.

Em meados da década de 80, inicia-se uma grave crise no setor, que continua até meados da década de 90. Clemente (2001) identifica como principais motivos desta crise:

- a incapacidade financeira de realizar investimentos necessários;
- o controle tarifário como fator de controle inflacionário;
- a elevação da inadimplência;
- o aumento das perdas técnicas e comerciais;
- a concorrência entre as concessionárias federais e estaduais por novas concessões de hidrelétricas e linhas de transmissão;
- a degradação da gestão técnica e administrativa das empresas;
- o aumento da demanda de energia decorrente do aquecimento da economia na época do plano real.

Nesta época, o setor energético nacional apresentava grandes dúvidas quanto ao rumo a seguir após anos de crise. A inexistência de regras e mecanismos estabelecidos que atraíssem investimentos privados para o atendimento da crescente demanda da população por energia elétrica contribuía para a continuidade do problema (CLEMENTE, 2001).

A partir da década de 90, duas grandes mudanças implementadas pelo governo transformaram o modelo do setor elétrico. Segundo a ANEEL (2008, p.18),

A primeira envolveu a privatização das companhias operadoras e teve início com a Lei nº 9.427, de dezembro de 1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e determinou que a exploração dos potenciais hidráulicos fosse concedida por meio concorrência ou leilão, em que o maior valor oferecido pela outorga (Uso do Bem Público) determinaria o vencedor. A segunda ocorreu em 2004, com a introdução do Novo Modelo do Setor Elétrico, que teve como objetivos principais: garantir a segurança no suprimento; promover a modicidade tarifária; e promover a inserção social.

Dessa forma, a segunda metade da década de 90 é reconhecidamente o período de início da reestruturação do setor, quando é modificada a concepção do papel do Estado.

De acordo com Andrade (2006, p.27):

A essência da Reforma do Estado dos anos 90 está na redefinição do seu papel. Com a reforma, o Estado Brasileiro perde o posto de agente promotor e responsável pelo desenvolvimento econômico mediante a produção de bens e serviços e assume a função de Estado regulador e promotor do desenvolvimento econômico e social.

O mesmo autor complementa:

O fortalecimento das ideias neoliberais e a globalização financeira levaram os Estados a rediscutir o seu papel, no sentido de maior abertura dos mercados e de “enxugamento” da máquina pública. É neste contexto que se inserem os programas de privatização do setor elétrico.

Dessa forma, o governo brasileiro buscou implantar neste período um conjunto de medidas que visavam assegurar a expansão e a oferta de energia através da retomada das obras paralisadas; cancelar as concessões de projetos não iniciados e desenvolver um programa de licitações e exploração dos recursos energéticos; iniciar a definição de um novo quadro regulamentar e contratual procurando viabilizar parcerias com o capital privado; elaborar o programa de privatizações e propor um novo modelo voltado para o mercado. (CLEMENTE, 2001).

As principais bases para a reestruturação do setor foram realizadas pela promulgação da Lei nº 8.987, em 13 de fevereiro de 1995, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstos no art. 175 da Constituição Federal (BRASIL, 1995a), em conjunto com Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 (BRASIL, 1995b), que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos.

Segundo MME⁴ (1996, p.16) apud Andrade (2006), as principais inovações trazidas por estas leis foram:

- prorrogação das concessões por prazo de até 20 anos, desde que reagrupadas segundo critérios de racionalidade operacional e econômica;
- adequação do processo de privatização das empresas do setor elétrico, com a outorga das concessões por um período de 30 anos;
- apresentação dos planos de conclusão de usinas em andamento pelas concessionárias, obrigatoriamente em parceria com o capital privado;
- licitação de concessões de geração para o serviço público nos valores acima de 1 mw para usinas hidrelétricas e acima de 5 mw para térmicas;
- criação da figura do produtor independente de energia;
- determinação da definição de uma rede básica de transmissão e correspondente licitação de cada novo trecho;

⁴ MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA (MME). **Diretrizes e ações do MME para o setor elétrico: reestruturação do setor, privatização, concessões, expansão da oferta na transição.** Brasília, 1996.

- separação contábil dos custos de geração, transmissão e distribuição;
- formação de consórcios para usinas de geração destinadas ao serviço público, produção independente e autoprodutores;
- livre acesso para a transmissão e liberdade de escolha do fornecedor de energia; os consumidores já conectados têm o direito de escolher o fornecedor de forma progressiva, de acordo com a tensão e a potência; os novos consumidores, desde que tenham demanda superior a 3 mw, independente da tensão, poderão optar pelos seus fornecedores;
- autorização de acordos da União com os Estados para fiscalização e controle de serviços públicos de eletricidade;
- extinção da “reserva de mercado” das concessionárias federais sobre os potenciais hidrelétricos de suas áreas.

Assim, a reorganização acompanhou uma tendência mundial de reestruturação para mitigar a crise no setor, baseando-se na introdução da competição, na desverticalização das empresas, no livre acesso dos produtores de energia ao sistema elétrico e na privatização das estatais (POLIZEL, 2007).

No período posterior à edição das Leis nº. 8.987 e nº. 9.074, outras medidas foram tomadas para adaptar o setor elétrico à nova realidade. Segundo Clemente (2001), além da já mencionada criação da ANEEL, é possível destacar ainda as seguintes ações implementadas:

- a criação do agente designado como comercializador;
- a introdução do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) por meio da Lei nº. 9.648/98 e a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), ambiente no qual ocorrem as transações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes do setor;
- a criação mercado de curto prazo (*spot*) para a comercialização entre geradores e comercializadores, da parcela não contratada de energia.

Entretanto, toda a reforma ocorrida no setor em meados da década de 90 não impediu o forte racionamento de energia entre fevereiro de 2001 e julho de 2002. Os níveis baixos dos reservatórios das hidrelétricas, associados a um déficit na capacidade de transmissão de eletricidade entre as regiões do país, fizeram o preço da energia disparar (LIMA, 2006).

Assim, o Ministério de Minas e Energia (MME) propôs alguns ajustes através do Novo Modelo do Setor Elétrico (“Novíssimo”) (MME, 2003). O arcabouço legal deste Novo Modelo está contido na Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004 (BRASIL, 2004b).

De acordo com esta lei, as atividades de distribuição (D) devem estar separadas das atividades de geração (G), transmissão (T) e comercialização (C) quando desenvolvidas por concessionária de serviço público de distribuição que atue no Sistema Interligado Nacional (SIN). Desta forma, foram reforçadas as diretrizes sobre a promoção da transparência de gestão de atividades e a segregação das macro atividades do setor, fundamentadas na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Como consequência deste processo, as atividades D e T são caracterizadas como monopólios naturais, “serviço de fio”, e revestem-se de caráter de serviço público regulado. Por outro lado, as atividades de G e C constituem-se como competitivas. Dessa forma, as concessionárias de distribuição não poderão exercer atividades de G, T e C. Assim, o novo agente C tem atribuição de exercer estritamente atividades de comercialização de energia elétrica, não possuindo ativos. A exceção ocorre quando a distribuidora abriga instalações de geração para atendimento do próprio mercado (POLIZEL, 2007).

O novo modelo também estabeleceu a criação de dois ambientes de contratação de energia, um através de contratação regulada (Ambiente de Contratação Regulada – ACR) e outro livre (Ambiente de Contratação Livre - ACL). Este último estimulando a iniciativa dos consumidores livres e dos agentes comercializadores. Além disso, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) substituiu o MAE, redirecionando o mercado para contratações de longo prazo e assumindo as funções de contabilização e liquidação de contratos no ACR e ACL (BAGATTOLLI, 2005).

2.1.1 O Caso das PCHs

A história das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) se associa com a gênese da própria geração de energia hidrelétrica no Brasil (ANDRADE, 2006). Entre os fatos históricos que ilustram este aspecto, destacam-se:

- Em 1883, entrou em operação a primeira usina hidrelétrica do País, localizada no Ribeirão do Inferno, afluente do rio Jequitinhonha, na cidade

de Diamantina, Minas Gerais, com 0,5 MW de potência instalada e dois quilômetros de linha de transmissão (ANEEL, 2008a).

- Em 1913, Delmiro Gouveia implantou a pequena usina de Angiquinho, a primeira do Nordeste, utilizando pioneiramente o desnível da cachoeira de Paulo Afonso, no rio São Francisco, com potência instalada de 1,12 MW (CARVALHO, 2004).

Para a compreensão da inserção da PCH no atual modelo energético brasileiro, foi apresentado no item anterior um contexto histórico, no qual se observa que, entre as décadas de 1950 e 1990, a PCH esteve praticamente excluída do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica no Brasil (ANDRADE, 2006).

As primeiras intenções governamentais no sentido de estimular a implantação de PCHs ocorreram na década de 1980, quando o Governo Federal lançou o Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PNPCH) com o objetivo de atender sistemas isolados da região norte do país, envolvendo discussões, cursos e estudos técnicos sobre o assunto. Porém, os resultados não foram consistentes, principalmente devido à opção pela geração em grandes blocos, a inexistência de déficit energético devido à recessão econômica nacional, entre outros. (TIAGO FILHO, 2006).

As bases para a reestruturação do programa de PCH foram, de fato, lançadas pelo governo, apenas a partir da década de 1990 com a reestruturação do setor elétrico. As principais mudanças destacadas por Andrade (2006, p.25), que possibilitaram a expansão da oferta deste tipo de empreendimento, são:

- a criação da figura do Produtor Independente de Energia Elétrica – PIE, como agente gerador, totalmente exposto ao regime de mercado livre, buscando produzir energia por sua conta e risco. Trata-se de mecanismo de expansão da oferta;
- o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, permitindo que os geradores e os consumidores tenham total garantia para firmar contratos, retirando, desta forma, essa barreira de entrada a novos agentes;
- o desconto (de no mínimo 50%) nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, ampliada para 100%, no caso das centrais que entrassem em operação até 2003;
- a definição de uma quarta atividade (além de geração, transmissão e distribuição) responsável pela execução de parte importante do mercado, assumindo riscos e realizando o “hedge” dos contratos: a Comercialização;
- a isenção do pagamento da compensação financeira por área inundada;

- o aumento do número de consumidores “livres” com a redefinição dos limites para consumidores com demanda superior a 500 kW atendidos em qualquer nível de tensão. Trata-se de expansão de demanda.
- no caso dos sistemas isolados, a utilização dos recursos constantes na Conta de Consumo de Combustível (CCC), por meio de sua sub-rogação, para financiar a implantação de PCHs.
- o lançamento do Programa de Desenvolvimento e Comercialização de Energia Elétrica de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH-COM), da Eletrobrás, em 1998.

Em 26 de abril de 2002, o governo criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), através da Lei nº 10.438. O objetivo do PROINFA foi aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional (BRASIL, 2002).

A primeira etapa do programa garantiu a compra de 3,3 GW de potência instalada da energia a ser produzida, por parte da Eletrobrás, em um prazo de 20 anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato. A remuneração foi feita de acordo com o valor econômico correspondente à tecnologia específica, mas tendo como piso 80% (oitenta por cento) da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final. O valor pago pela energia elétrica adquirida e os custos administrativos incorridos pela Eletrobrás na contratação seriam rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional (BRASIL, 2002). Nesta etapa, foram firmados contratos de compra de energia de 63 PCHs em 10 estados brasileiros, num total de 1.919, 24 MW.

A segunda etapa do PROINFA pretende que as fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa atendam a 10% (dez por cento) do consumo anual de energia elétrica no País, objetivo a ser alcançado em até 20 anos (BRASIL, 2002).

2.2 Panorama Atual das PCHs

Atualmente, as Pequenas Centrais Hidrelétricas representam uma forma rápida e eficiente de promover a expansão da oferta de energia elétrica, sendo importante alternativa de produção de energia renovável, ampliando a oferta no Sistema Elétrico Brasileiro, em particular nas áreas isoladas e em pequenos centros agrícolas e industriais (HOMRICH, 2006).

As recentes mudanças estabelecidas no setor elétrico brasileiro e a possibilidade de inserção do capital privado na atividade de geração levaram ao aumento do número de empreendimentos enquadrados como Pequenas Centrais Hidrelétricas (ELETROBRÁS, 2000). Em 2006, segundo Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, existiam 268 PCHs em operação com cerca de 1400 MW de potência instalada. Atualmente, o BIG relata a existência de 352 empreendimentos em operação com aproximadamente 2.887 MW, correspondendo a 2,7% da potência instalada brasileira, sendo observado um aumento de cerca de 30% de empreendimentos desta natureza em relação a 2006. Além disso, existem 173 empreendimentos em construção (1.131 MW) e outros 155 outorgados (2.255 MW) com construção ainda não iniciada (ANEEL, 2009b).

Outro ponto que confirma a consolidação do mercado brasileiro de PCHs é o aparecimento de novos empreendedores interessados em gerar e comercializar energia (TIAGO FILHO, 2006).

A exploração de um determinado potencial hidrelétrico é uma atividade sujeita a uma série de regulamentações de ordem institucional, ambiental e comercial, e seu processo de implantação reúne atividades multidisciplinares que estão sempre relacionadas entre si, constituindo o arcabouço legal de todo o projeto (ELETROBRÁS, 2000). A seqüência de atividades de desenvolvimento de um projeto de uma pequena central hidrelétrica, segundo as “Diretrizes de Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas” da Eletrobrás, e a relação entre elas está sintetizada no Fluxograma 1.

Como pode ser observado no fluxograma, o primeiro passo para a implantação de uma PCH é determinar se o curso d’água analisado já foi inventariado ou não. Em caso afirmativo, é necessário requisitar o estudo de inventário aprovado na ANEEL e verificar a situação de seus aproveitamentos

hidrelétricos (AHEs), quanto às características econômicas, técnicas, socioambientais e de estágio de desenvolvimento na agência reguladora. Caso negativo, deve-se proceder à elaboração do estudo de inventário da bacia hidrográfica visada.

A partir do inventário, a sequência propõe a realização de uma avaliação expedita de determinado AHE e caso seja interessante continuar, um detalhamento e atualização de dados do inventário para determinar se o projeto é ou não viável economicamente.

Neste ponto o processo evolui para a elaboração do projeto básico, dos estudos de impacto ambiental e obtenção da licença prévia. Nesta fase é estudada a interação entre a área de engenharia e a de meio ambiente para a otimização do projeto, tanto do aspecto técnico-econômico, como também socioambiental.

Após a aprovação do projeto básico na ANEEL e da obtenção da Licença de Instalação e da Outorga, é possível passar para o detalhamento do projeto de engenharia, a fase de construção e implantação dos programas ambientais.

O passo final é a obtenção da Licença de Operação para o comissionamento da usina.

De acordo com o Fluxograma 1, a avaliação expedita da viabilidade da usina ocorre depois da etapa de inventário. Todavia, esta dissertação visa propor uma alternativa à esta sequência conforme o Fluxograma 2 .

Esta alteração decorre da possibilidade de avaliar, com significativo grau de confiabilidade e baixo investimento (em comparação ao estudo de inventário), a atratividade de aproveitamentos hidrelétricos através de uma etapa denominada Prospecção de PCHs, objeto da presente dissertação.

Entende-se que a Prospecção é uma etapa anterior ao estudo de inventário hidrelétrico.

Fluxograma 1 - Fluxograma de Implantação de uma PCH segundo a Eletrobrás.

Fluxograma 2 – Alteração sugerida no Fluxograma da Eletrobrás.

2.2.1 Contexto Regulatório e Institucional

A Agência Nacional de Energia Elétrica é uma autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que possui como atribuições fiscalizar e regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Uma das funções da ANEEL é promover as licitações destinadas à contratação de concessionárias de serviço público para a geração de energia e outorgar a concessão para aproveitamento de potenciais hidrelétricos (BRASIL, 1996).

Pela Constituição Federal, a água – recurso natural - é considerada um bem da União. (BRASIL, 1988). Portanto, os potenciais hidráulicos são explorados de acordo com uma série de regulamentações de ordem institucional, ambiental e comercial, estabelecidas pela ANEEL (ELETROBRÁS, 2000), além de outras instituições governamentais. Dentre estas regulamentações, destacam-se as seguintes:

- **Leis**

Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, previsto no art.175 da Constituição Federal e dá outras providências (BRASIL, 1995a).

Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências (BRASIL, 1995b).

Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que institui a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências (observar as alterações estabelecidas pela edição da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004) (BRASIL, 1996).

Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997, que institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, regulamenta o inciso XIX do art. 21 da Constituição Federal, e altera o art. 1º da Lei 8.001, de 13 de março de 1990, que modificou a Lei 7.990, de 28.12.1989 (BRASIL, 1997).

Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, que altera os dispositivos das Leis nº 9.074/1995 e 9.427/1996, e dá outras providências (observar as alterações estabelecidas pela edição da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004) (BRASIL, 1998).

Lei nº 9.984, de 17 de julho de 2000, que 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 dá outras providências (BRASIL, 2000).

Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, que dispõe sobre a expansão da

oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária e universalização do Serviço Público de Energia Elétrica, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, dá nova redação às Leis 9.427 de 26.12.1996, 9.648 de 27.05.1998, 3.890-A de 25.04.1961, 5.655 de 20.05.1971, 5.899 de 05.07.1973, 9.991 de 24.07.2000, prorroga o prazo para entrada em operação das Usinas enquadradas no Programa Prioritário de Termoeletricidade e dá outras providências (BRASIL, 2002).

Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, que autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências (BRASIL, 2004a).

Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que trata do novo modelo do setor elétrico, altera as Leis nºs 9.074/1995, 9.427/1996, 9.648/1998 e dá outras providências (BRASIL, 2004b).

- **Decretos**

Decreto nº 4.932, de 23 de dezembro de 2003, que delegou à ANEEL competências previstas na MP nº 144/2003, convertida na Lei nº 10.848/2004 (BRASIL, 2003).

Decreto nº 4.970, de 30 de janeiro de 2004, que dá nova redação ao art.1º do Decreto nº 4.932, de 23 de dezembro de 2003 e define o índice de atualização monetária das quotas de que trata o §1º do art.13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 (BRASIL, 2004c).

Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências (BRASIL, 2004d).

Decreto nº 5.184, de 16 de agosto de 2004, que cria a Empresa de

Pesquisa Energética - EPE, aprova seu Estatuto Social e dá outras providências (BRASIL, 2004e).

- **Resoluções**

Resolução ANEEL nº 393, de 4 de dezembro de 1998, que estabelece os procedimentos gerais para Registro e Aprovação dos estudos de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas (ANEEL, 1998a).

Resolução ANEEL nº 395, de 4 de dezembro de 1998, que estabelece os procedimentos gerais para Registro e Aprovação de Estudos de Viabilidade e Projeto Básico de empreendimentos de geração hidrelétrica, assim como a autorização para exploração de centrais hidrelétricas de até 30 MW e dá outras providências (ANEEL, 1998b).

Resolução ANEEL nº 398, de 21 de setembro de 2001, que estabelece os requisitos gerais para apresentação dos estudos e as condições e os critérios específicos para análise e comparação de Estudos de Inventários Hidrelétricos, visando a seleção no caso de estudos concorrentes (ANEEL, 2001a).

Resolução ANEEL nº 652, de 9 de dezembro de 2003, que estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH) e revoga a Resolução ANEEL nº 394, de 04 de dezembro de 1998 (ANEEL, 2003).

Resolução Normativa ANEEL nº 116, de 29 de novembro de 2004, que altera o Regimento Interno da ANEEL, aprovado pela Portaria MME nº 349, de 28 de novembro de 1997, para modificar a estrutura administrativa da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (ANEEL, 2004).

Resolução Normativa ANEEL nº 343, de 9 de dezembro de 2008, que estabelece procedimentos para registro, elaboração, aceite, análise, seleção e aprovação de projeto Básico e para autorização de

aproveitamento de potencial de energia hidráulica com características de Pequena Central Hidrelétrica - PCH, bem como revoga as disposições em contrário, das Resoluções ANEEL 393 e 395 de 04.12.1998 e do Despacho ANEEL 173 de 07.05.1999, no que concerne às PCHs, observadas as regras de transição do capítulo VII (ANEEL, 2008b).

Resolução CONAMA nº 01 de 23 de janeiro de 1986, que dispõe sobre os critérios básicos e diretrizes gerais para o Relatório de Impacto Ambiental – RIMA (CONAMA, 1986).

Resolução CONAMA nº 6 de 16 de setembro de 1987, que dispõe sobre o licenciamento ambiental de obras do setor de geração de energia elétrica (CONAMA, 1987).

De acordo com o “Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas” da Eletrobrás (MME, 2007), as etapas de estudos e projetos de um aproveitamento hidrelétrico são:

- **Estimativa do Potencial Hidrelétrico:** consiste na análise preliminar das características da bacia hidrográfica, especialmente quanto aos aspectos topográficos, hidrológicos, geológicos e ambientais, no sentido de verificar sua vocação hidroenergética. Esta análise, exclusivamente pautada nos dados disponíveis, é feita em escritório e permite a primeira avaliação do potencial e estimativa de custo do aproveitamento da bacia hidrográfica e define as prioridades para a etapa seguinte.
- **Inventário Hidrelétrico:** caracteriza-se pela concepção e análise de várias alternativas de divisão de queda para a bacia hidrográfica, formadas por um conjunto de projetos, que são comparadas entre si, visando selecionar aquela que apresente melhor equilíbrio entre os custos de implantação, benefícios energéticos e impactos socioambientais. Esta análise é efetuada com base em dados secundários, complementados com informações de campo, e pautada em estudos básicos cartográficos, hidrometeorológicos, energéticos, geológicos e geotécnicos, socioambientais e de usos múltiplos de água.

- **Viabilidade:** é a etapa na qual são efetuados estudos mais detalhados, para a análise da viabilidade técnica, energética, econômica e socioambiental que levam à definição do aproveitamento ótimo que irá a leilão de energia. Os estudos contemplam investigações de campo e compreendem o dimensionamento do aproveitamento do reservatório e de sua área de influência e das obras de infraestrutura locais e regionais necessárias para sua implantação. Esta etapa incorpora análises dos usos múltiplos da água e das interferências socioambientais. Com base nesses estudos, são preparados o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) de um empreendimento específico, tendo em vista a obtenção da Licença Prévia (LP), junto aos órgãos ambientais.
- **Projeto Básico:** é a etapa posterior à licitação do aproveitamento. Este, definido nos estudos de viabilidade, é detalhado, de modo a otimizar as características técnicas do projeto, as especificações técnicas das obras civis e equipamentos eletromecânicos, bem como os programas socioambientais. O Projeto Básico Ambiental deve ser elaborado com a finalidade de detalhar as recomendações incluídas no EIA, visando a obtenção da Licença de Instalação (LI), para a contratação das obras.
- **Projeto Executivo:** é a fase de detalhamento dos desenhos das obras civis e dos equipamentos eletromecânicos, necessários à execução da obra e à montagem destes equipamentos. Nesta etapa são tomadas todas as medidas pertinentes à implantação do reservatório, incluindo a implementação dos programas socioambientais, para prevenir, minorar ou compensar os danos socioambientais, devendo ser requerida a Licença de Operação (LO).

Com base nesta divisão, esta dissertação está inserida no contexto da primeira etapa de desenvolvimento dos estudos de um aproveitamento hidrelétrico, Estimativa do Potencial Hidrelétrico.

A pesquisa tem como objetivo propor uma metodologia para o desenvolvimento desta fase e visa contribuir para a organização de uma estrutura de análise de cada um dos aspectos técnicos, socioambientais e econômicos que são relevantes para empreendimentos desta natureza e que podem ser avaliados de forma preliminar, sendo que o enfoque do trabalho são as PCH.

O conceito atual de Pequena Central Hidrelétrica é definido pela Resolução nº. 652 da ANEEL, de 9 de dezembro de 2003 (ANEEL, 2003). De acordo com esta norma, é enquadrado como PCH o aproveitamento hidrelétrico com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado à produção independente, autoprodução ou produção independente autônoma, com área do reservatório inferior a 3,0 km². Caso o aproveitamento não respeite o critério da área do reservatório, podem ser ainda considerados PCHs os aproveitamentos que respeitem um dos condicionantes abaixo:

- Atendimento à inequação que não pode superar 13 km²:

$$A \leq 14,3 * (P/H_b)$$

Sendo:

P = potência elétrica instalada (MW);

A = área do reservatório (km²);

H_b = queda bruta (m), definida pela diferença entre os níveis d'água máximo normal de montante e normal de jusante;

- Reservatório cujo dimensionamento foi comprovadamente baseado em outros objetivos que não o de geração de energia elétrica (ANEEL, 2003).

No caso das PCHs, foram introduzidas algumas simplificações que buscam agilizar e baratear a sequência dos estudos. Dessa forma, a etapa de viabilidade não é exigida, não existindo concessão para este tipo de aproveitamento (ANEEL, 2008b). Trata-se de uma outorga de autorização para exploração do empreendimento. Além disso, as bacias hidrográficas que possuam aproveitamentos hidrelétricos com potência instalada inferior a 50 MW podem ter seus inventários elaborados de forma simplificada desde que a decisão seja tecnicamente embasada (ANEEL, 1998a).

A realização de estudos de inventário para pequenas e médias bacias foi recentemente incentivada pela Resolução nº. 343 da ANEEL, de dezembro de 2008, que dispõe sobre os procedimentos para registro, elaboração, aceite, análise, seleção e aprovação de projeto básico. Nesta norma foi estabelecida a “autoria” da elaboração do inventário como critério de seleção do interessado em explorar um aproveitamento. Dessa forma, o autor deste estudo possui o direito de preferência a no máximo 40% do potencial inventariado ou no mínimo um aproveitamento identificado na divisão de quedas ótima (ANEEL, 2008b).

Os procedimentos de registro e aprovação dos estudos de inventário estão regulamentados pela Resolução nº. 393 da ANEEL, de 4 de dezembro de 1998 (ANEEL, 1998a). O primeiro passo para elaboração de um inventário é a solicitação de registro na ANEEL. O registro consiste na apresentação de informações básicas sobre a bacia hidrográfica⁵. A seguir, com a posse do ofício de registro, o empreendedor inicia a elaboração dos estudos de acordo com o cronograma entregue na primeira etapa. Durante este período, outras empresas podem solicitar o registro para realização do inventário de um mesmo curso d'água.

A partir da entrega do estudo de inventário, a ANEEL realiza uma análise preliminar e, se todos os requisitos para esta etapa estiverem atendidos, emite o despacho de aceite. O aceite técnico de estudos e projetos pela agência reguladora, conforme preconizado nas Resoluções nº 393/98, 395/98 e 343/08, é um procedimento operacional estabelecido pela ANEEL, cujo objetivo é verificar se a documentação apresentada possui o conteúdo mínimo que credencie o projeto para a análise técnica.

No caso de aceite de um estudo de inventário hidrelétrico, se porventura existirem outros interessados que possuam registro ativo⁶ para a bacia em questão, os mesmos são comunicados e devem apresentar seus estudos no prazo de 120 dias.

Atualmente, quando o curso d'água apresenta vocação típica para Pequenas Centrais Hidrelétricas, é comum que haja mais de um interessado em realizar o estudo de inventário. Neste caso, a seleção é feita pela ANEEL, que examina todos os inventários apresentados e escolhe a divisão de quedas que contemple o aproveitamento ótimo, em função das condições técnicas e socioambientais apresentadas (ANEEL, 1998a).

Os critérios de análise e comparação de estudo de inventários são regulamentados pela Resolução nº. 398 da ANEEL, de 21 de Setembro de 2001. No Quadro 1 são apresentados os critérios de pontuação e pesos para a avaliação de inventários (ANEEL, 2001a).

⁵ Os itens de informações a serem entregues no momento do registro constam no ART.9º da Res. 393/1998 da ANEEL.

⁶ Segundo a Resolução 393 os registros podem possuir duas condições: ativo e inativo. Ativo são aqueles considerados válidos pela ANEEL, com acompanhamento contínuo do andamento dos estudos. Inativos são aqueles considerados insubsistentes pela agência.

Tópicos de Análise	Peso	Empresa A		Empresa B	
		Nota	Nota x Peso	Nota	Nota x Peso
I - Precisão dos levantamentos cartográficos e avaliação da técnica utilizada para levantamento do perfil:					
a) perfil longitudinal da calha do rio.	3				
b) mapeamento cartográfico - Plantas e Curvas de Nível	2				
II - Investigações e Estudos Geológicos Geotécnicos					
a) investigações de Campo	3				
b) estudos de Escritório	2				
III - Estudos Sedimentológicos	1				
IV - Estudos Hidrometeorológicos					
a) série de vazões mensais	3				
b) curva de permanência de vazões mensais	2				
c) área de drenagem em km².	1				
d) risco associado à capacidade do vertedouro	2				
V - Estudos ambientais, avaliando a área de influência do reservatório e seus efeitos					
a) meio sócio-econômico	3				
b) meio físico e biótico	2				
VI - Estudo de uso múltiplo de recursos hídricos.	2				
VII - Estudos de Dimensionamento:					
a) apresentação gráfica da concepção dos arranjos	2				
b) consistência da cota-área-volume	2				
c) alternativas de divisão de queda	2				
d) energia média gerada na alternativa selecionada, em MWh/ano	2				
e) potência instalada na alternativa selecionada	2				
f) estimativa dos custos dos aproveitamentos	2				
NOTA FINAL					

Fonte: ANEEL, 2001a

Quadro 1 - Critérios de Seleção e Análise de Inventários

Após a seleção e aprovação do inventário, os aproveitamentos enquadrados como PCHs são passíveis de registro para elaboração do Projeto Básico. O fluxo dos processos de aprovação de um inventário na ANEEL é apresentado no Fluxograma 3 (MENESCAL, 2007).

No caso das PCHs, a exploração de um determinado aproveitamento é concedida através de uma outorga de autorização expedida pela ANEEL. Para isto, o empreendedor deve registrar o eixo de interesse estabelecido no inventário e elaborar um Projeto Básico para apresentação na Agência. Nesta etapa também é plausível a existência de concorrência pelo mesmo aproveitamento (ANEEL, 2008b).

A regulamentação destes procedimentos está contida na Resolução nº. 343 da ANEEL, de 9 de Dezembro de 2008.

Fluxograma 3 - Etapas de aprovação de estudos de inventário

O primeiro passo é novamente a solicitação do registro e a respectiva emissão do ofício de registro pela ANEEL. Efetivado o registro como ativo, a entrega do projeto básico deverá ser realizada em até catorze meses contados a partir data de publicação do despacho deste primeiro registro. Após o decurso de sessenta dias após esta publicação, não são aceitos outros pedidos para elaboração de projeto básico para o mesmo aproveitamento (ANEEL, 2008b).

No caso de haver mais de um interessado, a seleção e a hierarquização dos candidatos são feitas pela ANEEL, de acordo com os seguintes critérios:

I – aquele cujo projeto básico esteja em condições de obter o aceite dentro dos prazos estabelecidos;

II – aquele que tenha sido o responsável pela elaboração do respectivo estudo de inventário, observados os termos da Resolução nº 393, de 4 de dezembro de 1998; e

III – aquele que for proprietário da maior área a ser atingida pelo reservatório do aproveitamento em questão, com documentação devidamente registrada em cartório de imóveis até o prazo de catorze meses após a efetivação do primeiro registro na condição de ativo (ANEEL, 2008b).

Após a seleção, a ANEEL examina a adequação dos usos do potencial hidráulico, além de toda a documentação referente ao licenciamento ambiental e a reserva de disponibilidade hídrica do Projeto Básico escolhido.

Para a aprovação do Projeto Básico, o interessado deverá apresentar a licença prévia ambiental, a qual deverá ser obtida junto ao órgão ambiental competente.

Outro ponto relevante para aprovação do projeto é a obtenção da Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica (DRDH). Segundo a Agência Nacional de Águas (ANA) (p.3, 2009):

O conceito de reserva de disponibilidade hídrica, introduzido na Lei nº 9.987, de 17 de julho de 2000, consiste em garantir a disponibilidade hídrica requerida para aproveitamento hidrelétrico, com potência instalada superior a 1MW, para licitar a concessão ou autorizar o uso do potencial de energia hidráulica em corpo hídrico de domínio da União.

Nesse sentido, caberá à Agência Nacional de Energia Elétrica ou a Empresa de Pesquisa Energética promover, junto à ANA, a prévia obtenção de declaração de reserva de disponibilidade hídrica dos aproveitamentos hidrelétricos selecionados pelas respectivas entidades. No caso do potencial hidráulico se localizar em rios de domínio dos Estados ou do Distrito Federal, esta declaração será obtida através de articulação com a respectiva entidade estadual gestora de recursos hídricos.

Caso todos os procedimentos sejam efetuados de acordo com a legislação, o passo final antes da construção é a obtenção da outorga de autorização e da licença de instalação, conforme apresentado no Fluxograma 4 (MENESCAL, 2007).

Fluxograma 4 - Etapas de aprovação de estudos de projeto básico

2.2.1.1 A Resolução 343 da ANEEL

Em dezembro de 2008, a ANEEL publicou a Resolução nº343 que implementou importantes mudanças na até então vigente Resolução nº 395/98, alterando os procedimentos relativos à elaboração do projeto básico e obtenção da outorga de autorização de PCHs (ANEEL, 2008b). De forma geral, a “nova norma” trouxe regras mais claras que disciplinam a qualidade técnica do projeto selecionado, além de proporcionar maior controle pela agência reguladora do desenvolvimento da implantação do empreendimento (BOAS, 2008).

Segundo BOAS 2008, as principais mudanças que ocorreram com a nova resolução foram:

- Estabelecimento de prazos claros para elaboração do projeto básico.
- Aumento da caução de registro e a implementação de garantia de fiel cumprimento.
- Efetivação do empreendedor como responsável nas esferas civil, penal, administrativa e técnica pela elaboração e execução do projeto, cabendo à ANEEL apenas a adequabilidade do uso do potencial hidráulico.
- A alteração dos critérios de seleção do projeto⁷, eliminando o critério de propriedade das terras como prioridade, inibindo a especulação imobiliária.
- Necessidade de entrega de relatórios periódicos do desenvolvimento do projeto para análise da agência.
- Aumento das exigências quanto à documentação e cronogramas.

O Fluxograma 5 ilustra de forma clara e didática algumas modificações que ocorrerão com a implementação da Resolução ANEEL nº. 343 em relação a nº. 395 (ABID, 2009).

Um dos aspectos mais relevantes apontados pela ANEEL na Resolução nº. 343 e que possui estreita relação com a presente dissertação é o “incentivo à prospecção de novos estudos de inventário” (p.1, 2008b).

⁷

Ver item 2.2.1.

Fluxograma 5 - Etapas de aprovação de estudos de projeto básico. Análise das mudanças ocorridas a partir da implementação da Resolução nº. 343.

2.2.2 O Processo de Decisão do Investimento e a Importância das Etapas Iniciais

A implantação de uma usina hidrelétrica importa em custos que devem gerar benefícios ambientais e econômicos que compensem os investimentos realizados. Para o empreendedor, os benefícios econômicos significam recompensar financeiramente os investimentos realizados, garantindo o retorno do capital aplicado (ELETROBRÁS, 2000).

O investimento em aproveitamentos hidrelétricos é associado a uma série de riscos que devem ser avaliados pelo empreendedor durante o processo de decisão em investir ou não em uma usina. Estes riscos estão relacionados às questões socioambientais, à hidrologia, à geologia, ao projeto, às incertezas do mercado, às incertezas da demanda, aos aspectos institucionais, entre outros (ANDRADE, 2006).

Alencar Filho e Castilho (2008) classificam os riscos de um empreendimento hidrelétrico da seguinte forma:

- Fase de Construção

- Risco Operacional: risco tecnológico, atraso na expropriação de terras, atraso na obtenção de licenças e autorizações, atrasos na conclusão da construção da obra, elevação dos custos, riscos de construção.
- Risco Financeiro: inflação, desvalorização da moeda, aumento na taxa de juros, aumento dos custos do construtor contratado, insuficiência orçamentária, falência do construtor contratado.
- Risco de Força Maior: eventos naturais, “atos de príncipe”.
- Risco Ambiental: risco geológico, danos ao meio ambiente, descobertas arqueológicas e geológicas e risco hidrológico.
- Fase de Operação
 - Risco Operacional: desempenho operacional (problemas com equipamentos mecânicos, alteração do nível de energia assegurada pela ANEEL, operação e manutenção da planta).
 - Risco Financeiro: inflação, desvalorização da moeda, aumento dos juros, custos de operação e manutenção acima do orçado, aumento das taxas de juros internacionais.
 - Risco Ambiental: descumprimento das normas ambientais, risco hidrológico.
 - Risco Político: reações de interesse público, perda da concessão decorrente de inadimplência, riscos institucionais.

Entretanto, deve-se adicionar a esta lista os riscos da fase anterior à construção.

Como visto no item anterior, o empreendedor que deseja construir uma PCH só possui o direito assegurado após a outorga de autorização, mediante a apresentação do Projeto Básico. Assim, o interessado deve cumprir a priori três fases distintas de investimentos para obter o direito a explorar determinado local: estimativa do aproveitamento, inventário hidrelétrico e projeto básico (ANDRADE, 2006).

Como existe a concorrência para elaboração de estudos de inventário e projeto básico, é possível que, em determinadas situações, o empreendedor realize todos os estudos, e, ainda assim, não obtenha o direito de explorar o aproveitamento. Nos últimos anos, a consolidação do mercado de Pequenas Centrais Hidrelétricas e a entrada de novos empreendedores interessados em investir neste tipo de empreendimento têm aumentado muito a concorrência entre os

agentes do setor (TIAGO FILHO, 2010). Trata-se, portanto, de um risco atrelado à regulamentação do setor que disseminou a livre concorrência na geração.

Teoricamente, é possível que determinado local já esteja inventariado e sem interessados em explorá-lo, permitindo que o empreendedor ultrapasse as duas primeiras etapas. Entretanto, atualmente é muito difícil encontrar um aproveitamento atrativo nestas condições.

É importante saber que os locais para implantação de aproveitamentos hidrelétricos econômica e ambientalmente viáveis são finitos. Dessa forma, a dificuldade em identificar bons sítios é cada vez maior, ocasionando o aumento dos custos de todas as etapas anteriores à construção.

O aumento da concorrência, a diminuição de locais atrativos e a promulgação da Resolução ANEEL, que define a autoria de inventário como fator de desempate na obtenção da outorga de autorização de PCHs, elevaram a importância das etapas preliminares à construção. As etapas de estimativa do potencial e o estudo de inventário passaram a ser fundamentais para a efetivação do projeto do empreendedor.

Segundo Andrade (2006), existem dois tipos de investidores que atuam no mercado de PCHs. O primeiro se interessa pelas etapas iniciais do processo: a realização do inventário, o estudo de pré-viabilidade, o projeto básico, as licenças ambientais e a autorização da ANEEL. Estes investidores, conhecidos como *developers*, geralmente visam a venda do projeto após a outorga ou associar-se a grupos capitalizados que reúnam as condições para o financiamento e implantação da PCH. O segundo grupo se interessa em investir em PCHs já viabilizadas do ponto de vista regulatório, ambiental, comercial e econômico. Neste caso a escolha se dará, naturalmente, para o aproveitamento que apresente a melhor Taxa Interna de Retorno (TIR).

2.2.2.1 Prospecção de PCHs

A primeira etapa de um empreendimento hidrelétrico é chamada de Estimativa do Potencial Hidrelétrico (MME, 2007) ou Estudo de Reconhecimento

(NOYES, 1980; CETC, 2004). Neste trabalho esta fase será denominada como Prospecção de PCHs (ANDRADE, 2006; POLIZEL, 2006).

A Prospecção de PCHs consiste na análise preliminar das características da bacia hidrográfica, quanto aos aspectos topográficos, hidrológicos, geológicos e ambientais, no sentido de verificar sua vocação hidroenergética. Esta análise, exclusivamente pautada nos dados disponíveis, é feita em escritório e permite a primeira avaliação do potencial, estimativa de custo de aproveitamentos identificados e a definição de prioridade para a etapa seguinte. Uma visita aos locais considerados atrativos também faz parte desta fase dos estudos.

O conceito de prospecção atrela ao conceito usual desenvolvido acima a ideia de busca por novos locais atrativos para a construção de PCHs.

Assim, esta fase possui dois objetivos principais:

- Um instrumento de procura por novos locais potenciais para a implantação de PCHs;
- Uma metodologia de avaliação expedita da pré-viabilidade e seleção de bacias, com objetivo de avaliar a vocação hidroenergética e auxílio à tomada de decisão para prosseguimento às etapas posteriores de projeto.

O conceito de atratividade de um empreendimento neste trabalho está ligado à potencialidade que um local, região ou bacia hidrográfica estudados possa ter para tornar-se, no futuro, um empreendimento viável, do ponto de vista técnico, socioambiental e econômico.

O estudo de prospecção visa, assim, reduzir a possibilidade de encaminhamento para um estudo de inventário e projeto básico com características desfavoráveis, o que pode significar perdas monetárias e de tempo, e maximizar o potencial de identificação e prosseguimento para projetos atrativos. Assim, esta etapa pode ser considerada como um estudo de viabilidade preliminar, no qual os principais problemas para as fases posteriores são apontados (USACE, 1979).

Noyes (1980) destaca que esta fase inicial deve identificar e avaliar os aspectos que podem ser críticos à implementação do empreendimento.

A Prospecção pode ser considerada, no contexto de regulação atual, estratégica para o empreendedor interessado em PCHs. Isto ocorre devido à possibilidade de antecipação dos estudos, por parte do empreendedor, de um local atrativo não explorado em relação à concorrência.

O conhecimento de um local atrativo não explorado permite ao interessado realizar todas as estimativas preliminares com mais tempo e qualidade, sem a preocupação de que uma empresa concorrente comece os estudos e estabeleça os prazos para entrega dos mesmos na ANEEL. Assim, atividades inerentes a esta fase, como viagens de reconhecimento do local, avaliações da infraestrutura disponível, avaliação do potencial energético e dos custos de implantação, além do planejamento dos investimentos, podem ser feitas no ritmo do próprio empreendedor. Consequentemente, a elaboração mais aprimorada destes estudos possibilita que o investidor decida avançar para etapas posteriores com mais conhecimento do local e maior planejamento, reduzindo assim os riscos dos investimentos iniciais.

Pode-se citar como exemplo a situação em que existam dois locais potencialmente atrativos em fase de prospecção por determinado empreendedor e não haver a possibilidade de prosseguir com todos eles devido à restrição de capital para investir. Nesta hipótese, a fase de prospecção tem a função de direcionar o empreendedor, de forma a hierarquizar as possibilidades e subsidiar a tomada de decisão para priorização de determinado estudo potencialmente mais atrativo.

Outro exemplo é o caso da gestão do fluxo de caixa. Ao descobrir um local atrativo, o empreendedor tem a possibilidade de determinar o desenvolvimento dos estudos adequando os investimentos ao seu próprio fluxo de caixa e realizando os registros e entregas de estudos na ANEEL da maneira mais conveniente ao próprio planejamento.

Além disso, se os estudos realizados nesta etapa forem consistentes e englobarem elementos associados ao risco de construção e operação, como por exemplo, a geologia, o investidor pode antever eventuais problemas e tomar medidas que mitiguem estes riscos ou mesmo desistir de investir em determinado local.

A elaboração de um estudo de prospecção requer a contratação de profissionais de engenharia e meio ambiente que possam avaliar os aspectos técnicos relevantes para empreendimentos hidrelétricos. Os mesmos deverão realizar estudos de escritório e, posteriormente, viajar para os locais designados como atrativos para a confirmação dos destes estudos.

Outro ponto importante é a aquisição de dados para a elaboração dos estudos. Como estes dados têm caráter secundário, o custo de aquisição dos

mesmos é muito baixo ou não existe. Todavia, a qualidade dos dados é fator importantíssimo para a consistência dos estudos e, no Brasil, a carência destes dados pode contribuir para estimativas deficientes.

Assim, de forma concisa, os principais custos desta fase são:

- contratação de técnicos para a realização dos estudos em escritório e viagens;
- despesas de viagem (transporte, estadia, contratação de guias, alimentação);
- aquisição de dados;
- administrativos (decorrente dos anteriores).

Em face dos custos de implantação de uma pequena central hidrelétrica e da economia de capital que pode gerar no futuro, o custo de elaboração de um estudo de prospecção pode ser considerado muito baixo.

O estudo de prospecção também pode ser importante ferramenta de conhecimento, planejamento e gestão dos recursos hidroenergéticos. Como exemplo, esta metodologia pode apoiar Avaliações Ambientais Integradas⁸ (AAI) e Avaliações Ambientais Estratégicas⁹ (AAE).

⁸ A Avaliação Ambiental Integrada de aproveitamentos hidrelétricos situados em bacias hidrográficas tem como objetivo avaliar a situação ambiental da bacia com os empreendimentos hidrelétricos implantados e os potenciais barramentos, considerando seus efeitos cumulativos e sinérgicos sobre os recursos naturais e as populações humanas, e os usos atuais e potenciais dos recursos hídricos no horizonte atual e futuro de planejamento. A AAI leva em conta a necessidade de compatibilizar a geração de energia, com a conservação da biodiversidade e manutenção dos fluxos gênicos, e sociodiversidade e a tendência de desenvolvimento socioeconômico da bacia, a luz da legislação e dos compromissos internacionais assumidos pelo governo federal (EPE, 2010).

⁹ AAE é um processo sistemático para avaliar as consequências ambientais de uma política, plano ou programa, de forma a assegurar que elas sejam integralmente incluídas e apropriadamente consideradas no estágio inicial e apropriado do processo de tomada de decisão, juntamente com as considerações de ordem econômicas e sociais (Egler apud Sandler e Verheem, 1996).

2.2.2.2 Estudo de Inventário Hidrelétrico

Pode-se dizer que a etapa de prospecção termina quando é realizado o registro para início dos estudos de inventário na ANEEL.

De acordo com Souza et. al (p.16, 1999), o estudo de inventário hidrelétrico consiste na “etapa em que se determina o potencial hidrelétrico de uma bacia e se estabelece a melhor divisão de queda, mediante a identificação de aproveitamentos que, no conjunto, propiciem um máximo de energia e mínimos efeitos ao ambiente”.

A Resolução 393 da ANEEL define como inventário hidrelétrico a etapa de estudos de engenharia em que se define o potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica, mediante o estudo de divisão de quedas e a definição prévia do aproveitamento ótimo (ANEEL, 1998).

Conforme a Lei nº 9.074, de 1995, nenhum aproveitamento hidrelétrico poderá ser licitado sem a definição do "aproveitamento ótimo" pelo poder concedente, podendo ser atribuída ao licitante vencedor a responsabilidade pelo desenvolvimento dos projetos básico e executivo (BRASIL, 1995). A mesma lei considera como "aproveitamento ótimo" todo potencial definido em sua concepção global pelo melhor eixo do barramento, arranjo físico geral, níveis d'água operativos, reservatório e potência, integrante da alternativa escolhida para divisão de quedas de uma bacia hidrográfica (BRASIL, 1995b).

De acordo com o Manual de Inventário Hidrelétrico (MME, p.36, 2007), o inventário tem como critério fundamental “a maximização da eficiência econômico-energética, em conjunto com a minimização dos impactos socioambientais negativos, considerando-se adicionalmente os impactos socioambientais positivos oriundos da implantação dos aproveitamentos”.

O mesmo manual estabelece uma série de metodologias e critérios mais detalhados para definição do aproveitamento ótimo. As implicações econômico-energéticas são avaliadas pelo índice custo-benefício energético, enquanto que os impactos socioambientais são avaliados através do índice de impactos socioambientais negativos e positivos (MME, 2007).

Tal como a etapa de prospecção, o inventário hidrelétrico também é considerado uma etapa estratégica para o empreendedor.

Como mencionado anteriormente¹⁰, o primeiro aspecto relevante para execução do estudo de inventário pelo investidor é a possibilidade de possuir a preferência na fase de seleção para recebimento da outorga de autorização a partir da entrega do projeto básico; desse modo, é um elemento fundamental na disputa com eventuais concorrentes.

Outro aspecto importante é o conhecimento obtido da bacia, decorrente dos estudos de inventário. A elaboração de um estudo de boa qualidade permite que o empreendedor conheça de forma mais profunda os riscos e a viabilidade dos aproveitamentos resultantes da partição de quedas do estudo, subsidiando e apurando a tomada de decisão para execução de projeto básico.

Além disso, no caso de haver concorrência, um inventário com estudos mais detalhados e com mais qualidade segundo os aspectos relacionados no Quadro 1 possui maiores chances de ser selecionado pela ANEEL como aproveitamento ótimo e assim obter as vantagens já descritas para a fase de Projeto Básico.

Como a posse de terras da área atingida pelo reservatório é um dos critérios de seleção do projeto básico, o estudo de inventário também orienta o empreendedor para o aspecto de compra de propriedades.

3. Aspectos Técnicos do Projeto de Pequenas Centrais Hidrelétricas que Podem ser Avaliados na Fase de Prospecção

3.1 Introdução

A implantação de uma usina hidrelétrica é uma atividade complexa, pois envolve uma série de estudos e projetos interdisciplinares que visam avaliar a viabilidade técnica, econômica e ambiental de um local para o aproveitamento do potencial hidroenergético. No Fluxograma 6, é possível observar as atividades que são típicas para o desenvolvimento de estudos de PCHs (ELETROBRAS, 2000).

Como pode ser notado no fluxograma, o desenvolvimento deste tipo de projeto envolve basicamente as seguintes áreas de conhecimento:

- Engenharia Civil: hidrologia, geotecnia, geologia, topografia, estudos energéticos, arranjo de estruturas, hidráulica, entre outros.
- Engenharia Mecânica: turbinas, geradores etc.
- Engenharia Elétrica: todos os aspectos relacionados a equipamentos e instalações elétricas, assim como a conexão à rede.
- Meio Ambiente: todos os aspectos ligados aos estudos dos impactos socioambientais (meio biótico, meio físico e meio socioeconômico) e ao licenciamento ambiental.

O presente capítulo tem o objetivo de apresentar, entre as atividades citadas no fluxograma, os principais fatores que influenciam os custos e os benefícios financeiros de implantação de uma PCH. São enfatizados, nesta análise, os aspectos que podem ser avaliados em um estudo de prospecção.

As características que impactam os custos podem ser compreendidas como o conjunto dos aspectos que podem afetar os gastos necessários à implantação do empreendimento, como, por exemplo, a extensão e altura da barragem.

Por outro lado, os fatores de benefício são definidos como aqueles que determinam a quantidade de energia a ser produzida em determinado local e que pode ser vendida, gerando receitas ao investidor.

Fluxograma 6 - Atividades de estudos e projetos de PCHs

Segundo Noyes (1980), os estudos de reconhecimento devem reduzir a chance de uma inviabilidade posterior e maximizar o potencial de identificação e avanço dos estudos para projetos atrativos. Assim, quanto maior o conhecimento dos aspectos técnicos que influenciam o custo-benefício de implantação de uma PCH melhor a condição para avaliar a atratividade do empreendimento.

Entretanto, é importante salientar que na etapa de prospecção são utilizados dados denominados como secundários, ou seja, dados que já estão disponibilizados por terceiros e que não foram determinados para o empreendimento que está sendo estudado. Dessa forma, a profundidade dos estudos de prospecção depende da precisão dos dados secundários.

Para a compreensão de cada um dos fatores que interferem tanto no custo como no benefício de uma PCH, é necessário compreender a função das principais estruturas de um aproveitamento hidrelétrico.

Os principais componentes de uma central hidrelétrica são:

- Barragem: estrutura que tem como objetivo reter a água para determinados fins, criando, artificialmente um desnível local (SOUZA et. al., 1999).
- Extravasor ou Vertedouro: obra projetada com objetivo de escoar a cheia de projeto para a manutenção do nível d'água do reservatório em uma cota desejável, evitando o risco da água atingir a crista da barragem (SOUZA et al., 1999; MME, 2007). É a estrutura de segurança da barragem.
- Circuito de geração: constituído por canais, tomadas d'água, condutos ou túneis de adução de baixa pressão, eventuais chaminés de equilíbrio ou câmaras de carga, condutos ou túneis forçados de alta pressão, casa de força externa ou subterrânea e canal ou túneis de fuga. O circuito de geração tem por finalidade aduzir a água para a transformação de energia mecânica em energia elétrica (MME, 2007).

No caso do circuito de geração, tem-se:

- A tomada d'água: estrutura destinada a captar a água para o conduto forçado ou canal/túnel de adução.
- Canal e Túnel de Adução: estruturas responsáveis por aduzir a água até o conduto forçado em arranjos de derivação.

- Chaminé de Equilíbrio: tem a finalidade de estabilizar as variações de pressão resultantes de variação parcial ou total da vazão turbinada nas situações de partida, variações de carga ou rejeição de carga da unidade geradora (MME, 2007).
- Câmara de Carga: é a estrutura que realiza a transição entre o canal e a tomada d'água do conduto forçado. É dimensionada com o objetivo de atender condições críticas de partida e parada brusca da unidade geradora (SOUZA et. al., 1999).
- Conduto Forçado: Conduto forçado é a estrutura que liga a tomada d'água à casa de força funcionando sob pressão. Os condutos forçados podem ser externos ou em túneis (MME, 2007).
- Casa de Força: estrutura que abriga os equipamentos elétricos e mecânicos. O arranjo típico da casa de força é, como em todo projeto dessa natureza, condicionado pelo tipo da turbina e do gerador (ELETROBRÁS, 2000).
- Túnel ou canal de fuga: localizado à jusante do tubo de sucção, entre a casa de força e o rio, é o canal através do qual a vazão turbinada é restituída ao rio (ELETROBRÁS, 2000).

A figura 1 apresenta um corte esquemático de um arranjo em derivação uma pequena central hidrelétrica.

Fonte: Adaptado de SOUZA, 1999.

Figura 1 - Corte esquemático de um arranjo em derivação uma pequena central hidrelétrica.

3.2 Fatores que Afetam o Custo de uma PCH

De acordo com o orçamento padrão da Eletrobrás (OPE), os custos associados à implantação de uma usina podem ser divididos em dois grupos: custos diretos e indiretos (MME, p.48, 2007).

Os custos diretos são referentes aos gastos com os seguintes itens listados abaixo:

- Aquisição de terrenos e benfeitorias, gastos com relocações e ações socioambientais;
- Estruturas e benfeitorias (Barragem, Casa de Força, Circuito de Adução, Estruturas de Desvio, Vertedouro, entre outros órgãos anexos);
- Turbinas e geradores;
- Diversos equipamentos eletromecânicos;
- Estradas de rodagem, de ferro, entre outros.

Os custos indiretos são definidos como:

- Custos de implantação do canteiro de obras;
- Custos de operação e manutenção do canteiro de obras;
- Engenharia;
- Administração do proprietário.

A composição dos custos relativos de implantação de PCHs é resultado do levantamento de uma série de quantitativos e preços de materiais e equipamentos referentes à concepção de um arranjo que, por sua vez, é dependente de uma série de aspectos locais, entre os quais destacam-se topografia, geologia, geotecnia e hidrologia. As condições de acesso e infraestrutura, assim como características regionais de mão-de-obra, custo dos terrenos para aquisição e disponibilidade de equipamentos e materiais de construção também interferem significativamente nos custos de implantação.

No Brasil, Bortoni et al (2010) realizaram um trabalho que analisou OPEs de 75 PCHs em diversas regiões do país. Um dos resultados ali apresentados foi a distribuição percentual de custos divididos através dos itens da OPE e a região do País, conforme a Tabela 3.

Tabela 3 – Distribuição percentual das contas das OPEs em função da região do Brasil

Item	Descrição	S	SE	CO	N	NE
Conta 10 (R\$)	Aquisição de terrenos e benfeitorias	2%	5%	3%	5%	1%
Conta 11(R\$)	Estruturas e outras benfeitorias	4%	7%	5%	8%	4%
Conta 12 (R\$)	Barragens e adutoras	34%	36%	42%	36%	40%
Conta 13 (R\$)	Turbinas e geradores	24%	26%	24%	30%	19%
Conta 14 (R\$)	Equipamentos elétricos e acessórios	11%	9%	4%	6%	5%
Conta 15 (R\$)	Equipamentos diversos	2%	3%	2%	3%	2%
Conta 16 (R\$)	Estradas de rodagem, de ferro e pontes	6%	0%	2%	2%	8%
Conta 17 (R\$)	Custos indiretos	17%	14%	18%	12%	20%

Fonte: Bertoni et al (2010)

A partir deste trabalho é possível perceber que mais da metade dos custos de implantação de PCHs está concentrado nos itens que englobam a barragem e estruturas adutoras e turbinas e geradores.

Conforme as Diretrizes para Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas (ELETROBRÁS, 2000), um local adequado para implantação de uma PCH deve, de preferência, atender aos seguintes critérios:

- Existência de um local com queda natural acentuada que, em conjunto com a altura do barramento (que nestes casos é baixo), proporcionará uma queda bruta significativa;
- Existência de ombreiras naturais e boas condições de fundação;
- Existência de jazidas naturais de materiais de construção na região em qualidade e quantidade suficientes que minimizem as distâncias de transporte dos mesmos para a obra e
- Avaliação simplificada das restrições ambientais do local, de maneira a possibilitar a caracterização dos possíveis impactos ambientais do empreendimento na região.

As características topográficas, geológicas, de infraestrutura e os aspectos socioambientais são fatores determinantes para a viabilidade ambiental, técnica e econômica de um local para implantação de PCHs. Estes aspectos podem ser analisados na etapa Prospeção, sendo possível avaliar de forma preliminar a atratividade de um local.

3.2.1 Características Topográficas

Aliadas aos aspectos geológico-geotécnicos e às restrições socioambientais, as características topográficas de um local são os principais condicionantes para concepção do arranjo de uma usina hidrelétrica (ELETROBRÁS, 2000). De maneira geral, os estudos topográficos de um projeto de PCH visam englobar os seguintes aspectos:

1. Elaboração de base cartográfica em escala adequada ao empreendimento;
2. Determinação da queda bruta disponível no local;
3. Levantamento do perfil longitudinal do rio no trecho de interesse;
4. Levantamento da curva cota x área e da curva cota x volume;
5. Locação das estruturas;
6. Locação das sondagens;
7. Locação do reservatório. (ELETROBRÁS, 2000, p.6-4)

A localização das estruturas, principalmente a barragem e o circuito de geração, é um dos critérios mais importantes para a escolha do arranjo mais econômico em rios que têm desníveis concentrados, caso típico de muitas PCHs (MME, 2007). Desta maneira, a análise minuciosa da topografia para definição do melhor arranjo é algo fundamental e interfere diretamente nos custos do empreendimento.

3.2.1.1 Tipos de Arranjo de PCHs

Cada local escolhido para a implantação de uma usina hidrelétrica é único, ou seja, apresenta condições topográficas, geológicas e hidrológicas particulares. Desse modo, a concepção de um arranjo é uma arte, resultado de um processo interativo, no qual várias alternativas são concebidas, dimensionadas e orçadas. A definição do melhor *layout* de um determinado aproveitamento hidrelétrico é aquele que combina todos os elementos e restrições do empreendimento, a segurança

requerida, as facilidades de operação e manutenção com o menor custo global (MME, 2007). Além disso, o *layout* deve respeitar as restrições de caráter socioambiental, procurando sempre minimizar os impactos ambientais negativos do empreendimento.

Em função dos aspectos topográficos, existem basicamente dois tipos de arranjos para PCHs (ELETROBRÁS, 2000, p. 6-17):

Locais com Queda Natural Localizada

Em locais com quedas naturais concentradas, é comum que o barramento fique à jusante da queda contendo o vertedouro e a tomada d'água. O barramento tem a função de criar um pequeno reservatório que possibilite que a água seja desviada para o circuito de adução. O circuito hidráulico de adução fica posicionado em uma das ombreiras e é composto por dois trechos: um de baixa pressão e outro de alta pressão. O trecho de baixa pressão é definido em função das características topográficas e geológico-geotécnicas do local, sendo constituído por canal, túnel ou conduto. O trecho em alta pressão é constituído por condutos forçados que levam a água até a casa de força, que fica, usualmente, afastada do barramento (ELETROBRÁS, 2000). Este tipo de arranjo é denominado como aproveitamento em derivação, ilustrado na Figura 2 (MME, 2007, p. 222).

Figura 2. Desenho esquemático de uma pequena central hidrelétrica em derivação.

Locais sem Queda Natural Localizada

Nos locais onde o desnível é criado pela própria barragem, o arranjo usual é compacto com as estruturas alinhadas e com a casa de força no pé da barragem. A adução é feita através de uma tomada d'água, incorporada ao barramento e casa de força, como ilustrado na Figura 3 (ELETROBRÁS, 2000).

Como cada local possui características topográficas próprias, alternativas de arranjo geral que pareçam atrativas devem também ser estudadas.

Figura 3. Corte esquemático de um arranjo com usina ao pé da barragem.

3.2.1.2 Barragem

Para avaliação preliminar dos custos, a topografia é fundamental, pois é o aspecto mais importante e o primeiro que interfere na escolha do tipo do barramento (BUREAU OF RECLAMATION, 1974).

A barragem é a obra de engenharia que possui a função de reter a água para determinados fins, criando, artificialmente, um desnível local (SOUZA et al., 1999). De acordo com SOUZA et al. (1999), os tipos mais típicos de barramentos são:

- Barragem à Gravidade
- Barragem de Enrocamento
- Barragem de Terra
- Barragem Mista
- Barragem em Arco
- Barragem em Contrafortes

Os arranjos nas fases iniciais devem prever barragens tradicionais, não sendo empregados outros tipos de barramento como concreto em arco, abóbodas ou contraforte. Isto ocorre devido à limitação das informações geotécnicas disponíveis (MME, 2007).

Usualmente, um local com vales estreitos e encaixados, com ombreiras altas e rochosas sugere uma barragem de concreto com vertedouro no corpo do barramento. Por outro lado, um local com planícies amplas e relevo ondulado indica a utilização de barragens de terra com vertedouro separado. Em locais com condições intermediárias, outras considerações podem adquirir maior importância, todavia o princípio de condicionar o arranjo às condições naturais é sempre válido como primeira forma de avaliação (BUREAU OF RECLAMATION, 1974).

Nos locais onde o capeamento é espesso, as barragens usualmente são de terra com seção homogênea. Se o capeamento é pouco espesso, pode-se utilizar uma barragem com seção mista ou de enrocamento em função do balanceamento de materiais (ELETROBRÁS, 2000, p. 6-18).

A posição do barramento deve procurar maximizar os ganhos energéticos, respeitando as restrições socioambientais, legais e de projeto, e minimizar as dimensões da barragem com objetivo de redução dos custos.

3.2.1.3 Circuito de Geração

O circuito de geração é constituído por canais, tomadas d'água, condutos ou túneis de baixa pressão, eventuais chaminés de equilíbrio ou câmaras de carga, condutos ou túneis de alta pressão, casa de força e canal ou túnel de fuga. A concepção do circuito de geração deve ser realizada de forma a implantar a casa de força à jusante da queda concentrada de maneira a aproveitar ao máximo o desnível

disponível. Posteriormente, deve-se buscar reduzir o comprimento total do circuito de forma a encontrar a solução mais rápida, prática e econômica (MME, 2007).

O circuito de adução é condicionado também pela topografia, aspectos geológicos geotécnicos e socioambientais. Quando possível, a solução de adução por canais é geralmente a mais econômica (ELETROBRÁS, 2000).

Na utilização de túneis de adução, é preciso avaliar a necessidade de construção de uma chaminé de equilíbrio, pois esta pode configurar-se como um custo significativo (ELETROBRÁS, 2000).

3.2.2 Características Geológico-geotécnicas

De maneira geral, os levantamentos e estudos geológico-geotécnicos têm os seguintes objetivos:

- Investigar as condições nas fundações e ombreiras da região das estruturas componentes do aproveitamento, bem como das encostas da vizinhança;
- Pesquisar e caracterizar as áreas de empréstimos de solo, jazidas de areia e material pétreo próximos ao local do aproveitamento;
- Identificar possíveis locais para lançamento de bota-fora, instalação de canteiro e alojamento de operários (ELETROBRÁS, 2000).

No caso da fase de prospecção, não são executadas sondagens em campo devido às características preliminares desta fase. Em contrapartida, estudos de escritório aliados a uma visita de reconhecimento ao local, por profissional experiente, para mapeamento geológico geotécnico de superfície (ELETROBRÁS, 2000) podem contribuir muito para avaliação da atratividade do empreendimento.

Os estudos de escritório incluem:

- Análises de fotografias aéreas (ELETROBRÁS, 2000),
- Obtenção de dados geotécnicos de outras usinas ou obras de porte estudadas e executadas na região, e/ou condições geológicas similares às existentes na área do estudo;
- Mapas geológicos, geomorfológicos, de potenciais de mineralização e de sismotectônia;

- Dados sobre recursos minerais obtidos junto ao Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM) (MME, 2007).

Estas informações devem ser objeto de uma análise criteriosa quanto à sua qualidade e aplicabilidade. Depois da análise, é recomendada a realização de uma visita de reconhecimento para verificação das condições locais (MME, 2007).

3.2.2.1 Fundações

As condições da fundação dependem das características geológicas e espessura da camada de suporte da barragem, sua inclinação, permeabilidade, relação com as camadas inferiores e a existência de falhas e fissuras. A fundação é um fator condicionante na escolha do tipo e extensão da barragem, apesar destas limitações serem muito influenciadas pela altura do barramento (BUREAU OF RECLAMATION, 1974). De acordo com o Bureau of Reclamation (1974), os principais tipos de fundação usualmente encontrados estão listados e discutidos abaixo:

- Fundação de rocha sólida: as fundações em rocha sólida, devido à sua relativa alta capacidade de suporte e resistência à erosão e percolação, oferecem poucas restrições ao tipo de barragem que será construída sobre ela. Assim, a economia de materiais e os custos globais serão os fatores de decisão de escolha do tipo de barramento. Usualmente, há necessidade de remoção de rochas desintegradas aliada à selagem de fraturas e descontinuidades através de injeções.
- Fundação em pedregulhos: as fundações em pedregulhos (cascalhos), se bem compactadas, são adequadas para barragens de terra, de enrocamento e pequenas barragens de concreto de gravidade. Como as fundações em cascalho estão geralmente sujeitas às altas taxas de percolação, precauções especiais devem ser tomadas para prover a efetiva selagem e interceptação da água.

- Fundação em silte e areias finas: as fundações em silte e areias finas podem ser utilizadas para o suporte de pequenas barragens de concreto gravidade e barragens de terra; todavia, não são adequadas para barragens de enrocamento. Os maiores problemas deste tipo de fundação são os recalques, a prevenção de *pipping*, excessiva perda por percolação e a proteção da fundação no pé de jusante da barragem.
- Fundação em argila: as fundações em argila podem ser utilizadas para suporte de barragens de terra, mas há necessidade de tratamentos especiais. Caso o recalque da barragem seja considerável e a argila não esteja consolidada e a umidade seja alta, barragens de concreto gravidade não são adequadas. Barragens de enrocamento não devem ser concebidas em fundações de argila.
- Fundações não uniformes: ocasionalmente, podem ocorrer situações em que as fundações uniformes descritas anteriormente não são encontradas e onde fundações não uniformes de rochas e matérias leves devem ser utilizadas caso a barragem venha a ser construída. Entretanto, estas condições insatisfatórias podem ser contornadas por projetos especiais. Cada local deve ser avaliado por profissionais experientes para a verificação do tratamento mais adequado.

No Brasil, Oliveira e Brito (1998) propõe uma classificação simplificada¹¹ para a matriz rochosa, baseada nas características de resistência da rocha e introduzem alguns conceitos e tipos de comportamento previsíveis relacionados às principais estruturas de um arranjo hidrelétrico.

De acordo com esta classificação existem cinco classes (Oliveira e Brito, 1998, p.409), sendo que:

na classe 1 predominam rochas como granitos, diabásios, basaltos maciços, andesitos, rochas metamórficas do tipo gnaisses, migmatitos, quartzitos e algumas rochas sedimentares como calcários ou variedades maciças de meta-conglomerados, meta-arenitos e meta-grauvacas. Estas rochas são muito mais resistentes que os concretos – a menos dos defeitos estruturais- a ser boas para quaisquer tipos de barragens.

¹¹ Não considera defeitos estruturais ou de outra natureza.

A classe 2 corresponde a rochas ainda mais resistentes que os concretos e constituem boas fundações, embora, sejam menos apropriadas para barragens em arco. Estão incluídos nesta classe, basaltos vesiculares, rochas de médio a baixo grau de metamorfismo, pouco xistosas, como quartzo e anfibólio-xistos, a variedades sedimentares não argilosas de arenitos, grauvacas e siltitos. As variedades argilosas são suscetíveis à desintegração expansiva (OLIVEIRA; BRITO, 1998).

As rochas da classe 3 não possuem fundações muito apropriadas para barragens em arcos ou de contrafortes, mas são adequadas a estruturas a gravidade. Esta classe engloba tufo soldados, brechas basálticas, rochas metamórficas xistosas ou micáceas, como mica-xistos e filitos quartzosos, rochas sedimentares bem cimentadas como folhelhos-sílticos compactos e arenitos medianamente resistentes (OLIVEIRA; BRITO, 1998).

No caso da classe 4, as variedades mais comuns são as rochas sedimentares medianamente cimentadas ou constituídas por minerais brandos, como por exemplo, folhelhos argilosos, arenitos brandos, filitos grafitosos, talco-xistos, entre outros. No limite superior ainda podem ser mais resistentes que o concreto, porém no limite inferior são mais fracas e deformáveis. São boas fundações para barragens de gravidade e de enrocamento, mas requerem cuidados, pois podem ser erodíveis ou deformáveis (OLIVEIRA; BRITO, 1998).

A classe 5 é composta por rochas que podem se desconsolidar ou desintegrar quando expostas ao tempo e, em geral, sofrem esmagamento quando compactadas. São fundações adequadas para pequenas estruturas de gravidade e obras de enrocamento, mas requerem vertedores com bacias de dissipação revestidas. Cuidados especiais devem ser tomados contra erosão interna e externa. Este grupo abrange variedades sedimentares pouco a medianamente litificadas ou de cimentação argilosa, argilitos e siltitos brandos. No limite inferior já são praticamente solos compactos (OLIVEIRA; BRITO, 1998).

3.2.2.2 Circuito de Adução

Assim como a topografia, as características geológico-geotécnicas são fundamentais para a concepção do circuito de adução. No caso de um arranjo em derivação, típico caso de locais com queda concentrada, é recomendável a utilização de canais devido ao menor custo. Entretanto, esta alternativa nem sempre é possível, sendo necessária a utilização de túneis ou condutos.

No caso dos canais, as características geológico-geotécnicas irão interferir nos custos de escavação e de revestimento destas estruturas (ELETROBRÁS, 2000). Se a escavação for feita em rocha de boa qualidade, usualmente, é factível a utilização de canais em talvegues mais inclinados que minimizem as escavações, além de haver possibilidade de não utilizar revestimentos como mantas ou concreto. Porém, escavações em rocha são mais caras do que em solo.

A alternativa por túneis é considerada quando a topografia é desfavorável à adução em canal ou conduto de baixa pressão ou devido a restrições socioambientais. Neste caso, a rocha a ser atravessada pelo túnel deve ser de boa qualidade, de baixa permeabilidade e sem ocorrência de materiais erodíveis ou solúveis. Além disso, deve haver cobertura suficiente de rocha ao longo do traçado do túnel e deve ser verificada uma solução econômica para a implantação da chaminé de equilíbrio, caso necessária (ELETROBRÁS, 2000).

De acordo com a classificação proposta por Oliveira e de Brito (1998) e anteriormente descrita, as rochas da classe 1 permitem túneis de adução, apenas parcialmente revestidos. Já as classes 2 e 3 podem apresentar problemas de erosão, enquanto que as classes 4 e 5 exigem técnicas especiais de escavação e muita contenção.

3.2.2.3 Materiais de Construção

A princípio, toda obra deve ser construída com os materiais disponíveis no local, o que significa dizer que o projeto deverá ser adaptado aos mesmos

(Eletrobrás, 2000, p.5-5). Dessa maneira, devem ser avaliadas as ocorrências dos seguintes materiais:

- Solos, para as obras de terra;
- Areia, para agregado miúdo de concreto e filtros;
- Cascalho, para utilização como agregado graúdo de concreto;
- Rocha, para enrocamento, transições e brita para agregado graúdo de concreto (ELETROBRÁS, 2000).

A eliminação ou redução das despesas de transporte dos materiais de construção, principalmente aqueles utilizados em grandes quantidades, terá um efeito significativo na redução dos custos totais de projeto. O tipo de barragem mais econômica será geralmente aquela que apresentar os materiais de construção que possam ser encontrados em quantidade suficiente a uma distância próxima do local de implantação (BUREAU OF RECLAMATION, 1974).

Oliveira e Brito (1998) também relacionaram a classe da matriz rochosa à sua utilização como material de construção. Segundo os autores, as rochas da classe 1 são bons materiais de construção, enquanto que as rochas das classes 2 e 3 raramente são usadas como agregado de concreto, mas constituem-se como material de enrocamento satisfatório. Já as rochas que compõem as classes 3 e 4 não são usadas como agregado de concreto e como enrocamento podem sofrer esmagamento na compactação, requerendo cuidados especiais.

3.2.3 Infraestrutura e Logística

A viabilidade de projetos de pequenas centrais hidrelétricas é muito sensível às condições do local onde se pretende construí-la. Diferentemente dos grandes empreendimentos hidrelétricos, a viabilidade das PCHs depende muito dos recursos necessários à infraestrutura acessória, como as linhas de transmissão, estradas e a logística de implantação da obra. (NOYES, 1980).

3.2.3.1 Linhas de Transmissão

A conexão elétrica da PCH ao sistema elétrico ocorre geralmente na rede de distribuição, devido ao nível de tensão menor que 230 KV, ou seja, a conexão não é feita na Rede Básica de Transmissão (MAURO FILHO; ZANIN, 2008). De acordo com os Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o agente gerador é responsável por celebrar o Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão com o agente de transmissão, com interveniência do ONS, e arcar com os encargos de conexão (ONS, 2008). Dessa forma, o acessante possui as seguintes responsabilidades:

- (a) a especificação detalhada dos equipamentos e das instalações para a conexão;
- (b) a elaboração do projeto executivo do ponto de conexão, que deve ser submetido à aprovação do agente de transmissão acessado;
- (c) a aquisição dos equipamentos, a execução das obras civis e a montagem das instalações de conexão, e
- (d) o comissionamento das instalações de conexão (ONS, 2008).

Segundo Zanin e Filho (p.18, 2008), “os custos de conexão de uma PCH ao sistema elétrico podem chegar a 5% do total do empreendimento, contudo valores bem menores são atingidos quando são feitas análises criteriosas”. Os mesmos autores indicam que as principais despesas de conexão podem ser atribuídas a:

- Estudos elétricos de integração;
- Projeto de engenharia;
- Linhas de transmissão;
- Subestações elevadoras;
- Ampliação das subestações de conexão;
- Adequação do sistema de proteção da conexão
- Comunicação.

Tozzeto e Linhares (2010) apontam que os principais aspectos que afetam o custo de uma linha de transmissão são a localização da instalação, distância entre a central hidrelétrica e a rede, a classe de tensão a ser utilizada, o tipo de circuito (simples ou duplo) e o material empregado na instalação da linha de transmissão.

No caso das PCHs que estão em fase de prospecção e estão situadas em locais de difícil acesso, distantes de redes de distribuição ou linhas de transmissão, é necessário avaliar a viabilidade de construção de uma linha de transmissão de grande extensão, o valor das perdas de energia transmitida e o nível de tensão da transmissão. A tensão de transmissão é usualmente definida técnica e economicamente pela tensão de conexão disponibilizada pelo Agente de Distribuição local (ZANIN; MAURO FILHO, 2008). Os estudos de conexão elétrica usualmente seguem as faixas de potência do Quadro 2.

Faixa de Potência (MW)	Tensão (KV)
1 a 5	até 34,5
5 a 15	69
15 a 30	69 ou 138

Fonte: ZANIN, MAUROFILHO, 2008

Quadro 2 - Faixas de Potência e Tensão de Conexão

3.2.3.2 Estradas de Acesso e Logística

O acesso ao local da obra é, evidentemente, um aspecto importante que deve ser considerado na fase de prospecção. É importante ressaltar que, em função do porte de uma PCH, a necessidade de construção de um acesso muito longo, mesmo que seja uma estrada de serviço, poderá implicar em ônus significativo para o orçamento global do empreendimento (ELETROBRÁS, 2000).

A logística de implantação da obra também deve ser avaliada. O tamanho do canteiro, a distância das áreas de empréstimo e bota-fora, assim como dos locais de onde estão instalados os fornecedores de materiais de construção e equipamentos, podem afetar significativamente os custos.

Os acessos aos locais atrativos são geralmente feitos por estradas secundárias particulares que não aparecem nos mapas rodoviários. Na etapa de

prospecção, estes acessos podem ser determinados, antes de uma visita ao local, através de imagens de satélite, ou durante a visita, através da utilização de GPS.

3.2.4 Aspectos Socioambientais

Os custos socioambientais relativos aos grandes projetos de investimento são um assunto que tem se tornado um desafio mundial. Atualmente, conceitos e instrumentos que viabilizem a efetiva internalização destes custos têm sido objeto de investigação de universidades, centros de pesquisa e empresas de todo o mundo (COMASE,1994).

De acordo com os documentos do setor elétrico brasileiro, o procedimento de avaliação dos custos ambientais está voltado para aqueles custos que serão efetivamente internalizados no custo total do empreendimento e que são classificados da seguinte forma:

- De controle (incorridos para evitar a ocorrência, total ou parcial, dos impactos ambientais de um empreendimento);
- De mitigação (das ações para redução das consequências dos impactos ambientais provocados);
- De compensação (das ações que compensam os impactos ambientais provocados por um empreendimento nas situações em que a reparação é impossível);
- De monitoramento (das ações de acompanhamento e avaliação dos impactos e programas ambientais); e
- Os institucionais (da elaboração dos estudos ambientais para as diferentes etapas do empreendimento; da elaboração dos estudos requeridos pelos órgãos ambientais; da obtenção das licenças ambientais e de realização de audiências públicas).

As etapas para estimativas dos custos socioambientais estão sintetizados no Fluxograma 7.

Fonte: Comase, 1994

Fluxograma 7 - Etapas para estimativa de custos socioambientais

A definição dos custos socioambientais a serem internalizados no empreendimento de uma PCH depende do processo de licenciamento ambiental do projeto e das exigências do órgão licenciador. De acordo com o artigo 2, parágrafo VII, da Resolução CONAMA nº 001, de 23 de janeiro de 1986, dependerá de elaboração de estudo de impacto ambiental e respectivo relatório de impacto ambiental - RIMA, a serem submetidos à aprovação do órgão estadual competente, e do IBAMA em caráter supletivo, o licenciamento de atividades modificadoras do meio ambiente, tais como barragens para fins hidrelétricos, acima de 10MW (CONAMA, 1986). Todavia, houve uma mudança em 1997, pela Resolução CONAMA 237/97, que deixa a critério do órgão ambiental licenciador a decisão quanto aos casos em que serão necessários estudos detalhados ou simplificados (ELETROBRÁS, 2000).

Atualmente, os projetos enquadrados como pequenas centrais hidrelétricas não são tão pequenos. É muito comum encontrar projetos com barramentos que superam 30 metros de altura, com consequências socioambientais significativas. Segundo Bermann (2007), as PCHs devem ser concebidas com os mesmos cuidados que qualquer grande empreendimento. Ortiz (2005) diz que é evidente que uma PCH pode causar menor impacto do que uma grande central hidrelétrica; contudo, dentro das especificidades socioambientais de uma região, pode infligir impactos muito graves e irreversíveis para um bioma determinado e para as populações que nele e dele vivem.

A viabilidade ambiental só será assegurada nas etapas posteriores do projeto, a partir da obtenção do licenciamento ambiental, quando custos socioambientais serão determinados e as particularidades do processo de licenciamento ambiental conhecidas. Todavia, na etapa de prospecção de PCHs, já é possível avaliar a possibilidade de inviabilidade ambiental futura dos locais prospectados. Este estudo deve analisar a existência de áreas de especial interesse socioambiental como Unidades de Conservação, demarcações indígenas e quilombolas, áreas de interesse turístico, regiões com cavernas, áreas prioritárias, necessidade de realocações, entre outras. Devem também ser levados em consideração estudos de zoneamento ecológico-econômico, avaliações ambientais estratégicas e avaliações ambientais integradas.

3.3 Fatores que Afetam o Benefício de uma PCH

O benefício de uma PCH é a venda de energia que gera receitas ao empreendedor. Além da renda proporcionada pela comercialização de energia, a viabilidade econômica de um empreendimento dependerá também das despesas com juros e amortização do capital investido, dos custos de operação e manutenção, além de encargos administrativos (SCHEREIBER, 1977).

A energia primária que se processa em uma central hidrelétrica é a energia potencial gravitacional acumulada devido a uma diferença de altitude no curso do rio. Esta se transforma em energia cinética de rotação, através da ação da turbina. E

assim, a energia cinética é convertida para mecânica e, conseqüentemente, transforma-se em energia elétrica através do gerador acoplado na turbina (CRUZ, 2008):

$$E_{\text{potencial}} \rightarrow E_{\text{cinética}} \rightarrow E_{\text{mecânica}} \rightarrow E_{\text{elétrica}}$$

Um determinado volume d'água caindo de uma certa altura produz o trabalho teórico de (SCHEREIBER, 1977):

$$T = \gamma * V * H \text{ (em t.m)} \quad (1)$$

Onde,

T = trabalho teórico;

γ = peso específico da água, 1 t/m³;

V = volume d'água, em m³;

H = altura da queda bruta.

A potência teórica de um aproveitamento hidrelétrico é definida por:

$$P_t = Q * H \text{ (em t.m / s)} \quad (2)$$

Onde, Q é igual à descarga, m³/s.

A potência hidrelétrica é a energia que se fornece em um determinado intervalo de tempo e a unidade é em watt (W), ou seja, J/s. Geralmente para centrais hidrelétricas utilizam-se as unidades kW¹², MW ou GW.

Todavia, a transformação de energia potencial em cinética e posteriormente para mecânica e elétrica acarreta em perdas, pois estas conversões não são totalmente eficientes. Sendo que η é o fator de rendimento da turbina e do gerador e H_{liq} é a queda líquida, que é a queda bruta menos as perdas de carga nos órgãos de adução, tem-se que a potência efetiva corresponde a Equação 3.

$$P_{ef} = 9,81 * \eta * Q * H_{liq} \text{ (em kW)} \quad (3)$$

¹² 1 t.m/s = 9,81 kW

Assim, a produção de energia elétrica utilizando a energia mecânica da água é um produto da queda líquida, das vazões disponíveis e do rendimento do conjunto turbina-gerador multiplicada pelo tempo (USACE, 1985).

Usualmente, as PCH são projetadas a fio d'água, sem reservatório ou com pequeno reservatório, capaz somente de compensação diária ou semanal da descarga, aproveitando, assim, apenas a água que flui no regime natural do rio, variável durante o ano e no decorrer dos anos. Neste sentido, os estudos de concepção de uma usina hidrelétrica devem avaliar durante quanto tempo certa descarga estará provavelmente disponível ou ultrapassada, e concomitantemente a queda correspondente e a potência resultante destes fatores (SCHEREIBER, 1977).

Uma das relações que traduzem a ideia apresentada no parágrafo anterior e frequentemente utilizada na análise de empreendimentos é o fator de capacidade de um aproveitamento. O fator de capacidade de uma pequena usina hidrelétrica é uma medida da disponibilidade de vazões no local do empreendimento e de quão eficiente é sua utilização para produção de energia (CETC, 2004). Ele consiste na relação da energia média produzida em determinado tempo pela capacidade máxima de geração neste período, conforme a fórmula abaixo:

$$F_c = E_{F_e} / P_{ot} \quad (4)$$

Onde:

P_{ot} é a potência instalada (MW);

F_c é o fator de capacidade;

E_{F_e} é energia média produzida em MW médios.

A estimativa da energia produzida, assim como a definição da potência instalada de um aproveitamento, é resultante de estudos complexos interdisciplinares que envolvem avaliação da disponibilidade hídrica e das restrições socioambientais, a definição do arranjo e das perdas hidráulicas, o estudo da variação dos níveis de montante e de jusante, análises de custo-benefício, entre outros estudos que são elaborados com maior ou menor complexidade em função da fase de projeto.

Um aspecto que afeta diretamente o benefício de usinas em derivação e que merece destaque devido à sua estreita relação com o meio ambiente é a chamada vazão sanitária, remanescente ou ecológica. Segundo Garcia e Andreazza (2004

p.2), “a “vazão ecológica” é aquela que possibilite ao ambiente hídrico manter a integridade dos processos naturais que se dão entre o meio físico e a biota, valorizando especialmente as inter-relações vinculadas às variações do regime hidrológico natural”. Neste sentido, o estabelecimento de vazões mínimas à jusante das barragens implica na não contabilização destas descargas para produção de energia, fato que não pode ser esquecido na avaliação do benefício gerado por um aproveitamento.

Dentro deste contexto, a metodologia de prospecção proposta neste trabalho objetiva discutir e apresentar, entre outros aspectos, uma alternativa para a avaliação da energia que pode ser produzida e da potência instalada para determinado local, de forma expedita e preliminar, utilizando, fundamentalmente, dados secundários.

4. Revisão Bibliográfica de Metodologias de Avaliação Preliminar de Potenciais e Projetos de PCHs

A Agência Internacional de Energia divulgou no ano de 2000 um relatório que apresenta uma série de metodologias desenvolvidas com a finalidade de avaliar economicamente projetos de pequenas centrais hidrelétricas em fase preliminar de forma rápida e eficiente. Estas metodologias variam entre cálculos simples até programas computacionais complexos e visam estimar a energia que pode ser produzida em um aproveitamento hidrelétrico. Estas estimativas envolvem a definição da queda disponível e da variabilidade da quantidade de água que pode ser utilizada para geração (IEA, 2000).

Entre os estudos apresentados no relatório da IEA (2000), destacam-se:

- Report on Assessment of Small Hydro-electric Development at Existing Facilities. *US Dept. of Interior. Water and Power Resources*. USA. 1980.
- Civil Engineering Guidelines for Planning and Designing Hydroelectric Developments: ASCE Small Scale Hydro, Vol 4 (1989) USA.
- Remote Small Hydro Reconnaissance Methodology vol. 1 (1996), Ottawa Engineering Ltd, Canada.
- IMP (4.0a) Integrated Method for Power Analysis (1999), Charles Howard & Associates Ltd and Natural Resources, Canada.
- RETScreen: Pre-feasibility Analysis Software (1999), Natural Resources, Canada: Canmet, Energy Diversification Research Lab.
- The PROPHETE method of site evaluation for small hydro stations, BRGM and ADEME, France. 1985.
- Peach 2.0 Software for investigation and design of small hydro projects, ISL Bureau d'Ingenieurs Conseils, France
- Hydra Software for the feasibility study of small hydro plants, The European Atlas of Small Hydropower Potential, Institute of Hydrology, UK and the European Small-scale Hydropower Association (ESHA). 1997.

De acordo com a IEA (2000), a estimativa da quantidade de água disponível é o maior desafio enfrentado para o desenvolvimento de estudos de pré-viabilidade, sendo que as duas principais metodologias utilizadas para definição desta variável é a utilização da curva de permanência, que pode ser obtida através de um estudo de regionalização de vazões e métodos de simulações com base em séries de vazões.

Uma curva de permanência de vazões apresenta a relação de valores de vazões em determinado ponto de um curso d'água pela porcentagem de tempo em que determinada vazão é superada, representando a variabilidade e a distribuição das descargas (VOGEL, 1995; SHAO, 2009). Neste método, as vazões correspondentes a determinado percentual de permanência são aplicadas à fórmula da potência efetiva (Equação III) para obtenção de uma curva de permanência de energia gerada. Além disso, os níveis de montante e jusante podem ser constantes ou variar de acordo com a descarga, porém, não é possível avaliar os efeitos de regularização dos reservatórios.

No caso da eficiência do conjunto turbina-gerador, pode ser utilizado um valor fixo ou variável em função da vazão. Outros condicionantes operativos também podem ser incorporados, como, por exemplo, descarga mínima para funcionamento das turbinas, mínima carga de operação e capacidade máxima de geração. Dessa forma, a área abaixo da curva de permanência de potência leva à estimativa da energia média produzida em determinado período de tempo (USACE, 1985, VOGEL, 1995; CETC, 2004). O Gráfico 4 apresenta este conceito.

Gráfico 4 – Representação gráfica do método da curva de permanência

O patamar observado pelas curvas de vazão utilizada e potência disponível corresponde à vazão máxima turbinada e à potência instalada, respectivamente. Dessa forma, a energia pode ser calculada através da integração da curva da potência disponível. Se, por exemplo, for adotado um intervalo de cálculo de 5%, a energia média anual será obtida através da seguinte equação (CETC, 2004):

$$E_{disp} = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{P_{5(k-1)} + P_{5k}}{2} \right) \frac{5}{100} 8760 (1 - l_{dt}) \quad (5)$$

Onde,

E_{disp} : Energia disponível (kWh/ano)

P_5 : Energia produzida para determinado percentual de permanência

l_{dt} : Perdas anuais específicas pelo usuário, como, por exemplo, indisponibilidade forçada ou programada.

Já os métodos de simulações consistem em cálculos sequenciais da energia produzida com base na fórmula da potência efetiva e utilização de séries de vazões para cada intervalo de tempo do período em análise. O método utiliza a equação da continuidade para determinar as vazões do projeto e, portanto, pode levar em consideração os efeitos de regularização do reservatório, assim como simular cenários de operação que incorporem outros usos da água (ex.: controle de cheias, abastecimento de água e irrigação) (USACE, 1985).

Com exceção do PROPHETE (BRGM, 1985) e do IMP, todas as metodologias estimam a produção de energia com base na curva de permanência de vazões. Algumas das metodologias, principalmente os programas computacionais, foram desenvolvidas para regiões específicas e, assim, são dependentes de dados de séries de vazões e/ou estudos de regionalização, acarretando em restrições de uso para outras áreas (IEA, 2000).

Alguns métodos também analisam a viabilidade econômica dos locais e utilizam custos médios de aproveitamentos construídos para estimativas preliminares do investimento em novos sítios. Todavia, estas avaliações devem ser feitas de forma criteriosa, pois dependem de condicionantes locais que podem

interferir de forma significativa na avaliação, como, por exemplo, acesso e proximidade das redes elétricas (IEA, 2000).

Segundo o IEA (2000), a confiança nos resultados produzidos por cada uma das metodologias é extremamente dependente da qualidade dos dados utilizados e disponíveis para as regiões analisadas, fato sempre relevante em estudos preliminares.

No Brasil, o Centro de Hidráulica e Hidrologia Professor Parigot de Souza (CEHPAR) propôs um modelo, nomeado como “FLASH”, de avaliação de custos e benefícios de pequenas centrais hidrelétricas (SANT’ANA, 1983, 1987). Este trabalho desenvolveu através de pesquisas em bibliografias existentes, consultas a fabricantes de equipamentos e critérios de projeto para levantamentos de quantitativos, uma série de funções matemáticas para estimativa preliminar dos custos de implantação de uma PCH. Para a estimativa do benefício gerado, o estudo também utiliza o método da curva de permanência de vazões.

A partir do desenvolvimento e da difusão das ferramentas de geoprocessamento e dos modelos digitais de terreno, algumas metodologias de pré-viabilidade de usinas hidrelétricas e de planejamento energético foram desenvolvidas com base nestes dois pilares. A utilização de tecnologias de Sistemas de Informações Geográficas (SIG) permite introduzir informações e conhecimentos de diversas fontes em um mesmo ambiente, favorecendo o processo de auxílio à tomada de decisão e de manipulação de dados. Nestas ferramentas, toda a informação é armazenada em bancos de dados georreferenciados e separada através de camadas temáticas (LO, YEUNG, 2002), o que contribui muito para a análise de empreendimentos com perfil multidisciplinar, como grandes obras de engenharia.

Entre os trabalhos que utilizaram ou analisaram a aplicação de ferramentas SIG para avaliação de potenciais hidrelétricos de PCHs, destacam-se: Kumar e Singhal (1999), Kumar, Rees e Raghuvanshi (2002), Chakraborti (2002), Sinha e Dudhani (2003), INEEL (2004), Das e Paul (2006), Faria Filho (2007), Polizel (2007), Monk et al (2009), Ávila et al (2009) e Tiago Filho, Nunes e Alves (2009).

O Quadro 3 apresenta uma série de estudos que utilizaram estas tecnologias para a avaliação de usinas hidrelétricas e suas principais características .

Um estudo que merece ser destacado é o *Water Energy Resources of the United States with Emphasis on Low Head/Low Power Resources* que foi realizado

pelo *Idaho National Engineering and Environmental Laboratory* (INEEL) em conjunto com o *U.S Geological Survey*. Este estudo avaliou o potencial energético para aproveitamentos entre 100 kW e 1 MW para todo o território americano. A metodologia aplicada utilizou o estado da arte no que diz respeito aos modelos digitais de terreno e ferramentas de geoprocessamento para avaliação do potencial energético (INEEL, 2004).

Neste trabalho a avaliação do potencial energético foi realizada através da vazão média de longo termo estimada através de estudos de regionalização de vazões. Foram incluídas áreas de restrição e/ou inviabilidade para a implantação de usinas de pequeno porte, como por exemplo, áreas de preservação ambiental (INEEL, 2004).

O principal produto deste estudo é um mapa georreferenciado que fica disponível na *internet*, onde é possível acessar todo o resultado da pesquisa em um ambiente SIG.

No Brasil, Polizel (2007) propôs um modelo para avaliação da pré-viabilidade de PCHs e usinas eólicas com base em ferramentas de geoprocessamento que visa identificar e avaliar os aspectos técnico-econômicos de sítios para implantação de aproveitamentos desta natureza. A metodologia é baseada em cinco módulos:

- Módulo 1: Pré-seleção de áreas prioritárias para estudo;
- Módulo 2 : Proposição de projetos em áreas prioritárias;
- Módulo 3: Estimativa de custo de rede e conexão elétrica;
- Módulo 4: Análise econômica dos projetos propostos;
- Módulo 5: Classificação de projetos e análise de sensibilidade.

A análise das metodologias descritas, no Quadro 3, revela que a questão dos condicionantes e restrições de ordem ambiental e infraestrutura não são desenvolvidos ou são pouco desenvolvidos, exceção feita ao estudo de Monk et al. 2009 e INEEL (2004). No caso dos condicionantes de ordem geológica, apenas o trabalho de Oñate-valdivieso e Orellana (2008) realiza esta análise.

Autor	Dados Coletados	Método de Estimativa das Vazões	Base topográfica	Cálculo da Energia	Crterios para avaliação dos sítios estudados
KUMAR,SINGHAL, 1999	Características Fisiográficas da Bacia, Dados e Mapas Meteorológicos, Linhas de Transmissão, Geologia, Uso e Ocupação do solo	Regionalização de vazões	MDT	Vazão correspondente a 90% da curva de Permanência.	Energia Produzida e lista de prioridade
BALLANCE, STEPHENSON, CHAPMAN, MULLER, 2000.	hidrografia e topografia	Regionalização de vazões (vazão específica de longo termo)	MDT feito a partir de um mapa digital de pontos-cota com intervalos de 400m.	Vazão média de longo termo	Mapas de estimativas e avaliação dos potenciais
KUMAR, REES, RAGHUVANSHI, 2002.	Hidrografia, topografia, uso e ocupação do solo, precipitação, temperaturas, cobertura de gelo, geologia.	Regionalização de Vazões	Não especificado	Método da Curva de Permanência (programa computacional Hydra HP)	Energia Produzida, Regime de vazões, Tipo da Turbina.
RAMACHANDRA et al, 2004	Hidrografia, Hidrologia, Demografia, Uso do Solo, Topografia, Geologia	Medição <i>in loco</i> através da batimetria e medição da velocidade (por 18 meses, 3 dias por mês), fórmulas empíricas (chuva-vazão) e método racional	Não especificado	Vazão Média	Topografia, Queda Líquida, Uso do Solo, Disponibilidade Hídrica, Usos da água, comprimento do circuito adutor, distância dos centros de carga e condicionantes geológicos, potencial energético
INEEL, 2004	Divisões geopolíticas, centros urbanos, topografia, hidrografia, hidrologia, Linhas de transmissão, áreas de proteção socioambiental, PCHs existentes	Regionalização de vazões	MDT	Vazão média de longo termo	Classificação de locais potenciais de acordo com classes de carga e potência, análise de condicionantes e restrições socioambientais e de infra-estrutura/logística
BERGSTRÖM, MALMROS, 2005.	Curvas de Nível com equidistância de 30 metros Limites políticos/ Administrativos Infraestrutura (rodovias e Ferrovias) Hidrografia Uso e Ocupação.	Medição <i>in loco</i> através da batimetria e medição da velocidade.	Digitalização de Mapas na escala 1:50.000, com curvas de nível a cada 30m, com transformação para um MDT	Vazão obtida na campanha de medição	Potencial Energético. Condicionantes: existência de cidades e distância das rodovias
DAS, PAUL, 2006	Hidrografia, topografia e uso e ocupação do solo (CN)	A Vazão disponível é estimada com base na soma do escoamento básico (medições em campo) e o escoamento superficial (método SCS CN)	MDT com curvas de nível de 10m,	Vazão Total Mensal com base na metodologia descrita	Avaliação do arranjo e energia produzida
FARIA FILHO, 2007	Hidrografia e topografia	Regionalização de vazões (Hidrotec)	MDT (SRTM com resolução de 90m)	Vazão correspondente a 95% da curva de Permanência.	Avaliação de Locais Barráveis, Energia produzida, outros usos
POLIZEL, 2007.	Divisões geopolíticas, centros urbanos, topografia, hidrografia, hidrologia, Linhas de transmissão, áreas de proteção ambiental, PCHs existentes	Regionalização de vazões (vazão específica de longo termo)	MDT escala 1:50.000 (estado de SP)	Vazão média de longo termo	Estimativa da energia assegurada de longo termo, potência instalada de referência, custo da rede e conexão elétrica, análise econômica dos projetos, classificação dos projetos.
OÑATE-VALDIVESO, ORELLANA, 2008	Centros urbanos, infraestrutura (rodovias), uso do solo, geologia	Relação entre áreas de drenagem com base em dois postos fluviométricos vizinhos a área de estudo com séries de vazão superiores a 30 anos	MDT 1:50.000 curvas de nível de 40m.	Vazão correspondente a 90% da curva de Permanência.	Geologia, Energia produzida, usos da água, área do reservatório
DEHERAGODA, GUNATHILAKA, PRABATH JAYANTHA, 2009.	Hidrografia, uso e ocupação do solo e topografia	Não analisa	MDT na escala 1:50.000	Não analisa	Não analisa
MONK, JOYCE, HOMENUKE, 2009.	Hidrografia, Topografia, linhas de transmissão, infraestrutura (rodovias),	Regionalização de vazões	MDT	Vazão Média de Longo termo. São contabilizadas as perdas de carga no circuito de adução.	Energia produzida, avaliação econômica (RETScreen) que incluem análises das linhas de transmissão, meio ambiente, acessibilidade e custos com logística.
ÁVILA et al, 2010.	Topografia e Hidrografia	Relação entre áreas de drenagem com base em um posto fluviométrico vizinho a área de estudo	MDT escala 1:100.000	Vazão média de longo termo	Locais barráveis
Fonte: Elaboração Própria					

Quadro 3 – Estudos de avaliação preliminar de potenciais hidroenergéticos utilizando ferramentas SIG.

Segundo as “Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas” (ELETROBRÁS, 2000), a avaliação preliminar da energia firme de um local poder ser realizada a partir da utilização da vazão mínima no local ou pela vazão com 95% de permanência ($Q_{95\%}$) ou, ainda, pela vazão média ao longo do período crítico do sistema interligado na equação da potência efetiva. Geralmente, a vazão mínima e a $Q_{95\%}$ são utilizadas para dimensionamento em sistemas isolados.

Dentro desta perspectiva, o presente estudo visa incorporar o conhecimento criado pelos trabalhos citados e propor um uma sequência metodológica para a realização de estudos de Prospecção de PCHs.

5. Metodologia de Prospecção de Pequenas Centrais Hidrelétricas

5.1 Introdução

A metodologia de prospecção de PCHs proposta no presente capítulo consiste em um instrumento de avaliação expedita e preliminar da viabilidade técnica, econômica e socioambiental para implantação de pequenas centrais hidrelétricas e tem como objetivo estudar as características físicas e socioambientais de determinada bacia hidrográfica para estimativa do potencial hidroenergético e análise de pontos favoráveis e desfavoráveis em projetos desta natureza.

Esta metodologia pode ser utilizada no auxílio à tomada de decisão para o empreendedor investir ou não no desenvolvimento de determinado projeto, assim como uma ferramenta de planejamento energético e busca por novos locais para implantação destes empreendimentos.

O estudo tem o objetivo de avaliar de maneira quantitativa (quando possível) e qualitativa cada um dos elementos apresentados no Capítulo 3 que influenciam o custo e o benefício de uma PCH. Neste contexto, a metodologia visa concatenar ideias e conceitos que contribuam para o desenvolvimento de um estudo de viabilidade preliminar de aproveitamentos hidrelétricos de pequeno porte de maneira consistente, rápida e de baixo custo.

A metodologia é baseada na utilização de dados secundários já disponíveis e uma visita de campo, ou seja, não são realizados levantamentos específicos como, por exemplo, topografia de campo e investigações geológicas.

Conforme o Fluxograma 8, o primeiro passo da metodologia é a coleta e organização dos dados secundários disponíveis da bacia hidrográfica a qual se pretende estudar.

A segunda etapa consiste em avaliar os dados geológicos, socioambientais e de infraestrutura da região estudada para a construção de um panorama geral de análise e identificação de possíveis restrições, condicionantes ou aspectos que conduzam à inviabilidade para a implantação de pequenas centrais hidrelétricas.

Fluxograma 8 – Etapas da metodologia de Prospecção de PCHs

Em seguida, com base nos dados topográficos, é preciso identificar locais potencialmente atrativos, como quedas naturais e/ou seções de barramento e, no caso da localização de sítios com características interessantes, é necessário avaliar a queda bruta disponível e estudar alternativas de concepção do arranjo para o seu aproveitamento hidroenergético.

A partir dos estudos hidrológicos, o próximo passo é estimar a disponibilidade hídrica do local.

De posse dos resultados provenientes das duas etapas anteriores, deve-se quantificar o potencial energético (Energia Média e a Potência Instalada) e, em seguida, realizar uma análise econômica expedita. Caso o local seja considerado atrativo do ponto de vista energético e econômico, é possível a realização de uma visita de campo. Nessa visita de reconhecimento, os estudos realizados no escritório devem ser confirmados e novos dados e informações devem ser obtidos de forma a retroalimentar a metodologia e refinar os estudos.

A última etapa da metodologia consiste na avaliação dos resultados obtidos.

Os itens a seguir apresentarão detalhadamente as características de cada uma das etapas da metodologia de prospecção de PCHs proposta.

5.2 Coleta e Organização de Dados

A primeira etapa da metodologia consiste na pesquisa e coleta de informações sobre a bacia na qual será realizado o estudo. É recomendável que as informações existentes sejam obtidas em instituições oficiais, tais como a ANEEL, a ELETROBRÁS, a Concessionária de Energia, o Serviço Geológico do Brasil (CPRM), o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), o Serviço Geográfico do Exército, etc (ELETROBRÁS, 2000).

De acordo com as Diretrizes para estudos e projetos de PCHs (ELETROBRÁS, 2000), as seguintes informações são importantes de serem adquiridas:

- Mapas diversos da região (inclusive os rodoferroviários);

- Fotografias aéreas e mapas cartográficos; restituições aerofotogramétricas e dados topográficos;
- Imagens de satélites;
- Perfis do rio;
- Sistema energético da região (linhas de transmissão e subestações);
- Dados hidrométricos observados pelas instituições oficiais;
- Estudos hidrológicos porventura já realizados na bacia;
- Dados geológicos e geotécnicos, regionais e locais;
- Dados socioambientais sobre a região.

Os conceitos envolvidos neste trabalho englobam informações e estudos com características interdisciplinares, aspecto sempre presente em obras de infraestrutura como as hidrelétricas. Devido à necessidade de cruzamento e relacionamento de diferentes tipos de informações no espaço, a metodologia utiliza como ferramenta auxiliar os *softwares* de Sistemas de Informações Geográficas (SIG).

As ferramentas SIG permitem realizar análises complexas ao integrar dados de diversas fontes e ao criar um banco de dados georreferenciado (MONK et al, 2009), organizados através de camadas (*layers*), o que facilita a gestão destas informações, como ilustrado na Figura 4.

Devido à necessidade de relacionar dados de diferentes fontes, as ferramentas SIG possuem um importante papel para o planejamento, desenvolvimento e implementação de projetos de hidrelétricas. No ambiente SIG, dados georreferenciados podem ser armazenados, revisados e atualizados, além de possibilitar pesquisas, de maneira simples, economizando tempo e minimizando investimentos (DUDHANI, SINHA e INAMDAR, 2006).

Todas as informações coletadas devem ser georreferenciadas em um sistema de coordenadas comum.

Além disso, a visita de campo também é uma oportunidade para coleta de novas informações que não foram vislumbradas através dos dados secundários coletados.

Figura 4 – Exemplo de um esquema de camadas do banco de dados georreferenciados para aplicação da metodologia de prospecção de PCHs.

Também é importante salientar que a qualidade e a abrangência dos dados coletados terão influência direta na confiabilidade e alcance dos resultados obtidos.

5.3 Avaliação dos Condicionantes e Restrições

O estudo de Prospecção deve procurar identificar e avaliar os problemas que podem ser críticos à implementação de projetos de PCHs (USACE, 1979). A análise de condicionantes e/ou restrições de ordem geológica, socioambiental e de

infraestrutura são fundamentais para reduzir as chances de investimentos em estudos com características pouco promissoras.

Esta análise pode tanto interferir nas características do arranjo estudado, como levar a inviabilidade do mesmo.

Nos próximos subitens, são detalhados tanto os aspectos de escritório que são realizados no início da metodologia, como também aspectos da visita de campo, realizada no final, e que poderá retroalimentar cada uma das etapas anteriores com novas informações, como ilustrado pelo Fluxograma 8.

5.3.1 Aspectos Geológico-geotécnicos

Como discutido no item 3.2.2, a geologia do local é fator importantíssimo para a concepção do aproveitamento e a atratividade de uma usina hidrelétrica. Dessa forma, é fundamental incorporar à fase de Prospecção o estudo dos aspectos geológico-geotécnicos.

A análise das restrições e condicionantes geológicos deve ser feita com base nos dados coletados na primeira etapa da metodologia e também na visita ao campo. Assim, quanto maior a quantidade de informações, mais apurados serão os resultados do estudo. Todavia, é importante que as informações geológicas coletadas sejam avaliadas e revisadas com o intuito de validá-las e identificar deficiências (USACE, 2001).

Na fase de prospecção, os estudos geológicos devem ser conduzidos de forma a examinar características geológicas importantes e identificar áreas potencialmente problemáticas (USACE, 2001) como, por exemplo, zonas cársticas que podem inviabilizar um aproveitamento, devido à alta permeabilidade do solo e de cavernas subterrâneas.

Por outro lado, o estudo também deve apontar condições favoráveis, como afloramentos rochosos na região do barramento e da casa de força, que podem significar boas condições geológico-geotécnicas para a fundação das estruturas.

De acordo com o manual de investigações geotécnicas do US *Army Corps of Engineers* (USACE, 2001), os estudos em fase de reconhecimento para projetos de reservatórios devem avaliar e mapear os seguintes aspectos:

- Falhas, juntas, estratigrafia e outras feições geológicas significantes;
- Topografia cárstica ou outras feições que podem indicar grande potencial de infiltração nos reservatórios;
- Níveis d'água de poços, nascentes, águas superficiais, vegetação sensível à água, e outras evidências de lençóis de água;
- Rochas solúveis ou expansivas, como gipsita ou anidrita;
- Áreas com possibilidade de escorregamentos na borda do reservatório;
- Recursos minerais como valor econômico;
- Áreas de bota-fora e ocorrência de materiais para construção;
- Áreas Erodidas

Além disso, o reconhecimento da região e dos processos físicos atuantes permitem compreender a natureza dos fenômenos existentes e a resposta dos terrenos a eles. Nakazawa, Freitas e Diniz (1994) destacam alguns processos e o desempenho destes terrenos ante seu uso:

- a) Erosão por ravinas e voçorocas: originam-se em solos de baixa coesão, os quais são facilmente transportados e removidos das vertentes pelo escoamento das águas de chuva. A combinação da ação das águas superficiais com a do lençol freático provoca a formação de voçorocas, através de *piping*, solapamento de taludes e erosão remontante. Esses dois processos de erosão linear envolvem a mobilização de grandes volumes de solo e são os que provocam maior impacto no meio, podendo induzir à destruição de obras de engenharia e o rápido assoreamento de rios e reservatórios. Os terrenos mais suscetíveis a esse tipo de erosão são os constituídos por arenitos, siltitos, conglomerados e coberturas cenozóicas, unidades às quais associam-se principalmente solos podzólicos e latossolos de textura arenosa média, além de coberturas de areia quartzosa e solos de alteração (horizonte C) de rochas graníticas e gnáissicas que se caracterizam por baixa coesão. O relevo é desde suave, com declividades a partir de valores inferiores a 6%, até característico de morrotes e morros, com declividades de até 20%.

- b) Escorregamentos: são deflagrados pela água de chuva que, ao infiltrar-se nos terrenos, reduz sua resistência e aumenta as solicitações sobre os maciços terrosos e rochosos. Os terrenos com altas suscetibilidades a movimentos de massa naturais e/ou induzidos têm estabilidade originalmente precária, como resultado da dinâmica evolutiva do relevo, sendo seus efeitos potencializados pela intervenção humana. Esses terrenos associam-se a áreas com relevo de serras, montanhas e morros, envolvendo sobremaneira locais onde o substrato litológico é granítico ou gnáissico, mas relacionando-se também a escarpas sustentadas por rochas sedimentares e lavas basálticas.
- c) Afundamentos cársticos: ocorrem onde o substrato rochoso é constituído por calcários, mármore, dolomitos, carbonatitos e rochas calciossilicáticas, que são passíveis de dissolução através da circulação de águas quimicamente agressivas. A agressividade das águas de percolação é ditada principalmente pelo ácido carbônico, proveniente de processos orgânicos, além de ácidos orgânicos, como o húmico, o fúlvico e o tânico. A dissolução das rochas carbonáticas se dá a partir de descontinuidades e fraturas, resultando na formação de cavidades subterrâneas que podem provocar afundamentos na superfície do terreno, assim como perdas d'água.
- d) Expansão e contração de solos: a execução de trabalhos de escavação que provocam a exposição à superfície de alguns tipos de rocha, como folhelhos, siltitos e argilitos, pode gerar problemas ligados à variação volumétrica desses materiais, devido à presença de argilo-minerais expansivos. A alternância de ciclos de umedecimento e ressecamento provoca a desagregação acelerada destas rochas, num processo conhecido como empastilhamento que pode levar à instabilização de taludes, assim como danificar estruturas de obras executadas em fundação direta.
- e) Colapso do solo: consiste no abatimento do terreno por adensamento das porções superficiais do solo, como consequência do colapso de sua estrutura sob saturação, sem necessidade de incremento das cargas aplicadas. Os solos colapsíveis apresentam em geral alto índice de vazios, baixa saturação natural e estrutura sustentada por cimentação ou tensão capilar intergrãos. Em condições naturais não estão sujeitos à saturação, situando-se geralmente em altos topográficos, podendo colapsar se houver um incremento na infiltração de água por ação antrópica. Quando o colapso

ocorre, reflete-se em recalques excessivos e/ou diferenciais nas fundações das obras.

Na visita de reconhecimento de campo, algumas características de caráter geral podem ser observadas, as quais poderão contribuir para análise da atratividade do empreendimento sob aspecto geológico-geotécnico, como por exemplo:

- Locais onde ocorreram recentes deslizamentos devem ser evitados, devido às más condições de suporte. Isto indica um maciço pouco consolidado, com baixa resistência e alta permeabilidade (ELETROBRÁS, 2000);
- Locais com desmatamentos, onde a vegetação é rala ou inexistente, associados a encostas íngremes, possuem tendência a processos erosivos naturais. Dessa forma, reservatórios com pequena capacidade podem ter sua vida útil comprometida devido ao acúmulo de sedimentos (ELETROBRÁS, 2000);
- Análise de afloramentos rochosos e solos expostos para verificação e refinamento dos mapas geológicos disponíveis (USACE, 2001);
- Análise da direção e mergulho das principais famílias de juntas e existência de acamamentos e planos de fraqueza que podem afetar a estabilidade natural e os taludes de escavação (USACE, 2001);
- Indicações de instabilidade de encostas como escarpas, matacões e árvores inclinadas (USACE, 2001)

Neste contexto, as observações de campo possuem um valor especial para planejar os estudos de concepção do projeto, pois algumas condições subsuperficiais adversas podem ser usualmente antecipadas através de evidências na superfície e com base nas características da geologia regional (USACE, 2001).

Como resultado desta parte, é desejável a construção de um panorama geral das características geológico-geotécnicas da região estudada, ressaltando os principais pontos favoráveis e desfavoráveis à implantação de PCHs.

5.3.2 Aspectos Socioambientais

Da mesma forma que os aspectos geológicos, os estudos socioambientais devem avaliar características do local que inviabilizem ou restrinjam o aproveitamento hidroenergético.

Nesta fase de estudos, a análise das características socioambientais deve procurar interpretar e tratar de forma apropriada os dados secundários e informações complementares obtidas na visita, com vistas a construir um quadro referencial compreensivo para a análise dos impactos socioambientais decorrentes da implantação de aproveitamentos na região prospectada. Este quadro deve possibilitar a identificação dos processos socioambientais mais significativos, relativos à interação do aproveitamento hidroelétrico e da região e daqueles aspectos que devem ser alvo de maior aprofundamento (MME, 2007).

Os principais impactos ambientais, incluindo as interferências, deverão ser avaliados de forma simplificada, em função da área inundada e de outros problemas à montante e à jusante do barramento, como, por exemplo, a questão da manutenção de vazão sanitária mínima de aproveitamentos com derivação (ELETROBRÁS, 2000).

Em consonância com estudos socioambientais de caráter preliminar do Manual de Inventário de Bacias Hidrográficas da Eletrobrás, os seguintes aspectos poderão ser analisados na fase de prospecção:

- As potencialidades da bacia: em termos da base de recursos naturais, das principais atividades socioeconômicas, das tendências dos setores produtivos, dos usos dos recursos hídricos e do solo, dos aspectos cênicos e turísticos, dos planos e programas existentes para a região; e as potencialidades socioeconômicas que poderão ser alavancadas com a implantação dos empreendimentos hidrelétricos na região.
- Os espaços de gestão socioambiental: áreas mais preservadas com vegetação original; áreas degradadas; áreas para conservação da biodiversidade; áreas com restrições e condicionantes de uso, como por exemplo, Unidades de Conservação e Terras Indígenas.

- As áreas de sensibilidade: as áreas mais sensíveis a presença de empreendimentos hidroelétricos também deverão ser identificadas e localizadas.
- Os conflitos existentes e potenciais: relacionados ao uso dos recursos hídricos e do solo, as estratégias de conservação da biodiversidade e as políticas, planos e programas existentes para o desenvolvimento da região.

Os potenciais conflitos devem ser entendidos como os problemas que de alguma forma se agravariam e/ou surgiriam com a introdução dos empreendimentos hidroelétricos, tais como:

- Conflitos gerados pela forma de reassentamento de população urbana e rural.
- Substituição de usos da terra, desarticulação das relações sociais e da base produtiva.
- Especulação imobiliária.
- Interferência sobre o patrimônio arqueológico, histórico e cultural.
- Áreas com conflitos pelo uso da terra.
- Interferência sobre a base de recursos naturais para o desenvolvimento.
- Perda de potencial turístico.
- Perda de recursos naturais.
- Interferência sobre Terras Indígenas e Unidades de Conservação federais, estaduais e municipais.

A existência de locais com problemas ambientais potenciais, como aterros sanitários, depósitos de lixo, tanques de armazenamento subterrâneos, barragens de rejeitos, na região da área estudada também devem ser identificados (USACE, 2001).

Em função dos resultados desta etapa, pode ser necessário reavaliar o arranjo e conseqüentemente a estimativa do potencial energético, assim como desistir de prosseguir com os estudos de determinado local devido a características que conduzam à inviabilidade socioambiental.

5.3.3 Aspectos de Infraestrutura e Logística

A questão da infraestrutura disponível e da logística necessária à implantação do aproveitamento constituem-se em outro aspecto importante que deve ser avaliado na etapa de prospecção.

Como discutido no item 3.2.3, a ausência de linhas de transmissão, subestações e estradas de acesso podem reduzir a atratividade do aproveitamento e até mesmo inviabilizá-lo. A necessidade de construção de obras de arte, como pontes, para o acesso aos locais dos empreendimentos, é outro exemplo relativo a este aspecto.

Assim, é fundamental estimar a extensão e a tensão da linha de transmissão necessárias para interligação da PCH à rede de transmissão de energia elétrica, assim como a dimensão e o tipo da infraestrutura viária requerida para chegar ao local considerado potencialmente atrativo (ADEME, 2003, BC HYDRO, 2004).

Atualmente no Brasil, com a tendência de as usinas hidrelétricas localizarem-se em regiões com pouca infraestrutura e afastadas dos centros de carga e locais de origem dos materiais, equipamentos e mão-de-obra para a realização do empreendimento, a logística de implantação é algo que interfere cada vez mais na sua atratividade.

Grandes distâncias entre o local da obra e as áreas de empréstimo e bota-fora, assim como das indústrias de cimento e equipamentos, podem também contribuir para a inviabilidade do projeto.

Desse modo, os aspectos regionais e de isolamento de áreas de futuros aproveitamentos interferem na viabilidade de empreendimentos e deverão ser avaliados, pois afetarão os custos de implantação do canteiro, de transporte de materiais, mão-de-obra (MONK et al, 2009) e da linha de transmissão.

5.4 Identificação e Aproveitamento de Locais Potencialmente Atrativos para PCHs

A identificação e a análise de alternativas de arranjo para um local, assim como a definição da queda bruta, requerem invariavelmente uma base topográfica. Esta base deve possibilitar a pesquisa de sítios que sejam passíveis de implantação de uma PCH.

Para escolha dos locais barráveis, devem ser observados com especial interesse todos os trechos em corredeiras e quedas de água, além de todos os locais que apresentem estreitamentos acentuados do vale que minimizem as dimensões da barragem. Igualmente, deverão receber atenção as limitações impostas pelas condicionantes físicas e restrições socioambientais (MME, 2007).

Em cada eixo de barragem deve-se determinar o maior nível de água que o reservatório pode atingir com base nas restrições e condicionantes identificados, como, por exemplo, a área de inundação do reservatório. Esses locais devem ser caracterizados em plantas e perfis dos rios, que servirão de base para o estudo de possíveis alternativas de divisão de queda. Os critérios a serem adotados em cada caso dependerão da avaliação técnica dos parâmetros topográficos, geológicos, geotécnicos, hidrológicos e socioambientais (MME, 2007), calcados nos aspectos discutidos no Capítulo 3.

De forma geral, o critério básico para a definição do arranjo é a maximização da eficiência econômico-energética, em conjunto com a minimização dos impactos socioambientais negativos (MME, 2007).

No caso de arranjos em derivação, a locação do sistema adutor é fator importante para a atratividade do empreendimento, pois a necessidade de utilização de túneis de adução muito extensos em contraposição aos canais pode configurar-se em custo excessivo e, conseqüentemente, levar à inviabilidade econômica do aproveitamento.

O circuito de adução deve ser concebido de maneira a localizar a casa de força ou canal de fuga à jusante da queda concentrada de maneira a aproveitar ao máximo a queda no aproveitamento. Posteriormente, procura-se reduzir o comprimento total do circuito de forma a encontrar a solução mais prática e econômica (MME, 2007).

A definição do arranjo permitirá definir a queda bruta disponível no local, que será 'dado de entrada' para o estudo energético. É importante frisar que nesta etapa não é necessário escolher um único *layout* para o local e diversas alternativas podem ser estudadas.

O arranjo na etapa de prospecção é esquemático, ou seja, deve conter apenas as principais dimensões das estruturas mais importantes, como, por exemplo, altura e comprimento da barragem, comprimento do canal e/ou túnel de adução e comprimento do conduto forçado.

5.4.1 Modelos Digitais de Terreno - MDT

No Brasil, a ausência de levantamentos topográficos sempre foi um obstáculo para o desenvolvimento de estudos e projetos, principalmente em fases preliminares, ocasião em que falta de dados secundários em escala compatível levava à necessidade de investimentos significativos para a realização de levantamentos de campo específicos.

Com o avanço da tecnologia, novas fontes de dados para geração de produtos cartográficos estão sendo disponibilizadas, assim como programas computacionais voltados à cartografia digital planialtimétrica (SOUZA; LOCK, 2007). Os modelos digitais de terreno têm adquirido destaque entre estes produtos e podem se utilizados para os estudos de prospecção.

O emprego destes dados como fonte de informação altimétrica pode vir a suprir as necessidades decorrentes da ausência ou escassez de cartografia em muitas regiões do globo terrestre, por sua vez, causadas pela dificuldade de acesso ou pela carência de projetos de mapeamento sistemático (Zeilhofer¹³ (2001) e Nobrega et al (2004¹⁴) apud Brandão, Santos (2009)).

¹³ ZEILHOFER, P. Modelação do relevo e obtenção de parâmetros fisiográficos na bacia do Rio Cuiabá. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v. 6, 2001.

¹⁴ NOBREGA, R. A. A. ; QUINTANILHA, J. A.; BARROS, M. T. L. Modelagem digital do terreno como subsidio para a geração da altimetria e das ortofotos para o sistema de suporte a decisões da bacia do Cabuçu de Baixo em São Paulo. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, 2004.

Atualmente, o MDT mais utilizado e estudado e que é disponibilizado para quase o mundo todo são os dados da missão denominada como *Shuttle Radar Topography Mission* (SRTM). Essa missão foi um projeto realizado em conjunto pela NASA (*National Aeronautics and Space Administration*) e NIMA (*National Imaging and Mapping Agency*), dos EUA.

Os dados SRTM foram coletados pelo ônibus espacial *Endeavour* através de interferometria por radar, utilizando um instrumento denominado de *Synthetic Aperture Radar* (SAR). A interferometria de radar consiste na captação de duas imagens de locais muito próximos. A diferença entre estas imagens permite o cálculo de elevação da superfície. (USGS, 2009). O SAR opera nas bandas C e X, sendo que uma haste foi colocada no ônibus espacial para levar uma das antenas receptoras, conforme a Figura 5 (SANTOS; GABOARDI ;DE OLIVEIRA, 2006).

Durante 11 dias do mês de fevereiro de 2000, foram gerados dados consistidos com cobertura de cerca de 80% do globo terrestre, entre as latitudes de 60°N e 56 °S, fornecendo modelos tridimensionais com amplitude da grade de 30 metros (SRTM 1, apenas para os Estados Unidos) e 90 metros (SRTM 3) (CHIEN¹⁵, 2000 apud SANTOS; GABOARDI; DE OLIVEIRA, 2006).

Figura 5 - Desenho esquemático do funcionamento do SAR.

No Brasil, os pesquisadores da Embrapa Monitoramento por Satélite utilizaram os dados brutos do SRTM da NASA e fizeram um cuidadoso trabalho de correção e padronização, eliminando falhas, sombras e distorções. Como resultado, para cada área de 90 metros por 90 metros do território nacional, dispõe-se de uma

¹⁵ CHIEN, P. Endeavour maps the world in three dimensions. Geoworld, n. 37, p. 32 – 38. Abril 2000.

medida altimétrica precisa, permitindo reconstituir o relevo do país, como nas cartas topográficas, só que de forma digital e homogênea (MIRANDA, 2005).

Diversos autores analisaram a precisão dos dados da missão SRTM.

Segundo Gesch, Muller e Farr (2006), Suchandt et al (2001) e Miranda (2005), a precisão vertical dos dados SRTM é de 16 metros. Santos, Gaboardi e Oliveira (2006) avaliaram a precisão vertical dos dados SRTM para a Região Amazônica e concluíram que o MDT preenche todos os requisitos para documentos cartográficos na escala 1:100.000 com tolerância vertical de 25 metros. Nóbrega, Santos e Cintra (2005) fizeram uma comparação entre os dados SRTM e aerofotogrametria e apontaram que as análises elaboradas revelaram um bom comportamento do MDT.

Rodriguez et al (2005) realizaram um trabalho de avaliação da precisão dos dados SRTM comparando o comportamento do MDT com dados de GPS em diversos continentes. Os resultados demonstraram que, para a América do Sul, o erro absoluto é de 6,2 metros e o erro relativo de 5,5 metros, ambos com 90% de significância.

Com base nesta característica os MDTs podem ser considerados importante fonte de informação para estudos de prospecção de PCHs. Contudo, devido à precisão da base planialtimétrica, algumas restrições podem ser relevantes, principalmente, para aproveitamentos de baixa queda, onde erros na definição da queda bruta podem interferir muito na quantidade de energia gerada e na viabilidade do projeto.

5.5 Avaliação da Disponibilidade Hídrica

Para estimar a energia que pode ser produzida em determinado ponto de um rio é necessário o conhecimento da disponibilidade hídrica. A quantificação de processos hidrológicos, no caso, o regime de vazões em determinado local de um curso d'água, depende da observação das variáveis hidrológicas que os descrevem ao longo do tempo. Estas variáveis possuem comportamento estocástico e

necessitam de amostras confiáveis e representativas para a sua estimativa (TUCCI, 2002).

Na etapa de prospecção, sempre que possível devem ser utilizados estudos hidrológicos existentes, calcados em dados de postos fluviométricos devidamente avaliados, quanto à sua qualidade e quantidade, para a estimativa da disponibilidade hídrica de uma seção de um curso d'água. Entretanto, uma rede de postos fluviométricos, ainda que densa, dificilmente atenderá com seus dados a todos os locais de interesse. Assim, sempre existirão lacunas espaciais e temporais que deverão ser preenchidas (TUCCI, 2002).

Neste contexto, os estudos de regionalização de vazões podem ser considerados uma alternativa adequada para estimativa da disponibilidade hídrica. Estes estudos consistem em espacializar a informação hidrológica, normalmente pontual, possibilitando a transferência de informações de uma região para a outra dentro de uma área com comportamento hidrológico semelhante. (ANEEL, 2000 e TUCCI, 2002).

Assim, a regionalização hidrológica envolve a determinação de variáveis em diferentes locais da região e é definida por limites geográficos, levando em consideração os limites de bacias hidrográficas (TUCCI, 2002).

A regionalização de variáveis e funções hidrológicas pode ser estabelecida através de uma relação empírica entre valores da função e características espaciais conhecidas do sistema hidrológico, ou através de uma equação ou relações adimensionais baseada nos dados disponíveis. As etapas de um estudo de regionalização são (TUCCI, 2002):

- definição dos limites da área a ser estudada;
- definição das variáveis dependentes e explicativas da regionalização;
- seleção dos dados das variáveis e
- funções regionais: relações regionais e definição das regiões homogêneas.

De acordo com Tucci (2002), a função de regionalização é entendida com uma expressão que identifica o comportamento de um processo ou fenômeno, ou seja, uma variável é regionalizada quando pode ser determinada numa região com base em relações estabelecidas através de dados pontuais existentes.

A variável regionalizada é estimada através de uma função de variáveis explicativas. Ou seja, uma variável Y , pode ser estimada pela seguinte função:

$$Y = F(X, W, Z)$$

Onde, X, W e Z são variáveis explicativas. O Quadro 4 apresenta alguns exemplos de variáveis hidrológicas e variáveis explicativas.

Da mesma forma que uma variável, uma função hidrológica como, por exemplo, a Curva de Permanência ou Curva de Regularização, também pode ser regionalizada através do estabelecimento de uma relação empírica entre valores da função e características conhecidas, espacialmente, do sistema hidrológico.

VARIÁVEL REGIONALIZADA	VARIÁVEL EXPLICATIVA
Vazão Média	Área da bacia, precipitação.
Vazão Média de Cheia	Área de bacia, precipitação, declividade e comprimento do rio.
Vazão Mínima	Área da bacia e densidade de drenagem.

Fonte: TUCCI, 2002

Quadro 4- Exemplos de Variáveis Regionalizadas e Explicativas.

Os indicadores regionais são definidos como valores médios de variáveis ou proporções que permitam uma rápida estimativa de uma variável ou entendimento de seu comportamento. Exemplos: vazão específica média e relação entre vazão mínima e vazão média.

Como já mencionado, a etapa de prospecção deve ser algo expedito e pouco oneroso, calcado principalmente em dados secundários. Neste contexto, os estudos de regionalização são perfeitamente adequados a esta fase de estudos preliminares e permitem o conhecimento da disponibilidade hídrica de maneira simples e rápida. Entre as variáveis, funções e indicadores que usualmente estão disponíveis em estudos de regionalização e que podem ser utilizados na fase de prospecção destacam-se:

- Vazão média
- Vazão máxima
- Vazão mínima
- Curva de permanência
- Curva de regularização
- Mapeamento de vazões específicas

Entre os estudos de avaliação preliminar de pequenas centrais hidrelétricas que utilizaram a regionalização de vazões, cabe elencar: o Hydra-HP (KUMAR, REES, RAGHUVANSHI, 2002, IAE, 2000) na Europa e Índia; Kumar e Singhal (1999), Das e Paul (2006) na Índia; Monk et al (2009) e BC Hydro (2000) no Canadá; INEEL (2004) nos Estados Unidos; Polizel (2007), Faria Filho (2007) e Ávila et al. (2010) no Brasil.

5.5.1 Disponibilidade de Estudos de Regionalização Hidrológica no Brasil

Com objetivo de subsidiar e complementar a metodologia proposta foi realizado um extenso trabalho de pesquisa dos estudos de regionalização hidrológica existentes no Brasil. Foram consultados diferentes órgãos e instituições governamentais e privadas, revistas científicas, bibliotecas, bancos de dados, além de informações obtidas com profissionais ligados aos estudos executados.

Os estudos de regionalização hidrológica disponíveis possuem basicamente dois tipos de abrangência: estadual e bacias hidrográficas. Dessa forma, os resultados desta pesquisa estão organizados em duas tabelas do Apêndice A. A primeira apresenta os estudos de regionalização realizados para bacias hidrográficas e estão organizados em função da sub-bacia no qual estão inseridos. Na segunda, os estudos estão apresentados de acordo com os estados da federação.

5.6 Avaliação do Potencial Energético

Como discutido no item 3.3, o potencial hidroenergético de um local é função da queda bruta e da disponibilidade hídrica, de acordo com a Fórmula 3, repetida a seguir:

$$P_{ef} = 9,81 * \eta * Q * H_{liq} \text{ (em kW)} \quad (3)$$

Onde:

P_{ef} = Potência efetiva (kW);

η = Rendimento do conjunto turbina e gerador.

Q = Descarga (m^3/s),

H_{liq} = Queda líquida.

As PCHs são usualmente projetadas a fio d'água, ou seja, utiliza reservatório com acumulação suficiente para promover a regularização diária ou semanal, ou utiliza diretamente a vazão afluyente do aproveitamento. Dessa forma, a produção de energia será variável e dependente do regime hidrológico.

A queda líquida também será variável no tempo e é função do nível d'água do reservatório (nível de montante) e do nível d'água no canal de fuga (nível de jusante) que é função das vazões turbinadas e vertidas.

Todavia, na fase de prospecção, algumas hipóteses simplificadoras serão adotadas com objetivo de possibilitar a estimativa da energia que pode ser produzida e a potência instalada de forma preliminar e compatível com o nível e objetivo da metodologia.

5.6.1 Definição da Queda Líquida

A queda bruta é definida a partir da concepção do arranjo para determinado sítio considerado potencialmente atrativo, de acordo com a topografia. Será admitida a hipótese que não haverá regularização de vazões e que o nível d'água de montante será fixo. Da mesma forma, admite-se que não haverá flutuações do nível d'água de jusante, uma vez, que raramente estarão disponíveis dados de batimetria e curvas chave na seção do canal de fuga.

Definida a queda bruta, é necessário estimar as perdas de carga no circuito de adução. Estas perdas são decorrentes de alterações no fluxo nos locais onde há mudança da geometria, como, por exemplo, na tomada d'água, nas válvulas e nas curvas do conduto forçado, assim como pelo atrito nas estruturas adutoras (DAVIS; SORENSEN, 1969; SIGMA ENGINEERING, 1989; ESHA, 1998, 2004) .

Como os arranjos definidos nesta fase são esquemáticos, ou seja, apresentam apenas as principais características, como, por exemplo, comprimento e altura da barragem, comprimento do circuito de adução, entre outros, alguns critérios

serão adotados. Assim, a definição das perdas hidráulicas será estimada de acordo com as diretrizes adotadas em fase de inventário hidrelétrico conforme as “Diretrizes para Estudos e Projetos de PCHs” da Eletrobrás.

Assim, a queda líquida será igual a queda bruta menos as perdas hidráulicas e nesta fase será adotada uma perda igual a 3% da queda bruta para casas de força ao “pé” da barragem e 5% para aduções em túnel/canal (ELETROBRÁS, 2000).

5.6.2 Estimativa da Energia Média Gerada

A estimativa da energia média (ou potência média) que pode ser produzida em um aproveitamento é um dos aspectos mais relevantes para a definição da atratividade de um local, pois permite estimar as receitas passíveis de serem obtidas através da venda de energia. Usualmente, esta estimativa é feita nas fases de projeto básico e inventário, através de simulações realizadas para diversas potências instaladas e com base nas séries de vazões definidas nos estudos hidrológicos para o local do aproveitamento.

Como visto no Capítulo 4, algumas metodologias de avaliação preliminar de aproveitamentos hidrelétricos utilizam duas formas para estimativa da energia média: a curva de permanência e métodos de simulações com base em séries de vazões.

Com o objetivo de estudar parâmetros hidrológicos que possibilitem esta previsão para etapa de prospecção, foi realizado um estudo de sensibilidade para estimativa da energia média de um aproveitamento de forma preliminar. Um dos critérios para utilização deste parâmetro é a facilidade de obtenção dos mesmos nos estudos de regionalização de vazões.

A análise foi realizada com base em dados de projetos que estão em operação e construção e que foram disponibilizados pela ERSa (COSTA, 2010), empresa que é proprietária de algumas PCHs, conforme o Quadro 5.

	PCH	Estado	Rio	Q ₅₀ (m³/s)	Potência Instalada (MW)	Fator Capacidade (ANEEL)	Energia Média (MWm)	Queda Líquida (m)	QMLT	Período	Vazão Nominal (m³/s)	Vazão Ecológica (m³/s)
Operação	ALTO IRANI	SC	Irani		21,00	65,24%	13,70	68,51	28,70	1968-1997	32,19	0,50
	COCAIS GRANDE	MG	Ribeirão Grande	1,7	10,00	52,70%	5,55	344,88	2,32	1947-2007	3,49	0,05
	PLANO ALTO	SC	Irani		16,00	64,19%	9,97	58,63	25,30	1968-1997	29,18	0,50
Construção	ARVOREDO	SC	Irani	28,9	13,00	55,38%	7,71	30,47	39,8	1952-2006	49,5	0
	BARRA DA PACIÊNCIA	MG	Corrente Grande	13	23,00	59,13%	15,72	128,01	18,30	1966-2007	20,43	0,41
	CORRENTE GRANDE	MG	Corrente Grande	12,8	14,00	58,14%	9,29	76,23	17,8	1966-2007	20,98	0,32
	NINHO DA ÁGUIA	MG	Santo Antônio	3,7	10,00	66,60%	5,67	175,95	4,83	1935-2007	6,50	0,74
	PAIOL	MG	Suaçuí Grande	68,1	20,00	0,00%	11,15	13,76	89,2	1988-2007	140	0
	SÃO GONÇALO	MG	Santa Bárbara	20,1	11,00	69,10%	6,45	36,45	26,20	1938-2006	36,00	0,65
	VARGINHA	MG	José Pedro	8,7	9,00	69,09%	5,34	69,36	11,2	1939-2006	15,44	0,2
	VÁRZEA ALEGRE	MG	José Pedro	12,9	7,50	48,89%	4,90	44,19	17,00	1939-2006	20,39	0,32

Fonte: COSTA, 2010

Quadro 5 – Características principais das PCHs da ERSa.

Com base na formulação do item 3.3 para definição da potência efetiva de um aproveitamento, foram calculados os valores de potência média (ou energia média) que seriam gerados caso a vazão disponível fosse representada pela vazão média de longo termo e pela vazão correspondente a 50% da curva permanência, conforme fórmulas abaixo:

$$P_{\text{mlt}} = 9,81 * \eta * (Q_{\text{mlt}} - Q_{\text{eco}}) * H_{\text{liq}} \quad (6) \quad \text{e} \quad P_{50\%} = 9,81 * \eta * (Q_{50\%} - Q_{\text{eco}}) * H_{\text{liq}} \quad (7)$$

Onde:

P_{mlt} = Potência média correspondente à energia gerada com a vazão média de longo termo (MWmédios);

$P_{50\%}$ = Potência média correspondente à energia gerada com a vazão correspondente a 50% da curva de permanência (MWmédios);

Q_{mlt} = Vazão média de longo termo;

$Q_{50\%}$ = Vazão correspondente a 50% da curva de permanência;

Q_{eco} = Vazão ecológica (m³/s);

H_{liq} = Queda Líquida (m);

η = Eficiência do conjunto turbina e gerador.

Com base nos valores fornecidos pela ERSa, os resultados obtidos com a aplicação das fórmulas acima estão apresentados no Quadro 6 e no Gráfico 5 de forma a comparar com valor de referência (Potência Média ERSa).

PCHs	P _{50%}	P média ERSa	P _{mlt}
ALTO IRANI		13.7	16.2
PLANO ALTO		10.0	12.2
COCAIS GRANDE	4.8	5.6	6.6
ARVOREDO	7.4	7.7	10.2
BARRA DA PACIÊNCIA	13.5	15.7	19.2
CORRENTE GRANDE	8.0	9.3	11.2
NINHO DA ÁGUIA	4.4	5.7	6.0
PAIOL	7.9	11.2	10.3
SÃO GONÇALO	6.0	6.5	7.8
VARGINHA	5.0	5.3	6.4
VÁRZEA ALEGRE	4.7	4.9	6.2

Quadro 6 – Valores obtidos através da aplicação das Fórmulas 6 e 7 para as PCHs da ERSa

Gráfico 5 – Análise de Sensibilidade dos valores obtidos no Quadro 6

As análises da tabela e do gráfico revelam que a P50% subestima os valores de potência média para todas as PCHs analisadas. Por outro lado, a utilização da P_{mlt} superestima os valores da energia média com exceção da PCH Paiol. O cálculo da média do percentual relativo à energia gerada e à energia média de projeto para os aproveitamentos estudados revela que a P50% subestima os valores em cerca de 15% e P_{mlt} também superestima os valores em cerca de 15%. Neste sentido, a análise de sensibilidade indica que a utilização da Q50% para estimativa da energia média é conservadora, enquanto que a utilização da Q_{mlt} pode ser considerada arrojada.

Dessa forma, a análise feita demonstra que é coerente a utilização de uma faixa de potência média, onde $P_{50\%}$ é o limite inferior e P_{mlt} o limite superior.

A definição da vazão ecológica deve ser feita com base na legislação vigente de cada estado.

5.6.3 Definição da Potência Instalada

A definição da potência instalada de uma PCH é realizada usualmente na fase de projeto básico através de análises de custo-benefício, uma vez que na fase de inventário é adotado, segundo critérios da ANEEL, um fator de capacidade de referência de 0,55.

De acordo com a Eletrobrás (2000), ao se elevar o valor da potência instalada de um aproveitamento hidrelétrico, aumentam-se os benefícios energéticos através do turbinamento de vazões que, para potências menores, seriam vertidas. Por outro lado, isto também leva a um incremento de custos relacionados a um aumento do bloco da casa de força, circuito hidráulico de adução, turbinas, geradores, equipamentos auxiliares eletromecânicos, transformadores e transmissão. Assim, deve-se aumentar a motorização de uma usina enquanto o valor econômico dos benefícios energéticos incrementais suplantam os custos incrementais correspondentes.

Este procedimento não será aplicado na metodologia proposta de prospecção, uma vez que não estão disponíveis dados e estudos em escala e

abrangência suficientes para a elaboração de um estudo de otimização da potência instalada de um aproveitamento identificado.

Com o intuito de fornecer subsídios para a determinação da potência instalada de um aproveitamento prospectado, de maneira expedita, foi desenvolvida uma análise dos fatores de capacidade de uma série de PCHs que se encontra em operação no Brasil, de acordo com o Banco de Informações de Geração da ANEEL.

Com base neste banco de dados, que dispõe de informações sobre a potência outorgada e energia assegurada de cerca de 250 PCHs em operação, foi calculado o fator de capacidade de cada uma das usinas e, posteriormente, analisados alguns parâmetros estatísticos desta amostra, conforme o Quadro 7. A lista de todos os aproveitamentos hidrelétricos utilizados neste estudo está apresentada no Apêndice B.

Como pode ser observada no Quadro 7, a dispersão dos valores de fatores de capacidade obtidos pode ser considerada como significativa, variando de 0,19 a 1,00. Como forma de analisar esta amostra, foi aplicada a técnica gráfica denominada como *Box plot* ou desenho esquemático.

Estatísticas	
Máximo	1,00
Mínimo	0,19
Média	0,62
Desvio Padrão	0,16
Mediana	0,61

Quadro 7 – Resumo dos parâmetros estatísticos da amostra dos fatores de capacidade das PCHs analisadas

De acordo com Naghettini e Pinto (p. 39, 2007),

Os diagramas do tipo *box plot* são muito úteis por permitirem uma visão geral do valor central, da dispersão, da assimetria, das caudas e de eventuais pontos amostrais discordantes. O valor central é dado pela mediana e a dispersão pela amplitude inter-quartis.

O diagrama *box plot* consiste em um retângulo definido pelo primeiro (Q25%) e pelo terceiro quartis (Q75%), contendo a mediana (M) em seu interior (NAGUETINI; PINTO, p.39,2007), além de linhas de grade calculadas através da amplitude interquartis (IAQ) que corresponde a diferença entre Q75% e Q25%. As linhas de grade internas correspondem a $M \pm 1,5 \cdot IAQ$ e as linhas externas

correspondem a $M \pm 3 \cdot IAQ$, conforme o Gráfico 6, que apresenta os resultados da análise *box plot* dos fatores de capacidade das usinas do Apêndice B.

Na análise *Box plot*, os valores que estão localizados entre os limites das grades internas e externas são considerados como potenciais *outliers* ou valores atípicos, sendo que os valores que estão fora dos limites da grade externa são considerados como *outliers*. No caso do desenho esquemático elaborado para os fatores de capacidade, foram considerados como *outliers* todos os valores menores que 0,32 e maiores que 0,91, ou seja, todos os potenciais *outliers* com valores externos as grades internas. Esta decisão ocorre pois os mesmos estão muito afastados dos valores encontrados atualmente em projetos desta natureza e, também, do fator de capacidade de referência (0,55) da ANEEL.

Gráfico 6 – Análise Box Plot da amostra de fatores de capacidade de PCH

Tais valores extremos podem aparecer devido a uma série de motivos, entre os quais podemos citar:

- Usinas antigas que possuíam critérios de projetos diferenciados e muito conservadores por estarem em sistemas isolados.
- Usinas que, porventura, estão em sistemas especiais como uma transposição de bacias e que funcionam através de utilização da queda provenientes de sistemas de bombeamento à montante. Estas

instalações podem funcionar com fatores de capacidade muito altos como, por exemplo, se uma PCH fosse instalada no sistema Cantareira à montante da Estação de Tratamento de Água (ETA) Guaraú e à jusante da usina elevatória de Santa Inês, aproveitando o desnível disponível entre o ponto mais alto de bombeamento e a ETA. Este aproveitamento funcionaria a plena carga quase o tempo todo, pois, neste sistema, a vazão bombeada é praticamente constante.

- Usinas com fatores de capacidade muito baixos, devido a restrições ambientais e/ou usos múltiplos.

A partir da exclusão dos *outliers*, foram recalculadas as estatísticas a partir de 236 empreendimentos. Os resultados estão descritos no Quadro 8.

Estatísticas	
Máximo	0,91
Mínimo	0,34
Média	0,63
Desvio Padrão	0,13
Mediana	0,61

Quadro 8 – Resumo dos parâmetros estatísticos da amostra dos fatores de capacidade das PCHs analisadas após a exclusão dos *outliers*

Como pode ser observado nas tabelas do Apêndice B e nos Quadros 7 e 8, os valores dos fatores de capacidade das PCHs brasileiras são muito variáveis, sendo que a definição de um único valor de fator de capacidade e a consequente definição da potência instalada podem ser consideradas pouco realistas para a fase de prospecção quando não é feita uma análise quantitativa do custo-benefício para definição da potência instalada. Dessa forma, sugere-se que nesta fase seja feita uma análise de sensibilidade, através da aplicação de uma faixa de valores para o fator de capacidade e estimativa da potência instalada.

A partir das estatísticas do Quadro 8, propõe-se que a análise de sensibilidade seja feita com base na adoção de um fator de capacidade médio, máximo e mínimo. O fator de capacidade médio corresponde à mediana resultante da análise estatística das PCHs brasileiras; o fator de capacidade máximo corresponde à soma da média e o desvio padrão, e como fator de capacidade mínimo a subtração da média pelo desvio padrão, resultando na faixa de potências instaladas abaixo:

$$PI_{Méd.} = \text{Energia média} / 0,61 \quad (8)$$

$$PI_{Max.} = \text{Energia média} / 0,50 \quad (9)$$

$$PI_{Mín.} = \text{Energia média} / 0,76 \quad (10)$$

Onde:

$PI_{Méd.}$ = Potência instalada média do aproveitamento

$PI_{Max.}$ = Limite superior de potência instalada do aproveitamento ou potência máxima

$PI_{Mín.}$ = Limite inferior de potência instalada do aproveitamento ou potência mínima.

A mediana foi escolhida em detrimento da média como fator de capacidade médio, pois o fator de 0,61 é mais próximo do valor de referência do setor elétrico (0,55).

Neste sentido, o trabalho visa propor a adoção de faixa de valores de potência instalada de aproveitamentos identificados na etapa de prospecção. Todavia, outros critérios para definição da potência instalada podem ser adotados para refinamento dos estudos como, por exemplo, a utilização de valores similares a empreendimentos vizinhos da área prospectada.

5.7 Avaliação Econômico-energética

A avaliação econômico-energética na etapa de estudos finais de inventário hidrelétrico é usualmente feita com base no método do índice custo-benefício. O índice custo-benefício energético de cada aproveitamento é definido como a razão entre o seu custo total anual e o seu benefício energético, expresso em reais (ou dólares) por megawatt hora. Este método requer que as estruturas e equipamentos sejam dimensionados para a quantificação dos serviços e dos custos de implantação para elaboração de um orçamento. Se desejável, na fase de prospecção podem ser utilizados manuais de hidráulica para o pré-dimensionamento das estruturas.

Outra possibilidade, mais expedita, é utilizar bibliografias que buscaram desenvolver modelos matemáticos para estimativa de quantitativos e custos em fase preliminar. Estes trabalhos variam de simples fórmulas matemáticas até planilhas

que exigem grande número de dados de entrada. A escolha do método utilizado dependerá da escala e disponibilidade de dados e informações.

No Brasil, pode-se destacar o trabalho de Thomé (2004), que desenvolveu uma avaliação dos custos de construção de PCHs, apresentando uma sistemática de custeio baseada em parâmetros técnicos e probabilísticos e o Manual de Inventário de Bacia Hidrográficas da Eletrobrás (MME, 2007), que disponibiliza uma planilha para estimativa de custos em fases iniciais de estudos de inventário. Bortoni et al (2010) também apresentaram uma equação matemática baseada em um estudo do banco mundial em que o custo é estimado com base na potência instalada e na queda bruta e corrigido através de um fator regional, obtido a partir de projetos elaborados para diversas regiões do Brasil.

De maneira geral, os modelos para estimativas iniciais de custos devem ser utilizados apenas como ideia inicial e devem ser encarados com olhar crítico, uma vez que os custos são intrinsecamente dependentes de uma extensa série de fatores locais e que variam muito de um local para o outro.

De acordo com o objetivo e caráter do estudo, a avaliação econômica poderá ser mais abrangente, incorporando técnicas financeiras utilizadas para a análise de investimentos.

5.8 Visita de Campo

A última etapa da metodologia de prospecção é a realização de uma visita aos locais considerados atrativos. Esta visita tem por finalidade a confirmação (ou não) dos estudos realizados em escritório e obtenção de mais informações para aprimorar cada um dos aspectos analisados.

A visita de campo é uma etapa opcional e dependerá das características e objetivos do trabalho em que está sendo empregada a metodologia de prospecção. Por exemplo, no caso de um empreendedor aplicar a metodologia para prospecção de PCHs em um estado da federação e forem encontradas centenas de pontos com qualidades interessantes e haver restrição no orçamento, a visita só será realizada nos locais com as melhores características.

Nesta visita, os seguintes itens devem ser observados:

- Exame das feições geológicas e dos problemas identificados que confirmem, corrijam ou ampliem os estudos realizados no escritório (USACE, 2001);
- Análise das características morfológicas do terreno para identificação de possíveis condicionantes ou restrições para o arranjo estudado em escritório;
- Verificação e catalogação de novas informações para avaliação de condicionantes/restrições socioambientais.
- Avaliação da acessibilidade do local de interesse, condições do terreno e acesso às propriedades que possam afetar a implantação do empreendimento (USACE, 2001), além do local e tensão das linhas de transmissão próximas;
- Identificação das condições de infraestrutura que possam afetar o desenvolvimento e a logística dos futuros estudos de campo e implantação da obra (USACE, 2001), como, por exemplo, pedreiras próximas, bem como propriedades e benfeitorias que poderão ser atingidas pela formação do reservatório;
- Verificação da queda bruta calculada através de modelo digital de terreno.
- Avaliação das condições de estruturas existentes e práticas de construção na região, que podem indicar problemas de solo e condições da rocha (USACE, 2001);
- Qualquer outro tipo de informação que possa ter relevante contribuição para análise dos aspectos técnicos, socioambientais e econômicos da implantação dos aproveitamentos estudados na região.

Portanto, a visita tem o objetivo de contribuir para a caracterização e descrição de cada um dos aspectos previamente estudados em escritório e deve ser realizada por profissionais experientes da área, sendo pertinente que seja montada uma equipe multidisciplinar que possa atender aos diferentes aspectos técnicos que fazem parte da metodologia.

A visita também contribui para elaboração da documentação solicitada pela ANEEL para registro do estudo de inventário hidrelétrico. Entre outros tipos de documentos requisitados para a efetivação do registro, a agência reguladora pede que seja feito um relatório de reconhecimento do local, contendo descrição, informações sobre infraestrutura e fotos da região a ser inventariada.

5.9 Análise dos Resultados

A aplicação da metodologia de prospecção de PCHs poderá resultar em uma série de bacias potencialmente atrativas com diversos aproveitamentos em cada uma delas. Sendo assim, é interessante estabelecer uma forma de comparação do potencial hidroenergético das bacias para análise dos resultados.

Esta etapa tem o objetivo de organizar os resultados obtidos, possibilitando o conhecimento da vocação hidroenergética e das principais características socioambientais, geológico-geotécnicas, de infraestrutura e logística de cada bacia estudada.

Devido ao fato de a metodologia descrita ser baseada apenas em dados secundários e da fase preliminar de desenvolvimento do projeto a qual está inserida, esta avaliação é realizada tanto de forma quantitativa como qualitativa.

Neste contexto, é proposta uma lista (Quadro 9) de características que podem ser analisadas na etapa de prospecção para cada aproveitamento identificado. Esta lista é apenas um exemplo, sendo possível incorporar ou excluir itens da análise conforme a disponibilidade de dados e informações.

A partir desta lista, as bacias prospectadas podem ser comparadas e avaliadas, sendo possível criar um banco de dados e hierarquizar as áreas estudadas segundo a atratividade do potencial hidroenergético de cada uma delas com base em critérios técnicos, econômicos e socioambientais.

Características do local e do arranjo:	Comprimento da barragem (m)
	Altura da barragem (m)
	Comprimento do canal/túnel de adução (m)
	Comprimento do conduto forçado (m)
	Área de drenagem (km ²)
	Área do reservatório (km ²)
Condicionantes ou restrições socioambientais:	Listagem
Condicionantes ou restrições geológicas:	Listagem
Infraestrutura e logística:	Acessibilidade
	Extensão da linha de transmissão (km)
	Disponibilidade de materiais de construção
Hidrológico e energético:	Queda bruta (m)
	Queda líquida (m)
	Q50% (m ³ /s)
	Qmlt (m ³ /s)
	Vazão ecológica (m ³ /s)
	Energia média (MW médios)
	Limite superior da Potência Instalada (MW)
Características econômico-energéticas:	Limite inferior da Potência Instalada (MW)
	Exemplo: custo de implantação, R\$/MWh ou R\$/MW instalado

Quadro 9 – Lista de características para análise e estabelecimento de critérios de prioridade

6. Estudo de Caso – Bacia do Rio do Peixe (MG)

6.1 Introdução

A aplicação da metodologia de prospecção de PCHs descrita no capítulo 5 será realizada para a bacia hidrográfica do rio do Peixe em Minas Gerais. Esta bacia foi selecionada, pois a área já possui estudo de inventário publicado, fato que permitirá uma comparação entre os resultados da aplicação da metodologia. Além disso, a bacia está inserida em uma área com características topográficas, geológicas, socioambientais e de infraestrutura interessantes para a demonstração e aplicação da metodologia, contribuindo para discussão, análise dos resultados e compreensão do trabalho de forma geral.

A bacia hidrográfica do rio do Peixe está localizada na bacia do Atlântico – Trecho Leste, dentro da sub-bacia do rio Doce, região centro-leste do estado de Minas Gerais, conforme a Figura 6. Este rio deságua no rio Santo Antônio e drena uma área de 1790 km², como ilustrado pela Figura 7.

Figura 6 – Localização da bacia hidrográfica do rio do Peixe

O estudo de caso é limitado ao curso d'água principal, de forma que seus afluentes não são avaliados.

Figura 7 – Hidrografia da região circunvizinha à bacia do rio do Peixe

6.2 Coleta e Organização dos Dados

O levantamento dos dados para o desenvolvimento da metodologia envolveu uma pesquisa em artigos técnico-científicos, bases cartográficas, estudos e relatórios técnicos disponíveis em fontes oficiais para a região da bacia hidrográfica do rio do Peixe.

Os dados, a fonte e as principais características das informações coletadas são descritos a seguir:

❖ Cartografia e Topografia:

- Cartas topográficas digitalizadas (TIFF) do IBGE na escala 1:100.000 com curvas de nível eqüidistantes de 50 metros realizadas com levantamento aerofotogramétrico datado em 1966, apoio suplementar e primeira publicação de 1977. Projeção Universal Transversa de Mercator. Datum vertical: marégrafo de Imbituba (SC). Datum horizontal: Córrego Alegre (MG). As cartas utilizadas foram Conceição do Mato Dentro (Folha: SE-23-Z-D-I), Serro (Folha: SE-23-Z-B-IV) e Rio Vermelho (Folha: SE-23-Z-B-I) (IBGE, 1977);
- Modelo Digital de Terreno SRTM em formato GEOTIFF (16 bits) com resolução espacial de 90 metros, unidade de altitude em metros, sistema de coordenadas geográficas WGS 1984 (MIRANDA, 2005).

❖ Hidrografia: base cartográfica produzida pelo IGAM, contendo os principais rios, represas e lagos de Minas Gerais. Atualizado até 2002. Escala: 1:50.000. Arquivo tipo *shapefile* (IGAM, 2010).

❖ Hidrologia: Atlas Digital das Águas de Minas. Elaborado pelo Instituto Mineiro de Águas – IGAM, Fundação Ruralminas e Universidade de Viçosa (IGAM, RURALMINAS e UFV, 2010).

❖ Divisão Territorial: Mapa da divisão estadual e sedes municipais. Elaborado pelo IBGE. Arquivo tipo *shapefile*. Disponível em (IBGE, 2010b).

❖ Geologia: Mapa geológico na escala 1:1.000.000 elaborado pelo CPRM (CPRM, 2010).

❖ Títulos Minerários: Mapa de Títulos Minerários de Minas Gerais. Elaborado pelo Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), em 2010. Arquivo tipo *shapefile* (DNPM, 2010).

❖ Unidades de Conservação: unidades de conservação estaduais e federais. Elaborado pelo Ministério do Meio Ambiente. Arquivo tipo *shapefile* (MMA, 2010).

❖ Terras Indígenas: delimitação das terras indígenas brasileiras. Arquivo tipo *shapefile*. (FUNAI, 2010).

❖ Espeleologia: distribuição espacial das cavernas no estado de Minas Gerais (SCOLFORO; DE OLIVEIRA;TAVARES, 2010).

- ❖ Rodovias: rodovias pavimentadas, não pavimentadas e em pavimentação. Base IBGE. Arquivo em formato shapefile. (IBGE, 2010b).
- ❖ Linhas de transmissão: Sistema de transmissão e subtransmissão no estado de Minas Gerais. Elaborado pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) em 2005. Planta digitalizada e georreferenciada em formato Geotiff (CEMIG, 2005).
- ❖ Zoneamento Ecológico Econômico: O Zoneamento Ecológico Econômico do Estado de Minas Gerais – ZEE-MG foi implementado pelo Governo de Minas Gerais, sob a coordenação da Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável e participação de todas as Secretarias de Estado de Minas, de outras entidades e da sociedade civil. Arquivo digitalizado e georreferenciado em formato Geotiff (SCOLFORO; DE OLIVEIRA;TAVARES, 2008).

Todos os dados foram georreferenciados e inseridos como camadas (*layers*) no programa de Sistemas de Informações Geográficas (SIG) Arc View da ESRI, que também foi utilizado para gerar as figuras que ilustram a metodologia. Foi adotado como referência para o estudo de caso o sistema de coordenadas geográficas e datum WGS 1984. O ambiente de trabalho SIG é ilustrado pela Figura 8.

Figura 8 – Ilustração do ambiente de trabalho SIG

Também foi utilizado como ferramenta de apoio o *software* Google Earth, amplamente conhecido, que através, de imagens de satélite, pode complementar de diversas formas as análises dos aspectos avaliados (GOOGLE, 2010).

6.3 Avaliação dos Condicionantes e Restrições

Com base nas informações coletadas e na metodologia de Prospecção de PCHs apresentada, são analisados aspectos relativos a eventuais condicionantes e restrições de ordem geológico-geotécnica, socioambiental e de infraestrutura, que podem ser apontados como situações desfavoráveis ou favoráveis à implantação de pequenas centrais hidrelétricas.

6.3.1 Aspectos Geológico-geotécnicos

Como pode ser observado na Figura 9, o rio do Peixe corta as seguintes litologias: arenito (metaconglomerado), granito (metarriolito), filito (itabirito), xisto e gnaiss (granitróide).

Esta geologia faz parte dos complexos gnáissico-granitóides de médio grau (escudos) pertencentes a embasamentos pré-cambrianos, cuja constituição litológica predominante é gnáissica, migmatítica e granitóide, existindo subordinamente zonas de xisto, quartzitos, anfibolitos, anatexitos, cataclisitos, metabásicas, calcários e enclaves de rochas sedimentares (OLIVEIRA;BRITO, 1998).

De acordo com Oliveira e Brito (1998), a predominância de rochas gnáissicas e granitóides nos complexos de médio grau, quando são e pouco fraturadas, confere atributos favoráveis para maciços de fundações de grandes obras de engenharia, devido às suas boas qualidades geomecânicas e hidráulicas. São bons materiais de construção, de escavação subterrânea fácil e permitem construir vertedores, túneis de desvio e de adução, apenas parcialmente revestidos. Todavia, quando alteradas,

estas rochas podem restringir o uso, assim como representar problemas para obras civis.

Figura 9 – Mapa litológico da bacia do rio do Peixe e localização das cavernas

Oliveira e Brito (1998, p.60) salientam que:

Se, por um lado, a anisotropia das rochas dos escudos é pequena, inexistindo, nos gnaisses, granitóides, anfibolitos e anatexitos, por outro, as rochas que ocorrem subordinadamente, na região dos escudos, como xistos, quartzitos, cataclitos e rochas metassedimentares, são anisótropas, mostrando-se pouco propícias para utilização como agregados, podendo, entretanto, ser empregadas, eventualmente, em enrocamentos, diques rochosos, etc.

Entretanto, é necessário ater-se à observação das características de fraturamento decorrentes de ações tectônicas, que podem vir a apresentar problemas, principalmente, de estanqueidade.

No caso das cavernas indicadas na parte sul da bacia do rio do Peixe, apesar de inseridas em uma área com predominância de rochas graníticas e gnáissicas, as mesmas são classificadas como calcárias pelo “Relatório demonstrativo da situação atual das cavidades naturais subterrâneas do estado de Minas Gerais” (CECAV, 2008). Este fato constitui um exemplo típico de dúvidas geradas pela utilização de dados secundários e de escala pequena, pois o mapeamento geológico existente não revelou camadas delgadas de calcário. Neste sentido, há possibilidade de problemas típicos de rochas cársticas como afundamentos e perdas de água na região circunvizinha às cavernas calcárias, que podem inviabilizar a implantação.

Dessa forma, é possível descrever que a região centro-sul da bacia estudada possui atributos favoráveis à implantação de PCHs por estar localizada em uma área com predominância de gnaisses e granitóides que provavelmente possuem qualidades boas para fundações e escavações subterrâneas (túneis auto portantes), além de servir como material de construção. Todavia, atenção especial deverá ocorrer no caso de implantação de aproveitamentos próximos às cavernas cársticas identificadas.

Na porção centro–norte da bacia, o rio do Peixe corta trechos com predominância de xisto e filito. De acordo com Oliveira e Brito (1998), estas rochas são adequadas para fundação de estruturas de gravidade, porém, podem apresentar problemas em escavações subterrâneas e são suscetíveis à erosão em descarregadores e desintegração expansiva nas variedades argilosas.

6.3.2 Aspectos Socioambientais

6.3.2.1 Unidades de Conservação e Áreas Indígenas

A análise das informações disponíveis sobre as unidades de conservação (UC) e terras indígenas permite dividir o curso d'água analisado em quatro trechos distintos, conforme o zoneamento ilustrado pela Figura 10.

Figura 10 – Mapa de localização das Unidades de Conservação e Zonas Indígenas

O primeiro trecho (Trecho 1) é compreendido pela região próxima à nascente do rio do Peixe que possui a zona de Uso Sustentável de Águas Vertentes e a zona

de Proteção Integral do Pico do Itambé, tendo como limite da área de amortecimento desta última UC.

Com base na Lei nº 9.985/2000, que institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza (SNUC), as UCs dividem-se em: Unidades de Proteção Integral e Unidades de Uso Sustentável (BRASIL, 2000b).

O objetivo básico das Unidades de Proteção Integral é preservar a natureza, sendo admitido apenas o uso indireto dos seus recursos naturais, com exceção de alguns casos previstos na Lei. Por outro lado, as Unidades de Uso Sustentável têm como finalidade compatibilizar a conservação da natureza com o uso sustentável de parcela dos seus recursos naturais (BRASIL, 2000b).

Quando o empreendimento afetar UC específica ou sua zona de amortecimento, o licenciamento só poderá ser concedido mediante autorização do órgão responsável por sua administração, e a unidade afetada, mesmo que não pertencente ao Grupo de Proteção Integral, deverá ser uma das beneficiárias de compensação ambiental (BRASIL, 2000b). No trabalho, foi estabelecida uma área de amortecimento de 10 quilômetros em relação à demarcação da UC ou reserva indígena.

Desse modo, a existência da unidade de conservação do Pico do Itambé e zona de uso sustentável de Águas Vertentes podem ser consideradas como fator restritivo importante e desfavorável à implantação de PCHs.

O segundo trecho, intermediário, não possui UC ou zona indígena e é compreendido entre a área de Pico do Itambé e Águas Vertentes e a zona de uso sustentável de Gameleira, onde começa o terceiro trecho estudado.

O Trecho 3 compreende duas áreas de uso sustentável (Gameleira e Renascença) que são delimitadas pelo rio do Peixe e a reserva indígena de Guarani (zona de amortecimento).

A demarcação de áreas indígenas destina-se a garantir a manutenção do equilíbrio necessário à sobrevivência física e cultural das comunidades indígenas (BRASIL, 1994) e garante, nos termos de Constituição, a posse permanente das terras que habitam, reconhecendo-lhes o direito ao usufruto exclusivo das riquezas naturais e de todas as utilidades naquelas terras existentes (BRASIL, 1988).

De acordo com a Constituição Federal, o aproveitamento dos recursos hídricos, incluídos os potenciais energéticos, a pesquisa e a lavra das riquezas minerais em terras indígenas só podem ser efetivados com autorização do

Congresso Nacional (BRASIL, 1998). Dessa forma, estas áreas também podem ser consideradas como muito restritivas para implantação de PCHs.

O último trecho, à jusante da área de amortecimento da Zona Indígena do Guarani, não apresenta restrições ou condicionantes ambientais.

Assim, a existência de áreas com legislação restritiva nos trechos 1 e 3 são relevantes, limitando a área de estudo de identificação de potenciais hidrelétricos. Calcado na legislação e na característica preliminar de um estudo de prospecção, será adotado com critério para desenvolvimento do estudo de caso a exclusão das áreas da UC Pico do Itambé e da zona indígena de Guarani, assim como suas respectivas zonas de amortecimento (trecho de 10 km a partir dos limites das áreas de preservação). Por outro lado, as zonas de uso sustentável, de legislação menos restritiva, se comparada às áreas de proteção integral, serão consideradas nas etapas posteriores.

6.3.2.2 Zoneamento Ecológico e Econômico

O Zoneamento Ecológico e Econômico (ZEE) foi elaborado pelo governo do Estado de Minas Gerais com a participação de outras entidades e da sociedade civil. O ZEE consiste na elaboração de um diagnóstico dos meios geo-biofísico e socioeconômico-jurídico-institucional e tem o objetivo apoiar a gestão territorial, fornecendo subsídios técnicos à definição de áreas prioritárias para a proteção e conservação da biodiversidade e para o desenvolvimento, segundo critérios de sustentabilidade econômica, social, ecológica e ambiental.

Entre os diversos índices e cartas desenvolvidos, o ZEE de Minas Gerais elaborou o Índice de Fatores Condicionantes do ZEE para Instalação de PCHs e UHEs, no estado de Minas Gerais (IFC-PCH/UHE), com objetivo de servir de referência para avaliação da instalação de novos empreendimentos hidrelétricos, como Usinas Hidrelétricas de Energia (UHEs) e Pequenas Centrais Hidrelétricas (SCOLFORO; DE OLIVEIRA; TAVARES, 2008).

Na formulação do IFC-PCH/UHE foram selecionados 13 indicadores utilizados no ZEE-MG: Índice de Desenvolvimento Humano Municipal - IDH-M (2000);

Emprego Formal; Organizações de Fiscalização e Controle; Índice do VA Indústria 2004; Índice de Agricultores Familiares; Índice do VA Serviços de 2004; Índice do VA Agropecuário 2004; Gestão Ambiental Municipal; Densidade de Ocupação Econômica das Terras; Índice da Malha Rodoviária; Índice CFEM; Índice de Concentração Fundiária Invertido; Índice ICMS Ecológico - Área Conservação (SCOLFORO; DE OLIVEIRA;TAVARES, 2008).

Como resultado de uma análise multivariada, foram definidas 5 classes e graus para instalação de usinas hidrelétricas, sendo que quanto menor for este índice, entre a pontuação de 5 (Muito Alto) a 1 (Muito Baixo), melhores são as condições sociais, econômicas, naturais e institucionais dos municípios, o que representa uma situação favorável à implantação de PCHs ou UHEs (SCOLFORO; DE OLIVEIRA;TAVARES, 2008).

A Figura 11 apresenta a classificação do IFC-PCH/UHE para a bacia do rio do Peixe. Nela, pode ser observado que a bacia do rio do Peixe não foi classificada em sua porção centro-norte (cor branca) segundo o Índice de Fatores Condicionantes do ZEE para Instalação de PCHs e UHEs, enquanto que a porção centro-sul é classificada com pontuação 4 (Alto) e a parte sul com pontuação 3 (médio). Entretanto, a região com IFC-PCH/UHE 4 coincide com a área de amortecimento da reserva indígena do Guarani que foi excluída da análise. Dessa forma, a única região classificada e que será objeto de estudo nas etapas posteriores é classificada com médio grau em relação às condições sociais, econômicas, naturais e institucionais analisadas pelo IFC-PCH/UHE (SCOLFORO;DE OLIVEIRA;TAVARES, 2008).

Figura 11 - IFC-PCH/UHE para a bacia do rio do Peixe

6.3.2.3 Cavernas

De acordo com a legislação brasileira, as cavidades naturais subterrâneas existentes no território nacional deverão ser protegidas, de modo a permitir estudos e pesquisas de ordem técnico-científica, bem como atividades de cunho espeleológico, étnico-cultural, turístico, recreativo e educativo. Estas formações geológicas são classificadas de acordo com seu grau de relevância em máximo, alto, médio ou baixo, determinado pela análise de atributos ecológicos, biológicos, geológicos, hidrológicos, paleontológicos, cênicos, histórico-culturais e socioeconômicos, avaliados sob enfoque regional e local (BRASIL, 2008).

No caso de cavidades naturais subterrâneas com grau de relevância máximo, sua área de influência não pode ser objeto de impactos negativos irreversíveis, sendo que sua utilização deve fazer-se somente dentro de condições que assegurem sua integridade física e a manutenção do seu equilíbrio ecológico. Por outro lado, as cavernas classificadas com grau de relevância alto, médio ou baixo podem sofrer impactos negativos irreversíveis mediante licenciamento ambiental (BRASIL, 2008).

Como demonstrado nas Figuras 9 e 10, existem duas cavernas localizadas na parte sul da bacia, próxima a foz, denominadas como Gruta do Lapão I e Gruta do Lapão II. Com base no “Relatório demonstrativo da situação atual das cavidades naturais subterrâneas do estado de Minas Gerais” (CECAV, 2008), estas cavernas não estão incluídas na lista das principais cavidades naturais subterrâneas com potencial turístico. Todavia, o relatório não apresenta a classificação do grau de relevância destas cavernas. Neste sentido, a região das cavernas não foi considerada como uma restrição de caráter ambiental no estudo de caso, porém esta característica deverá ser ressaltada na apresentação dos resultados.

6.3.2.4 Títulos Minerais

A ocorrência de títulos minerais em regiões prospectadas para a implantação de PCH pode representar um conflito e até mesmo uma restrição para a implantação de empreendimentos.

De acordo com a Constituição Federal, os potenciais de energia hidráulica e os recursos minerais pertencem à União, sendo este ente federado o responsável para legislar a seu respeito (DNPM, 2010).

No caso de, por intermédio de dois de seus entes, DNPM e ANEEL, serem concedidas autorizações para atividades de mesma hierarquia, ou seja, o Departamento Nacional de Produção Mineral outorgou título para exercício da atividade minerária e a Agência Nacional de Energia Elétrica baixou resolução declarando a mesma área de utilidade pública para a exploração do potencial hidráulico, será necessária uma avaliação do conflito de interesses (DNPM, 2010).

Assim, é importante avaliar a impossibilidade de compatibilização de ambas as atividades na mesma área, sendo necessário que a autoridade administrativa competente defina qual das duas deverá ser priorizada para que o Estado atinja seus objetivos. Neste sentido, entende-se que compete ao Ministério de Estado de Minas e Energia, ao qual vinculam-se DNPM e ANEEL, determinar qual das duas atividades apresenta interesse nacional preponderante dentro do atual contexto socioeconômico e a fim de que se dê a destinação devida a área em que se estabeleceu o conflito (DNPM, 2010).

O processo administrativo há de ser instruído com informações acerca dos títulos minerários que oneram a área, bem como eventual importância do subsolo local para fins de mineração (DNPM, 2010).

Na bacia do rio do Peixe, é possível notar, através da Figura 12, a existência de muitos títulos minerários, principalmente de minério de ferro. Como depreende-se da figura, a maior parte destes títulos estão localizados na porção centro-norte da bacia.

Entretanto, a maioria destes títulos não se encontra em fase de lavra, como pode ser observado na Figura 13. Percebe-se que quase todos os locais estão em fase de autorização de pesquisa e requerimento de pesquisa, que são etapas de estudo iniciais.

Portanto, é possível inferir que esta região tem possibilidades de conflitos de uso entre a mineração e empreendimentos hidrelétricos. Neste caso, recomenda-se o contato com o DNPM com intuito de recolher mais informações e orientações sobre o problema.

Inclusive, a metodologia de prospecção poderá ser utilizada para estudo da vocação hidroenergética de cursos d'água como forma de subsidiar com informações áreas de conflito como estas.

Figura 12 – Títulos Minerários segundo a substância

Figura 13 – Títulos Minerários segundo a fase

6.3.3 Aspectos de Infraestrutura e Logística

A Figura 14 apresenta a localização das sedes municipais, das linhas de transmissão, das subestações e das estradas de acesso da região circunvizinha à bacia do rio do Peixe e que permite inferir sobre as condições de infraestrutura e logística da região estudada.

Figura 14 – Mapa de Infraestrutura e Logística para a bacia do rio do Peixe

A bacia do rio do Peixe abrange os municípios de Santo Antônio do Itambé, Presidente Kubitschek, Serro, Alvorada de Minas, Dom Joaquim, Conceição do Mato Dentro e Carmesia que poderão servir de apoio logístico aos locais indicados como potencialmente atrativos. Esta região está localizada aproximadamente a 200 km da

capital do estado, Belo Horizonte, fato considerado positivo devido à reconhecida variedade de serviços, materiais e mão-de-obra disponíveis na capital mineira.

No caso das estradas existentes, é possível notar que a bacia do rio do Peixe é cortada pela BR-259, ao norte, pela MG-010, que liga Conceição do Mato Dentro à Serro, à MG-232 que passa por Carmesia e à MG-229 que atravessa o município de Dom Joaquim. Próximo à foz do rio do Peixe no rio Santo Antônio, encontra-se a BR-120 que circunda a parte sul da bacia. Após a identificação dos aproveitamentos atrativos, outras estradas vicinais podem ser rastreadas por imagens de satélite para a realização da visita aos locais atrativos.

Através da análise da Figura 12, é possível identificar uma linha de transmissão de 69kV que corta a bacia transversalmente e que poderá servir como ponto de conexão de eventuais PCHs. Além disso, existem duas subestações que estão dentro dos limites da bacia do rio do Peixe, localizadas nas cidades de Serro e Conceição do Mato Dentro e que também podem vir a ser pontos de conexão à rede.

A partir da identificação dos trechos de rio considerados atrativos, deverão ser estimadas as distâncias destes locais às estradas e dos pontos de conexão à rede. Todavia, a análise preliminar dos aspectos de ordem logística e de infraestrutura não aponta situações muito desfavoráveis à implantação de PCHs na região estudada.

6.4 Identificação e Aproveitamento de Locais Potencialmente Atrativos

A partir do levantamento de dados topográficos e cartográficos, foram utilizadas duas bases para a identificação de locais potencialmente atrativos. A primeira corresponde ao modelo digital de terreno SRTM adotado como base principal do trabalho e a segunda constitui-se nas cartas do IBGE que foram utilizadas como referência para conferência e validação do modelo digital de terreno. O mapa hipsométrico derivado do MDT é apresentado na Figura 15.

Figura 15 – Mapa hipsométrico da região circunvizinha a bacia do rio do Peixe

Para a análise da topografia, foram geradas curvas de nível de 20 em 20 metros para o MDT, a partir de algoritmos computacionais presentes no *software ArcView*. A partir das duas bases topográficas foram construídos os perfis longitudinais do rio apresentado na Figura 16. A análise desta figura revela que, de forma geral, os perfis levantados são aderentes e apresentam desníveis totais muito semelhantes. Contudo, algumas diferenças podem ser notadas e suas causas serão detalhadas durante a avaliação dos resultados.

Como discutido nos itens 3.2.1 e 5.4, a utilização de desníveis concentrados naturais constitui-se como uma situação interessante para a implantação de PCHs e contribui para a relação entre custo de construção e o benefício energético gerado.

A observação do perfil longitudinal de um curso d'água facilita a identificação de locais com quedas naturais. Com base no perfil levantado, é possível dividir o rio do Peixe em cinco trechos característicos.

Figura 16 – Perfil longitudinal do rio do Peixe

O primeiro trecho, denominado como Trecho 1, começa na foz do rio do Peixe (0 km), situado aproximadamente na cota 440m e termina na cota 520m (11,5 km). Apresenta-se como a região mais interessante do ponto de vista hidroenergético, pois possui um desnível vertical de 80 metros medianamente concentrado, além de estar localizado na porção final da bacia onde a área de drenagem é maior e onde espera-se que a disponibilidade hídrica também seja. Percebe-se que o primeiro terço do trecho possui declividade baixa, aumentando significativamente nos outros dois terços.

A segunda parte, nomeada como Trecho 2, é compreendida entre a cota 520m (11,5 km) e a cota 620m (97km) e abrange a maior parte do curso d'água. O perfil longitudinal revela que este trecho possui baixa declividade média com aproximadamente 1,2 metro por quilômetro, característica que pode ser considerada desfavorável para implantação de aproveitamentos em derivação, pois haverá necessidade de circuitos de adução longos e, conseqüentemente, caros, para obtenção de poucos metros de queda, fato que acarreta em uma relação de custo-benefício ruim. Entretanto, é necessário avaliar a planimetria da região para a análise da possibilidade e atratividade da construção de barragens altas que acarretem em saltos motores artificiais.

Além disso, entre as cotas 520 e 560, o curso d'água está inserido dentro da área de amortecimento da Zona Indígena do Guarani, sendo, portanto, excluído da análise como anteriormente justificado.

O terceiro trecho (Trecho 3) começa na cota 620m (97 km) e termina na 760 (116 km). Nesta parte, é possível notar dois desníveis concentrados com trechos de baixa declividade entre elas. O primeiro, entre as cotas 620m e 640m, e o segundo entre as cotas 660m e 740m. Por localizarem-se na metade de superior da bacia, é possível inferir que a disponibilidade hídrica será menor que no Trecho 1, devido à menor área de drenagem.

O quarto trecho está compreendido entre as cotas 740m (116km) e 800m (149 km) e é caracterizado também por declividade muito baixa, da ordem de 0,002 m/m. Este trecho está completamente inserido na área de amortecimento da UC Pico do Itambé, cuja área foi também excluída, devido ao aspecto ambiental restritivo.

A última parte (Trecho 5) corresponde à região da nascente do rio do Peixe e também está completamente inserida na área de proteção integral do Pico do Itambé. Portanto, não será estudada, sendo também uma região com características muito pouco interessantes do ponto de vista hidroenergético devido às baixas vazões decorrentes da pequena área de drenagem.

Analizados os trechos onde existam desníveis concentrados, é necessário verificar a planimetria do terreno com intuito de avaliar a existência de vales encaixados e outras situações favoráveis que possam acarretar em aproveitamentos com características atrativas de acordo com o que foi apresentado no Capítulo 3.

A partir da foz (cota 450), a morfologia do rio do Peixe apresenta-se como pouco meandrada, com um vale mediantemente encaixado onde é possível notar algumas seções favoráveis à implantação de barramentos. Esta situação segue até aproximadamente a cota 550m, o que corresponde ao Trecho 1 e o início do trecho 2, previamente analisado a partir do perfil longitudinal.

Com base na análise das características topográficas deste trecho e nos aspectos técnicos discutidos no Capítulo 3, são propostos dois aproveitamentos: Peixe A e Peixe B.

O aproveitamento Peixe A corresponde ao aproveitamento mais próximo à foz do rio do Peixe, em um trecho de baixa declividade. De acordo com as Figuras 17 e 18, é proposto um arranjo com casa de força ao “pé”, sendo que o eixo da barragem

está localizado em uma seção do vale bem encaixada. A queda bruta é de 20 metros, entre as cotas 460¹⁶m e 480m, e a área do reservatório é de 0,38 km². A crista do barramento tem aproximadamente de 150 metros. A área de drenagem deste aproveitamento é de 1763 km².

Figura 17 – Planta esquemática do aproveitamento Peixe A

O aproveitamento Peixe B, ilustrado nas Figuras 19 e 20, está localizado no trecho que alia as qualidades mais favoráveis do ponto de vista energético, pois possui um trecho de queda concentrada e vales encaixados. Contudo, ele é limitado pela área de amortecimento da zona indígena do Guarani e o remanso da PCH Peixe A.

¹⁶ Nota-se que entre a cota 450m e 460m, não foram identificados eixos favoráveis a implantação de PCHs, além de ser um trecho de baixa declividade e vale menos encaixado.

Figura 18 – Ilustração do aproveitamento Peixe A

No aproveitamento Peixe B é proposto um arranjo com derivação em túnel devido à característica morfológica do trecho do vale que provavelmente inviabiliza a derivação em canal decorrente da alta declividade das margens. Além disso, a morfologia fluvial do trecho, um meandro bem definido, favorece a implantação de um túnel de adução que “corta” a curvatura do rio. A barragem propicia uma queda bruta de cerca de 10 metros altura, entre as cotas 510m e 520m, com uma crista com cerca 115 metros de comprimento, sendo que a área do reservatório tem aproximadamente 0,16 km². O túnel de adução possui aproximadamente um quilômetro e meio de extensão e aproveita um desnível vertical de 30 metros entre as cotas 510m e 480m. Dessa forma, a queda bruta disponível no aproveitamento

sugerido é de 40 metros. A área de drenagem do aproveitamento Peixe B é de 1749 km².

Figura 19 – Planta esquemática do aproveitamento Peixe B

A partir da cota 550, o rio corre por áreas com características de planície em um vale pouquíssimo encaixado e com raras situações adequadas à implantação de barragens.

Esta região do rio corresponde ao Trecho 2 do perfil que possui baixas declividades prejudicando aproveitamentos com arranjo em derivação, além de estar parcialmente inserida na área de amortecimento de zona indígena. Além das características de planície, o Trecho 2 também não possui qualidades favoráveis para a implantação de barramentos altos com casa de força ao “pé” da barragem, devido à ausência de seções “encaixadas” que acarretem em um barramento com atributos atrativos do ponto de vista econômico.

Adicionalmente, neste trecho, barragens altas levariam a grandes áreas de inundação, com valores muito superiores aos limites estabelecidos pela legislação que enquadra as hidrelétricas como PCHs. Dessa forma, não foram identificados locais favoráveis na região entre a cota 520m (11,5 km) e a cota 620m (97km).

Figura 20 – Ilustração do aproveitamento Peixe B

No caso do Trecho 3, o relevo é similar ao segundo trecho descrito, sendo medianamente meandrado e possuindo ombreiras baixas e pouco encaixadas que dificultam a implantação de barragens com casa de força ao “pé”. Todavia, é possível estudar arranjos em derivação nos trechos com quedas concentradas, utilizando barragens baixas que possuem a função de elevação do nível d’água para possibilitar a captação de água para o sistema adutor.

Neste sentido, foram concebidos dois aproveitamentos com tais características nas quedas concentradas, identificadas através da análise do perfil longitudinal do trecho 3, denominados como Peixe C e Peixe D.

Como pode ser observado nas Figuras 21 e 22, o aproveitamento Peixe C foi concebido de forma a aproveitar o desnível concentrado entre as cotas 640m e 620m. É proposto um arranjo com derivação em canal com uma barragem com altura de cerca de 10 metros e 90 metros de comprimento, cuja altura foi limitada pela área do reservatório (cerca de 3 km²). O canal de adução possui aproximadamente 600 metros de comprimento e aproveita uma queda bruta de 30 metros, entre as cotas 650m e 620m. O conduto forçado tem comprimento estimado em 100 metros. A área de drenagem do aproveitamento Peixe C é de 374 km².

Figura 21 – Planta esquemática do aproveitamento Peixe C

Figura 22 – Ilustração do aproveitamento Peixe C

O aproveitamento Peixe D foi concebido de forma a aproveitar o desnível concentrado entre as cotas 740m e 680m. É proposto um arranjo em derivação em canal com uma barragem com altura de cerca de 5 metros. O reservatório tem cerca de 1 km². O canal de adução possui aproximadamente 1400 metros de comprimento e aproveita uma queda bruta de 65 metros, entre as cotas 740m e 680m. O conduto forçado tem comprimento estimado em 300 metros. O aproveitamento é ilustrado pelas Figuras 23 e 24. A área de drenagem do aproveitamento Peixe C é de 229 km².

Os trechos 4 e 5 não serão analisados quanto à planimetria, pois estão em áreas com restrições ambientais relevantes como já mencionado.

Desse modo, foram identificados quatro aproveitamentos, nos quais foram propostos arranjos preliminares para determinação das características das principais estruturas e definição da queda bruta para quantificação da disponibilidade hídrica e do potencial energético.

Figura 23 – Planta esquemática do aproveitamento Peixe D

Figura 24 – Ilustração do aproveitamento Peixe D

Todos os valores apresentados que correspondem às dimensões das obras dos arranjos e áreas dos reservatórios foram obtidos através de integração numérica no software *Arc Gis*.

6.5 Avaliação da Disponibilidade Hídrica

A disponibilidade hídrica dos aproveitamentos indicados na etapa anterior será estimada com base nos estudos de regionalização de vazões do Atlas Digital

das Águas de Minas, elaborado pelo Instituto Mineiro de Águas – IGAM, Fundação Ruralminas e Universidade de Viçosa (IGAM, RURALMINAS e UFV, 2010).

O Quadro 10 apresenta as funções de regionalização de vazões que serão utilizadas para o cálculo da vazão mínima com sete dias de duração e período de retorno de dez anos ($Q_{7,10}$), da vazão média de longo termo (Q_{mlt}) e da vazão com 50% de permanência (Q_{50}). Com fundamento na discussão do item 5.6.2, estes parâmetros serão utilizados nos estudos energéticos.

Variável Regionalizada	Função de Regionalização (Ls/km ²)
Q_{mlt}	$q_{mlt} = 2,49 * 10^{-10} * A^{-0,0437} * Pma^{2,5421}$
$Q_{50\%}$	$q_{50} = 6,66 * 10^{-12} * A^{-0,0073} * Pma^{2,9580}$
$Q_{7,10}$	$q_{7,10} = 9,06 * 10^{-10} * A^{-0,0327} * Pma^{2,9997}$

Fonte: IGAM, RURALMINAS e UFV, 2010

Quadro 10 – Variável regionalizada e funções regionais utilizadas no estudo de caso.

Neste quadro, as variáveis explicativas utilizadas nas funções de regionalização são: precipitação média anual (Pma) e área de drenagem (A).

A determinação da Pma foi feita com base no mapa da Figura 25 (IGAM, RURALMINAS e UFV, 2010). Foi adotado um valor intermediário de 1370 mm para todos os aproveitamentos.

Figura 25 – Mapa de precipitação média anual na bacia do rio Doce

Com base nas funções do Quadro 10 e na definição das variáveis explicativas, foram obtidos os valores das variáveis regionalizadas de interesse nos aproveitamentos avaliados, conforme Quadro 11.

Aproveitamento	Área de Drenagem	Q _{mlt}	Q _{50%}	Q _{7,10}
	km ²	m ³ /s	m ³ /s	m ³ /s
A	1763	29,8	21,1	3,2
B	1749	29,6	20,9	3,2
C	374	6,8	4,5	0,7
D	229	4,2	2,8	0,4

Quadro 11 – Resultado da aplicação dos estudos de regionalização

6.6 Avaliação do Potencial Energético

6.6.1 Definição da Queda Líquida

Com base nas quedas brutas dos aproveitamentos identificados e do tipo de arranjo proposto, o critério adotado para a definição das quedas líquidas será o mesmo adotado na publicação “Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas” (ELETROBRÁS, 2000). A queda líquida (H_{liq}) será igual à queda bruta menos as perdas hidráulicas, sendo adotado um valor de perda de 3% da queda bruta para casas de força ao “pé” da barragem (Peixe A) e 5% para arranjos em derivação (Peixe B, Peixe C e Peixe D).

Dessa forma, os valores da queda bruta e queda líquida para os aproveitamentos identificados estão descritos no Quadro 12.

Aproveitamento	Queda Bruta (m)	Queda Líquida (m)
A	20,0	19,4
B	40,0	38,0
C	30,0	28,5
D	65,0	61,8

Quadro 12 – Queda bruta e queda líquida dos aproveitamentos prospectados

6.6.2 Estimativa da Energia Média

Com base na discussão do item 5.6.2 e nos parâmetros definidos nas etapas anteriores da metodologia aplicada para a bacia do rio do Peixe, serão calculadas a potência média (ou energia média) correspondente à energia gerada com a vazão média de longo termo (P_{mlt}) e a potência média correspondente à energia gerada com a vazão de 50% da curva de permanência ($P_{50\%}$) para todos os aproveitamentos, conforme as equações 6 e 7 abaixo.

$$P_{\text{mlt}} = 9,81 * \eta * (Q_{\text{mlt}} - Q_{\text{eco}}) * H_{\text{liq}} \quad (6) \quad \text{e} \quad P_{50\%} = 9,81 * \eta * (Q_{50\%} - Q_{\text{eco}}) * H_{\text{liq}} \quad (7)$$

Será adotado um rendimento do conjunto turbina-gerador (η) de 90%.

No caso de aproveitamentos em derivação, foi adotada vazão ecológica remanescente correspondente a 70% da vazão $Q_{7,10}$ de acordo com a legislação estadual mineira vigente (IGAM,1998).

Os resultados obtidos estão apresentados no Quadro 13. A análise do quadro revela que as energias médias dos aproveitamentos calculadas a partir da vazão média de longo termo são cerca de cinquenta por cento maiores que as energias médias calculadas a partir da vazão de 50% de permanência. Como descrito na metodologia, a P_{mlt} será adotada como um limite superior e a $P_{50\%}$ como um limite inferior da produção média de energia nos aproveitamentos.

Aproveitamento	P_{mlt} (MW/médios)	$P_{50\%}$ (MW/médios)
A	4,7	3,2
B	9,2	6,3
C	1,6	1,0
D	2,1	1,3

Quadro 13 - P_{mlt} e $P_{50\%}$ dos aproveitamentos prospectados

6.6.3 Definição da Potência instalada

Para avaliação da potência instalada será feita uma análise de sensibilidade da potência instalada nos aproveitamentos identificados de acordo com a metodologia proposta no item 5.6.3, resultado de uma análise estatística para PCHs em operação no Brasil.

A partir dos limites da faixa de valores de energia média, P_{mlt} e $P_{50\%}$, obtidos para os aproveitamentos identificados, serão calculados os seguintes parâmetros:

$$PI_{\text{Méd.}} = \text{Energia média} / 0,61$$

$$PI_{\text{Max.}} = \text{Energia média} / 0,50$$

$$PI_{\text{Mín.}} = \text{Energia média} / 0,76$$

Onde:

$PI_{Méd.}$ = Potência instalada média do aproveitamento

$PI_{Max.}$ = Limite superior de potência instalada do aproveitamento ou potência máxima

$PI_{Min.}$ = Limite inferior de potência instalada do aproveitamento ou potência mínima.

Os resultados estão apresentados no Quadro 14.

Aproveitamento	Para P_{mlt}			Para $P_{50\%}$		
	$PI_{máx.}$	$PI_{méd.}$	$PI_{Min.}$	$PI_{máx.}$	$PI_{méd.}$	$PI_{Min.}$
A	9,4	7,7	6,2	6,5	5,3	4,3
B	18,4	15,0	12,1	12,6	10,3	8,3
C	3,2	2,6	2,1	2,0	1,7	1,3
D	4,3	3,5	2,8	2,7	2,2	1,8

Quadro 14 - P_{mlt} e $P_{50\%}$ dos aproveitamentos prospectados (em MW)

Com base nos resultados, é possível observar que, se adotado como limite superior a PI_{Max} obtida através de P_{mlt} e como limite inferior a $PI_{Min.}$ resultante da $P_{50\%}$, a faixa de valores será muito extensa.

Com objetivo de balizar a definição de uma faixa de valores mais restrita e demonstrar a possibilidade de utilização de informações que possam complementar as análises realizadas durante a fase de prospecção, foi feita uma pesquisa sobre o fator de capacidade de aproveitamentos na região circunvizinha ao rio do Peixe. Esta pesquisa resultou na identificação de quatro aproveitamentos em operação na bacia do rio Guanhães, que também é afluente da margem esquerda do rio Santo Antônio e vizinho da bacia do rio do Peixe, conforme a Figura 26.

Figura 26 – Localização dos aproveitamentos do rio Guanhães

Com base nas informações do Banco de Informações de Geração da ANEEL (ANEEL, 2009b), foram avaliados os fatores de capacidade das usinas Dorés de Guanhães, Funil, Jacaré e Senhora do Porto de acordo com o Quadro 15.

Nome da PCH	Potência (kW)	Energia Assegurada (MW médios)	Proprietário	Fator de Capacidade
Senhora do Porto	12,000	6.77	100% para Guanhães Energia S/A	0.56
Jacaré	9,000	5.15	100% para Guanhães Energia S/A	0.57
Dorés de Guanhães	14,000	8	100% para Guanhães Energia S/A	0.57
Funil	22,500	14.54	100% para Funil Energia S/A	0.65

Quadro 15 – Dados energéticos das PCHs do rio Guanhães.

A partir da análise do Quadro 15, é possível perceber que os fatores de capacidade dos aproveitamentos vizinhos estão entre 0,56 e 0,65. Como o rio

Guanhães encontra-se muito próximo ao rio do Peixe e com características fisiográficas da bacia e de uso e ocupação do solo similares entre si, decidiu-se por restringir os limites de potência instalada dos aproveitamentos do rio do Peixe de forma a obter fatores de capacidade mais próximos aos valores das PCHs do rio Guanahães. Dessa forma, o seguinte critério foi adotado para definição dos limites da faixa de valores de potência instalada:

- Limite Superior da Potência Instalada: PI_{Max} (fator de capacidade de 0,50) obtida através de P_{mt}
- Limite Inferior da Potência Instalada: $PI_{Med.}$ (fator de capacidade de 0,61) obtida através de $P_{50\%}$.

Este critério resultou nos valores para as PCHs identificadas no estudo de caso apresentados no Quadro 16.

Aproveitamento	Limite Superior da Potência Instalada (MW)	Limite Inferior da Potência Instalada (MW)
A	9,4	5,3
B	18,4	10,3
C	3,2	1,7
D	4,3	2,2

Quadro 16 – Dados energéticos das PCHs do rio Guanahães.

6.7 Avaliação Econômico-energética

A avaliação dos custos será feita com base no trabalho de Bortoni et al (2010) que avaliou os orçamentos (OPEs) e as fichas técnicas de setenta e cinco PCHs distribuídas no país. De acordo com este trabalho, o custo (em milhões dólares) de uma PCH pode ser estimado conforme a formulação abaixo:

$$Custo = k \cdot \frac{MW^{0,820}}{H^{0,246}}$$

Onde:

MW = Potência em MW

H = Queda bruta em metros.

k = Coeficiente regional.

Os coeficientes regionais brasileiros são apresentados no Quadro 17 a seguir.

Região	Coeficiente de custo (k)
SE	4,44
CO	3,981
SE	3,686
N	2,908
NE	0,75

Quadro 17 – Coeficientes regionais

Para obtenção do custo, foi aplicada a fórmula de Bortoni et al (2010) para a faixa de potências definida e queda bruta para os aproveitamentos identificados, utilizando o coeficiente de 3,686. Entretanto, de acordo com Bortoni et al (p.9, 2010), o custo obtido pela aplicação da fórmula deve variar entre 75% e 125%.

Calcado nesta observação, foi aplicado um fator de 125% ao custo de PI_{Max} (limite superior do custo total) e 75% ao custo de PI_{Min} , (limite inferior do custo total) para determinação de uma faixa mais ampla de valores. Além disso, para possibilitar a comparação entre os aproveitamentos, foi estabelecida também uma faixa de valores do custo unitário da potência instalada, através da razão entre os limites do custo total e os limites de potência instalada. Os resultados são apresentados no Quadro 18.

PCH	Queda Bruta (m)	Potência Instalada		Custos (em milhões de dólares)					
		P _{máx.} (MW)	P _{min.} (MW)	Custo para P _{máx.}	Custo para P _{min.}	Limite Superior do Custo Total	Limite Inferior do Custo Total	Limite Superior do Custo em US\$/MW	Limite Inferior do Custo em US\$/MW
A	20,0	9,4	5,3	13,4	8,3	16,7	6,3	1,8	1,2
B	40,0	18,4	10,3	19,5	12,1	24,4	9,1	1,3	0,9
C	30,0	3,2	1,7	4,9	2,9	6,2	2,2	2,0	1,3
D	65,0	4,3	2,2	5,2	3,0	6,5	2,3	1,5	1,0

Quadro 18 – Resultado da análise econômica

Como esperado, o aproveitamento Peixe B possui as melhores características quanto ao custo unitário do MW instalado, seguido pelos aproveitamentos Peixe D, Peixe A e Peixe C, devido às características do arranjo e a relação com a produção energética.

6.8 Visita

Como descrito, a visita é opcional e depende das características e objetivos do trabalho em que é aplicada a metodologia de prospecção de PCHs.

Esta visita deve ser feita por uma equipe multidisciplinar capaz de recolher novas informações complementares aos estudos de campo, identificar e analisar condicionantes e restrições que possam influenciar o custo e o benefício dos aproveitamentos identificados em escritório. Devido à impossibilidade de reunir e financiar uma equipe com tais características e o fato de já existir um estudo de inventário aprovado na ANEEL para a bacia em questão, a visita de campo não foi realizada.

Dessa forma, os resultados obtidos serão analisados e discutidos com base no estudo realizado apenas no escritório e de forma comparativa com o inventário hidrelétrico aprovado para o rio do Peixe.

6.9 Análise e Síntese dos Resultados

A aplicação da metodologia de prospecção de PCHs para o rio do Peixe resultou em quatro aproveitamentos enquadrados como pequenas centrais hidrelétricas. Para análise dos resultados é necessária uma nova avaliação da posição geográfica dos aproveitamentos em relação aos aspectos geológico-geotécnicos, socioambientais e de infraestrutura e logística, conforme as Figuras 27, 28, 29 e 30.

A partir dos estudos realizados, foi preenchido um quadro, conforme apresentado no item 5.9, com as principais características levantadas na prospecção de PCHs para o rio do Peixe. Os resultados são apresentados no Quadro 19.

Também foram realizadas observações em relação ao uso do solo, existência de benfeitorias e acessos com base nas imagens de satélite do Google Earth nas regiões dos aproveitamentos.

A partir deste quadro é possível traçar um panorama geral das características socioambientais, econômicas e técnicas de aproveitamentos hidrelétricos na bacia do rio do Peixe de acordo com a metodologia de prospecção de PCHs proposta.

Como forma de avaliar os resultados, será realizada uma comparação entre o estudo de caso e o inventário hidrelétrico da bacia do rio do Peixe.

Figura 27 – Localização dos aproveitamentos em relação à geologia

Figura 28 – Localização dos aproveitamentos em relação às Unidades de Conservação e Zonas Indígenas

Figura 29 – Localização dos aproveitamentos em relação aos aspectos de infraestrutura e logística

Figura 30 – Localização dos aproveitamentos em relação aos processos minerários

		Peixe A	Peixe B	Peixe C	Peixe D
Características do local e do arranjo:	Comprimento da barragem (m)	150	115	90	80
	Altura da barragem (m)	20	10	10	5
	Comprimento do canal/túnel de adução (m)	-	1500 (túnel)	600 (canal)	1400 (canal)
	Comprimento do conduto forçado (m)	50	último trecho do túnel blindado	100	300
	Área de drenagem (km²)	1763	1749	374	229
	Área do reservatório (km²)	0,38	0,16	3,0	0,7
Condicionantes ou restrições socioambientais:	Listagem	Próximo do limite da área de amortecimento da zona indígena de Guarani. Existem pequenos sítios com poucas benfeitorias que provavelmente estão na área do reservatório. Existe possibilidade de conflito futuros com áreas de mineração que estão em fase de pesquisa. IFC-PCH/UHE = 3 (médio)	Muito próximo do limite da área de amortecimento da zona indígena de Guarani. Existem pequenos sítios com poucas benfeitorias que provavelmente estão na área do reservatório. Existe possibilidade de conflito futuros com áreas de mineração que estão em fase de pesquisa. IFC-PCH/UHE = 3 (médio). Atenção também deverá ser dada a presença de cavernas na região do aproveitamento.	Região com mata nativa bem conservada por toda a região do aproveitamento. Não existe ocupação próxima a região do aproveitamento. Existe possibilidade de conflitos futuros com áreas de mineração que estão em fase de pesquisa.	Região com manchas de mata nativa bem conservadas. Não existem benfeitorias próxima a área do aproveitamento. Existe possibilidade de conflitos futuros com áreas de mineração que estão em fase de pesquisa.
Condicionantes ou restrições geológicas:	Listagem	Está localizada em uma litologia granito que usualmente possui boas características hidráulicas e geomecânicas.	Está localizada em uma litologia granito que usualmente possui boas características hidráulicas e geomecânicas. Todavia, os dados apontam a existência de duas cavernas classificadas como cársticas muito próximas ao eixo.	Está localizada na interface de filito e xisto. Apresenta características geomecânicas inferiores a região dos aproveitamentos Peixe A e Peixe B (granito), contudo, não foram identificadas situações desfavoráveis em função do porte das obras (barragem e canal de adução de pequenas dimensões), além de não prever escavações subterrâneas.	Está localizada na interface de filito e xisto. Apresenta características geomecânicas inferiores a região dos aproveitamentos Peixe A e Peixe B (granito), contudo, não foram identificadas situações desfavoráveis em função do porte das obras (barragem e canal de adução de pequenas dimensões), além de não prever escavações subterrâneas.
Infra-estrutura e logística:	Acessibilidade	7 km do município de Ferros, 6 km da BR-120, estradas vicinais muito próximas à região do barramento	15 km do município de Ferros, 9 km da BR-120, estradas vicinais muito próximas à região do barramento	5 km do município de Alvorada de Minas, 6 km da MG-010, não existem estradas vicinais próximas à região do barramento e a mata densa é um fator impeditivo para o acesso	5 km do município de Alvorada de Minas e 7 km de Serro, 6 km da MG-010, não existem estradas vicinais próximas à região do barramento e a mata densa é um fator impeditivo para o acesso
	Extensão da linha de transmissão (km)	Cerca de 36 km da subestação de Conceição do Mato Dentro	Cerca de 33 km da subestação de Conceição do Mato Dentro	Cerca de 20km da subestação de Serro	Cerca de 10km da subestação de Serro
	Disponibilidade de materiais de construção	Proveniente das escavações obrigatórias	Proveniente das escavações obrigatórias	Proveniente das escavações obrigatórias	Proveniente das escavações obrigatórias
Hidrológico e energético:	Queda bruta (m)	20	40	30	65
	Queda líquida (m)	19,4	38	28,5	61,8
	Q50% (m³/s)	21,1	20,9	4,5	2,8
	QmIt (m³/s)	29,8	21,1	6,8	4,2
	Vazão ecológica (m³/s)	2,2	2,2	0,5	0,3
	Energia média (MWmédios)	Entre 4,7 e 3,2	Entre 9,2 e 6,3	Entre 1,6 e 1,0	Entre 2,1 e 1,3
	Limite superior da Potência Instalada (MW)	9,4	18,4	3,2	4,3
Características econômico-energéticas:	Limite inferior da Potência Instalada (MW)	5,3	10,3	1,7	2,2
	Custo aproximado do MW instalado (em milhões US\$)	Entre 1,8 e 1,2	Entre 1,3 e 0,9	Entre 2,0 e 1,3	Entre 1,5 e 1,0

Quadro 19 – Resultados da aplicação da metodologia de prospecção para o rio do Peixe

6.9.1 Comparação com o Estudo de Inventário

O estudo de inventário da bacia do rio do Peixe foi elaborado pela empresa PCE Engenharia para a Construtora Barbosa Mello S/A e aprovado pela ANEEL através do despacho Nº 416¹⁷, de 02/07/2001 (ANEEL, 2001b). Este inventário estudou apenas o trecho entre a foz deste curso d'água no rio Santo Antônio (próxima a El. 424,00) e a ponte da rodovia MG-232 (em torno da El. 503,00), com uma extensão de aproximadamente 26 km. Esta limitação do estudo vai de encontro aos resultados obtidos no estudo de caso que identificaram este trecho do rio como o de maior potencial hidroenergético.

Dessa forma, a comparação entre o estudo de prospecção e o estudo de inventário será realizada apenas para o trecho descrito.

A partição da queda aprovada consiste em três aproveitamentos denominados como PCHs Brejaúba, Monjolo e Santa Rita, conforme a Figura 31, que apresenta ainda o quadro resumo com as principais características de cada uma dessas PCHs.

A seguir é apresentada uma comparação entre as principais características da bacia do rio do Peixe estudadas através da metodologia de prospecção no estudo de caso e o estudo de inventário hidrelétrico elaborado pela PCE.

¹⁷ Apesar do registo vigente na ANEEL indicar a existência de 5 aproveitamentos (São João, Axupé, Santa Rita, Monjolo e Brejaúba) no inventário do rio do Peixe. O conteúdo enviado em CD pela própria agência possui apenas 3 aproveitamentos (Santa Rita, Monjolo e Brejaúba). Foram enviados pedidos de esclarecimento à ANEEL, mas não houve retorno.

Figura 31 – Partição de quedas e quadro resumo do inventário do rio do Peixe.

6.9.1.1 Características Topográficas e de Partição de Quedas

Através da análise da planimetria da partição de quedas do estudo de inventário da Figura 32, onde também foram indicados os eixos da prospecção, é possível observar que o trecho do rio estudado corresponde à mesma região dos aproveitamentos Peixe A e Peixe B.

Se compararmos as Figuras 17 e 19 com a Figura 32, percebe-se que as feições topográficas da planimetria foram bem representadas pelo MDT em comparação com a restituição aerofotogramétrica na escala 1:5.000 e curvas de nível de 5 em 5 metros. Observa-se também que as PCHs Brejaúba e Monjolo têm arranjos gerais e posicionamentos muito similares aos aproveitamentos Peixe A e B, respectivamente.

Esta semelhança decorre das características topográficas deste trecho que foram identificadas no estudo de prospecção e confirmadas pelo estudo de inventário.

A primeira parte, onde estão localizadas as PCHs Brejaúba e Peixe A, possui morfologia retilínea em um vale bem encaixado. Neste trecho, a queda existente e as condições das ombreiras permitem que sejam concebidas barragens altas e reservatórios com área reduzida.

A segunda parte, onde estão localizadas as PCHs Monjolo e Peixe B, é caracterizada por vales estreitos e ombreiras altas na região dos barramentos, seguido por um trecho com meandro bem definido, com encostas íngremes e queda concentrada, situação propícia para aproveitamento deste desnível através de uma estrutura de adução em túnel que corta o meandro.

Figura 32 – Planta com a restituição aerofotogramétrica do trecho analisado com a localização dos eixos do inventário e da prospecção

Tanto no inventário quanto no estudo de prospecção, alternativas poderiam ser propostas. Contudo, o inventário observa que (PCE, p.67, 2001):

a alternativa de substituição destes dois aproveitamentos por um único, seja com barramento alto à jusante (com cerca de 60 m de altura), ou barramento baixo à jusante com derivação em túnel da ordem de 5,0 km, implicariam em reservatório de maiores proporções (alcançando 10 km de extensão e com área de inundação superior a 2 km²), ou trecho extenso do rio ($\approx$ 7,0 km) submetido a vazões mínimas no período de estiagem. Evidentemente, além dos custos consideráveis das obras, os impactos ambientais decorrentes seriam de considerável magnitude, contrariando a filosofia de implantação de PCHs aconselhada pela ANEEL e ELETROBRÁS.

À montante da PCH Monjolo, o estudo de inventário concebeu a PCH Santa Rita, que corresponde ao início do segundo trecho do perfil longitudinal adotado no estudo de prospecção (Figura 16) e que foi excluído da análise por estar dentro da área de amortecimento da zona indígena Guarani, como será discutido adiante.

Desse modo, o trecho de análise está compreendido entre o eixo da PCH Brejaúba até o final do remanso da PCH Monjolo, onde também foram concebidos os aproveitamentos Peixe A e Peixe B.

Como pode ser notado no Quadro 20, a queda bruta total do trecho descrito, tanto para o inventário, como para o estudo de caso é da ordem de 60 metros. No caso do estudo de inventário este desnível foi dividido praticamente ao meio pelas PCHs Brejaúba e Monjolo, sendo que a primeira é uma usina ao “pé” da barragem com queda bruta de 27,8m e a segunda um aproveitamento em derivação, com um túnel de adução de aproximadamente 1,1 km de extensão, e queda bruta de 31 metros.

Trechos		Inventário	Prospecção
Aproveitamentos Trecho Retilíneo	Nome	PCH Brejaúba	PCH Peixe A
	Queda bruta (m)	27,8	20,0
	N.A de montante	460,0	480,0
	N.A de Jusante	432,2	460
Aproveitamentos Trecho Meandro	Nome	PCH Monjolo	PCH Peixe B
	Queda bruta (m)	31,0	40,0
	N.A de montante	491	520
	N.A de Jusante	460	480
Queda Bruta Total		58,8	60,0

Quadro 20 – Comparação entre os níveis e queda bruta do inventário e da prospecção (em metros)

No caso da prospecção realizada, Peixe A também é um arranjo com usina ao “pé” da barragem com queda bruta de 20 metros. A PCH Peixe B é um aproveitamento em derivação também em túnel e queda bruta de 40 metros.

Porém, se compararmos os níveis das PCHs que ocupam aproximadamente a mesma posição no estudo de inventário e na prospecção, é possível notar que o desnível total relativo é muito parecido, contudo, existe uma diferença significativa entre as cotas absolutas do perfil e dos níveis d’água. No inventário, os aproveitamentos Brejaúba e Monjolo estão entre as cotas 432,2 e 491,0, enquanto que, na prospecção, as PCHs Peixe A e Peixe B estão entre as cotas 460 e 520.

Esta diferença na altimetria pode ser observada na Figura 33, que ilustra os perfis longitudinais obtidos dos diferentes levantamentos no trecho analisado. Nota-se um deslocamento que é variável, mas que alcança cerca de 30 metros entre as cotas dos perfis.

Figura 33 – Detalhe do Perfil Longitudinal do rio Peixe

São dois os aspectos principais que podem ser apontados como justificativa para estas diferenças.

O primeiro se deve ao fato de que quando se realiza um sobrevoo, como o ocorrido pelo ônibus espacial *Endeavour* para coleta dos dados para o MDT, o

sistema adotado é o WGS84 que consiste em um elipsoide de referência de origem geocêntrica e que é utilizado pelo sistema GPS. Neste caso, a sua elevação é denominada como altitude geométrica (h). Entretanto, nos trabalhos de engenharia e mapeamento, como o estudo de inventário do rio do Peixe, utiliza-se a altitude ortométrica (H) que tem significado físico, conforme ilustrado pela Figura 34 (IBGE, 2010b).

Figura 34 – Modelo geoidal

Assim, para que as altitudes obtidas em campo sejam comparadas, é necessário fazer a conversão da altitude geométrica em altitude ortométrica, através do conhecimento da ondulação geoidal (N), que é a separação entre o elipsoide e o geóide¹⁸, o que não foi realizado durante o estudo de prospecção resultando em diferenças nas cotas absolutas. Esta compensação varia muito, mas de acordo com a Figura 35 que apresenta o modelo de ondulação geoidal do IBGE (MapGeo 2010), nesta região a variação está entre 9 e 10 metros.

A segunda razão para as diferenças é o próprio erro relativo inerente à escala e técnica do mapeamento realizado na missão SRTM que, como discutido no item 5.4.1, é varia de 6,5 a 25 metros.

¹⁸ O geóide é uma superfície equipotencial que coincide com o nível médio das águas dos mares, na qual as altitudes ortométricas estão referenciadas.

Estes também são os motivos para as diferenças observadas entre o perfil longitudinal derivado do IBGE, na Figura 13.

Neste contexto, a figura 36 apresenta o resultado do deslocamento visual do perfil longitudinal derivado do MDT em 20 metros, onde é possível observar um bom ajuste do perfil.

Figura 35 – Ondulação geoidal (MapGeo 2010)

A discussão acima é consequência das características da base topográfica adotada e configura-se como um aspecto típico do trabalho com dados secundários. Neste sentido, é necessário destacar que o conhecimento da metodologia e escala dos levantamentos, melhora as condições para análise dos resultados e o reconhecimento das limitações de um estudo de prospecção.

Figura 36 – Detalhe do Perfil Longitudinal do rio Peixe com perfil SRTM deslocado

6.9.1.2 Aspectos Socioambientais

Em um estudo de inventário realizam-se levantamentos de campo para a geração de dados primários e complementação e ajuste das informações obtidas através de dados secundários. Neste sentido, os estudos ambientais passam a ter características mais detalhadas e específicas se comparados ao estudo de prospecção, baseado apenas em dados secundários e uma visita. Dessa forma, serão levantados apenas os aspectos mais relevantes de forma a comparar as principais conclusões de cada um dos estudos.

Os estudos ambientais elaborados no inventário aprovado apresentam um diagnóstico sucinto dos meios físico, biótico e antrópico, e caracterizam os principais impactos socioambientais decorrentes da implantação das PCHs identificadas.

Como conclusão desses estudos, o inventário (PCE,p.114, 2001) relata que:

no geral, os aproveitamentos aqui considerados apresentaram baixos índices de impacto ambiental devido ao porte, localização e alternativa de implantação. Ressalta-se, do ponto de vista ambiental,

que não há nenhuma restrição marcante à implantação dos mesmos, ocorrendo apenas graus de impacto diferenciados.

Todavia, algumas questões merecem destaque, devido às contradições com a conclusão acima, como, por exemplo, no estudo do meio biótico (PCE,p.46, 2001) que descreve que:

a área estudada possui incontestável riqueza de espécies, cujas diversas formações vegetais e espécies faunísticas a ela associada se devem principalmente às condições que constituem sua formação geológica e climática.

A flora e a fauna de um ecossistema estão estreitamente inter-relacionadas e alterações em um outro grupo pode causar desequilíbrios irreversíveis na biota acarretando, em última instância, na extinção de certas espécies.

Outro fato relevante ocorre no trecho à montante da PCH Monjolo, onde foi identificada, no estudo de inventário, a PCH Santa Rita. No estudo de caso da metodologia de prospecção esta região foi excluída, pois estava dentro da área de amortecimento da zona indígena Guarani; contudo, esta característica socioambiental da bacia não foi citada no estudo de inventário. O texto também não avalia a existência das cavernas Lapão I e II apontadas no estudo de caso.

No caso dos títulos minerários existentes, o estudo de inventário (PCE, 2001) relata que, no âmbito regional, o recurso mineral de maior importância na área de interesse é o minério de ferro e que a bacia hidrográfica do rio do Peixe está inserida em uma região de grande diversidade de jazidas e ocorrências minerais, além de uma série de processos minerários junto ao DNPM, como também foi salientado no estudo de prospecção.

Em contrapartida, a PCE (2001) descreve que as observações de campo não revelam uma atividade sistemática de mineração nessa área de interesse e que as poucas atividades observadas referiam-se à dragagem de areia, e cascalhos no leito do Rio do Peixe, em alguns poucos pontos isolados do mesmo e muito provavelmente de forma clandestina. Esta observação confirma que as atividades de mineração na região estão em fases iniciais de requerimento de pesquisa, como ressaltado no estudo de caso.

Como conclusão, o inventário relata (PCE, p.46 2001) que a atividade mineral poderá assumir papel de destaque na região considerada.

Além disso, o inventário destacou a questão dos processos erosivos e dos usos de água, aspectos importantes para a implantação de PCHs, e que não foram incluídos no estudo de prospecção. Segundo a PCE (p. 50, 2001):

A Bacia Hidrográfica do Rio do Peixe, área de efetivo interesse para este estudo, é importante como manancial utilizado para abastecimento público regional, constituindo também importante recurso para as atividades econômicas que utilizam água nos seus processos produtivos.

O texto completa descrevendo:

A devastação da cobertura vegetal natural vem acarretando processos erosivos, assoreamento dos corpos d'água, agravamento das enchentes e diminuição da disponibilidade hídrica em época de estiagem.

Tais questões têm origem nas formas de manejo inadequado de um território caracterizado por relevo muito acidentado, com vertentes fortemente dissecadas e solos frágeis. A consequência reflete, de forma bastante sensível, no abastecimento público em alguns municípios.

Nestes casos, poderiam ser incorporados aos estudos de prospecção dados de outorgas de uso da água e mapas de vulnerabilidade a erosão, se disponíveis.

Com base nesta constatação, é possível compreender a complexidade da análise das questões socioambientais. Uma sugestão para complementação de um estudo de prospecção e que pode possibilitar uma discussão mais aprofundada dos aspectos socioambientais é a organização de uma reunião com o órgão ambiental licenciador responsável da região, já na fase de prospecção, para avaliação dos resultados obtidos.

6.9.1.3 Aspectos Geológico-Geotécnicos

Em relação aos aspectos geológico-geotécnicos, as três PCHs avaliadas no inventário confirmaram parte das considerações realizadas na fase de prospecção. De acordo com o estudo (PCE, 2001), o maciço rochoso corresponde ao gnaiss, que se encontra, em geral, muito consistente e pouco fraturado.

Além disso, o local dos aproveitamentos dispõe de materiais de construção em volumes suficientes para cobrir todas as necessidades da obra, tanto em relação ao material terroso (constituído predominantemente por areia fina argilosa pouco siltosa, amarelada, proveniente do colúvio), como ao material pétreo e areia (PCE, 2001).

Entretanto, no inventário não foi feita nenhuma consideração sobre as características cársticas das cavernas Lapão I e II, que, de acordo com o estudo de caso, estão muito próximas da PCH Monjolo e Peixe B.

6.9.1.4 Aspectos de infraestrutura

Na questão da infraestrutura, o estudo de prospecção não evidenciou fatores desfavoráveis à implantação de PCHs, contudo, o inventário (PCE,p.50, 2001) descreve que:

O relevo predominantemente acidentado, estabelece obstáculos, dificultando o desenvolvimento de uma malha viária articulada que favoreça a acessibilidade entre os núcleos urbanos, povoados e a zona rural. Além disso, a quase ausência de conservação das vias regionais, locais e vicinais, constatada quando da realização dos trabalhos de campo, aliado às características frágeis do meio físico resultam em um sistema viário precário e inseguro, sujeito à interrupção de tráfego em períodos chuvosos.

Estas características são exemplos de informações que podem ser identificadas em uma visita.

Adicionalmente, o estudo realizado pela PCE relata que:

essa situação de carência da infraestrutura viária é explicada pelo seu isolamento em relação a um quadro socioeconômico regional, cuja estrutura urbana é configurada por um conjunto de cidades que polarizam os setores secundários e terciário, quais sejam, Itabira, Ipatinga, Governador Valadares e Diamantina, que formam um circuito urbano periférico à região de implantação dos aproveitamentos.

Não foram realizados comentários no estudo de inventário em relação às linhas de transmissão.

6.9.1.5 Estudos Hidrológicos

O estudo hidrológico do inventário avaliou a disponibilidade hídrica com base na geração de séries de vazões mensais nos aproveitamentos identificados, utilizando os dados disponíveis nos postos descritos no Quadro 21, que estão localizadas no rio do Peixe.

Cod. Posto	Posto	A.D (km ²)	Data Inst.
56.765.000	Nome do posto	972	28/10/1945
S/ Cod.	AHE Monjolo	1710	1931

Quadro 21 – Postos fluviométricos utilizados no estudo hidrológico do inventário.

Como comentado no item 5.1.4, os dados de vazão de postos fluviométricos são extremamente úteis e podem ser utilizados durante a prospecção sempre que disponíveis. Entretanto, os dados dos postos do rio do Peixe não foram aplicados no estudo de caso, à título de ilustração do trabalho, com regionalização de vazões.

Para análise dos resultados dos estudos hidrológicos será realizada uma comparação entre os parâmetros hidrológicos definidos no estudo de caso e os resultados obtidos através dos estudos hidrológicos do inventário. Os parâmetros escolhidos foram a vazão específica da média de longo período (q_{mlt}) e a vazão específica para permanência de 50% ($q_{50\%}$). Como os aproveitamentos têm eixos muito parecidos, esta análise será realizada levando em consideração esta paridade, conforme o Quadro 22.

A análise deste quadro revela que as áreas de drenagem levantadas no estudo de caso são cerca de 2% superiores às delimitadas no estudo de inventário. Também depreende-se que a vazão específica média de longo termo é aproximadamente 18% inferior no estudo de caso e no caso da $q_{50\%}$, percebe-se que a diferença entre o estudo de inventário e o estudo de caso também é negativa, da ordem de 6%.

Estas diferenças podem ser parcialmente explicadas pela função de regionalização utilizada, que possui como variável explicativa a Precipitação Média Anual. Possivelmente, o valor adotado durante o estudo de caso foi subestimado.

Porém, as diferenças encontradas podem ser consideradas como aceitáveis para a fase do estudo.

Trechos		Inventário	Prospecção	Variação Percentual*
Aproveitamentos Trecho Retilíneo	Nome	PCH Brejaúba	PCH Peixe A	
	Área de Drenagem	1735.0	1763.0	1.6%
	Qmlt (m³/s)	34.5	29.8	-15.8%
	qmlt (l.s/km²)	19.9	16.9	-17.7%
	Q50% (m³/s)	22.0	21.1	-4.2%
	q50% (l.s/km²)	12.7	12.0	-5.9%
Aproveitamentos Trecho em Meandro	Nome	PCH Monjolo	PCH Peixe B	
	Área de Drenagem	1720.0	1749.0	1.7%
	Qmlt (m³/s)	34.2	29.6	-15.5%
	qmlt (l.s/km²)	19.9	16.9	-17.5%
	Q50% (m³/s)	21.8	20.9	-4.1%
	q50% (l.s/km²)	12.7	12.0	-5.9%

* Variação Percentual = $(1 - \text{Valor do Inventário} / \text{Valor da Prospecção})$

Quadro 22 – Comparação entre os resultados dos estudos hidrológicos do estudo de caso e do inventário

Outras razões para as diferenças encontradas poderiam ser investigadas a partir da análise das metodologias e dos dados empregados em cada um dos estudos. Todavia, esta discussão é extensa e não corresponde ao objeto da presente dissertação.

6.9.1.6 Estudos Energéticos

A comparação dos resultados dos estudos energéticos será feita de forma semelhante ao critério utilizado para os estudos hidrológicos; contudo, as

características avaliadas serão a energia média e a potência instalada, conforme o Quadro 23.

Trechos		Inventário	Prospecção
Aproveitamentos Trecho Retilíneo	Nome	PCH Brejaúba	PCH Peixe A
	Energia Média (Mwmédios)	6,5	Entre 4,7 e 3,2
	Potência Instalada (MW)	14,0	Entre 9,4 e 5,3
Aproveitamentos Trecho em Meandro	Nome	PCH Monjolo	PCH Peixe B
	Energia Média (Mwmédios)	6,9	Entre 9,2 e 6,3
	Potência Instalada (MW)	15,0	Entre 18,4 e 10,3
Total (Soma dos trechos)	Energia Média (Mwmédios)	13,4	Entre 13,9 e 9,5
	Potência Instalada (MW)	29,0	Entre 27,8 e 15,6

Quadro 23 – Comparação entre as características energéticas

Como discutido anteriormente e demonstrado no Quadro 20, a queda bruta total do trecho em foco foi muito similar. Todavia, a partição de quedas considerada foi diferente, razão pela qual são observadas, no Quadro 23, as diferenças entre a energia média e a potência instalada dos pares de PCHs: Brejaúba/Peixe A e Monjolo/Peixe B. No inventário, as características energéticas dos aproveitamentos estudados são muito semelhantes, enquanto que no estudo de caso a PCH Peixe B aproveita a maior parte do desnível do trecho, produzindo, conseqüentemente, mais energia.

Por outro lado, é possível notar que a energia média total dos trechos obtida pela soma dos aproveitamentos Brejaúba e Monjolo, está dentro da faixa adotada no estudo de prospecção para soma das PCHs Peixe A e Peixe B, sendo próxima ao

seu limite superior. Logo, é possível dizer que a estimativa da energia média para o trecho em estudo é satisfatória.

Porém, o mesmo resultado não é obtido para a potência instalada total.

A potência instalada no inventário foi fixada com base em um estudo que avaliou os ganhos incrementais de energia firme (ΔEF) para diversas alternativas de potência, sendo definida quando o ganho de energia firme em relação ao incremento da potência (ΔP) não é mais significativo, conforme o exemplo para a PCH Brejaúba, apresentada pelo Quadro 24 e pelo Gráfico 7.

Potência Instalada (MW)	Energia Firme (MW médios)	ΔEF (MW médios)	$\Delta EF/\Delta P$
10	5,87	-	-
12	6,24	0,37	18,5%
14	6,50	0,26	13,0%
16	6,69	0,19	9,5%

Fonte: PCE, 2001

Quadro 24 - Estudos Energéticos da PCH Brejaúba¹⁹

Gráfico 7 - Resultado dos Estudos Energéticos da PCH Brejaúba

De acordo com o estudo de inventários (PCE, p.71, 2001):

a análise dos resultados apresentados nos quadros e figura acima permite afirmar que: o ganho incremental de energia é ainda significativo quando se passa de uma potência instalada de 12 MW para 14 MW (13%), diminuindo consideravelmente ao se passar de 14 MW para 16 MW (9,5%).

Assim, para esta fase dos estudos, foi selecionada a potência de 15 MW.

Esta metodologia não contabiliza os custos incrementais e, portanto, não faz uma análise de custo-benefício de aumento da potência instalada, sendo considerado um método indireto para sua definição.

¹⁹ O inventário considerou a Energia Firme igual à Energia Média.

O fator de capacidade resultante para as PCHs Monjolo e Brejaúba é de 0,46 no estudo de inventário.

Conforme análise realizada no item 5.6.3, sobre os fatores de capacidade de uma série de PCHs brasileiras, foi proposta na metodologia de prospecção a adoção de uma faixa de valores que vai de 0,50 a 0,73 para a definição da potência instalada em função da energia média.

É por este motivo que o valor obtido no estudo de inventário não está inserido nos limites estabelecidos no estudo de caso. Entretanto, a diferença entre soma da potência instalada das PCHs Brejaúba e Monjolo é apenas 4,3 % superior à soma das potências dos aproveitamentos Peixe A e Peixe B.

- Através deste estudo, é possível afirmar que os resultados dos estudos energéticos obtidos pela aplicação da metodologia de prospecção para o rio do Peixe são satisfatórios e válidos, pois a avaliação do potencial hidroenergético do último trecho do rio resultou em valores muito similares ao estudo de inventário hidrelétrico.

6.9.1.7 Avaliação Econômico-energética

Para a comparação dos resultados da análise econômico-energética, é necessário realizar uma correção monetária em função da data de referência do Orçamento Padrão Eletrobrás (OPE) do inventário, que foi elaborado em Dezembro de 2001. Esta correção foi feita com base no Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), elaborado mensalmente pela Fundação Getúlio Vargas. Este índice é utilizado para a correção de contratos de aluguel e como indexador de algumas tarifas, como energia elétrica.

No estudo utilizado para estimativa dos custos, elaborado por Bortoni et al (2010), o qual foi publicado em maio de 2010, não é feita menção quanto à sua data base. Assim sendo, será admitida a data de referência para comparação entre os estudos, o mês de Dezembro de 2009.

O Quadro 25 apresenta os valores do IGP-M utilizados para correção do valor do inventário (FGV, 2010).

Ano	IGP-M Anual
2002	25,30%
2003	8,69%
2004	12,42%
2005	1,20%
2006	3,84%
2007	7,74%
2008	9,80%
2009	-1,71%

Quadro 25 – Valores do IGP-M utilizados para correção monetária

Os resultados da atualização monetária dos dados do inventário estão descritos no Quadro 26, enquanto que os resultados da Prospecção estão sintetizados no Quadro 27.

PCH	Potência (MW)	Custo do Inventário (milhões de US\$)	Custo Atualizado IGP-M (milhões de US\$)	Custo Unitário Atualizado (US\$ (x10³) /kW)
Brajauba	14	10.9	20.3	1.5
Monjolo	15	9.9	18.6	1.2
Soma Total do Trecho	29	20.8	38.9	2.7

Quadro 26 – Resumo das características econômicas do inventário

PCH	Potência (MW)	Custo Estimado no estudo de caso (milhões de US\$)	Custo Unitário Atualizado (US\$ (x10³) /kW)
Peixe A	Entre 9,4 e 5,3	Entre 17,3 e 7,3	Entre 1,8 e 1,1
Peixe B	Entre 18,4 e 10,3	Entre 25,1 e 10,7	Entre 1,3 e 0,9
Soma Total do Trecho	Entre 27,8 e 15,6	Entre 42,3 e 18,0	Entre 3,1 e 2,0

Quadro 27 – Resumo das características econômicas da prospecção

A análise dos Quadros 26 e 27 revela que o custo total estimado para o conjunto das PCHs no estudo de inventário (38,9 milhões de dólares) ficou dentro da faixa admitida na prospecção (entre 42,3 e 18,0 milhões de dólares).

Da mesma forma, o custo por potência instalada total no trecho foi de 2,7 mil dólares para cada kW instalado, valor que está dentro da faixa delimitada na prospecção (entre 3,1 e 2,0 mil dólares por kW instalado).

Como a queda bruta é uma variável da fórmula de Bertoni et al (2010) para estimativa do custo total e a partição da quedas bruta entre os estudos no trecho analisado é diferente, não foi realizada a comparação dos eixos par a par.

A partir destes resultados, é possível dizer que a metodologia proposta por Bertoni et al (2010) e adotada na fase de prospecção para avaliação dos custos, estimou satisfatoriamente o valor total dos custos de implantação para o conjunto de PCHs em comparação aos orçamentos do estudo de inventário.

7. Conclusões e Recomendações

Segundo o dicionário Houaiss, a engenharia é definida como a aplicação de métodos científicos ou empíricos à utilização dos recursos da natureza em benefício do ser humano. Neste sentido, as usinas hidrelétricas são exemplos clássicos da engenharia ao aproveitar a energia cinética das águas para a geração de energia elétrica, recurso essencial para o desenvolvimento das mais variadas atividades da sociedade atual.

Ao longo das últimas décadas, centenas de usinas hidrelétricas de todos os portes foram construídas no Brasil, sendo que as pequenas centrais hidrelétricas foram os embriões deste desenvolvimento e também assumiram papel de destaque no passado recente, como foi discutido no segundo capítulo deste trabalho. Apesar do grande potencial já utilizado, este País, com dimensões continentais e abundância de recursos hídricos, ainda possui potencial hidroenergético não estudado imenso que poderá ser aproveitado através de projetos com características de PCHs. Neste ponto, ressalta-se o papel da agência reguladora, ANEEL, que tem incentivado a expansão dos estudos de inventário hidrelétrico como descrito no item que aborda os avanços da Resolução 343.

Dessa maneira, a presente dissertação teve como objetivo desenvolver uma metodologia de avaliação preliminar de bacias hidrográficas para a implantação de pequenas centrais hidrelétricas e, assim, contribuir para o planejamento do setor elétrico brasileiro.

Como forma de alcançar este propósito, foi inicialmente desenvolvida no Capítulo 3 uma análise dos principais fatores que influenciam o custo e o benefício de construção de PCHs. Neste capítulo, foram evidenciados os aspectos técnicos mais relevantes que podem ser avaliados em estudos iniciais e, também, demonstrou-se a complexidade e as interações entre as diversas áreas do conhecimento presentes em projetos desta natureza.

Entre estas áreas destacam-se a topografia, a geologia, a geotecnia, a hidrologia, as questões de infraestrutura e logística, a abrangente área ligada às questões socioambientais e a concepção de arranjos. Em face dessa diversidade, é possível qualificar esta dissertação como multidisciplinar. Além disso, estes ramos

do conhecimento estão profundamente relacionados, o que confere um caráter interdisciplinar ao trabalho.

Posteriormente, foi apresentada no Capítulo 4 uma revisão bibliográfica de diversos estudos que visaram avaliar, de forma preliminar, hidrelétricas de pequeno porte. Em um primeiro momento, foram descritos trabalhos das décadas de 80 e 90, que tinham como principal objetivo estimar a energia que poderia ser produzida em determinado sítio e desenvolver funções para estimativas de custos de implantação.

Na segunda parte, o capítulo evidenciou os trabalhos mais recentes, onde foi possível destacar a incorporação das ferramentas SIG e a evolução que o desenvolvimento de programas computacionais de geoprocessamento proporcionou ao cruzamento e relacionamento de informações espaciais.

Desse modo, os Capítulos 3 e 4 fomentaram as bases para o desenvolvimento do capítulo principal, que expôs a metodologia de prospecção de PCHs.

Em seguida, o Capítulo 5 apresentou um fluxograma de etapas da metodologia de prospecção de PCHs sugerida, descrevendo cada uma delas, evidenciando os principais aspectos que devem ser tratados e analisados, além de justificar a relevância de cada passo para o alcance do objetivo final do trabalho.

Como demonstrado, a prospecção é uma etapa anterior ao inventário hidrelétrico e visa estudar os principais aspectos que influenciam o custo-benefício de pequenas centrais hidrelétricas, ou seja, tem a finalidade de avaliar preliminarmente a viabilidade técnica, socioambiental e econômica, pautada apenas em dados secundários e uma visita (opcional).

Como forma de exemplificar a aplicação da metodologia, foi elaborado um estudo de caso no Capítulo 6 para a bacia do rio do Peixe em Minas Gerais. Devido à existência do estudo de inventário hidrelétrico desta bacia hidrográfica, foi possível avaliar os resultados e discutir a validade e as restrições da metodologia proposta.

Através da análise dos Capítulos 5 e 6, é possível tecer comentários sobre cada uma das etapas propostas e da metodologia como um todo.

Primeiramente, é indispensável frisar a importância da coleta de dados e de sua organização.

A disponibilidade de informações consistentes é elemento essencial para a acurácia das estimativas realizadas. Sendo assim, o conhecimento das metodologias dos estudos utilizados e a escala dos mapeamentos é fundamental,

pois possibilitam inferir sobre as limitações de uso, aplicar medidas para a correção de possíveis distorções e adotar critérios mais ou menos conservadores durante a aplicação da metodologia.

Além disso, a abrangência dos dados coletados terá influência direta sobre o alcance dos resultados. Por exemplo, se não houver informações sobre as linhas de transmissão e subestações da região, é inviável tirar conclusões sobre a distância das linhas de transmissão necessárias para a interligação de determinado aproveitamento estudado ao sistema de distribuição.

No caso da organização dos dados, é necessário ressaltar a importância da utilização dos programas computacionais SIG, que garantem agilidade e rapidez para o cruzamento das diversas informações coletadas e contribuem para o caráter expedito da metodologia.

A segunda etapa consiste na avaliação dos condicionantes e restrições de ordem geológico-geotécnica, socioambiental, de infraestrutura e logística e é objeto das primeiras análises técnicas sobre a região estudada.

Como tratado ao longo do trabalho, a relevância deste passo se deve a três considerações principais.

Primeira consideração: é nesta etapa que é construído o panorama das características da bacia hidrográfica estudada com relação aos aspectos geológico-geotécnicos, socioambientais e de infraestrutura e logística. Consequentemente, uma série de qualidades favoráveis e desfavoráveis para a implantação de PCHs será resultado desta avaliação inicial.

A partir do comentário anterior, afigura-se a importância da segunda consideração. Em função das situações desfavoráveis indicadas, é nesta etapa que são definidos critérios de corte para não seguir para as etapas posteriores da metodologia. Como discutido na comparação entre a aplicação da prospecção e o inventário hidrelétrico do rio do Peixe, a exclusão de áreas para o estudo deve ser bem embasada, pois os resultados serão diretamente afetados por decisões tomadas nesta etapa.

Como terceira consideração, vale ressaltar que este momento do estudo é importantíssimo devido à influência sobre a concepção dos arranjos propostos na etapa posterior, haja vista que serão indicadas restrições e condicionantes que poderão afetar as características das obras, a queda bruta utilizada e, consequentemente, a energia produzida. Como exemplo, se existirem informações

de um sítio arqueológico com valor cultural significativo, em área próxima ao eixo estudado, pode ser necessário o deslocamento deste eixo, a diminuição da altura do barramento ou mesmo inviabilizar o aproveitamento.

A partir da construção de um diagnóstico das características geológico-geotécnicas, socioambientais e de infraestrutura e logística da bacia focada, o próximo passo da metodologia é a identificação de locais com condições topográficas atrativas para a implantação de PCHs. Neste ponto, cabe destacar o grande avanço obtido com a utilização de modelos digitais de terreno. Além de uma informação que pode ser obtida de forma gratuita e com escala adequada para estudos preliminares, o emprego destes recursos também contribui para a agilidade das análises necessárias à identificação de aproveitamentos hidrelétricos por utilizar um ambiente completamente digital.

Com o avanço desta tecnologia, através de mapeamentos cada vez mais precisos, espera-se que os resultados obtidos por meio da utilização destes MDTs sejam cada vez melhores. Todavia, ao longo da discussão dos resultados do estudo de caso foram evidenciadas as limitações e os cuidados necessários por ocasião da utilização destes recursos, devido às características de escala, precisão e tecnologia destes levantamentos.

Na questão da identificação de aproveitamentos, foi possível demonstrar que na fase de prospecção, a concepção dos arranjos não pode ser encarada como um projeto definitivo, mas, sim, uma inferência das possibilidades de aproveitamento hidroenergético do curso d'água estudado. Assim, através de uma visão das principais características morfológicas do rio, a proposição de *layouts* é feita de forma conceitual e deve visar à maximização do aproveitamento energético dos trechos com qualidades interessantes para a implantação de pequenas centrais, possibilitando a estimativa de energia que pode ser produzida.

Nesta etapa devem ser estabelecidas relações com as características geológico-geotécnicas, socioambientais e de infraestrutura e logística previamente estudadas, de forma a sugerir arranjos viáveis do ponto de vista técnico, econômico e socioambiental. Neste sentido, profissionais de diversas áreas serão necessários à elaboração destes estudos.

Outra consideração importante é a possibilidade de concepção de diversas alternativas de divisão de quedas durante a etapa de prospecção. Esta estratégia é inerente à etapa de inventário hidrelétrico para a determinação do aproveitamento

ótimo, mas também pode ser utilizada nesta fase, pois possibilita análises mais abrangentes que poderão resultar em conclusões mais realistas e melhor conhecimento da região focada.

Por isso, concebidas as alternativas de arranjo, a próxima etapa é a estimativa da disponibilidade hídrica dos sítios identificados. Neste ponto, o trabalho destacou a utilização dos estudos de regionalização de vazões como ferramenta ímpar para a rapidez na obtenção de resultados. Também pode ser considerada importante a contribuição desta dissertação no que se refere a um extenso trabalho bibliográfico de organização de uma série de estudos de regionalização publicados e apresentados no Apêndice A.

É necessário frisar a necessidade de continuidade na elaboração e aprimoramento de estudos de regionalização de vazões, por parte do Estado e as instituições ligadas à área, pois os mesmos são importante fonte de informação para a gestão dos recursos hídricos.

Posteriormente à determinação das vazões disponíveis, foram detalhados conceitos referentes à estimativa da energia média que pode ser produzida nos locais selecionados.

Nesta parte, foi desenvolvida uma análise procurando relacionar parâmetros hidrológicos facilmente obtidos através de estudos de regionalização de vazões à produção energética de um aproveitamento. Com base em dados de onze projetos em operação fornecidos, por uma empresa do setor, foram obtidos resultados extremamente interessantes que direcionaram para a adoção de equações que definem uma faixa de valores para estimativa da energia média.

Como depreende-se do item 5.6.2, a utilização da vazão média de longo termo (subtraída a vazão ecológica) na equação do potencial energético corresponde a um limite superior desta faixa. Da mesma forma, o emprego da vazão correspondente a 50% da permanência resulta no limite inferior para estimativa da energia média.

Apesar dos resultados extremamente úteis, respaldados também pelo estudo de caso, entende-se que é necessário ampliar esta análise para outros projetos.

A partir da estimativa da energia média, a etapa sucessora é a determinação da potência instalada. Nesta etapa, foi realizado estudo similar à energia média.

Com base nos dados do Banco de Informações de Geração da ANEEL, foram calculados os fatores de capacidade de cerca de 230 PCHs brasileiras em operação,

como apresentado no Apêndice B. Posteriormente, uma análise estatística resultou que a média da amostra analisada foi de 0,61. Também, foi determinada uma faixa de valores para estimativa da potência instalada de aproveitamentos, sendo que o limite superior para o fator de capacidade é de 0,76 e o limite inferior de 0,50.

Portanto, entende-se que através dos estudos realizados para estimativa da energia média e potência instalada de aproveitamentos identificados na fase de prospecção, a presente dissertação apresentou uma discussão extremamente relevante para subsidiar estimativas iniciais de aproveitamentos hidroenergéticos com características de PCHs. Assim, é possível concluir que nesta fase dos estudos é pertinente a adoção de faixas de valores em contraposição a estimativa de um único valor.

A seguir, foi indicada a necessidade uma avaliação econômica preliminar dos aproveitamentos identificados. Esta avaliação poderá ser feita de diversas formas em função do objetivo, extensão, escala e disponibilidade de dados do trabalho e compreende desde a simples comparação entre as características dos arranjos identificados até o levantamento de quantitativos e custos.

Devido à limitação de escala das bases topográficas usualmente disponíveis, o levantamento de quantitativos para determinação dos custos pode ser considerado como trabalhoso, se comparado ao similar grau de confiabilidade que métodos indiretos, muito mais expeditos, proporcionam em fases iniciais. Assim, recomenda-se a adoção de modelos já desenvolvidos para esta etapa. Como conclusão, é importante indicar que a avaliação econômico-energética com base em estimativas indiretas é orientativa e deve ser utilizada com cautela.

Finalmente, a metodologia sugere que a análise dos resultados seja feita através de tabelas comparativas que proporcionam uma visão geral de todas as características levantadas e estimativas realizadas durante o estudo de prospecção.

Logo, é possível que concluir que o trabalho apresentado organizou uma série de ideias, conceitos, estudos e metodologias já difundidas na engenharia para propor uma sequência lógica de etapas, que visa avaliar, de maneira preliminar e expedita, locais para implantação de pequenas centrais hidrelétricas, baseada em critérios socioambientais, técnicos e econômicos.

Entende-se que a metodologia de prospecção de PCHs tem como qualidade a realização de uma ponte entre um estudo acadêmico e o seu emprego pela sociedade. Neste sentido este trabalho poderá ser utilizado por:

- Órgãos governamentais, como a EPE e a ANEEL, centros de pesquisa, universidades e secretarias estaduais voltadas ao planejamento energético para mapeamentos sobre o potencial hidrelétrico remanescente, avaliações ambientais estratégicas, entre outros estudos.
- Empresas privadas que atuam no setor para busca de novos potenciais e auxílio à tomada de decisões para investimentos.
- Empresas de consultoria em engenharia para estudos preliminares de viabilidade.

Também é possível prever que o emprego deste estudo resultará em grande economia de recursos, pois atuará como filtro ante a elaboração estudos de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas com baixa vocação hidroenergética.

Como comentário de caráter geral, o trabalho exposto está situado em um contexto extremamente atual e é considerada uma metodologia dinâmica, no sentido que os avanços tecnológicos e o aumento da disponibilidade de dados possibilitarão análises cada vez mais precisas e abrangentes.

Apesar de a metodologia ter sido estruturada para a análise de usinas enquadradas na legislação brasileira como PCHs, nada impede que ela seja expandida para empreendimentos de outros portes, tanto maiores como menores. Esta ampliação de escopo deve ser precedida de estudos técnicos que visem incluir ou excluir aspectos relevantes ao porte do projeto.

Ao longo do trabalho, é possível verificar que com exceção da visita, todos os estudos são realizados em escritório e com informações gratuitas disponíveis em bibliotecas, centros de pesquisas e órgãos estatais, usualmente acessados pela *internet*. Aliada ao uso de ferramentas computacionais, esta metodologia tem um caráter expedito e de baixo custo face aos investimentos necessários a um estudo de inventário hidrelétrico, sendo considerada uma instrumento útil para o aumento do conhecimento sobre nossos recursos energéticos e planejamento setorial, levando em conta tanto as variáveis técnicas e econômicas, como as potencialidades locais e a questão socioambiental.

REFERÊNCIAS

ABID, J. A visão da ANEEL sobre a implantação da Resolução 343 e da Lei 11.943. In: VII CONFERÊNCIA DE PCH MERCADO E MEIO AMBIENTE. **Anais**. São Paulo. 2009. 1 CD-ROM.

ÁVILA, C. J. C. P., CARVALHO JÚNIOR, O. A., GUIMARÃES, R.F., BENTANCURT, J.J. Uso de ferramentas de SIG para inventário preliminar de potenciais remanescentes. **PCH Notícias & SHP News**. Disponível em www.cerpch.unifei.edu.br/.../68581f1ab0e212a23f5177c888568585.pdf Acesso em: 10 mar. 2010.

AGENCE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE (ADEME). **Guide pour le montage de projets de petite hydroélectricité**. 2003.

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS (ANA). **Manual de reserva de disponibilidade hídrica para aproveitamentos hidrelétricos**: manual do usuário. 2009. Disponível em http://www.ana.gov.br/GestaoRecHidricos/OutorgaFiscalizacao/docs/20091105_ManualEstudosDisponibilidadeHidrica.pdf. Acesso em: 24 jun. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução ANEEL nº. 393, de 4 de dezembro de 1998. Estabelece os procedimentos gerais para Registro e Aprovação dos estudos de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas. **Diário Oficial da União**. Brasília, DF, 1998a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução ANEEL nº. 395, de 4 de dezembro de 1998. Estabelece os procedimentos gerais para Registro e Aprovação de Estudos de Viabilidade e Projeto Básico de empreendimentos de geração hidrelétrica, assim como a autorização para exploração de centrais hidrelétricas até 30 MW e dá outras providências. **Diário Oficial da União**. Brasília, DF, 1998b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução ANEEL nº. 398, de 21 de setembro de 2001. Estabelece os requisitos gerais para apresentação dos estudos e as condições e os critérios específicos para análise e comparação de Estudos de Inventários Hidrelétricos, visando a seleção no caso de estudos concorrentes. **Diário Oficial da União**. Brasília, DF, 2001a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Despacho Nº 416 de 02 de julho de 2001. Aprova os Estudos de Inventário Hidrelétrico do rio do Peixe, no estado de Minas Gerais, apresentados pela Pronerg - Empreendimentos Energéticos Ltda, Voga Serviços S/C Ltda e Construtora Barbosa Mello S.A, que identificaram os

aproveitamentos hidrelétricos São João, Axupé, Santa Rita, Monjolo e Brejaúba. **Diário Oficial da União**. Brasília, DF, 03 jul. 2001b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução ANEEL nº. 652, de 9 de dezembro de 2003. Estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH) e revoga a Resolução ANEEL nº 394, de 04 de dezembro de 1998. **Diário Oficial da União** Brasília, DF, 2003.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa ANEEL nº 116, de 29 de novembro de 2004. Altera o Regimento Interno da ANEEL, aprovado pela Portaria MME nº 349, de 28 de novembro de 1997, para modificar a estrutura administrativa da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Diário Oficial da União**. Brasília, DF, 2004.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3ª Ed.. Brasília: ANEEL, 2008a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução ANEEL nº. 343, de 9 de dezembro de 2008. Estabelece procedimentos para registro, elaboração, aceite, análise, seleção e aprovação de projeto básico e para autorização de aproveitamento de potencial de energia hidráulica com características de Pequena Central Hidrelétrica – PCH. **Diário Oficial**. Brasília, DF, 2008b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Banco de Informações de Geração**: capacidade de geração do Brasil. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>. Acesso em: 23 jan.2009a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Banco de Informações de Geração**. Disponível em <www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>. Acesso em: 21 Set. 2009b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Regionalização de vazões da bacia do Alto São Francisco**. 2000.

ALENCAR FILHO, F; CASTILHO, W.F. Project Finance e estudo de caso. **PCH Notícias & SHP News**, Itajubá, dez.2008.

ANDRADE, J.S.O. **Pequenas Centrais Hidrelétricas: Análise das causas que impedem a rápida expansão de um programa de PCH no Brasil.** 2006. 88 p. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia, Universidade de Salvador, Salvador, 2006. Disponível em : <http://tede.unifacs.br/tde_busca/arquivo.php?codArquivo=126>. Acesso em: 15 mar. 2009.

BAGATTOLI, S.G. **Gestão estratégica de energia elétrica e seus reflexos no desenvolvimento regional.** 2005. 329 p. Dissertação (Mestrado) – Centro de Ciências Humanas e da Comunicação, Universidade Regional de Blumenau, Blumenau, 2005.

BALLANCE, A., STEPHENSON, D., CHAPMAN, R. A., MULLER, J. A geographic information systems analysis of hydro power potential in South África. **Journal of Hydroinformatics.** v.2,n.4, p.247-254, 2000.

BC HYDRO. **Handbook for developing micro hydro in British Columbia.** 2004. 69p. Disponível em <http://www.bchydro.com/etc/medialib/internet/documents/environment/pdf/environment_handbook_for_developing_micro_hydro_in_bc.Par.0001.File.environment_handbook_for_developing_micro_hydro_in_bc.pdf> Acesso em: 12 Nov. 2009.

BC HYDRO. **Inventory of undeveloped opportunities at potential micro hydro sites in British Columbia.** 2000. Disponível em <http://www.bchydro.com/etc/medialib/internet/documents/environment/pdf/environment_microhydro_inventory_pdf.Par.0001.File.environment_microhydro_inventory.pdf> Acesso em: 3 mar. 2010.

BERGSTRÖM, D., MALMROS, C. **Finding Potential Sites for Small-Scale Hydro Power in Uganda: a Step to Assist the Rural Electrification by the Use of GIS.** Lund: Lund University. 2005.

BERMANN, C. Impasses e Controvérsias da hidreletricidade. **Estudos Avançados.** São Paulo, v.21.n.59. jan.apr. 2007.

BOAS, G.V. A proposta de revisão da resolução nº. 395/398 da ANEEL e suas consequências para as pequenas centrais hidrelétricas – PCHs. **PCH Notícias & SHP News**, Itajubá, dez.2008.

BORTONI, E.D., GAION, T.Z, WERDINE, D. ALMEIDA, R.P. Investigação e modelos de custos de PCH. **Anais VII Simpósio de Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas**, São Paulo, Brasil, 11-13 maio 2010, CBDB.

BRASIL. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil**. Brasília, DF:Senado,1988.

BRASIL. Decreto nº 1.141, de 5 de dezembro de 1994, Dispõe sobre as ações de proteção ambiental, saúde e apoio às atividades produtivas para as comunidades indígenas.. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 1994.

BRASIL. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstos no art.175 da Constituição Federal e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 1995a.

BRASIL.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. **Diário Oficial da União**, Brasília, 1995b.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências (observar as alterações estabelecidas pela edição da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004). **Diário Oficial da União**, Brasília, 1996.

BRASIL. Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997. Institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, regulamenta o inciso XIX do art. 21 da Constituição Federal, e altera o art. 1º da Lei 8.001 de 13 de março de 1990, que modificou a Lei 7.990 de 28.12.1989. **Diário Oficial da União**, Brasília, 1997.

BRASIL. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera os dispositivos das Leis nº 9.074/1995 e 9.427/1996, e dá outras providências (observar as alterações estabelecidas pela edição da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004). **Diário Oficial da União**, Brasília, 1998.

BRASIL. Lei nº 9.984, de 17 de julho de 2000. 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 dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 2000.

BRASIL. Lei nº 9.985, de 18 de julho de 2000. Regulamenta o art. 225, § 1o, incisos I, II, III e VII da Constituição Federal, institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza e dá outras providências.**Diário Oficial da União**, Brasília, 2000b.

BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária e universalização do Serviço Público de Energia Elétrica, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, dá nova redação às Leis 9.427 de 26.12.1996, 9.648 de 27.05.1998, 3.890-A de 25.04.1961, 5.655 de 20.05.1971, 5.899 de 05.07.1973, 9.991 de 24.07.2000, prorroga o prazo para entrada em operação das Usinas enquadradas no Programa Prioritário de Termoeletricidade e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 2002.

BRASIL. Decreto nº 4.932, de 23 de dezembro de 2003. Delega à ANEEL competências previstas na MP nº 144/2003, convertida na Lei nº 10.848/2004. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 2003.

BRASIL. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 2004a.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 2004b.

BRASIL. Decreto nº 4.970, de 30 de janeiro de 2004. Dá nova redação ao art.1º do Decreto nº 4.932, de 23 de dezembro de 2003 e define o índice de atualização monetária das quotas de que trata o §1º do art.13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 2004c.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 2004d.

BRASIL. Decreto nº 5.184, de 16 de agosto de 2004. Cria a Empresa de Pesquisa Energética - EPE aprova seu Estatuto Social e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 2004e.

BRASIL. Decreto nº 6.640, de 7 de novembro de 2004. Dá nova redação aos arts. 1o, 2o, 3o, 4o e 5o e acrescenta os arts. 5-A e 5-B ao Decreto no 99.556, de 1o de outubro de 1990, que dispõe sobre a proteção das cavidades naturais subterrâneas existentes no território nacional. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 2008.

BUREAU DU RECHERCHES GÉOLOGIQUES ET MINERÉS (BRGM). **Banque de données “PROPHETE”**. 1985.

BUREAU OF RECLAMATION. **Design of Small Dams**. 2. ed.. Washigton: U.S Goverment Print Office, 1974. 816p.

CANMET ENERGY TECHNOLOGY CENTRE (CETC). **Clean energy project analysis: RETScreen engineering & cases textbook**. Canadá. 2004. 51p.

CARVALHO, E.C.V. **Projeto de gerenciamento integrado das atividades desenvolvidas em terra na bacia do São Francisco: aproveitamento do potencial hidráulico para geração de energia**. 2004. Disponível em <<http://www.riodoce.cbh.gov.br/prhbsf/arquivos/Estudos/ET%2009%20Energia.pdf>>. Acesso em: 29 nov. 2010.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). **Manual de aplicação de sistemas descentralizados de geração de energia elétrica para projetos de eletrificação rural: pequenas centrais hidrelétricas**. Rio de Janeiro. 2000.

CENTRAIS ELÉTRICAS DO BRASIL (ELETROBRÁS). **Diretrizes de estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas**. Rio de Janeiro. 2000.

CENTRAIS ELÉTRICAS DO BRASIL (ELETROBRÁS). **Sistema de Informações do Potencial Elétrico Brasileiro**. Disponível em < http://www.eletronuclear.gov.br/EM_Atualizacao_SIPOT/sipot.asp>. Acesso em: 16 de mar. 2010.

CENTRAIS ELÉTRICAS DO BRASIL (ELETROBRÁS). **Fontes de energia**. Disponível em < <http://www.eletronuclear.gov.br/tecnologia/index.php?idSecao=2&idCategoria=91>>. Acesso em: 10 de jan. 2011.

CENTRO NACIONAL ESTUDO, PROTEÇÃO E MANEJO DE CAVERNAS (CEVAC). **Relatório demonstrativo da situação atual das cavidades naturais subterrâneas: estado de Minas Gerais**. 2008. Disponível em <http://www4.icmbio.gov.br/cecav/index.php?id_menu=388>. Acesso em: 06 set.2010.

CLEMENTE, L. **Seleção de potência instalada ótima no de PCHs no contexto de mercados competitivos**. 2001. 270 p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2001. Disponível em : <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Dissertacao_Leonardo_Clemente.pdf>. Acesso em: 6 jun. 2008

CHAKRABARTI.A.K. Site evaluation for ranking study of potential hydro-power projects: an Indian perspective using spatial technologies, MAP INDIA 2002. **Proceedings**, New Delhi.2002.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS (CEMIG). **Mapa do sistema de transmissão e subtransmissão do estado de Minas Gerais**. 2005. CD-ROM.

CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE. Resolução CONAMA nº. 001 de 23 de janeiro de 1986.. Dispõe sobre o licenciamento ambiental e o estudo prévio de impacto ambiental. **Diário Oficial da União**, de 17 de fevereiro de 1986. Brasília, DF, 1986.

CONSELHO NACIONAL DE MEIO AMBIENTE. Resolução CONAMA nº 6, de 16 de setembro de 1987. Dispõe sobre o licenciamento ambiental de obras do setor de geração de energia elétrica. **Diário Oficial da União**, de 22 de Outubro de 1987. Brasília, DF, 1987.

CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE. Resolução CONAMA nº. 237 Dispõe sobre o licenciamento ambiental; competência da União, dos Estados e dos Municípios; listagem das atividades sujeitas ao licenciamento;Estudos Ambientais;Estudos de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental., de 19 de dezembro de 1997. **Diário Oficial da União**, de 22 de dezembro de 1997. Brasília, DF, 1997.

COMITÊ ORGANIZADOR DAS ATIVIDADES DE MEIO AMBIENTE DO SETOR ELÉTRICO (COMASE). **Referencial para Orçamentação dos Programas Socioambientais**. Rio de Janeiro. 1994.

COSTA, R. **Dados PCH**. [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por:<regina.costa@ersabrazil.com.br> em 22 de mar. 2010.

CRUZ, T.B. **Estimativas de potenciais hidrelétricos remanescentes de PCH's com base em ferramentas de geoprocessamento**. 2008. 54p. (Projeto final de graduação em engenharia hídrica). Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2008.

COMPANHIA DE PESQUISA DE RECURSOS MINERAIS (CPRM). **Mapa Geológico de Minas Gerais**. Disponível em < <http://geobank.sa.cprm.gov.br/>>. Acesso em: 28 set. 2010.

DAS, S., PAUL, P.K. Selection of Site for Small Hydel Using GIS in the Himalayan Region of Índia. **Journal of Spatial Hydrology**. V.6, N.1, P.18-26. 2006

DAVIS, C.V, SORENSEN,K.E. **Handbook of applied hydraulics**. 3.ed.. McGraw-Hill Book Company: New York; Hogakusha Company: Tokyo, 1969.

DEHERAGODA, C.K.M., GUNATHILAKA, J., PRABATH JAYANTHA, H.M. Potential of GIS for promotion of renewable energy power generation in Sri Lanka with special reference to mini hydro projects. MAP ASIA 2009. **Anais**. Singapura, 2009.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PRODUÇÃO MINERAL (DNPM). **Atividade de Mineração x Construção de usina hidrelétrica**. Disponível em <http://www.dnpm.gov.br/ba/conteudo.asp?IDSecao=321&IDPagina=261>. Acesso em: 10 jun, 2010.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PRODUÇÃO MINERAL (DNPM). **Atividade de Mineração x Construção de usina hidrelétrica**. Disponível em <http://www.dnpm.gov.br/ba/conteudo.asp?IDSecao=321&IDPagina=261>. Acesso em: 10 jun, 2010.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PRODUÇÃO MINERAL (DNPM). **Sigmine**: mapa de títulos minerários de Minas Gerais. Disponível em <<http://sigmine.dnpm.gov.br>>. Acesso em: 12 mai. 2010.

DUDHANI, S. SINHA, A.K, INAMDAR,S.S. Small hydropower and GIS for sustainable growth in energy sector. MAP INDIA 2006. **Anais eletrônicos**. New Delhi.2006. Disponível em <http://www.gisdevelopment.net/proceedings/mapindia/2006/energy/mi06ene_166.htm>. Acesso em: 17 mar. 2010.

EGLER, P.C.G. Perspectivas de uso no Brasil do Processo de Avaliação Ambiental Estratégica. **Parcerias Estratégicas**. V.6, N.11. 2001. Disponível em <http://seer.cgee.org.br/index.php/parcerias_estrategicas/article/viewArticle/166> Acesso em: 30 nov.2010.

EUROPEAN SMALL HYDROPOWER ASSOCIATION (ESHA). **Layman's guidebook**: on how to develop a small hydro site. Second Edition. 1998.

EUROPEAN SMALL HYDROPOWER ASSOCIATION (ESHA). **Guide on how to develop a small hydro site**. 2004.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanço Energético Nacional 2008**: Ano base 2007. Rio de Janeiro: EPE, 2008. 244p. Disponível em <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 12 Ago. 2009.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017**. Rio de Janeiro: EPE, 2009. Disponível em <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 11 Ago. 2009.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Avaliação Ambiental Integrada do rio Juruena**. Disponível em <http://www.epe.gov.br/MeioAmbiente/Paginas/AAls/BaciadoRioJuruena.aspx?CategorialD=101>>. Acesso em: 30 nov.2010.

FARIA FILHO, R.F. **Avaliação do potencial hidráulico de bacias hidrográficas por meio de sistemas de sistemas informações geográficas**. 2007. 58 p. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, 2007.

FUNDAÇÃO NACIONAL DO ÍNDIO (FUNAI). **Delimitação das terras indígenas brasileiras**. Arquivo tipo *shapefile*. Disponível em <http://www.funai.gov.br/ultimas/informativos/daf/cgdp/2008/arquivos/Shapes_atuais.rar>. Acesso em: 16. Jun. 2010.

FUNDAÇÃO RURAL MINEIRA (RURALMINAS), INSTITUTO MINEIRO DE GESTÃO DAS ÁGUAS (IGAM), UNIVERSIDADE FEDERAL DE VIÇOSA (UFV). **Atlas Digital das Águas de Minas**. Disponível em< <http://www.atlasdasaguas.ufv.br/>>Acesso em: 30 mai. 2010.

GARCIA, L.V. ANDREAZZA, A M.P. Estabelecimento de vazões ambientais efluentes de barragens: Sugestão metodológica. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**. v. 9, n.3, 2004.

GESH, D.B.,MULLER,J.M.,FARR,T.G. The shuttle radar topography mission: data validation and applications. **Photogrametric Engineering & Remote Sensing**. p.234-235. mar., 2006.

GOOGLE. **Google Earth**. Imagens de satélite obtidas através do programa computacional. Disponível em <www.google.com/earth/index.html>. Acesso em 10 jun. 2010.

GOMES, A.C.S., ABARCA, C.D.G., FARIA, E.A.S.T., FERNANDES, H.H.O. **BNDES 50 anos: Histórias Setoriais - Setor Elétrico**. Brasília: BNDES, 2002, 21 p. Disponível em <http://www.bndes.gov.br/conhecimento/livro_setorial/setorial14.pdf>. Acesso em: 23 jan.2009.

GUIMARÃES, G. **Crise energética e privatização**. Brasília: Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados, 2001, 11p.

HOMRICH, A.S.; CASAROTTO FILHO, N. Análise comparativa de investimentos no setor elétrico: implantações de pequenas centrais hidrelétricas x linhas de transmissão. In: XXVI ENEGEP. **Anais**. Fortaleza, 2006. Disponível em < http://www.abepro.org.br/biblioteca/ENEGEP2006_TR510342_8178.pdf>. Acesso em: 26 mar. 2010.

IDAHO NATIONAL ENGINEERING AND ENVIRONMENTAL LABORATORY (INEEL). **Water Energy Resources of the United States with Emphasis on Low Head/Low Power Resources**. 2004. 52p. Disponível em < http://hydropower.inel.gov/prospector/enable_popup.shtml>. Acesso em: 15 jul. 2009.

INSITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). **Carta do Brasil: Conceição do Mato Dentro (Folha: SE-23-Z-D-I), Serro (Folha: SE-23-Z-B-IV) e Rio Vermelho (Folha: SE-23-Z-B-I)**. 1977. Carta Topográfica. Escala 1:100.000.

INSITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). **Divisão territorial e sedes municipais**. Arquivo vetorial. Disponível em < <http://mapas.ibge.gov.br/>>. Acesso em: 4 mai. 2010a.

INSITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). **Modelo de Ondulação Geoidal**. Disponível em < http://www.ibge.gov.br/home/geociencias/geodesia/modelo_geoidal.shtml>. Acesso em: 8 nov. 2010b.

INSITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). **Rodovias**. Arquivo vetorial. Disponível em < <http://mapas.ibge.gov.br/>>. Acesso em: 4 mai. 2010c.

INSTITUTO MINEIRO DE GESTÃO DAS ÁGUAS (IGAM). Altera a redação da Portaria Nº 030/93, de 07 de junho de 1993. Portaria número 10, de 30 de dezembro 1998. **Diário do Executivo – “Minas Gerais”**. Publicado em 23 jan. 1999.

INSTITUTO MINEIRO DE GESTÃO DAS ÁGUAS (IGAM). **Hidrografia do estado de Minas Gerais**. 2002. Arquivo shapefile. Escala 1:50.000. Disponível em < <http://www.igam.mg.gov.br/geoprocessamento/downloads>>. Acesso em: 10 jun. 2010.

INSTITUTO MINEIRO DE ÁGUAS (IGAM), FUNDAÇÃO RURALMINAS (RURALMINAS) E UNIVERSIDADE DE VIÇOSA (UFV). **Atlas Digital das Águas de Minas Gerais**. Disponível em< www.atlasdasaguas.ufv.br>. Acesso em: 30 jun. 2010.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). **Climate Change 2007: Synthesis Report**. IPCC Plenary, Spain, November 2007.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Key World Energy Statistics** . Paris. 2008, 82p. Disponível em <www.iea.org>. Acesso em: 13 Ago. 2009.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY(IEA). **Assessment Methods for Small-hydro Projects**. 2000. Disponível em <www.ieahydro.org/reports/AnnexII_smallhydro_assessment_methods.pdf> Acesso em: 10 jan. 2010.

KUMAR, A. REES, G., RAGHUVANSHI, T. K. Small hydropower assessment-a solution through hydra-hp. MAP INDIA 2002. **Anais eletrônicos**. New Delhi: 2002. Disponível em <http://www.gisdevelopment.net/application/utility/power/utilityp0009pf.htm> . Acesso em: 22 jan. 2010.

KUMAR, A. SINGHAL,M.K. Hydro power assessment for small ungauged catchments in Himalayan region using GIS techniques. MAP INDIA 1999. **Anais eletrônicos**. New Delhi, 1999. Disponível em <http://www.gisdevelopment.net/application/utility/power/utilityp0002pf.htm> . Acesso em: 22 jan. 2010.

LIMA, F.A. **A regulação por contratos no setor elétrico brasileiro**: O contrato de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado – CCEAR e os leilões de energia. 43 p. Monografia. (Pós Graduação em Direito da Regulação e Defesa da Concorrência) – Instituto CEUB de Pesquisa e Desenvolvimento, Universidade de Brasília, Brasília, 2006.

LO, C.P, YEUNG, A. K.W. **Concepts and Techniques of Geographic Information Systems**. Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall. 2002.

MAURO FILHO, I; ZANIN,W.R. Viabilização de PCHs: Conexão Elétrica. **PCH Notícias e SHP News**. Disponível em <http://www.cerpch.unifei.edu.br/Adm/artigos/326357dce257b97338fbc68d52fe6725.pdf>. Acesso em: 8 dez. 2008.

MENESCAL, R. **A visão da ANEEL**: o potencial hidrelétrico como bem público. A necessária viabilização dos projetos e ações para a aceleração dos investimentos. Palestra proferida na III Conferência de PCH Mercado & Meio Ambiente. São Paulo, 2007.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA). **Unidades de Conservação Estaduais e Federais.** Arquivo tipo *shapefile*. Disponível em <<http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>>. Acesso em: 13.mar. 2010.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA (MME). **Diretrizes e ações do MME para o setor elétrico:** reestruturação do setor, privatização, concessões, expansão da oferta na transição. Brasília, DF, 1996.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA (MME). **Modelo institucional do setor elétrico brasileiro (Novíssimo).** Brasília, DF, 2003.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Manual de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas.** Rio de Janeiro: E-papers, 2007. 684 p.

MIRANDA, E. E. de; (Coord.). **Brasil em Relevo.** Campinas: Embrapa Monitoramento por Satélite, 2005. Disponível em <<http://www.relevobr.cnpm.embrapa.br>>. Acesso em: 23 jun. 2010.

MONK, R; JOYCE, S; HOMENUKE,M. Rapid hydropower assessment model identify hydroelectric sites using geographic information systems. SMALL HYDRO CONFERENCE 2009. **Anais.** Vancouver, B.C abr., 2009. Disponível em <www.kwl.bc.ca/docs/SmallHydro2009_RJM_SFJ_MEH_Abstract_Paper.pdf>. Acesso em: 25 set. 2010.

NAGHETTINI, M; PINTO, É.J.A. **Hidrologia Estatística.** Belo Horizonte: CPRM, 2007. 561 p.

NAKASAWA, V.A., FREITAS,C.G.L.,DINIZ,N.C. **Carta Geotécnica do Estado de São Paulo:** escala 1:500.000. São Paulo: Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT), 1994.

NÓBREGA, R.A.A.,SANTOS, C., CINTRA, J.P. Comparação quantitativa e qualitativa entre o modelo digital gerado pelo srtm e por aerofotogrametria. In: XII SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SENSORIAMENTO REMOTO, **Anais** Goiânia, Brasil, 16-21 abril 2005, INPE, p. 4437-4444.

NOYES, R. **Small and Micro Hydroelectric Power Plants: Technology and Feasibility.** Noyes Data Corp, 1980. 457p.

OLIVEIRA, A.A.S., BRITO, S.N.A. **Geologia de engenharia**. São Paulo: Associação Brasileira de Geologia de Engenharia, 1998. 587p.

OÑATE-VALDIVIESO, F., ORELLANA, N.A. **Aplicación de un SIG en la localización preliminar de potenciales emplazamientos para embalses con fines de riego y generación hidroeléctrica**. Loja: Universidad Técnica Particular de Loja. 2008.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). **Acesso aos Sistemas de Transmissão: Visão Geral**. 2008. Disponível em <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 16 Jan. 2009.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). **Histórico de Operação do Sistema Interligado Nacional**. Disponível em <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 18 Fev. 2010.

ORTIZ, L.S (Coord.). **Energias renováveis sustentáveis: uso e gestão participativa no meio rural**. Porto Alegre: Núcleo Amigos da Terra, 2005. 64p.

PROJETOS E CONSULTORIAS DE ENGENHARIA. **Estudo de inventário hidrelétrico do Peixe**. 2001.

POLIZEL, L.H. **Metodologia de prospecção e avaliação de pré-viabilidade expedita de geração distribuída: caso eólico e hidráulico**. 2007. 160p. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

RAMACHANDRA, T.V., JHA, R.K., KRISHNA S. V., AND SHRUTH, B.V. Spatial Decision Support System for Assessing Micro, Mini and Small Hydel Potential. **Journal of Applied Sciences**, V.4,n.4,p.596-604, 2004.

RODRÍGUEZ, E., MORRIS, C.S, BELZ, J.E., CHAPIN, E.C., MARTIN, J.M., DAFFER, W., HENSLEY, S. **An Assessment of the SRTM Topographic Products**. Pasadena, Jet Propulsion Laboratory, 2005. 143 pp.

SANT'ANA, R.F. **Aproveitamentos hidrelétricos de pequenos porte: avaliação de custos e benefícios – Modelo "FLASH"**. Brasília, DNAEE, 1987.

SANT'ANA, R.F. **Assessing the feasibility of small hydroelectric power plants**. 1983. 158 p. Tese (Doutorado). Colorado State University, Fort Collins, Colorado, 1983.

SANTOS, P.R.A., GABOARDI, C., OLIVEIRA, L.C. Avaliação da precisão vertical dos modelos srtm para a Amazônia. **Revista Brasileira de Cartografia**. p.101-107. Nº58. Abril, 2006.

SCHREIBER, G.P. **Usinas Hidrelétricas**. São Paulo, Edgar Blucher; Rio de Janeiro, ENGEVIX, 1977.

SCOLFORO, J.R.S, DE OLIVEIRA, A.D;TAVARES, L.M. **Zoneamento ecológico-econômico do Estado de Minas Gerais**: zoneamento e cenários exploratórios. Lavras: Editora UFLA, 2008.136 p.

SCOLFORO, J.R.S, DE OLIVEIRA, A.D;TAVARES, L.M. **Zoneamento ecológico-econômico do Estado de Minas Gerais**. Disponível em< www.zee.mg.gov.br>. Acesso em: 25 jun. 2010

SIGMA ENGINEERING. **Canadian small hydropower handbook**: British Columbia region. Ontário, 1989. 647p.

SINHA, A.K, DUDHANI, S. **GIS database management for planning of hydel power generation**. MAP ÍNDIA, 2003, Nova Delhi. 2003. Disponível em < <http://www.gisdevelopment.net/application/utility/Power/mi0354.htm>> Acesso em: 16 mar. 2010.

SHAO, QUANXI, ZHANG, LU, CHEN, YONGQIN D. and SINGH, VIJAY P. A new method for modelling flow duration curves and predicting stream flow regimes under altered land-use conditions **Hydrological Sciences Journal**, v.54, n. 3.,p. 606 a 622, 2009.

SOUZA, de Z, SANTOS A.H.M., BORTONI, E.C. **Centrais Hidrelétricas**: estudos para implantação. Rio de Janeiro: ELETROBRÁS,1999. 426p.

SOUZA, J.M., LOCK, R.E.N., Como melhorar a qualidade geométrica do modelo digital de elevação da Shuttle Radar Topography Mission, SRTM-3. XIII SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SENSORIAMENTO REMOTO. **Anais**. Florianópolis: INPE, 2007, p. 1369-1376.

SUCHANDT, S., BREIT, H. ADAM, N., EINEDER, M., SCHÄTTLER, B., RUNGE, H., ROTH, A.,MIKUSCH, E..The shuttle radar topography mission. In: ISPRS WORKSHOP HIGH RESOLUTION MAPPING FROM SPACE 2001. **Proceedings**. Hannover: 2001.

THOMÉ, A.D. **Sistemática para avaliação dos custos de pequenas centrais hidrelétricas**. Porto Alegre: UFRGS. 2004. 119p.

TIAGO FILHO, G.L. GALHARDO, C.R, ANTLOGA, J,G.N, FERRARI,J.T . A evolução histórica do conceito das pequenas centrais hidrelétricas no Brasil. In: V SIMPÓSIO PEQUENAS E MÉDIAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS, 2006, Florianópolis. **Anais**. 2006.

TIAGO FILHO, G.L. GALHARDO, C.R, ANTLOGA, J,G.N, FERRARI,J.T. Um panorama das pequenas centrais no Brasil. **PCH Notícias e SHP News**. Disponível em<<http://www.cerpch.unifei.edu.br/Adm/artigos/cafb336260fde61ef735194edff77b60.pdf>>. Acesso em: 8 dez. 2008.

TIAGO FILHO, G.L. NUNES,C.F, ALVES,L.H.F. Uso de ferramenta SIG em estudos de inventários para aproveitamentos hidroenergéticos de pequeno porte. **PCH Notícias e SHP News**. Disponível em <www.cerpch.unifei.edu.br/.../06a8f88ea4c2559910ce17f5cbeb5526.pdf>. Acesso em: 8 dez. 2009.

TOZETTO FILHO, L.T, LINHARES, G.P. Estimativa de custos de linhas de transmissão para estudos de viabilidade de pequenas centrais hidrelétricas. In: VII SIMPÓSIO DE PEQUENAS E MÉDIAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS, Anais. São Paulo, Brasil, mai., 2010.

TUCCI, C.E.M. **Regionalização de vazões**. 1. ed. Porto Alegre: UFRGS, 2002. 256p.

US ARMY CORPS OF ENGINEERS (USACE). **Feasibility analysis in small hydropower planning**. 1979. Disponível em <http://140.194.76.129/publications/eng-manuals/>. Acesso em: 14 de mar. 2010.

US ARMY CORPS OF ENGINEERS (USACE). **Engineering and design – hydropower**. 1985. Disponível em< <http://140.194.76.129/publications/eng-manuals/>>. Acesso em: 10 de fev. de 2010.

US ARMY CORPS OF ENGINEERS (USACE). **Geotechnical investigations**. 2001. Disponível em< <http://140.194.76.129/publications/eng-manuals/>>. Acesso em: 25 de Jan. de 2010.

UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY (USGS). **Mission summary**. Disponível em < <http://srtm.usgs.gov/Mission/missionsummary.php> >. Acesso em: 21 Ago. 2009.

VOGEL,R.M. e FENNESSEY, N.M. Flow duration curves II: a review of applications in water resources planning. **Water Resources Bulletin**. v.31, n. 6., p.1029-1039, 1995.

WORLD ENERGY COUNCIL. **Survey of Energy Resources**. London. 2007, 600p. Disponível em <www.worldenergy.org>. Acesso em: 30 Ago. 2009.

APÊNDICE A – Estudos de regionalização de vazões

Estudos de Regionalização de Vazões - Organizados por sub-bacias					
Bacia	Sub-bacia	Autoria	Disponibilidade	Título do Estudo	ANO
Amazonas (1)	10	Fundação Universidade de Brasília e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Estudo de Regionalização de Vazões da Região Amazônica: sub-bacia 10 a 19	2002
		MOLINIER.M.; GUYOT, J.-L., OLIVEIRA, E. & GUIMARÃES, V.	L'hydrologie tropicale: géoscience et outil pour le développement (Actes de la conférence de Paris mai 1995). IAHS Publ. no. 238, 1996.	Les régimes hydrologiques de l'Amazone et de ses affluents	1996
Amazonas (1)	11	Fundação Universidade de Brasília e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Estudo de Regionalização de Vazões da Região Amazônica: sub-bacia 10 a 19	2002
		MOLINIER.M.; GUYOT, J.-L., OLIVEIRA, E. & GUIMARÃES, V.	L'hydrologie tropicale: géoscience et outil pour le développement (Actes de la conférence de Paris mai 1995). IAHS Publ. no. 238, 1996.	Les régimes hydrologiques de l'Amazone et de ses affluents	1996
Amazonas (1)	12	Fundação Universidade de Brasília e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Estudo de Regionalização de Vazões da Região Amazônica: sub-bacia 10 a 18	2002
		MOLINIER.M.; GUYOT, J.-L., OLIVEIRA, E. & GUIMARÃES, V.	L'hydrologie tropicale: géoscience et outil pour le développement (Actes de la conférence de Paris mai 1995). IAHS Publ. no. 238, 1996.	Les régimes hydrologiques de l'Amazone et de ses affluents	1996
Amazonas (1)	13	Fundação Universidade de Brasília e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Estudo de Regionalização de Vazões da Região Amazônica: sub-bacia 10 a 19	2002
		EUCLYDES, H.P.; RIBEIRO, C. A. S.	In: 2º Simpósio de Recursos Hídricos do Centro-Oeste. Campo Grande-MS: 2002.	Uso de geoprocessamento como ferramenta auxiliar na regionalização hidrográfica na bacia do alto rio Purus, estado do Amazonas.	2002
		MOLINIER.M.; GUYOT, J.-L., OLIVEIRA, E. & GUIMARÃES, V.	L'hydrologie tropicale: géoscience et outil pour le développement (Actes de la conférence de Paris mai 1995). IAHS Publ. no. 238, 1996.	Les régimes hydrologiques de l'Amazone et de ses affluents	1996
Amazonas (1)	14	Fundação Universidade de Brasília e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Estudo de Regionalização de Vazões da Região Amazônica: sub-bacia 10 a 19	2002
		MOLINIER.M.; GUYOT, J.-L., OLIVEIRA, E. & GUIMARÃES, V.	L'hydrologie tropicale: géoscience et outil pour le développement (Actes de la conférence de Paris mai 1995). IAHS Publ. no. 238, 1996.	Les régimes hydrologiques de l'Amazone et de ses affluents	1996
Amazonas (1)	15	Fundação Universidade de Brasília e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Estudo de Regionalização de Vazões da Região Amazônica: sub-bacia 10 a 19	2002
		MOLINIER.M.; GUYOT, J.-L., OLIVEIRA, E. & GUIMARÃES, V.	L'hydrologie tropicale: géoscience et outil pour le développement (Actes de la conférence de Paris mai 1995). IAHS Publ. no. 238, 1996.	Les régimes hydrologiques de l'Amazone et de ses affluents	1996
Amazonas (1)	16	Fundação Universidade de Brasília e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Estudo de Regionalização de Vazões da Região Amazônica: sub-bacia 10 a 19	2002
		MOLINIER.M.; GUYOT, J.-L., OLIVEIRA, E. & GUIMARÃES, V.	L'hydrologie tropicale: géoscience et outil pour le développement (Actes de la conférence de Paris mai 1995). IAHS Publ. no. 238, 1996.	Les régimes hydrologiques de l'Amazone et de ses affluents	1996
Amazonas (1)	17	Fundação Universidade de Brasília e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Estudo de Regionalização de Vazões da Região Amazônica: sub-bacia 10 a 19	2002
		MOLINIER.M.; GUYOT, J.-L., OLIVEIRA, E. & GUIMARÃES, V.	L'hydrologie tropicale: géoscience et outil pour le développement (Actes de la conférence de Paris mai 1995). IAHS Publ. no. 238, 1996.	Les régimes hydrologiques de l'Amazone et de ses affluents	1996
Amazonas (1)	18	Fundação Universidade de Brasília e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Estudo de Regionalização de Vazões da Região Amazônica: sub-bacia 10 a 19	2002
		MOLINIER.M.; GUYOT, J.-L., OLIVEIRA, E. & GUIMARÃES, V.	L'hydrologie tropicale: géoscience et outil pour le développement (Actes de la conférence de Paris mai 1995). IAHS Publ. no. 238, 1996.	Les régimes hydrologiques de l'Amazone et de ses affluents	1996
Amazonas (1)	19	Fundação Universidade de Brasília e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Estudo de Regionalização de Vazões da Região Amazônica: sub-bacia 10 a 19	2002
		MOLINIER.M.; GUYOT, J.-L., OLIVEIRA, E. & GUIMARÃES, V.	L'hydrologie tropicale: géoscience et outil pour le développement (Actes de la conférence de Paris mai 1995). IAHS Publ. no. 238, 1996.	Les régimes hydrologiques de l'Amazone et de ses affluents	1996
Tocantins (2)	20	MB Engenharia	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Estudo de Regionalização de Vazões das Sub-bacias 20, 21, 22, 23, 25 e 26	2002
Tocantins (2)	21	MB Engenharia	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Estudo de Regionalização de Vazões das Sub-bacias 20, 21, 22, 23, 25 e 26	2002
Tocantins (2)	22	MB Engenharia	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Estudo de Regionalização de Vazões das Sub-bacias 20, 21, 22, 23, 25 e 26	2002
Tocantins (2)	23	MB Engenharia	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Estudo de Regionalização de Vazões das Sub-bacias 20, 21, 22, 23, 25 e 26	2002
Tocantins (2)	24	CPRM/ANEEL - Executado CPRM (Serviço Geológico do Brasil) – Superintendência de Goiânia-GO	http://www.cprm.gov.br e CEDOTEC	Estudo de Regionalização de Vazões da Sub-bacia 24	2002
		Denise C. de Rezende Melo1; Kénia V. da Paixão2	http://www.abrh.org.br/novo/ii_simp_rec_hidric_centro_oeste_campo_grande23.pdf	Regionalização de vazões médias para a bacia hidrográfica do Alto Araguaia	
Tocantins (2)	25	MB Engenharia	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Estudo de Regionalização de Vazões das Sub-bacias 20, 21, 22, 23, 25 e 26	2002
Tocantins (2)	26	MB Engenharia	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Estudo de Regionalização de Vazões das Sub-bacias 20, 21, 22, 23, 25 e 26	2002
Tocantins (2)	27	Convênio Fundação Universidade de Brasília e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões sub-bacias 27, 28 e 29: projeto	2000
Tocantins (2)	28	Convênio Fundação Universidade de Brasília e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões sub-bacias 27, 28 e 29: projeto	2000
Tocantins (2)	29	Convênio Fundação Universidade de Brasília e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões sub-bacias 27, 28 e 29: projeto	2000
Atlântico - Trecho Norte/Nordeste (3)	30	ANEEL/CPRM - Executado pelo SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL - CPRM DIRETORIA DE HIDROLOGIA E GESTÃO TERRITORIAL - DHT Superintendência Regional de Belém - SUREG-BE	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões da sub-bacia 30: Oiapoque e outros -AP: relatório final revisado	2001
Atlântico - Trecho Norte/Nordeste (3)	31	ANA/Magna-COHIDRO	http://www.ana.gov.br/AcoesAdministrativas/CODC/CatalogoPublicacoes_2009.asp	Plano Estratégico de Recursos Hídricos da Bacia dos Rios Tocantins e Araguaia - Relatório do Diagnóstico - Anexo 9	2005
Atlântico - Trecho Norte/Nordeste (3)	32	ANA	http://pnrh.cnrh-srh.gov.br/cadernos/docs/Caderno_RH_At1_NE_Ocidental_030407.zip	Caderno Regional da região hidrográfica do Atlântico Nordeste Ocidental - Quadro 8 p.46	2006
Atlântico - Trecho Norte/Nordeste (3)	33	CPRM/ANEEL. Executado por CPRM (Serviço Geológico do Brasil)/Regional de Fortaleza	http://www.cprm.gov.br e CEDOTEC	Estudo de Regionalização de Vazões da Sub-bacia 33	2002
Atlântico - Trecho Norte/Nordeste (3)	34	ANEEL/UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO (UFOP)-Executado pela Área de Recursos Hídricos -DECIV-UFOP	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de dados hidrologicos Bacia do Atlântico - trecho norte/nordeste : sub-bacia do Rio Parnaíba : sub-bacia 34 : relatório final : versão 1	2002
Atlântico - Trecho Norte/Nordeste (3)	35	ANEEL/UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ (UFC) - PRÓ-REITORIA DE EXTENSÃO Executado pelo DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA AGRÍCOLA - UFC	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões dos rios das sub-bacias Acaraú 35 e Jaguaribe 36 : relatório final	2001
Atlântico - Trecho Norte/Nordeste (3)	36	ANEEL/UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ (UFC) - PRÓ-REITORIA DE EXTENSÃO Executado pelo DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA AGRÍCOLA - UFC	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões dos rios das sub-bacias Acaraú 35 e Jaguaribe 36 : relatório final	2001
Atlântico - Trecho Norte/Nordeste (3)	37	ANEEL / UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAIBA - Executado pelo CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA-DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL - ÁREA DE ENGENHARIA DE RECURSOS HÍDRICOS CAMPUS II - CAMPINA GRANDE	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões características de longo termo para os rios da sub-bacia 37	2001
Atlântico - Trecho Norte/Nordeste (3)	38	ANEEL / UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAIBA - Executado pelo CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA-DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL - ÁREA DE ENGENHARIA DE RECURSOS HÍDRICOS CAMPUS II - CAMPINA GRANDE	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões características de longo termo para os rios da sub-bacia 38	2001
Atlântico - Trecho Norte/Nordeste (3)	39	ANEEL/CPRM - Executado pelo SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL - CPRM DIRETORIA DE HIDROLOGIA E GESTÃO TERRITORIAL - DHT - Superintendência Regional de Recife	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Estudos de regionalização de vazões da sub-bacia 39 : relatório técnico	2000
		Melo, C.R de; Cirilo, J.A & Moreira, F.M.	ABRH, XVII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Anais, 2007.	Avaliação de procedimentos de regionalização de vazões médias para parte da bacia do Atlântico Norte e Nordeste	
São Francisco (4)	40	ANEEL/CPRM - Executado pelo SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL - CPRM DIRETORIA DE HIDROLOGIA E GESTÃO TERRITORIAL - DHT SUPERINTENDÊNCIA REGIONAL DE BELO HORIZONTE	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões das sub-bacias 40 a 41 : alto São Francisco : relatório final	2001
		Euclydes, H.P.	RBRH - Revista Brasileira de Recursos Hídricos.Volume 6 n.2Abr/Jun 2001, 81 - 105	Regionalização Hidrológica na Bacia do Alto São Francisco a Montante da Barragem Três Marias, Minas Gerais	2001
São Francisco (4)	41	ANEEL/CPRM - Executado pelo SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL - CPRM DIRETORIA DE HIDROLOGIA E GESTÃO TERRITORIAL - DHT SUPERINTENDÊNCIA REGIONAL DE BELO HORIZONTE	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões das sub-bacias 40 a 41 : alto São Francisco : relatório final	2001

Estudos de Regionalização de Vazões - Organizados por sub-bacias					
Bacia	Sub-bacia	Autoria	Disponibilidade	Título do Estudo	ANO
São Francisco (4)	42	MB Engenharia	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões das sub-bacias 42 e 43 : relatório final	2002
		Luana Lisboa1, Michel Castro Moreira2, Demetrius David da Silva3, Fernando Falco Pruski4	Engenharia na Agricultura, Viçosa, MG, v.16, n.4, 471-479 Out./Dez., 2008	Estimativa e regionalização das vazões mínimas e média na bacia do rio Paracatu	2005
		Luciano Farias de Nogueira, Fernando Falco Pruski, Douglas Oliveira de Queiroz, Renata del Giudice Rodriguez, Demetrius David da Silva, Márcio Mota Ramos	RBRH --- Revista Brasileira de Recursos Hídricos Volume 12 n.2 Abr/Jun 2007, 51-61	Avaliação do Desempenho de Cinco Metodologias de Regionalização de Vazões	2007
São Francisco (4)	43	MB Engenharia	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões das sub-bacias 42 e 43 : relatório final	2002
São Francisco (4)	44	Universidade Federal de Minas Gerais/Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil) (ANEEL).	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões da bacia do Rio São Francisco : sub-bacia 44 Rio Verde Grande ; sub-bacia 45 Rios Carinhonha e Corrente : relatório	2002
São Francisco (4)	45	Universidade Federal de Minas Gerais/Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil) (ANEEL).	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões da bacia do Rio São Francisco : sub-bacia 44 Rio Verde Grande ; sub-bacia 45 Rios Carinhonha e Corrente : relatório	2002
São Francisco (4)	46	Universidade Federal de Pernambuco/Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil) (ANEEL)	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização hidrológica de vazões na bacia do Rio São Francisco : sub-bacias 46, 47, 48 e 49 : relatório	2002
São Francisco (4)	47	Universidade Federal de Pernambuco/Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil) (ANEEL)	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização hidrológica de vazões na bacia do Rio São Francisco : sub-bacias 46, 47, 48 e 49 : relatório	2002
São Francisco (4)	48	Universidade Federal de Pernambuco/Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil) (ANEEL)	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização hidrológica de vazões na bacia do Rio São Francisco : sub-bacias 46, 47, 48 e 49 : relatório	2002
São Francisco (4)	49	Universidade Federal de Pernambuco/Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil) (ANEEL)	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização hidrológica de vazões na bacia do Rio São Francisco : sub-bacias 46, 47, 48 e 49 : relatório	2002
Atlântico - Trecho Leste (5)	50	Universidade Federal de Viçosa	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões sub-bacia 50 : bacia dos Rios Itapicuru, Vaza-Barris, Japarutuba, Sergipe, Real, Pojuca, Inhampupé e outros : relatório final revisado	2002
Atlântico - Trecho Leste (5)	51	Universidade Federal de Viçosa	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões sub-bacia 51 : bacia dos Rios Paraguaçu, Jiquiriçá, Jaguaripe, Das Almas e outros	2002
Atlântico - Trecho Leste (5)	52	Universidade Federal de Viçosa	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões sub-bacia 52 : bacia dos rios de Contas, Concoagi, São João, do Gavião e outros : relatório técnico final	2002
Atlântico - Trecho Leste (5)	53	Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões para a sub-bacia do Rio Pardo SB 53 : relatório técnico final	2002
Atlântico - Trecho Leste (5)	54	Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões para a sub-bacia do Rio Jequitinhonha : SB 54 : relatório técnico final	2002
Atlântico - Trecho Leste (5)	54	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Análise regional : cálculo das expressões de regionalização para a Bacia do Rio Jequitinhonha	1984
Atlântico - Trecho Leste (5)	55	SERVIÇO GEOLOGICO DO BRASIL-- CPRM DIRETORIA DE HIDROLOGIA E GESTÃO TERRITORIAL -- DHT - Departamento de Hidrologia	http://www.cprm.gov.br e CEDOTEC	Regionalização de vazões sub-bacia 55 : tomos I, II e III : relatório final revisado	2002
Atlântico - Trecho Leste (5)	56	Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões para a sub - bacia do Rio Doce SB 56 : relatório técnico final	2002
		Silva Barbosa, S.E. et. al	Eng. Sanitária Ambiental Vol.10 - Nº 1 - jan/mar 2005, 64-71	Geração de modelos de regionalização de vazões máximas, médias de longo período e mínimas de sete dias para a bacia do rio do Carmo, Minas Gerais	2004
		Celso Bandeira de Melo Ribeiro; Felipe de Azevedo Marques ; Demetrius David da Silva	Engenharia na Agricultura, Viçosa, MG, v.13, n.2, 103-117, Abr./Jun., 2005	Estimativa e regionalização de vazões mínimas de referência para a bacia do rio Doce.	2005
Atlântico - Trecho Leste (5)	57	Marques, F.A.; da Silva, D.D.; Pruski, F.F. & Mota, M	ABRH, XVII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Anais, 2007.	Regionalização e espacialização de vazões mínimas trimestrais na bacia do rio Doce	2007
Atlântico - Trecho Leste (5)	57	Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	alização de vazões para a sub - bacia do Rio Itapemirim, Itabapoana e outros SB 57 : relatório técnico final	2002
Atlântico - Trecho Leste (5)	58	SERVIÇO GEOLOGICO DO BRASIL-- CPRM DIRETORIA DE HIDROLOGIA E GESTÃO TERRITORIAL -- DHT - Departamento de Hidrologia	http://www.cprm.gov.br e CEDOTEC	Regionalização de vazões da sub-bacia 58 : relatório final	2002
		Luiz Gustavo Nascentes Baena, Demetrius David da Silva, Fernando Falco Pruski, Maria Lúcia Calliari	Engenharia na Agricultura, Viçosa, v.12, n.1, 24-28 31, Jan./Mar., 2004	Espacialização da q7,10, q 90% e q 95% visando à gestão dos recursos hídricos: estudo de caso para a bacia do rio paraíba do sul	2004
		BAENA, L.G.N.	Dissertação (Mestrado em Recursos Hídricos e Ambientais) - Universidade Federal de Viçosa, Viçosa - MG, 2002.	Regionalização de vazões para a bacia do rio Paraíba do Sul, a montante de Volta Redonda, a partir de modelo digital de elevação hidrologicamente consistente.	2002
Atlântico - Trecho Leste (5)	59	SERVIÇO GEOLOGICO DO BRASIL -- CPRM DIRETORIA DE HIDROLOGIA E GESTÃO TERRITORIAL -- DHT Superintendência Regional de São Paulo -- SUREG-SP	http://www.cprm.gov.br e CEDOTEC	Regionalização de vazões da sub - bacia 59 : bacias litorâneas do RJ : relatório final revisado	2002
Paraná (6)	60	Convênio Fundação Universidade de Brasília e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões sub-bacias 60, 62, 63, 64 e 65 : projeto : relatório	2002
		Santos, Harlen Inácio, Oliveira, Leandro Gonçalves , Fiozeze, Ana Paula	RBRH -- Revista Brasileira de Recursos Hídricos Volume 11 n.2 Abr/Jun 2006, 47-58	Avaliação das Vazões Alocáveis na Bacia Hidrográfica do Rio dos Bois e sub-bacia do Rio do Peixe, Estado de Goiás	2006
		Rialma Energética S.A	http://www.semrah.goias.gov.br/eibh_almas.pdf	Estudo Integrado da Bacia Hidrográfica do Rio das Almas	
		FIOREZE, A.P.; OLIVEIRA, L.F.C.; FRANCO, A.P.B	Revista Ambiente & Água - An Interdisciplinary Journal of Applied Science-v.3n.2, 2008.	Avaliação do desempenho de equações de regionalização de vazões na bacia hidrográfica do Ribeirão Santa Bárbara, Goiás, Brasil.	2008
Paraná (6)	61	Escola Federal de Engenharia de Itajubá. Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil) (ANEEL) Centro Nacional de Referência em Pequenos Aproveitamentos Hidroenergéticos (CERPH)	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	regionalização de vazões bacia do Rio Grande : bacia 61 : relatório final revisado	2002
Paraná (6)	62	Fundação Universidade de Brasília e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões sub-bacias 60, 62, 63, 64 e 65 : projeto : relatório	2002
Paraná (6)	63	Fundação Universidade de Brasília e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões sub-bacias 60, 62, 63, 64 e 65 : projeto : relatório	2002
Paraná (6)	64	Fundação Universidade de Brasília e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões sub-bacias 60, 62, 63, 64 e 65 : projeto : relatório	2002
Paraná (6)	65	Fundação Universidade de Brasília e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões sub-bacias 60, 62, 63, 64 e 65 : projeto : relatório	2002
Paraná (6)	66	Universidade Federal do Rio Grande do Sul	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões da Bacia do Alto Paraguai sub - bacias 66 e 67 : relatório final	2002
Paraná (6)	67	Universidade Federal do Rio Grande do Sul	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões da Bacia do Alto Paraguai sub - bacias 66 e 67 : relatório final	2002
Paraná (6)	68	-	-	-	-
Paraná (6)	69	-	-	-	-
Uruguai (7)	70	Universidade Federal do Rio Grande do Sul/ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões sub-bacias 70 a 79 : integrantes da bacia 7 Rio Uruguai : relatório técnico	2001
Uruguai (7)	71	Universidade Federal do Rio Grande do Sul/ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões sub-bacias 70 a 79 : integrantes da bacia 7 Rio Uruguai : relatório técnico	2001
Uruguai (7)	72	Universidade Federal do Rio Grande do Sul/ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões sub-bacias 70 a 79 : integrantes da bacia 7 Rio Uruguai : relatório técnico	2001
Uruguai (7)	73	Universidade Federal do Rio Grande do Sul/ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões sub-bacias 70 a 79 : integrantes da bacia 7 Rio Uruguai : relatório técnico	2001
Uruguai (7)	74	Universidade Federal do Rio Grande do Sul/ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões sub-bacias 70 a 79 : integrantes da bacia 7 Rio Uruguai : relatório técnico	2001
Uruguai (7)	75	Universidade Federal do Rio Grande do Sul/ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões sub-bacias 70 a 79 : integrantes da bacia 7 Rio Uruguai : relatório técnico	2001
Uruguai (7)	76	Universidade Federal do Rio Grande do Sul/ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões sub-bacias 70 a 79 : integrantes da bacia 7 Rio Uruguai : relatório técnico	2001
		Paiva, J.B.D et al	RBRH, Vol. 5 -- N3. -- pag. 93, jul/set 2000.	Quantificação da Demanda de Água na Bacia do Rio Ibicuí - RS	2000

Estudos de Regionalização de Vazões - Organizados por sub-bacias					
Bacia	Sub-bacia	Autoria	Disponibilidade	Título do Estudo	ANO
Uruguai (7)	77	Universidade Federal do Rio Grande do Sul/ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões sub-bacias 70 a 79 : integrantes da bacia 7 Rio Uruguai : relatório técnico	2001
Uruguai (7)	78	Universidade Federal do Rio Grande do Sul/ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões sub-bacias 70 a 79 : integrantes da bacia 7 Rio Uruguai : relatório técnico	2001
Uruguai (7)	79	Universidade Federal do Rio Grande do Sul/ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões sub-bacias 70 a 79 : integrantes da bacia 7 Rio Uruguai : relatório técnico	2001
Atlântico - Trecho Sudeste (8)	80	Fundação Universidade de Brasília e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões sub-bacias 80, 81 e 82 : projeto	2000
Atlântico - Trecho Sudeste (8)	81	Fundação Universidade de Brasília e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões sub-bacias 80, 81 e 82 : projeto	2000
Atlântico - Trecho Sudeste (8)	82	1) Fundação Universidade de Brasília e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões sub-bacias 80, 81 e 82 : projeto	2000
		Universidade Federal de Santa Catarina e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões bacia do Atlântico trecho sudeste : sub bacias 82, 83 e 84 : versão 1 : relatório final	2001
Atlântico - Trecho Sudeste (8)	83	Universidade Federal de Santa Catarina e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões bacia do Atlântico trecho sudeste : sub bacias 82, 83 e 84 : versão 1 : relatório final	2001
		RN Córdova, A Pinheiro, IG Pinheiro	XXVII Congresso Interamericano de Engenharia Sanitária e Ambiental	Regionalização da curva de permanência como base para o gerenciamento da bacia do Itajaí	2000
Atlântico - Trecho Sudeste (8)	84	Universidade Federal de Santa Catarina e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões bacia do Atlântico trecho sudeste : sub bacias 82, 83 e 84 : versão 1 : relatório final	2001
Atlântico - Trecho Sudeste (8)	85	Universidade Federal de Santa Maria e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões : sub-bacias 85, 86 e 87 : integrantes da bacia 8 : Atlântico sudeste : projeto : relatório	2001
Atlântico - Trecho Sudeste (8)	86	Universidade Federal de Santa Maria e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões : sub-bacias 85, 86 e 87 : integrantes da bacia 8 : Atlântico sudeste : projeto : relatório	2001
Atlântico - Trecho Sudeste (8)	87	Universidade Federal de Santa Maria e ANEEL	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões : sub-bacias 85, 86 e 87 : integrantes da bacia 8 : Atlântico sudeste : projeto : relatório	2001
Atlântico - Trecho Sudeste (8)	88	Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais	CEDOTEC - Centro de Documentação da ANEEL	Regionalização de vazões da sub - bacia 88 : Jaguarão, Lagoa Mirim e outros : relatório final revisado	2002
		Obregon, E.; Tucci, C.E.M e Goldenfum J.A.	RBRH, Vol. 4 – N1. – pág. 57, jan/mar 1999.	Regionalização de Vazões com Base em Séries Estendidas: Bacias Afluentes à Lagoa Mirim, RS	1999
Atlântico - Trecho Sudeste (8)	89	-	-	-	-

Estudos de Regionalização de Vazões - Organizados por Estados	
Estado	Estudos
Acre	-
Alagoas	-
Amapá	-
Amazonas	-
Bahia	-
Ceará	ANDRADE, E.M.; PORTO, M.M.; COSTA, R.N.T.; NETO, J.A.C.. "Regionalização de modelos de vazões médias de longo período para o Estado do Ceará". Revista Ciência Agronômica, Vol. 35, Número Especial, out., 2004: 139 - 148
Distrito Federal	NASCIMENTO, A.C.; CAMPANA, N.A.; EID, N.J. "Incorporação do uso/ocupação do solo em modelos de regionalização de vazões no Distrito Federal". I Simposio de Recursos Hídricos do Centro Oeste Brasília, Anais, Brasília 2000
Espírito Santo	EUCLYDES, H.P.; FERREIRA, P.A.; FARIA FILHO, R.; DOS DANTOS, A.P. "Regionalização Hidrológica na Região Hidrológica Capichaba, compreendida entre os limites da bacia do rio Doce e do rio Itabapoana. I Simpósio de Recursos Hídricos do Norte e Centro-Oeste. Anais Cuiába, 2007 DOS REIS, J.A.T.; CRISTO, J.N.; ELESBON, A.A.A.; MENDONÇA, A.S.F. "Regionalização de curvas de permanência de vazão para os rios do Estado do Espírito Santo". Revista Capixaba de Ciência e Tecnologia, Vitória, N° 1, p.28-35, 2. sem.2006
Goiás	LIMA, J.E.F.W.; DA SILVA, E.M.; DA SILVA, F.A.M.; MULLER, A.G. "Variabilidade espaço-temporal da vazão específica média no Estado de Goiás". IX Simpósio Nacional Cerrado e II Simpósio Internacional de Savanas Tropicais. Anais. Outubro, 2008.
Maranhão	-
Mato Grosso	MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE - SECRETARIA DE RECURSOS HÍDRICOS. "Diagnóstico Hidrológico do Estado do Mato Grosso". São Paulo, 2007.
Mato Grosso do Sul	FUNDAÇÃO CTH. "Estudo de Regionalização de Vazões nos Estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul". São Paulo/SP. 1990.
Minas Gerais	INSTITUTO MINEIRO DE ÁGUAS – IGAM, FUNDAÇÃO RURALMINAS E UNIVERSIDADE DE VIÇOSA. "Atlas Digital das Águas de Minas". Disponível em: www.hidrotec.ufv.br/ COPASA e HIDROSISTEMAS. "Deflúvios Superficiais no Estado de Minas Gerais". Belo Horizonte, 1993. 264p.
Pará	-
Paraíba	-
Paraná	SUPERINTENDÊNCIA DE DESENVOLVIMENTO DE RECURSOS HÍDRICOS E SANEAMENTO AMBIENTAL (SUDERHSA). "Atlas de Recursos Hídricos do Estado do Paraná". Disponível em: http://www.suderhsa.pr.gov.br/modules/conteudo/conteudo.php?conteudo=73 CENTRO DE HIDRÁULICA E HIDROLOGIA PROFESSOR PARIGOT DE SOUZA (CEPARH). "Aproveitamentos Hidrelétricos de Pequeno Porte – Regionalização de Vazões de Estiagem, de Curvas de Permanência e de Vazões Máximas de Pequenas Bacias Hidrográficas do Estado do Paraná – Projeto HG 52". Curitiba, 1989.
Pernambuco	-
Piauí	-
Rio de Janeiro	-
Rio Grande do Norte	HIDROSERVICE ENGENHARIA LTDA.. "Plano Estadual de Recursos Hídricos do Rio Grande do Norte". Novembro, 1998. Disponível em: http://www.semarnh.rn.gov.br/detalhe.asp?IdPublicacao=374
Rio Grande do Sul	GOVERNO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL - SECRETARIA ESTADUAL DO MEIO AMBIENTE. "Relatório anual sobre a situação dos recursos hídricos no Estado do Rio Grande do Sul". Edição 2007/2008. Porto Alegre, 2008. TUCCI, C. E. et al. "Regionalização de Vazões do Rio Grande do Sul", C3E-IPH-UFRGS. Porto Alegre, 1991. TUCCI, C. E. et al. "Regionalização de Curvas de Regularização". Revista Brasileira de Engenharia – RBE – Caderno de Recursos Hídricos, Vol.9 N.2, out/1991.
Rondônia	-
Roraima	ALEXANDRE, A. M. B. "Regionalização de Vazões Mínimas no Estado de Roraima". ABRH, XVII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Anais, 2007.
Santa Catarina	ENGCORPS, TETRAPLAN e LACAZ MARTINS. "Regionalização de vazões das Bacias Hidrográficas Estaduais do Estado de Santa Catarina". Fevereiro, 2006. Disponível em: http://www.aguas.sc.gov.br/sirhsc/biblioteca_visualizar_arquivos.jsp?idEmpresa=1&idPasta=167 KAVISKI, et al. "Regionalização de Vazões Mínimas em Pequenas Bacias Hidrográficas do Estado de Santa Catarina". X Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos / I Simpósio de Recursos Hídricos do Cone Sul, anais, 1993. KAVISKI, et al. "Regionalização de Vazões Médias em Pequenas Bacias Hidrográficas do Estado de Santa Catarina". X Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos / I Simpósio de Recursos Hídricos do Cone Sul, anais, 1993.
São Paulo	FUNDAÇÃO CTH. "Estudo de Regionalização de Vazões nos Estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul". São Paulo/SP. 1990. GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO - SECRETARIA DO MEIO AMBIENTE. "Regionalização Hidrológica no Estado de São Paulo", Sistema de Informações para o Gerenciamento de Recursos Hídricos do Estado de São Paulo. Disponível em: http://www.sigrh.sp.gov.br/cgi-bin/regnet.exe?lig=podfp
Sergipe	-
Tocantins	-

APÊNDICE B – Dados das PCHs brasileiras e cálculo dos respectivos fatores de capacidade

	Usina	Potência Outorgada (kW)	Garantia Física / Energia Assegurada (MW médios)	Destino da Energia	Proprietário	Município	Estado	Regiões	Fator de Capacidade
1	Agro Trafo	14.040,00	6,80	SP	100% para Socibe Energia S/A	Dianópolis - TO	TO	Norte	0,48
2	Alegre	2.056,00	1,20	SP	100% para Castelo Energética S/A	Alegre - ES	ES	Sudeste	0,58
3	Alto Araguaia	1.200,00	0,72	SP	100% para Primavera Energia S/A	Alto Araguaia - MT/Santa Rita do Araguaia - GO	GO	Centro-oeste	0,60
4	Alto Benedito Novo	2.544,00	2,14	APE- COM/PIE	100% para CEESAM Geradora S/A	Benedito Novo - SC	SC	Sul	0,84
5	Alto Paraguai (Pedro Pedrossian)	1.680,00	1,51	SP	100% para Primavera Energia S/A	Alto Paraguai - MT	MT	Centro-oeste	0,90
6	Anil	2.080,00	0,80	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Santana do Jacaré - MG	MG	Sudeste	0,38
7	Anna Maria	1.560,00	1,18	PIE	100% para Brookfield Energia Renovável S/A	Santos Dumont - MG	MG	Sudeste	0,76
8	Apucarânia	10.000,00	6,71	SP	100% para Copel Geração e Transmissão S.A.	Tamarana - PR	PR	Sul	0,67
9	Viçosa (Bicame)	4.500,00	2,80	PIE	100% para Castelo Energética S/A	Conceição do Castelo - ES	ES	Sudeste	0,62
10	Bicas	1.560,00	1,23	APE- COM	100% para OPM Empreendimentos S/A	Mariana - MG	MG	Sudeste	0,79
11	Bonfante	19.000,00	13,48	PIE	100% para Bonfante Energética S/A	Comendador Levy Gasparian - RJ/Simão Pereira - MG	MG	Sudeste	0,71
12	Buriti	10.000,00	8,59	PIE	100% para Hidrelétrica Fockink S/A	Sapezal - MT	MT	Centro-oeste	0,86
13	Cajuru	7.200,00	3,86	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Carmo do Cajuru - MG	MG	Sudeste	0,54
14	Capigui	4.470,00	1,40	SP	100% para Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	Passo Fundo - RS	RS	Sul	0,31
15	Caveiras	4.290,00	2,50	SP	100% para Celesc Geração S.A.	Lages - SC	SC	Sul	0,58
16	Cavernoso	1.300,00	0,86	SP	100% para Copel Geração e Transmissão S.A.	Guarapuava - PR / Laranjeiras do Sul - PR	PR	Sul	0,66
17	Cedros (Rio dos Cedros)	7.400,00	7,10	SP	100% para Celesc Geração S.A.	Rio dos Cedros - SC	SC	Sul	0,96
18	Celso Ramos	5.400,00	3,80	SP	100% para Celesc Geração S.A.	Faxinal dos Guedes - SC	SC	Sul	0,70
19	Chave do Vaz	1.600,00	0,30	SP	100% para Quanta Geração S/A	Cantagalo - RJ	RJ	Sudeste	0,19
20	Chibarro	2.600,00	0,70	SP	100% para CPFL Geração de Energia S.A.	Araraquara - SP	SP	Sudeste	0,27
21	Chopim I	1.980,00	1,27	SP	100% para Copel Geração e Transmissão S.A.	Itapejara d'Oeste - PR	PR	Sul	0,64
22	Coronel Domiciano	5.040,00	3,26	SP	100% para Zona da Mata Geração S.A.	Muriae - MG	MG	Sudeste	0,65
23	Ernestina	4.960,00	3,60	SP	100% para Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	Ernestina - RS	RS	Sul	0,73
24	Esmeril	5.040,00	1,00	SP	100% para CPFL Geração de Energia S.A.	Patrocínio Paulista - SP	SP	Sudeste	0,20
25	Euclidelândia	1.400,00	0,70	SP	100% para Quanta Geração S/A	Cantagalo - RJ	RJ	Sudeste	0,50
26	Fagundes	4.800,00	2,70	SP	100% para Quanta Geração S/A	Areal - RJ	RJ	Sudeste	0,56
27	Forquilha	1.118,00	1,00	SP	100% para Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	Maximiliano de Almeida - RS	RS	Sul	0,89
28	Franca Amaral	4.500,00	4,50	SP	100% para Quanta Geração S/A	Bom Jesus do Itabapoana - RJ / São José do Calçado - ES	RJ/ES	Sudeste	1,00
29	Fruteiras	8.736,00	5,56	SP	100% para Castelo Energética S/A	Cachoeiro de Itapemirim - ES	ES	Sudeste	0,64
30	Furnas do Segredo	9.800,00	4,74	PIE	100% para Jaguari Energética S/A	Jaguari - RS	RS	Sul	0,48
31	Garcia	8.600,00	7,10	SP	100% para Celesc Geração S.A.	Angelina - SC	SC	Sul	0,83

	Usina	Potência Outorgada (kW)	Garantia Física / Energia Assegurada (MW médios)	Destino da Energia	Proprietário	Município	Estado	Regiões	Fator de Capacidade
32	Gavião Peixoto	4.800,00	2,20	SP	100% para CPFL Geração de Energia S.A.	Gavião Peixoto - SP	SP	Sudeste	0,46
33	Túlio Cordeiro de Mello (Ex-Granada)	15.800,00	7,66	PIE	100% para Centrais Hidrelétricas Grapon S/A	Abre Campo - MG	MG	Sudeste	0,48
34	Guarita	1.760,00	1,10	SP	100% para Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	Erval Seco - RS	RS	Sul	0,63
35	Guary	5.400,00	3,41	PIE	100% para Brookfield Energia Renovável S/A	Santos Dumont - MG	MG	Sudeste	0,63
36	Herval	1.520,00	0,30	SP	100% para Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	Santa Maria do Herval - RS	RS	Sul	0,20
37	Irara	30.000,00	18,21	PIE	100% para Irara Energética S/A	Rio Verde - GO	GO	Centro-oeste	0,61
38	Ivo Silveira	2.500,00	2,00	SP	100% para Celesc Geração S.A.	Campos Novos - SC	SC	Sul	0,80
39	João de Deus	1.548,00	1,43	APE-COM	100% para Companhia Industrial Aliança Bondespachense	Bom Despacho - MG	MG	Sudeste	0,92
40	Joasal	8.400,00	5,20	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Juiz de Fora - MG	MG	Sudeste	0,62
41	Jucu	4.840,00	2,91	SP	100% para Castelo Energética S/A	Domingos Martins - ES	ES	Sudeste	0,60
42	Júlio de Mesquita Filho (Foz do Chopim)	29.072,00	21,46	PIE	100% para Foz do Chopim Energética Ltda.	Cruzeiro do Iguaçu - PR	PR	Sul	0,74
43	Lençóis	1.680,00	1,68	SP	100% para CPFL Geração de Energia S.A.	Macatuba - SP	SP	Sudeste	1,00
44	Lobo	2.000,00	1,50	SP	100% para Aratu Geração S/A	Itirapina - SP	SP	Sudeste	0,75
45	Luiz Dias	1.620,00	1,04	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Itajubá - MG	MG	Sudeste	0,64
46	Marmelos	4.000,00	1,55	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Juiz de Fora - MG	MG	Sudeste	0,39
47	Martins	7.700,00	2,80	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Uberlândia - MG	MG	Sudeste	0,36
48	Mogi-Guaçu	7.200,00	4,40	PIE	100% para AES Tietê S/A	Mogi Guaçu - SP	SP	Sudeste	0,61
49	Monte Serrat	25.000,00	18,28	PIE	100% para Monte Serrat Energética S/A	Comendador Levy Gasparian - RJ / Simão Pereira - MG	RJ/MG	Sudeste	0,73
50	Mourão I	8.200,00	5,30	SP	100% para Copel Geração e Transmissão S.A.	Campo Mourão - PR	PR	Sul	0,65
51	Neblina	6.468,00	4,66	SP	100% para Zona da Mata Geração S.A.	Ipanema - MG	MG	Sudeste	0,72
52	Paciência	4.080,00	2,13	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Matias Barbosa - MG	MG	Sudeste	0,52
53	Paes Leme	1.920,00	1,84	PIE	100% para AES Minas PCH Ltda	Passa-Vinte - MG	MG	Sudeste	0,96
54	Pai Joaquim	23.000,00	13,91	PIE	100% para Cemig PCH S/A	Sacramento - MG / Santa Juliana - MG	MG	Sudeste	0,60
55	Pandeiros	4.200,00	2,07	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Januária - MG	MG	Sudeste	0,49
56	Paraúna	4.280,00	1,90	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Gouveia - MG	MG	Sudeste	0,44
57	Passo do Inferno	1.490,00	0,30	SP	100% para Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	São Francisco de Paula - RS	RS	Sul	0,20
58	Passo do Meio	30.000,00	18,77	PIE	100% para Energética Campos de Cima da Serra Ltda	Bom Jesus - RS / São Francisco de Paula - RS	RS	Sul	0,63
59	Pedrinho I	16.200,00	8,97	PIE	100% para Energética Rio Pedrinho S/A.	Boa Ventura de São Roque - PR	PR	Sul	0,55
60	Pery	4.400,00	4,00	SP	100% para Celesc Geração S.A.	Curitiba - SC	SC	Sul	0,91
61	Pesqueiro	10.960,00	9,24	PIE	100% para Pesqueiro Energia S/A	Jaguariaíva - PR	PR	Sul	0,84

	Usina	Potência Outorgada (kW)	Garantia Física / Energia Assegurada (MW médios)	Destino da Energia	Proprietário	Município	Estado	Regiões	Fator de Capacidade
62	Peti	9.400,00	6,51	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	São Gonçalo do Rio Abaixo - MG	MG	Sudeste	0,69
63	Piabanha	9.000,00	6,50	SP	100% para Quanta Geração S/A	Areal - RJ	RJ	Sudeste	0,72
64	Pipoca	20.000,00	11,90	PIE	100% para Hidrelétrica Pipoca S/A	Caratinga - MG / Ipanema - MG	MG	Sudeste	0,60
65	Pirai	1.350,00	0,40	SP	100% para Celesc Geração S.A.	Joinville - SC	SC	Sul	0,30
66	Poço Fundo	9.160,00	4,16	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Poço Fundo - MG	MG	Sudeste	0,45
67	Salto do Passo Velho	1.800,00	1,64	PIE	100% para Horizontes Energia S/A	Xanxerê - SC	SC	Sul	0,91
68	Ribeirão do Pinhal	1.200,00	0,51	PIE	100% para Companhia Energética Salto do Lobo Ltda	Limeira - SP	SP	Sudeste	0,43
69	Rio dos Patos	1.720,00	1,13	SP	100% para Copel Geração e Transmissão S.A.	Prudentópolis - PR	PR	Sul	0,66
70	Derivação do Rio Jordão	6.500,00	5,85	SP	100% para Copel Geração e Transmissão S.A.	Reserva do Iguaçu - PR	PR	Sul	0,90
71	Rochedo	4.000,00	3,00	SP	100% para Celg Geração e Transmissão S.A	Piracanjuba - GO	GO	Centro-oeste	0,75
72	Rondon	13.000,00	11,32	PIE	100% para Rondon Energia S/A	Campos de Júlio - MT / Sapezal - MT	MT	Centro-oeste	0,87
73	Salesópolis	2.000,00	1,40	PIE	100% para Água Paulista Geração de Energia Ltda	Salesópolis - SP	SP	Sudeste	0,70
74	Salto do Paraopeba	2.460,00	2,21	PIE	100% para Horizontes Energia S/A	Jeceaba - MG	MG	Sudeste	0,90
75	Salto (Salto Weissbach)	6.280,00	5,83	SP	100% para Celesc Geração S.A.	Blumenau - SC	SC	Sul	0,93
76	Sítio Grande	25.000,00	19,62	PIE	100% para SPE Bahia PCH I S.A.	São Desidério - BA	BA	Nordeste	0,78
77	Sumidouro	2.120,00	1,03	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Bom Jesus do Galho MG	MG	Sudeste	0,49
78	Tombos	2.880,00	1,00	SP	100% para Quanta Geração S/A	Tombos - MG	MG	Sudeste	0,35
79	São Domingos (Torixoréu)	2.400,00	0,65	SP	100% para Primavera Energia S/A	Torixoréu - MT	MT	Centro-oeste	0,27
80	Tronqueiras	8.500,00	4,60	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Coroaci - MG	MG	Sudeste	0,54
81	Salto Voltão	8.200,00	7,36	PIE	100% para Horizontes Energia S/A	Xanxerê - SC	SC	Sul	0,90
82	Xicão	1.808,00	0,61	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Campanha - MG	MG	Sudeste	0,34
83	Santa Marta	1.000,00	0,50	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Francisco Sá - MG / Grão Mogol - MG	MG	Sudeste	0,50
84	Santa Rosa	1.528,00	0,70	SP	100% para Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	Três de Maio - RS	RS	Sul	0,46
85	Santa Rosa II	30.000,00	17,07	PIE	100% para Santa Rosa S/A	Bom Jardim - RJ / Cordeiro - RJ	RJ	Sudeste	0,57
86	São Bernardo	6.820,00	3,79	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Piranguçu - MG	MG	Sudeste	0,56
87	São Joaquim	8.050,00	2,90	SP	100% para CPFL Geração de Energia S.A.	Guará - SP	SP	Sudeste	0,36
88	São José	80300,00	28,30	PIE	100% para Açucareira Zillo Lorenzetti S/A	Macatuba - SP	SP	Sudeste	0,35
89	Ervália	6.970,00	3,19	SP	100% para Zona da Mata Geração S.A.	Ervália - MG/Guilricema - MG	MG	Sudeste	0,46
90	Dourados	10.800,00	5,80	SP	100% para CPFL Geração de Energia S.A.	Nuporanga - SP	SP	Sudeste	0,54
91	Capão Preto	4.300,00	1,00	SP	100% para CPFL Geração de Energia S.A.	São Carlos - SP	SP	Sudeste	0,23
92	Casca II	3.520,00	3,08	SP	100% para Apiacás Energia S/A	Chapada dos Guimarães - MT	MT	Centro-oeste	0,88
93	Culuene	1.790,00	1,18	SP	100% para Primavera Energia S/A	Paranatinga - MT/Primavera do Leste - MT	MT	Centro-oeste	0,66

	Usina	Potência Outorgada (kW)	Garantia Física / Energia Assegurada (MW médios)	Destino da Energia	Proprietário	Município	Estado	Regiões	Fator de Capacidade
94	Braço Norte	5.300,00	3,67	SP	100% para Primavera Energia S/A	Guarantã do Norte - MT	MT	Centro-oeste	0,69
95	São Jorge	2.300,00	1,62	SP	100% para Copel Geração e Transmissão S.A.	Ponta Grossa - PR	PR	Sul	0,70
96	Salto Grande	4.550,00	3,30	SP	100% para CPFL Geração de Energia S.A.	Campinas - SP	SP	Sudeste	0,73
97	Benjamin Mário Baptista (Nova Sinceridade)	9.000,00	4,65	PIE	100% para Rio Manhuaçu Energética S.A.	Manhuaçu - MG	MG	Sudeste	0,52
98	Pinhal	6.800,00	3,70	SP	100% para CPFL Geração de Energia S.A.	Espírito Santo do Pinhal - SP	SP	Sudeste	0,54
99	Santa Cruz	1000000,00	732,70	SP	100% para Furnas Centrais Elétricas S/A.	Rio de Janeiro - RJ	RJ	Sudeste	0,73
100	Salto Corgão	27.000,00	20,39	PIE	100% para Galera Centrais Elétricas S/A	Nova Lacerda - MT	MT	Centro-oeste	0,76
101	Curemas	3.520,00	2,00	SP	100% para Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	Coremas - PB	PB	Nordeste	0,57
102	Ijuizinho	1.118,00	0,50	SP	100% para Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	Eugênio de Castro - RS	RS	Sul	0,45
103	Alto Fêmeas I	10.650,00	9,00	SP	100% para Afluente Geração e Transmissão de Energia Elétrica S/A	São Desidério - BA	BA	Nordeste	0,85
104	Santana	4.320,00	2,90	SP	100% para CPFL Geração de Energia S.A.	São Carlos - SP	SP	Sudeste	0,67
105	Poxoréo (José Fragelli)	1.200,00	0,55	SP	100% para Primavera Energia S/A	Poxoréo - MT	MT	Centro-oeste	0,46
106	Barra da Paciência	22.000,00	13,60	PIE	100% para SPE Barra da Paciência Energia S.A.	Açucena - MG / Gonzaga - MG	MG	Sudeste	0,62
107	Ivan Botelho III (Ex-Triunfo)	24.400,00	12,81	PIE	100% para Rio Pomba Energética S.A.	Astolfo Dutra - MG	MG	Sudeste	0,53
108	Piranhas	18.000,00	10,89	PIE	100% para Serra Negra Energética S/A	Piranhas - GO	GO	Centro-oeste	0,61
109	Ivan Botelho I (Ex-Ponte)	24.300,00	15,20	PIE	100% para Centrais Hidrelétricas Grapom S/A	Descoberto - MG/ Guarani - MG	MG	Sudeste	0,63
110	Vitorino	5.280,00	2,85	PIE	100% para Anhambí Agroindustrial Ltda.	Itapejara d'Oeste - PR	PR	Sul	0,54
111	Várzea Alegre	7.000,00	4,43	PIE	100% para SPE Várzea Alegre Energia S.A.	Conceição de Ipanema - MG	MG	Sudeste	0,63
112	Fumaça IV	4.500,00	2,61	PIE	100% para Caparaó Energia S/A	Caiana - MG / Dorcas do Rio Preto - ES	MG/ES	Sudeste	0,58
113	Paraíso I	21.000,00	13,25	PIE	100% para Pantanal Energética Ltda	Costa Rica - MS	MG	Sudeste	0,63
114	Funil	22.500,00	14,54	PIE	100% para Funil Energia S/A	Dores de Guanhões - MG	MG	Sudeste	0,65
115	Calheiros	19.000,00	10,92	PIE	100% para Calheiros Energia S/A	Bom Jesus do Itabapoana - RJ / São José do Calçado - ES	RJ/ES	Sudeste	0,57
116	São Gonçalo (Ex-Santa Bárbara)	11.000,00	7,72	PIE	100% para SPE São Gonçalo Energia S.A.	São Gonçalo do Rio Abaixo - MG	MG	Sudeste	0,70
117	Mafrás	4.000,00	3,03	PIE	100% para Mafrás Energia e Reflorestamento Ltda.	Ibirama - SC	SC	Sul	0,76
118	Ivan Botelho II (Ex-Palestina)	12.400,00	7,45	PIE	100% para Rio Pomba Energética S.A.	Guarani - MG	MG	Sudeste	0,60
119	Cocais Grande	10.000,00	5,27	PIE	100% para SPE Cocais Grande Energia S.A.	Antônio Dias - MG	MG	Sudeste	0,53
120	Varginha	7.000,00	4,40	PIE	100% para SPE Varginha Energia S.A.	Chalé - MG / São José do Mantimento - MG	MG	Sudeste	0,63
121	Cristina	3.500,00	2,04	PIE	100% para SPE Cristina Energia S.A.	Cristina - MG	MG	Sudeste	0,58

	Usina	Potência Outorgada (kW)	Garantia Física / Energia Assegurada (MW médios)	Destino da Energia	Proprietário	Município	Estado	Regiões	Fator de Capacidade
122	Carangola	15.000,00	9,57	PIE	100% para Carangola Energia S/A	Carangola - MG	MG	Sudeste	0,64
123	Aiuruoca	16.000,00	10,39	PIE	100% para SPE Aiuruoca Energia S.A.	Aiuruoca - MG	MG	Sudeste	0,65
124	Corrente Grande	14.000,00	8,14	PIE	100% para SPE Corrente Grande Energia S.A.	Açucena - MG / Gonzaga - MG	MG	Sudeste	0,58
125	Linha Emília	19.500,00	13,19	PIE	100% para Linha Emília Energética S/A	Dois Lajeados - RS	RS	Sul	0,68
126	Cotiporã	19.500,00	12,84	PIE	100% para Cotiporã Energética S/A	Cotiporã - RS	RS	Sul	0,66
127	Caçador	22.500,00	13,53	PIE	100% para Caçador Energética S/A	Nova Bassano - RS / Serafina Corrêa - RS	RS	Sul	0,60
128	Salto Natal	16.000,00	9,58	PIE	10% para CRE Energética Ltda / 90% para Energética Salto Natal S/A	Campo Mourão - PR	PR	Sul	0,60
129	Ferradura	9.200,00	5,36	PIE	100% para BT Geradora de Energia Elétrica S/A	Erval Seco - RS / Redentora - RS	RS	Sul	0,58
130	Areia Branca	19.800,00	11,12	PIE	100% para Hidrelétrica Areia Branca S/A	Caratinga - MG / Ipanema - MG	MG	Sudeste	0,56
131	Araras	4.000,00	2,00	SP	100% para Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	Varjota - CE	CE	Nordeste	0,50
132	Ormeo Junqueira Botelho (Ex- Cachoeira Encoberta)	22.700,00	11,31	PIE	100% para Rio Glória Energética S.A.	Muriaé - MG	MG	Sudeste	0,50
133	Santa Laura	15.000,00	7,99	PIE	100% para Santa Laura S/A	Faxinal dos Guedes - SC /Ouro Verde - SC	SC	Sul	0,53
134	São Joaquim	21.000,00	13,28	PIE	100% para São Joaquim Energia S/A	Alfredo Chaves - ES	ES	Sudeste	0,63
135	Nhandu	13.000,00	7,92	PIE	100% para Usina Elétrica do Nhandu S.A.	Novo Mundo - MT	MT	Centro-oeste	0,61
136	Rochedo	9.000,00	5,53	PIE	100% para Usina Elétrica do Nhandu S.A.	Novo Mundo - MT	MT	Centro-oeste	0,61
137	Carlos Gonzatto	9.000,00	5,48	PIE	100% para CN Energia S.A.	Campo Novo - RS	RS	Sul	0,61
138	Congonhal I	1.816,00	1,38	PIE	100% para AES Minas PCH Ltda	Baependi - MG	MG	Sudeste	0,76
139	Dona Rita	2.408,00	0,84	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Santa Maria de Itabira - MG	MG	Sudeste	0,35
140	São Simão	27.000,00	15,20	PIE	100% para São Simão Energia S/A	Alegre - ES	ES	Sudeste	0,56
141	Cachoeira Grande	10.000,00	5,55	PIE	100% para SPE Cachoeira Grande II Energia S.A.	Antônio Dias - MG/Coronel Fabriciano - MG	MG	Sudeste	0,56
142	Rio Palmeiras I	1.500,00	0,98	PIE	100% para Antônio Formasa Administradora de Bens Ltda	Orleans - SC/Urussanga - SC	SC	Sul	0,65
143	Salto	19.000,00	13,73	PIE	100% para Salto Jauru Energética S/A	Indiavaí - MT/Jauru - MT	MT	Centro-oeste	0,72
144	Linha 3 Leste	13.500,00	8,50	APE	100% para Cooperativa Regional de Energia e Desenvolvimento Ijuí Ltda	Ijuí - RS	RS	Sul	0,63
145	São Domingos II	24.300,00	21,02	PIE	100% para Santa Cruz Power Corporation Usinas Hidroelétricas S/A	São Domingos - GO	GO	Centro-oeste	0,87
146	Senador Jonas Pinheiro (Caeté)	5.940,00	3,80	PIE	100% para Caeté Empreendimentos Energético Ltda	Santo Antônio do Leverger - MT	MT	Centro-oeste	0,64
147	Esmeralda	22.200,00	12,32	PIE	100% para Esmeralda S/A	Barracão - RS/Pinhal - RS	RS	Sul	0,55
148	São Bernardo	15.000,00	8,14	PIE	100% para CJ Energética S/A	Barracão - RS/Esmeralda - RS	RS	Sul	0,54
149	Areia	11.400,00	8,17	PIE	100% para Areia Energia S/A	Dianópolis - TO/Novo Jardim - TO	TO	Norte	0,72
150	Água Limpa	14.000,00	10,47	PIE	100% para Água Limpa Energia S/A	Dianópolis - TO/Novo Jardim - TO	TO	Norte	0,75
151	Mosquitão	30.000,00	21,70	PIE	100% para Concessionária Mosquitão S/A	Arenópolis - GO/Iporá - GO	GO	Centro-oeste	0,72

	Usina	Potência Outorgada (kW)	Garantia Física / Energia Assegurada (MW médios)	Destino da Energia	Proprietário	Município	Estado	Regiões	Fator de Capacidade
152	Salto do Lobo	1.616,00	1,24	PIE	100% para Companhia Energética Salto do Lobo Ltda	Botucatu - SP/Itatinga - SP	SP	Sudeste	0,77
153	Mata Velha	24.000,00	14,94	PIE	100% para Cimento Planalto S/A	Cabeceira Grande - MG/Unaí - MG	MG	Sudeste	0,62
154	Bruno Heidrich Neto (Ex-Cachoeira do Rio do Rauen)	2.540,00	1,04	PIE	100% para Heidrich Geração Elétrica Ltda	Taló - SC	SC	Sul	0,41
155	Marechal Floriano	26.100,00	14,09	PIE	100% para Mizu S/A	Domingos Martins - ES/Marechal Floriano - ES	ES	Sudeste	0,54
156	Salto Buriti	10.000,00	7,89	PIE	100% para Buriti Energia S/A	Novo Progresso - PA	PA	Norte	0,79
157	Salto Curuá	30.000,00	18,35	PIE	100% para Curuá Energia S/A	Novo Progresso - PA	PA	Norte	0,61
158	Jararaca	28.000,00	19,91	PIE	100% para Veneto Energética S/A	Nova Roma do Sul - RS/Veranópolis - RS	RS	Sul	0,71
159	Da Ilha	26.000,00	19,03	PIE	100% para Da Ilha Energética S/A	Antônio Prado - RS/Veranópolis - RS	RS	Sul	0,73
160	Anhanguera	22.680,00	11,37	PIE	100% para Central Elétrica Anhanguera S/A	Guará - SP/São Joaquim da Barra - SP	SP	Sudeste	0,50
161	Planalto	17.000,00	13,69	PIE	100% para Planalto Energética Ltda	Aporé - GO/Cassilândia - MS	GO	Centro-oeste	0,81
162	Retiro	16.000,00	8,11	PIE	100% para Pequenas Centrais Elétricas Ltda.	Guará - SP/São Joaquim da Barra - SP	SP	Sudeste	0,51
163	São Francisco	14.000,00	6,65	PIE	100% para Gênese Energética S.A.	Ouro Verde do Oeste - PR/Toledo - PR	PR	Sul	0,48
164	Alto Irani	21.000,00	13,70	PIE	100% para SPE Alto Irani Energia S/A	Arvoredo - SC/Xanxerê - SC	SC	Sul	0,65
165	Santa Fé I	30.000,00	26,10	PIE	100% para Santa Fé Energética S/A	Comendador Levy Gasparian - RJ/Santana do Deserto - MG	MG	Sudeste	0,87
166	Buriti	30.000,00	25,58	PIE	100% para Rio Sucuriú Energia S.A.	Água Clara - MS/Chapadão do Sul - MS	MS	Centro-oeste	0,85
167	Plano Alto	16.000,00	10,27	PIE	100% para SPE Plano Alto Energia S/A	Faxinal dos Guedes - SC/Xanxerê - SC/Xavantina - SC	SC	Sul	0,64
168	Arvoredo	13.000,00	7,20	PIE	100% para SPE Arvoredo Energia S.A	Arvoredo - SC/Xanxerê - SC	SC	Sul	0,55
169	Retiro Velho	18.000,00	11,06	PIE	100% para Retiro Velho Energética S/A	Aporé - GO	GO	Centro-oeste	0,61
170	Novo Horizonte	15.000,00	9,61	PIE	100% para Companhia Energética Novo Horizonte	Bocaiúva do Sul - PR/Campina Grande do Sul - PR	PR	Sul	0,64
171	Cristalino	4.000,00	2,83	PIE	100% para Cristalino Energia Ltda	Manoel Ribas - PR	GO	Centro-oeste	0,71
172	Palma	27.000,00	11,63	PIE	100% para Brasil Central Energia S/A	Mimoso de Goiás - GO/Padre Bernardo - GO	GO	Centro-oeste	0,43
173	Muçungo	9.990,00	4,58	PIE	100% para Construtora LJA Ltda	Água Fria de Goiás - GO/Planaltina - GO	PR	Sul	0,46
174	São Jerônimo	15.000,00	7,48	PIE	não identificado	Guarapuava - PR/Pinhão - PR	PR	Sul	0,50
175	Sacre 2	30.000,00	27,85	PIE	100% para Brasil Central Energia S/A	BrasNorte - MT	MT	Centro-oeste	0,93
176	Tudelândia	2.400,00	1,84	PIE	100% para Tudelândia Central Elétrica S/A	Santa Maria Madalena - RJ	RJ	Sudeste	0,77
177	Palmeiras	16.000,00	8,10	PIE	100% para Pequenas Centrais Elétricas Ltda.	Guará - SP/São Joaquim da Barra - SP	SP	Sudeste	0,51
178	Ludesa	30.000,00	17,25	PIE	100% para Ludesa Energética S/A	Abelardo Luz - SC/Ipuaçu - SC/São Domingos - SC	SC	Sul	0,58
179	Alto Benedito Novo I	15.000,00	8,93	PIE	100% para CEESAM Geradora S/A	Benedito Novo - SC	SC	Sul	0,60
180	Goiandira	27.000,00	17,09	PIE	100% para Goiás Sul Geração de Energia S.A.	Goiandira - GO/Nova Aurora - GO	GO	Centro-oeste	0,63
181	Pirapetinga	20.000,00	11,51	PIE	100% para Rio PCH I S.A.	Bom Jesus do Itabapoana - RJ/São José do Calçado - ES	RJ/ES	Sudeste	0,58

	Usina	Potência Outorgada (kW)	Garantia Física / Energia Assegurada (MW médios)	Destino da Energia	Proprietário	Município	Estado	Regiões	Fator de Capacidade
182	Pedra do Garrafão	19.000,00	11,31	PIE	100% para Rio PCH I S.A.	Campos dos Goytacazes - RJ/Mimoso do Sul - ES	ES	Sudeste	0,60
183	São Tadeu I	18.000,00	9,11	PIE	100% para São Tadeu Energética S/A	Santo Antônio do Leverger - MT	MT	Centro-oeste	0,51
184	Piedade	16.000,00	7,36	PIE	100% para Piedade Usina Geradora de Energia S/A	Monte Alegre de Minas - MG	MG	Sudeste	0,46
185	Alto Sucuriú	29.000,00	17,57	PIE	100% para Onix Geração de Energia S/A	Água Clara - MS/Chapadão do Sul - MS	MS	Centro-oeste	0,61
186	Jesuíta	22.300,00	19,72	PIE	100% para Maggi Energia S/A	Campos de Júlio - MT/Sapezal - MT	MT	Centro-oeste	0,88
187	Parecis	15.400,00	13,69	PIE	100% para Parecis Energia S/A	Campos de Júlio - MT/Sapezal - MT	MT	Centro-oeste	0,89
188	Telegráfica	30.000,00	26,45	PIE	100% para Telegráfica Energia S/A	Campos de Júlio - MT/Sapezal - MT	MT	Centro-oeste	0,88
189	Sapezal	16.000,00	14,12	PIE	100% para Sapezal Energia S/A	Campos de Júlio - MT/Sapezal - MT	MT	Centro-oeste	0,88
190	Segredo	21.100,00	18,48	PIE	100% para Maggi Energia S/A	Campos de Júlio - MT/Sapezal - MT	MT	Centro-oeste	0,88
191	São Lourenço (Ex. Zé Fernando)	29.100,00	19,89	PIE	100% para Usinas Elétricas do Oeste S/A	Juscimeira - MT	MT	Centro-oeste	0,68
192	Cachoeira da Usina	12.000,00	8,79	PIE	50% para Plantarte Assessoria e Participações Ltda	Carolina - MA/Estreito - MA	MA	Nordeste	0,73
193	Cachoeira da Ilha	9.000,00	6,59	PIE	50% para Plantarte Assessoria e Participações Ltda	Carolina - MA/Estreito - MA	MA	nordeste	0,73
194	Mambai II	12.000,00	8,66	PIE	100% para Rio Corrente S/A	Sítio d 'Abadia - GO	GO	Centro-oeste	0,72
195	Faxinal dos Guedes	4.000,00	2,45	PIE	100% para Hidrelétrica Rossi Ltda	Faxinal dos Guedes - SC/Ouro Verde - SC	SC	Sul	0,61
196	Salto das Flores	6.700,00	3,86	PIE	100% para Central Hidrelétrica Salto das Flores Ltda	Paraíso - SC	SC	Sul	0,58
197	Paranatinga I	22.300,00	8,71	PIE	100% para Paranatinga Energia S/A	Campinópolis - MT/Paranatinga - MT	MT	Centro-oeste	0,39
198	Jataí	30.000,00	19,25	PIE	100% para Jataí Energética S/A	Jataí - GO	GO	Centro-oeste	0,64
199	Ilha Comprida	18.700,00	16,58	PIE	100% para Maggi Energia S/A	Campos de Júlio - MT/Sapezal - MT	MT	Centro-oeste	0,89
200	Cidezal	17.000,00	14,83	PIE	100% para Campos de Júlio Energia S/A	Campos de Júlio - MT/Sapezal - MT	MT	Centro-oeste	0,87
201	Posse	15.800,00	9,05	PIE	100% para AES Rio PCH Ltda.	Petrópolis - RJ	RJ	Sudeste	0,57
202	Engº José Gelásio da Rocha	24.435,00	11,90	PIE	100% para Hidropower Energia S/A	Pedra Preta - MT/Rondonópolis - MT	MT	Centro-oeste	0,49
203	Fundão I	2.475,00	2,11	PIE	100% para Centrais Elétricas do Rio Jordão S/A	Foz do Jordão - PR/Pinhão - PR	PR	Sul	0,85
204	Rondonópolis	26.600,00	14,00	PIE	100% para Tupan Energia Elétrica Ltda	Rondonópolis - MT	MT	Centro-oeste	0,53
205	Santa Clara I	3.600,00	2,79	PIE	100% para Centrais Elétricas do Rio Jordão S/A	Candói - PR/Pinhão - PR	PR	Sul	0,78
206	Quebrada Fundu	16.000,00	10,11	PIE	100% para Hidrotérmica S/A	Bom Jesus - RS/Jaquirana - RS	RS	Sul	0,63
207	Flor do Sertão	16.500,00	9,39	PIE	100% para Mauê S/A - Geradora e Fornecedora de Insumos	Flor do Sertão - SC	SC	Sul	0,57
208	Sete Quedas Alta	18.000,00	9,30	PIE	100% para Ibo Energética Ltda.	Juscimeira - MT	MT	Centro-oeste	0,52
209	Garganta da Jararaca	29.300,00	20,73	PIE	100% para Rio do Sangue Energia S/A	Campo Novo do Parecis - MT	MT	Centro-oeste	0,71
210	Salto Donner I	1.907,00	1,49	PIE	100% para Cooperativa de Eletificação Rural Salto Donner	Doutor Pedrinho - SC	SC	Sul	0,78
211	Ouro	16.000,00	6,76	PIE	100% para Ouro Energética S/A	Barracão - RS	RS	Sul	0,42
212	Porto das Pedras	28.030,00	21,32	PIE	100% para Empresa Energética Porto das Pedras S.A.	Água Clara - MS/Chapadão do Sul - MS	MS	Centro-oeste	0,76
213	Santa Gabriela	24.000,00	17,10	PIE	100% para Santa Gabriela Energética S.A.	Itiquira - MT/Sonora - MS	MT	Centro-oeste	0,71
214	Colino 2	16.000,00	7,34	PIE	100% para Energética Serra da Prata S/A	Medeiros Neto - BA/Vereda - BA	BA	Nordeste	0,46

	Usina	Potência Outorgada (kW)	Garantia Física / Energia Assegurada (MW médios)	Destino da Energia	Proprietário	Município	Estado	Regiões	Fator de Capacidade
215	Cachoeira da Lixa	14.800,00	8,26	PIE	100% para Energética Serra da Prata S/A	Itamaraju - BA/Jucuruçu - BA	BA	Nordeste	0,56
216	Palanquinho	24.165,00	12,13	PIE	100% para Serrana Energética S/A	Caxias do Sul - RS/São Francisco de Paula - RS	RS	Sul	0,50
217	Criúva	23.949,00	12,85	PIE	100% para Criúva Energética S/A	Caxias do Sul - RS/São Francisco de Paula - RS	RS	Sul	0,54
218	Colino 1	11.000,00	7,34	PIE	100% para Energética Serra da Prata S/A	Medeiros Neto - BA/Vereda - BA	BA	Nordeste	0,67
219	Monte Alegre	18.600,00	10,69	PIE	100% para AES Rio PCH Ltda.	Areal - RJ	RJ	Sudeste	0,57
220	São Sebastião	17.200,00	9,21	PIE	100% para AES Rio PCH Ltda.	Areal - RJ/Paraíba do Sul - RJ/Três Rios - RJ	RJ	Sudeste	0,54
221	Ponte Alta	13.000,00	9,80	PIE	100% para Energética Ponte Alta S/A	São Gabriel do Oeste - MS	MS	Centro-oeste	0,75
222	Água Clara	4.000,00	1,80	PIE	100% para Usina Elétrica do Prata Ltda	Jaciara - MT/Juscimeira - MT	MT	Centro-oeste	0,45
223	Água Branca	10.000,00	4,56	PIE	100% para Usina Elétrica do Prata Ltda	Jaciara - MT/Juscimeira - MT	MT	Centro-oeste	0,46
224	Água Prata	13.300,00	5,80	PIE	100% para Usina Elétrica do Prata Ltda	Jaciara - MT/Juscimeira - MT	MT	Centro-oeste	0,44
225	Água Brava	13.050,00	5,78	PIE	100% para Usina Elétrica do Prata Ltda	Jaciara - MT/Juscimeira - MT	MT	Centro-oeste	0,44
226	Divisa	9.500,00	8,43	PIE	100% para Maggi Energia S/A	Campos de Júlio - MT	MT	Centro-oeste	0,89
227	Ibirama	21.000,00	13,92	PIE	100% para Ibirama Energética S/A.	Ibirama - SC	SC	Sul	0,66
228	Santo Antônio	4.500,00	2,43	PIE	100% para Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento da Fronteira Noroeste Ltda	Santa Rosa - RS/Três de Maio - RS	RS	Sul	0,54
229	Lagoa Grande	25.600,00	13,43	PIE	100% para Lagoa Grande Energética S/A	Dianópolis - TO/Novo Jardim - TO/Ponte Alta do Bom Jesus - TO	TO	Norte	0,52
230	Riacho Preto	9.300,00	6,14	PIE	100% para Riacho Preto Energética S/A	Dianópolis - TO/Novo Jardim - TO	TO	Norte	0,66
231	Porto Franco	30.000,00	19,30	PIE	100% para Porto Franco Energética S/A	Dianópolis - TO/Novo Jardim - TO	TO	Norte	0,64
232	Boa Sorte	16.000,00	10,11	PIE	100% para Boa Sorte Energética S/A	Dianópolis - TO/Novo Jardim - TO	TO	Norte	0,63
233	Rancho Queimado I	5.000,00	2,40	PIE	100% para Irmãos Rodrigues Centrais Elétricas Ltda	Santo Antônio do Leverger - MT	MT	Centro-oeste	0,48
234	Boa Fé	24.000,00	9,96	PIE	100% para Boa Fé Energética S.A.	Nova Bassano - RS/Serafina Corrêa - RS	RS	Sul	0,42
235	Nova Aurora	21.000,00	12,37	PIE	100% para Goiás Sul Geração de Energia S.A.	Goiandira - GO/Ipameri - GO/Novo Aurora - GO	GO	Centro-oeste	0,59
236	São Paulo	16.000,00	7,30	PIE	100% para São Paulo Energética S.A.	Guaporé - RS/Novo Bassano - RS	RS	Sul	0,46
237	Autódromo	24.000,00	9,93	PIE	100% para Autódromo Energética S/A	Guaporé - RS/Vista Alegre do Prata - RS	RS	Sul	0,41
238	Rio São Marcos	2.200,00	1,48	PIE	100% para Hidrelétrica Rio São Marcos Ltda	Caxias do Sul - RS/São Marcos - RS	RS	Sul	0,67
239	Comendador Venâncio	3.820,00	1,87	PIE	100% para Companhia Energética Paulista	Itaperuna - RJ	RJ	Sudeste	0,49
240	Lavrinhas	30.000,00	21,40	PIE	100% para Usina Paulista Lavrinhas de Energia S/A	Lavrinhas - SP	SP	Sudeste	0,71
241	Queluz	30.000,00	21,40	PIE	100% para Usina Paulista Queluz de Energia Ltda.	Lavrinhas - SP/Queluz - SP	SP	Sudeste	0,71
242	São Maurício	2.500,00	1,61	PIE	100% para Geradora de Energia São Maurício S/A	Rio Fortuna - SC	SC	Sul	0,64
243	Nova Fátima	4.100,00	2,39	PIE	100% para Geradora de Energia Nova Fátima S/A	Santa Rosa de Lima - SC	SC	Sul	0,58

	Usina	Potência Outorgada (kW)	Garantia Física / Energia Assegurada (MW médios)	Destino da Energia	Proprietário	Município	Estado	Regiões	Fator de Capacidade
244	Rio Fortuna	6.850,00	3,96	PIE	100% para Geradora de Energia Rio Fortuna S/A	Rio Fortuna - SC	SC	Sul	0,58
245	Barra do Rio Chapéu	15.000,00	8,61	PIE	100% para EletroSul Centrais Elétricas S/A	Rio Fortuna - SC/Santa Rosa de Lima - SC	SC	Sul	0,57
246	Pira	16.000,00	9,46	PIE	100% para Petróleo Brasileiro S/A	Ipira - SC/Piratuba - SC	SC	Sul	0,59
247	Figueirópolis	19.410,00	15,25	PIE	100% para Companhia Hidroelétrica Figueirópolis	Figueirópolis d'Oeste - MT/Indiavaí - MT	MT	Centro-oeste	0,79
248	Mestre	2.000,00	0,80	PIE	100% para Geradora de Energia do Estado de Mato Grosso Ltda	Santo Antônio do Leverger - MT	MT	Centro-oeste	0,40
249	Rodeio Bonito	14.680,00	7,79	PIE	100% para Rodeio Bonito Hidrelétrica S.A.	Arvoredo - SC/Chapecó - SC	SC	Sul	0,53
250	Coronel Araújo	5.800,00	3,50	PIE	100% para Coronel Araújo Energética S/A	Água Doce - SC	SC	Sul	0,60
251	Contestado	5.600,00	3,40	PIE	100% para Contestado Energética S/A	Água Doce - SC	SC	Sul	0,61
252	Lajinha	1.600,00	1,07	PIE	100% para Perdizes Energética Ltda	Monte Carmelo - MG	MG	Sudeste	0,67