

SÉRGIO ISHIDA

**INSERÇÃO DA PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA NO
MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA
ESTUDO DE CASO: PCH CARRAPATOS**

**Dissertação apresentada ao
Programa Interunidades de Pós-
Graduação em Energia da
Universidade de São Paulo, como
requisito para obtenção do título
de Mestre em Energia.**

São Paulo

2001

SÉRGIO ISHIDA

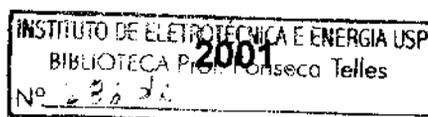
**INSERÇÃO DA PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA NO
MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA
ESTUDO DE CASO: PCH CARRAPATOS**

Dissertação apresentada ao
Programa Interunidades de Pós-
Graduação em Energia da
Universidade de São Paulo, como
requisito para obtenção do título de
Mestre em Energia.

Área de concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Célio Bermann

São Paulo



Ishida, Sérgio

Inserção da Pequena Central Hidrelétrica no Mercado Atacadista de Energia – Estudo de caso: PCH Carrapatos. São Paulo, 2001.
114 p.

Dissertação (Mestrado) – Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia da Universidade de São Paulo.

1. Pequenas Centrais Hidrelétricas I. Universidade de São Paulo.
Instituto de Eletrotécnica e Energia II. t

Dedicatória

A

Deus-Pai

aos meus pais

Keizo e Kazuko

a minha esposa Yoshimi

e filhos Keniti e Emiko

Agradecimentos

Um agradecimento especial ao orientador, professor e doutor Célio Bermann, por suas diretrizes seguras, permanente apoio e paciência.

Aos membros da banca de qualificação, professor e doutor Geraldo Lúcio Tiago Filho do Centro Nacional de Referência em Pequenos Aproveitamentos Hidroenergéticos e da Escola Federal de Engenharia de Itajubá e professor e doutor Roberto Zilles do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo por terem se ocupado com a avaliação deste trabalho e pelas valiosas orientações e participações durante o exame de qualificação.

À Companhia Energética de São Paulo e aos colegas do Setor Elétrico por nos proporcionarem oportunidades de novos conhecimentos, adquirir experiências e enfrentar desafios, sem os quais não haveria subsídios para a elaboração deste trabalho.

Resumo

No passado, os interessados em implantar Pequenas Centrais Hidrelétricas eram proprietários rurais, cooperativas, indústrias, concessionárias estaduais e prefeituras municipais. As Pequenas Centrais Hidrelétricas destinavam-se a serviço público ou a uso exclusivo e sua implantação dependia de concessão federal.

Hoje a exploração de energia elétrica através de Pequenas Centrais Hidrelétricas pode ser encarada também como uma alternativa de negócio para investidores privados. Estes investidores, por originalmente não pertencerem ao Setor Elétrico, muitas vezes não têm o necessário conhecimento técnico para avaliar de maneira econômica e financeira o projeto da usina de seu interesse, bem como os mecanismos para comercialização da energia produzida. Necessitam portanto de instrumentos capazes de auxiliá-los na tomada de decisão em investir numa Pequena Central Hidrelétrica.

O trabalho apresenta uma proposta metodológica consistente para avaliação dos benefícios energéticos e financeiros auferidos com a inserção de uma Pequena Central Hidrelétrica no Mercado Atacadista de Energia. A metodologia é aplicada na Pequena Central Hidrelétrica Carrapatos localizada numa região do estado de São Paulo denominada Alto Pardo/Mogi na bacia hidrográfica do rio Pardo.

Abstract

In the past, people interested in set up Small Hydroelectric Plants were land owners, co-operatives, industries, state concessionaires and municipalities. The Small Hydro Plants were designated to public service or exclusive use and their installation depended on federal concession.

Today the exploitation of electric energy through Small Hydro Plants can be faced also as an alternative business for private investors. These investors, for originally do not belong to the Electric Sector, many times do not have the technical background needed to evaluate in an economical and financial way the project of the plant of their interest, as well as the mechanisms for trading the energy produced. They need therefore, the instruments capable of helping them to make a decision on investing in a Small Hydro Plant.

The work presents a proposed consistent methodology for evaluation of the energetic and financial benefits obtained with the insertion of a Small Hydro Plant in the Wholesale Electricity Market. The methodology is applied in the Carrapatos Small Hydro Plant placed in a region of the State of São Paulo called Alto Pardo/Mogi in the Pardo Basin.

Sumário

Lista de figuras e gráficos

Lista de tabelas

Lista de abreviaturas e siglas

INTRODUÇÃO	1
A. OBJETIVOS	1
B. DEFINIÇÃO E CONCEITOS UTILIZADOS	2
1. PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS: HISTÓRICO, SITUAÇÃO ATUAL E PERSPECTIVAS	8
1.1. Histórico	8
1.2. PCH e a legislação brasileira	15
1.3. A evolução do marco regulatório e implicações sobre as PCHs	20
1.4. A influência da legislação atual nos estudos, projetos e implantação de PCHs	24
1.4.1. Quanto a fisiografia do local e as interferências sócio – ambientais	26
1.4.2. Quanto a potência instalada	28
1.4.3. Critérios para novas partições de queda	29
1.5. Panorama atual das PCHs no Brasil	29
1.6. O mercado potencial de pequenas e médias usinas no Brasil	33
1.7. Perspectivas e tendências	36
1.8. As linhas de financiamento existentes, as características dos empreendimentos e seu impacto na implantação das usinas	38
2. PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS E O MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA	42
2.1. Funcionamento do novo modelo do Setor Elétrico	42
2.2. Comercialização de curto prazo no ambiente MAE	46
2.3. Como são representadas as PCHs no MAE/ONS	48

2.4. Os benefícios/riscos de inserção das PCHs no MAE	50
2.5. PCH-COM – Programa da ELETROBRÁS/BNDES	55
2.5.1. Condições Financeiras do Empréstimo do BNDES.....	56
2.5.2. Comercialização de energia	56
2.5.3. Funcionamento do programa	57
2.6. META - Modelo proposto pela ENGEVIX.....	59
2.6.1. Metodologia adotada no cálculo da energia de equilíbrio	60
2.6.2. Contratos de fornecimento com PCHs	61
3. PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO FINANCEIRA	
DE INSERÇÃO DA PCH CARRAPATOS NO MAE	62
3.1. Descrição da área de estudo.....	62
3.2. O empreendimento – PCH Carrapatos	70
3.3. Metodologia proposta.....	71
3.3.1. Premissas adotadas.....	72
3.3.2. Aplicação da metodologia de avaliação dos cenários	76
3.3.3. Resultados obtidos	78
3.3.4. Conclusões preliminares a partir dos resultados obtidos	87
3.4. Possíveis investidores na região	88
3.4.1. Análise do mercado das empresas CLFM e CPEE.....	89
CAPÍTULO 4 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	92
ANEXOS A - Procedimentos para Autorização de PCHs	101
ANEXOS B - Orçamento e Financiamento da PCH Carrapatos	102
ANEXOS C - Planilha de simulação de casos	103
ANEXOS D - Fluxo de caixa do empreendimento.....	104
ANEXOS E - Fluxo de caixa do empreendimento (continuação)	105
ANEXOS F - Disponibilidade de Potência da PCH Carrapatos	106
ANEXOS G - Tarifa Marginal de Operação em R\$/MWh do SE.....	107
REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICAS	108

Lista de figuras e gráficos

Figura 1 - Localização Bacia Pardo/Mogi.....	63
Figura 2 - Localização das sub-bacias e usinas hidrelétricas.....	64
Gráfico 1 - Variação do VPL e TIR com a % do VN para o Cenário 1.....	79
Gráfico 2 - Variação do VPL e TIR com a % do VN para o Cenário 2.....	79
Gráfico 3 - Variação do VPL e TIR com a % do VN para o Cenário 3.....	80
Gráfico 4 - Curva de probabilidade – Cenário 1, variação da TIR	81
Gráfico 5 - Curva de probabilidade – Cenário 2, variação da TIR	81
Gráfico 6 - Curva de probabilidade – Cenário 3, variação da TIR.....	82
Gráfico 7 - Curva de permanência da TIR para os cenários 1, 2 e 3	83
Gráfico 8 - Variação da TIR (1931 a 1996) para os cenários 1, 2 e 3	83
Gráfico 9 - Curva de probabilidade – Cenário 1, variação do VPL.....	84
Gráfico 10 - Curva de probabilidade – Cenário 2, variação do VPL.....	85
Gráfico 11 - Curva de probabilidade – Cenário 3, variação do VPL.....	85
Gráfico 12 - Curva de permanência do VPL para os cenários 1, 2 e 3	86
Gráfico 13 - Variação do VPL (1931 a 1996) para os cenários 1, 2 e 3	87
Gráfico 14 - Comportamento do consumo e contrato da CFLM.....	90
Gráfico 15 - Comportamento do consumo e contrato da CPEE.....	91

Lista de tabelas

Tabela 1 - Prazo/limite para produtor independente comercializar energia	18
Tabela 2 - Valor Normativo	24
Tabela 3 - Situação de PCHs existentes no Brasil até 1997.....	30
Tabela 4 - Situação das PCHs a serem construídas no Brasil após 1997.....	30
Tabela 5 - Situação das PCHs no Brasil, censo 1999	31
Tabela 6 - Empreendimentos hidrelétricos com registro ativo na ANEEL.....	32
Tabela 7 - Usinas com potência até 50 MW	34
Tabela 8 - PCHs possíveis de serem recapacitadas ou recuperadas.....	36
Tabela 9 - Evolução dos registros de PCHs na ANEEL.....	36
Tabela 10 - Tamanho médio dos projetos de PCHs	37
Tabela 11 - PCHs com entrada em operação entre 18 e 24 meses	37
Tabela 12 - Usinas não despachadas centralizadamente	50
Tabela 13 - Situação dos aproveitamentos existentes na região.....	68
Tabela 14 - Situação do potencial remanescente da região	69
Tabela 15 - Distribuição por classe de consumidores e consumo	69
Tabela 16 - Potencial de Pequenas e Médias usinas	98

Lista de abreviaturas ou siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Autoprodutor
ASMAE	Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Social
CCC	Conta Consumo Combustível
CEMAT	Cia de Eletricidade do Mato Grosso do Sul
CERPCH	Centro Nacional de Referência em PCH
CESP	Cia Energética de São Paulo
CFLM	Cia Paulista de Força e Luz de Mococa
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CGEEP	Cia Geração de Energia Elétrica do Paranapanema
CGEET	Cia Geração de Energia Elétrica do Tietê
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CJE	Cia Jaguari de Eletricidade
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COPASA	Cia de Saneamento de Minas Gerais
CMO	Custo Marginal de Operação
CPEE	Cia Paulista de Energia Elétrica
CPFL	Cia Paulista de Energia Elétrica
CPMF	Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira
CS	Contribuição Social
CSPE	Cia Sul Paulista de Energia Elétrica
DAEE	Departamento de Águas e Energia Elétrica
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
D.O.U.	Diário Oficial da União
EFEI	Escola Federal de Engenharia de Itajubá
ELEKTRO	Eletricidade e serviços S/A
ELETRORÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S/A
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A
ENGEVIX	Empresa Engevix de Engenharia Ltda
FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos
FURNAS	Centrais Elétricas S/A
GCH	Grande Central Hidrelétrica
GCOI	Grupo Coordenador das Operações do Sistema Interligado
GCPS	Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico
IP	Indisponibilidade Programada
IR	Imposto de Renda
MAE	Mercado Atacadista de Energia
META	Modelo para Cálculo da Energia de Equilíbrio e Tarifa Adicional
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCCC	Período Crítico de Ciclo Completo

PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PCH-COM	Programa de Desenvolvimento e Comerc. de Energia de PCH
PIE	Produtor Independente de Energia Elétrica
PIS	Programa de Integração Social
PMCH	Pequena e Média Central Hidrelétrica
PNCE	Programa Nacional de Pequenas Centrais Elétricas
PND	Programa Nacional de Desestatização
PNPCH	Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas
PPA	Power Purchase Agreement
RESEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RGR	Reserva Global de Reversão
SABESP	Cia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo
SIPOT	Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro
SPE	Sociedade de Propósito Específico
SPOT	Mercado Livre
SRG	Superintendência de Regulação de Geração da ANEEL
TEIF	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada
TEO	Tarifa de Energia de Otimização
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TIR	Taxa Interna de Retorno
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo
TMO	Tarifa Marginal de Operação
UHE	Usina Hidroelétrica
VN	Valor Normativo
VPL	Valor Presente Líquido

Introdução

A. OBJETIVO

A presente dissertação tem por objetivo apresentar uma metodologia para avaliação econômico - financeira de investimento em uma Pequena Central Hidrelétrica – PCH, com vistas a sua participação no Mercado Atacadista de Energia – MAE.

O tema escolhido, "Inserção das Pequenas Centrais Hidrelétricas no Mercado Atacadista de Energia", constitui um assunto da atualidade, pois as recentes mudanças na legislação do setor elétrico provocaram um aumento considerável no interesse de empreendedores em PCHs. Em 1996 somente 9% dos interessados eram Produtores Independentes de Energia Elétrica - PIE, com claro interesse em tornarem-se competidores na indústria de energia elétrica. Hoje a participação deles é superior a 70%.

Considerando os diversos mecanismos de incentivos que a ANEEL tem colocado, não somente para as PCHs, mas para as outras fontes de geração distribuída, o cenário futuro é bastante estimulante, pois a capacidade instalada de PCHs deverá dobrar nos próximos anos, totalizando, desta forma, mais de 1.110 MW previstos para entrada em operação até o ano de 2003.

Este movimento de construção de Pequenas Centrais deverá significar um investimento direto, de longo prazo, no País, de aproximadamente um bilhão de dólares, pulverizado em vários Estados e com reduzidos impactos ambientais.

O presente trabalho está dividido em 4 partes. No primeiro apresenta-se uma visão histórica das PCHs no Brasil, a evolução no marco regulatório e suas implicações sobre os estudos, projetos e implantação das PCHs, o panorama atual, o mercado potencial de pequenas e médias usinas no Brasil, as linhas de financiamento existentes enfocando as tendências e perspectivas para esse tipo de geração.

Expõe-se no segundo, como a PCH está inserida no novo modelo do Setor Elétrico Nacional, sob os aspectos de operação, regulação e comercialização.

No terceiro, desenvolve-se uma metodologia de avaliação, considerando-se as receitas e despesas envolvidas na implantação de uma PCH e a sua participação no Mercado Atacadista de Energia. Apresenta um estudo de caso de aplicação da metodologia na PCH Carrapatos, localizada no estado de São Paulo na região denominada Alto Pardo/Mogi.

Finalmente, no último capítulo está reservado às conclusões e recomendações do trabalho.

B. DEFINIÇÃO E CONCEITOS UTILIZADOS

A seguir são apresentados os conceitos e definições de termos utilizados no Setor Elétrico e no Mercado de Energia que estão inseridos diretamente neste trabalho. São eles:

CONSUMO PRÓPRIO

Consumo de energia da usina, escritórios, oficinas, almoxarifados e demais instalações agregadas na usina, diretamente ligadas à prestação de serviços de eletricidade ou exigidas pelo processo de licenciamento ambiental da usina;

CONTRATOS BILATERAIS

São contratos de compra e venda livremente negociados entre duas partes, refletindo exclusivamente as expectativas de ambas quanto às condições

futuras do mercado. Ao registrarem um contrato bilateral no MAE, as duas partes “evitam” que a quantidade de energia contratada seja automaticamente liquidada ao preço MAE. Elas, assim, evitam as incertezas da variação do preço livre (SPOT);

CONTRATOS INICIAIS

São contratos bilaterais estabelecidos para dar início às operações do novo mercado de energia livre no Brasil. São contratos de longo prazo firmados entre empresas geradoras e distribuidoras de energia, com preços fixados pela ANEEL;

DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA

Potência que pode ser efetivamente gerada na usina, após terem sido considerados as reduções por deplecionamento do reservatório, o consumo próprio, a parcela de reserva de potência operativa, e às indisponibilidades programadas e forçadas das unidades geradoras e as eventuais limitações, expressas em (W) ou em seus múltiplos;

ENERGIA ASSEGURADA

Energia associada à usina, a ser considerada como limite máximo para contratação de longo prazo de suprimentos e/ou fornecimento, abatido o consumo próprio da mesma, que corresponde a noventa e cinco por cento da energia garantida calculada para a usina;

ENERGIA FIRME DA USINA

É a energia produzida continuamente pela usina durante o período crítico do histórico de vazões, da usina ou do sistema, conforme se considere operação na modalidade não integrada ou integrada, respectivamente;

ENERGIA GARANTIDA DA USINA

Parcela da energia garantida do sistema atribuível a uma usina segundo critérios de valoração econômica de sua geração, expressa em MW médios, conforme metodologia aprovada pelo GCOI e GCPS;

ENERGIA GARANTIDA DO SISTEMA

Energia que pode ser ofertada a um risco prefixado de não atendimento, obtida através de simulações da operação das usinas/reservatórios do sistema, utilizando séries sintéticas de energias afluentes e despachando as usinas térmicas segundo uma política ótima de operação, conforme metodologia aprovada no GCOI e GCPS;

EX-ANTE E EX-POST

EX ANTE corresponde aos dados estimados, ou seja, antes de se realizarem e EX-POST corresponde aos dados verificados, ou seja, depois de realizados.

MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA – MRE

Com o intuito de permitir a reformulação do mercado de energia elétrica brasileiro sem o risco de descontinuidades operacionais ou comerciais, foi concebido o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. O MRE atribui a cada usina uma energia assegurada, repartindo-se, normalmente, a produção acima desses montantes entre as usinas que estiveram produzindo menos que sua energia assegurada. Somente quando há sobras generalizadas (ou seja, quando o sistema todo produz mais que a sua energia assegurada total), os geradores podem vender esses excedentes no mercado livre ou em contratos livremente negociados. Nessas situações, cada usina fica com uma cota da sobra (energia secundária) do sistema, podendo comercializá-la. É importante destacar que é o ONS quem define os montantes a serem produzidos por cada usina ou empresa de geração (mercado com despacho centralizado. Com o MRE e o despacho centralizado, é teoricamente possível que os riscos e benefícios inerentes à operação do sistema elétrico estejam adequadamente distribuídos entre todos os agentes do mercado;

MERCADO DE ENERGIA LIVRE (SPOT)

O mercado livre funciona como uma Bolsa de Mercadorias. Toda a energia elétrica não comprometida em contratos bilaterais é comprada e vendida no

MAE, a um preço único (preço do MAE ou preço LIVRE), em função da oferta e procura:

OPERAÇÃO

Conjunto de atividades que se realiza em itens da usina com a finalidade de atender aos requisitos elétricos, energéticos, de controle hidráulico e de meio ambiente, observados os princípios de segurança, qualidade, confiabilidade e continuidade do serviço;

OPERAÇÃO INTEGRADA

É aquela que busca assegurar, através do despacho centralizado, a otimização dos recursos eletroenergético existentes e futuros, sendo as regras definidas pelo ONS, órgão responsável, nos termos da legislação, pela operação coordenada otimizada dos sistemas interligados;

OPERAÇÃO NÃO INTEGRADA

É aquela em que as regras operativas não necessitam ser definidas em função da otimização dos recursos eletroenergéticos do sistema;

PCCC - PERÍODO CRÍTICO DE CICLO COMPLETO

Entende-se por período crítico de ciclo completo aquele que vai, em um estudo de regularização total do instante em que o reservatório está totalmente cheio até o instante que o mesmo está totalmente vazio, sem reenchimentos totais intermediários. Tal período é utilizado na definição da energia firme que é o valor médio que a usina é capaz de gerar ao longo desse período;

POWER PURCHASE AGREEMENT - PPA

São contratos de longo prazo de compra e venda de energia;

PREÇO LIVRE (SPOT) ou MAE ou TMO

O preço da energia no mercado LIVRE ainda não decorre diretamente da lei da oferta e procura. O preço LIVRE é calculado mensalmente através de modelos matemáticos que definem o Custo Marginal de Operação – CMO, ou seja,

quanto custa produzir uma unidade de energia adicional à última unidade consumida pelo mercado. Uma vez calculado o CMO, a ANEEL publica a Tarifa Marginal de Operação – TMO, expressa em R\$/MWh, que é igual ao CMO de cada região do Brasil (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste / Centro Oeste). Esse é o preço utilizado para liquidar as transações entre os agentes de mercado complementares aos montantes de contratos bilaterais. Assim sendo, o preço LIVRE é influenciado pelo nível de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas (responsável por, aproximadamente, 95% da produção total de energia), pela evolução prevista da demanda de energia e pela disponibilidade atual e futura de usinas e linhas de transmissão de energia elétrica. A idéia é que no futuro próximo, o preço LIVRE varie como preço de uma mercadoria (commodity) numa bolsa de Mercadorias (BMF), de acordo com as relações entre a oferta e demanda;

SISTEMA INTERLIGADO

Sistema elétrico resultante da interligação dos sistemas elétricos dos diversos concessionários das regiões Sul, Sudeste / Centro Oeste, Norte e Nordeste;

SUBMERCADO

São as áreas de mercado para as quais o MAE vai estabelecer preços diferenciados e cujas fronteiras são definidas tendo em vista as restrições de transmissão entre regiões geoeletricas;

TARIFA DE ENERGIA DE OTIMIZAÇÃO - TEO

Tarifa pela qual é paga pelos agentes a energia de otimização, ou seja, aquela que garante os valores de energia assegurada para cada usina. É a valoração da energia secundária gerada pelos agentes no MRE;

TAXA INTERNA DE RETORNO – TIR

É a taxa de juros que torna nulo o valor presente líquido. É nesta taxa que a somatória das receitas, isto é, dos benefícios, se torna exatamente igual à somatória dos dispêndios, ou seja, dos custos. pois é sabido que o valor

presente líquido é a soma algébrica, no instante inicial, dos benefícios e dos custos;

VALOR NORMATIVO – VN

Os Valores Normativos são aqueles estabelecidos com as condições necessárias a distribuidores e geradores para a celebração de contratos de longo prazo (PPAs), garantindo a expansão do parque gerador e também a modicidade das tarifas. Para tanto, o estabelecimento desses valores baseou-se nos custos de expansão da geração, observando-se o mercado competitivo de geração e aquelas fontes ainda em desenvolvimento;

VALOR PRESENTE LÍQUIDO – VPL

Valor presente líquido de um fluxo de caixa é o somatório dos valores presentes de todos os benefícios, bem como a somatória dos valores presentes de todos os custos, no instante inicial. Se este valor for igual a zero, significa que o valor presente dos benefícios são iguais aos valores presentes dos custos, onde ambos são obtidos com a aplicação de uma taxa característica de juros que representa a taxa mínima de atratividade.

Capítulo 1

PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS: HISTÓRICO, SITUAÇÃO ATUAL E PERSPECTIVAS

1.1. Histórico

As primeiras experiências práticas com energia elétrica no Brasil, segundo Paulon et al. (2000), ocorreram na época imperial, sendo contemporâneas, portanto, das aplicações iniciais dessa nova forma de energia nos Estados Unidos e Europa.

A primeira utilização de energia hidrelétrica no país ocorreu em 1883, quando foi instalada em Diamantina, Minas Gerais, uma pequena usina para geração de energia elétrica, com a finalidade de movimentar duas bombas de desmonte hidráulico, que, com jatos d'água, revolviavam o terreno, rico em diamantes. Uma linha de transmissão de 2 km fazia o transporte da energia para as máquinas que extraíam cascalho da mina.

Em 1887, começou a operar uma outra pequena usina hidrelétrica, desta vez em Nova Lima, Minas Gerais. Esta usina, construída por iniciativa da Compagnie des Mines d'Or du Faria, permitia a empresa utilizar energia elétrica nos trabalhos de mineração. Uma pequena linha de transmissão permitia o fornecimento de iluminação às dependências da mina e às casas dos trabalhadores e funcionários da empresa.

A primeira usina hidrelétrica, na época considerada de maior porte, a ser construída no Brasil foi Marmelos-0. A usina, instalada na cidade de Juiz de Fora, Minas Gerais, teve sua entrada em operação no ano de 1889 e sua função era a de fornecer energia para iluminação pública da cidade além de suprir a demanda de energia de uma fábrica de tecidos idealizada para ser instalada em Juiz de Fora por um industrial mineiro chamado Bernardo Mascarenhas.

Em 1888 havia sido criada a Companhia Mineira de Eletricidade, na qual Bernardo Mascarenhas subscrevia um terço das ações. Ele já possuía um contrato assinado com a Câmara Municipal de Juiz de Fora que o autorizava a fornecer lâmpadas a particulares e que estabelecia o número de lâmpadas de arco a serem instaladas no perímetro urbano.

Logo após a conclusão da usina, que dispunha de duas turbinas com potência de 250 kW, foi inaugurado oficialmente o serviço público de iluminação, em setembro de 1889. Esta hidrelétrica pioneira foi ampliada com mais um grupo gerador de 125 kW em 1892, tendo a empresa mineira sido autorizada, no ano seguinte, a estender os serviços que prestava dentro e fora do perímetro urbano de Juiz de Fora. Ainda durante este ano foi inaugurada uma nova usina, Marmelos-I, junto à já existente. Marmelos-0 deixou de funcionar em 1896, quando ocorreu a ampliação de Marmelos-I.

Em síntese, o aparecimento das pequenas centrais hidrelétricas deveu-se basicamente à necessidade de fornecimento de energia para serviços públicos de iluminação e para atividades econômicas ligadas à mineração, fábricas de tecidos, serrarias e beneficiamento de produtos agrícolas. Neste período, a grande maioria das unidades era de pequena potência, pois os altos custos inviabilizavam a instalação de grandes usinas geradoras, tendo-se dado preferência para que fossem implantados aproveitamentos diretos da força hidráulica, que determinavam inclusive a localização das fábricas junto às quedas d'água.

A baixa confiabilidade quanto à regularidade do funcionamento dessas instalações concorreu para que, até a virada do século, a energia de origem térmica predominasse, tendo o processo se invertido a favor das hidrelétricas com a chegada da Light e a instalação de sua primeira geradora hidrelétrica.

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

Em 1901, inaugurou sua primeira hidrelétrica com uma capacidade geradora inicial de 2.000 kW, no rio Tietê, em São Paulo. Sua função era a de produzir energia para atender às necessidades da rede de transportes urbanos e de iluminação. A usina chamada de Hidrelétrica de Parnaíba (atual Edgard de Souza), recebeu um acréscimo de 1.000 kW em fevereiro de 1902 e mais 1.000 kW em março de 1903. Este processo chegou ao fim em 1912, quando Parnaíba atingiu a potência máxima de 16.000 kW.

No Rio de Janeiro, a instalação da usina de Fontes, no município de Pirai, iniciou-se em dezembro de 1905. A energia, por ela produzida, foi empregada na iluminação pública e residencial do Rio e na tração dos bondes elétricos. Em 1908 a usina já possuía uma potência instalada de 12.000 kW e em junho de 1909 a potência passou a 24.000 kW. Fontes era, na época, a maior usina do Brasil e uma das maiores do mundo.

As atividades de geração e distribuição de energia elétrica no Brasil, até 1920, não se restringiam às desenvolvidas pelo grupo Light. Ao lado dela, que atuava no eixo mais dinâmico da economia do país, havia um grande número de unidades isoladas, instaladas em diversos pontos do território brasileiro. Este conjunto, amplo e heterogêneo, era constituído por pequenas empresas de

energia elétrica que concentravam seus investimentos na utilização de recursos hídricos, abundantes no país. O recenseamento de 1920 indicava a existência de 209 geradores hidrelétricos, totalizando uma potência total de aproximadamente 272.000 kW.

Após 1920, dois elementos básicos caracterizaram a indústria de energia elétrica no Brasil: a construção de centrais geradoras de maior envergadura, capazes de atender à constante ampliação do mercado de energia e a intensificação do processo de concentração e centralização das empresas concessionárias. A difusão dos bondes elétricos e da iluminação pública fez desses dois serviços públicos os principais consumidores. Entretanto, era crescente a participação da demanda industrial no consumo de eletricidade.

Na década de 1920, o crescimento da indústria de energia foi bastante significativo, embora não tenha livrado o país de racionamentos de consumo. Foram então aumentadas as capacidades geradoras das pequenas usinas já existentes assim como foram construídas novas usinas, desta feita de grande porte. Foi o caso da Hidrelétrica de Rasgão (22.000 kW) e da Hidrelétrica de Cubatão (28.000 kW na inauguração).

O processo de concentração empreendido pelas companhias de energia elétrica foi extremamente rápido. A Light, em apenas dois anos, 1927 e 1928, incorporou oito empresas menores. Dando continuidade às incorporações, a empresa seguiu comprando mais cinco usinas, entre 1930 e 1934. No interior de São Paulo, os maiores grupos regionais, como a Cia Paulista de Força e Luz, o grupo da família Silva Prado e o grupo Ataliba Vale - J. A. Fonseca Rodrigues - Ramos de Azevedo seguiam também o caminho de incorporação das concessionárias menores.

Foi nesse momento de crescente concentração das atividades de produção de energia elétrica que surgiu American & Foreign Power Company (Amforp), empresa de um grupo americano que penetrou no país, determinando uma rápida e profunda alteração nos regimes de propriedade e de funcionamento

das empresas nacionais do setor. Os quatro grupos de maior porte que atuavam no interior de São Paulo passaram todos e rapidamente para o controle das grandes concessionárias estrangeiras: a Light e a Amforp. Assim, todas as áreas mais desenvolvidas do país e também aquelas que apresentavam maiores possibilidades de desenvolvimento, caíram sob o monopólio das duas companhias estrangeiras.

Foi definido, neste instante o novo perfil do Setor Elétrico Brasileiro, que, caracterizado pela maciça presença do capital estrangeiro, se manteve sem grandes modificações pelo menos durante as duas décadas seguintes. Apesar da presença dessas duas grandes companhias, durante a década de 30, centenas de pequenas usinas de pequeno porte foram instaladas por empresas de caráter local, prefeituras municipais, governos estaduais e alguns órgãos federais.

No início dos anos 40, já se previa no Brasil uma situação de escassez de energia, o que levou o Estado a tomar iniciativas pioneiras no campo da geração da eletricidade. Em 1945 foi criada a primeira empresa de eletricidade do governo federal, a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF). A CHESF foi um marco, representando a disposição do Estado em se envolver no campo da geração de eletricidade. O projeto de criação da CHESF indicava a tendência à construção de usinas de grande porte e à dissociação entre a geração e a distribuição de energia elétrica.

A expansão do parque elétrico brasileiro se deu então nestes moldes: concentrando a produção em grandes usinas e suprindo de energia os sistemas distribuidores regionais que ficaram a cargo dos governos estaduais.

Para garantir o processo de industrialização pesada, após a Segunda Grande Guerra, o Estado desenvolveu um amplo programa de investimentos nas atividades de geração e transmissão. A expansão do setor se deu através da criação de grandes empresas estaduais e federais. Consolidou-se então o modelo de divisão de encargos entre as empresas públicas e as privadas.

As públicas se concentraram primordialmente na expansão do parque gerador e as privadas, nacionais e estrangeiras, destinaram a parcela maior de seus investimentos na área de distribuição de energia. O Planejamento do setor optou pela implantação das grandes usinas hidrelétricas e pelo desenvolvimento de uma rede de transmissão que possibilitasse a integração dos grandes sistemas locais.

Em virtude dessa decisão, as pequenas centrais hidrelétricas saíram do rol de opções mais viáveis para o atendimento de grandes blocos de demanda cada vez mais crescentes no país. Apenas após esgotados quase todos os aproveitamentos dos grandes potenciais hídricos, com o estabelecimento de uma política de proteção ambiental mais restritiva à implantação de grandes lagos e com as recentes mudanças na legislação do setor elétrico, com a criação da figura do Produtor Independente de Energia Elétrica - PIE é que as pequenas centrais hidrelétricas voltaram a ser consideradas como opções à expansão da capacidade geradora do país, com especial ênfase no atendimento à comunidades isoladas ou para substituição de usinas termelétricas.

Em 1983 foi lançado o Plano Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PNPCH, que forneceu meios para capacitar um corpo técnico, formando profissionais de todas as regiões do país, oriundas de diversas empresas energéticas. Este programa tinha o objetivo de fornecer subsídios para desenvolvimento da indústria nacional, fornecendo laboratórios e pessoal de apoio técnico para o desenvolvimento dos produtos e equipamentos.

Entretanto, o número excessivo de condicionantes principalmente pelos valores praticados para as tarifas que nessa época eram fortemente controladas pelo Governo Federal e que fazia parte delas uma ferramenta de controle da inflação assim como a falta de incentivo de mercado e a falta de linha de crédito para o setor criou dificuldades para o desenvolvimento do plano.

As facilidades criadas pela legislação sobre concessões, permissões e autorizações de serviços públicos que, entre outros aspectos, regulamentou a figura do Produtor Independente de Energia Elétrica - PIE, aliadas à dificuldade de equacionamento financeiro para fazer frente à demanda de investimentos necessários à expansão do setor de energia elétrica, nos próximos dez anos, levou a ELETROBRÁS a estimular medidas necessárias à promoção da expansão dos investimentos direcionados à autoprodução ou produção independente de energia elétrica.

Dentro desta perspectiva, a ELETROBRÁS implantou, no final de 1996, o Programa Nacional de Pequenas Centrais Elétricas – PNCE, visando ações complementares que beneficiassem a expansão da geração de energia elétrica.

As principais atividades deste Programa de incentivo foram a orientação dos empreendedores interessados em ingressar no mercado de geração de energia elétrica, a disponibilização para os concessionários de uma linha de financiamento incentivada, destinada à construção e/ou recapitação de pequenas usinas, a realização de convênios para o levantamento do potencial de PCHs em algumas regiões prioritárias e a reformulação do antigo Manual de PCHs.

O trabalho de 3 anos de realização do Programa resultou em:

- Concessão de prioridade para fins de financiamento a 19 projetos e numa carteira de pedidos de financiamento à ELETROBRÁS composta de outros 69 projetos;
- Realização de inventários de PCHs nos estados de Rondônia, Mato Grosso, Pernambuco, Piauí, Paraíba, Alagoas, Ceará, Sergipe e Bahia. Nestes inventários foram identificados os potenciais mais atraentes para os quais a ELETROBRÁS está desenvolvendo os Anteprojetos. A realização de todos estes estudos foi realizada através da assinatura de convênios com outras

importantes empresas do setor, a saber, ELETRONORTE, CEMAT e CHESF;

- Disponibilização do documento intitulado "Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas". O documento se constitui na revisão, pela ELETROBRÁS, do Manual de PCHs, editado em 1982, pela própria ELETROBRÁS em conjunto com o antigo DNAEE.

Finalmente, cabe fazer referência ao CERPCH – Centro Nacional de Referência em Pequenos Aproveitamentos Hidroenergéticos, criado sob os auspícios do Fórum Permanente de Energias Renováveis, do Ministério da Ciência e Tecnologia, de maneira a atender a resolução do III Encontro para o Desenvolvimento das Energias Solar, Eólica, Biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas. O CERPCH, localizado na Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI, tem por finalidade promover a divulgação de referências, através de rede de informação, sobre: programas, projetos, pesquisas, desenvolvimentos científico e tecnológico de pequenos aproveitamentos hidroelétricos e, também, promover a capacitação, o treinamento e a pesquisa nesta área de atuação.

1.2. PCH e a legislação brasileira

O conjunto de leis considerado de grande importância, no panorama do Setor Elétrico de hoje, está relacionado, resumidamente, a seguir:

- Decreto-lei nº 1.872, de 21.05.81 Dispõe sobre a aquisição, pelo concessionários, de energia elétrica excedente gerada por Autoprodutores;
- Decreto-lei nº 915, de 06.09.93 Este Decreto autoriza a formação de consórcios para geração de energia elétrica para Autoprodução;
- Decreto nº 1.348, de 28.12.94 Este Decreto regula a participação de concessionários de serviço público de energia elétrica em aproveitamento hidrelétrico de outro concessionário (arrendamento);

- Lei nº 8.987, de 13.02.95 Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, liberando o mercado de energia elétrica do monopólio estatal;
- Lei nº 9.074, de 07.07.95 Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de Serviços Públicos. Em seu capítulo II trata especificamente dos serviços de energia elétrica;
- Decreto nº 1.717, de 24.11.95 Estabelece procedimentos para prorrogações das concessões dos serviços públicos de energia elétrica de que trata a Lei 9.074 de 07.07.95;
- Decreto nº 2.003, de 10.09.96 Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor;
- Lei nº 9.427, de 26.12.96 Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e disciplina o regime de concessões de serviços públicos de energia elétrica;
- Medida Provisória 1.549, de 12.08.97 Aprova Estrutura Regimental e Quadro de cargos em comissão e função de confiança da ANEEL;
- Lei nº 9.433, de 08.01.97 Institui a Política Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos e dá outras providências. Altera oficialmente o Código de Águas;
- Lei nº 9.648, de 27.05.98 Altera dispositivos das Leis nºs 3.890-A, de 25.04.61, 8.666, de 21.06.93, 8.987, de 13.02.95, 9.074, de 07.07.95 e 9.427, de 26.12.96;
- ANEEL Resolução nº 393, de 04.12.98 Estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação dos estudos de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas;
- ANEEL Resolução nº 394, de 04.12.98 Estabelece os critérios para o enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de pequenas centrais hidrelétricas;
- ANEEL Resolução nº 395, de 04.12.98 Estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação de estudos de viabilidade e projeto

básico de empreendimentos de geração hidrelétrica, assim como da autorização para exploração de centrais hidrelétricas até 30 MW e dá outras providências;

- ANEEL Resolução nº 222, de 01.07.99 Estabelece que os critérios para contabilização e faturamento de energia elétrica no curto prazo para os concessionários e autorizados pertencentes ao sistema elétrico interligado brasileiro, serão realizados no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE;
- ANEEL Resolução nº 290, de 04.08.00 Homologa as Regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e fixa as diretrizes para sua implantação gradual. Revoga a Resolução ANEEL 222 de 30.06.1999, D.O.U. de 01.07.1999, Seção 1, p. 33, v. 137, n. 124 - E (a partir de 01.09.2000).

A legislação citada permite destacar os seguintes pontos principais:

- os concessionários de serviço público de eletricidade ficam autorizados a adquirir energia excedente de Autoprodutores gerada com a utilização de fontes energéticas que não empreguem combustível derivado de petróleo (Decreto Lei nº 1.872, de 21.05.81);
- os concessionários de serviço público de energia elétrica ficam autorizados a efetuar investimentos em aproveitamento hidrelétrico objeto de concessão a outro concessionário, a serem dados em arrendamento ao titular da concessão (Decreto nº 1.348, de 28.12.94);
- é assegurada a formação de consórcios entre os concessionários de Serviço Público, e entre esses e os Autoprodutores de energia elétrica para exploração de aproveitamentos hidrelétricos (Decreto nº 915, de 06.09.93);
- a concessão de serviço público será concedida mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado (Lei nº 8.987, de 13.02.95);

- as concessões de geração de energia elétrica terão prazo necessário a amortização dos investimentos, limitado a 35 anos, contado da data de assinatura do contrato, podendo ser prorrogado no máximo por igual período (Lei nº 9.074, de 07.07.95);
- define-se Produtor Independente de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco (Decreto nº 2.003, de 10.09.96);
- define-se Autoprodutor de Energia Elétrica, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo (Decreto nº 2.003, de 10.09.96);
- o Produtor Independente e o Autoprodutor terão assegurados o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica, mediante o ressarcimento do custo de transporte envolvido (Decreto nº 2.003, de 10.09.96);
- o Decreto nº 2.003 ainda estabelece que a comercialização da energia produzida por Produtor Independente poderá ser feita com:
 - I. concessionários ou permissionários de Serviço Público de Energia Elétrica;
 - II. novos consumidores com carga igual ou superior a 3 MW atendidos em qualquer tensão;
 - III. consumidores já existentes, respeitados os prazos dos contratos vigentes, conforme **tabela 1** a seguir:

Tabela 1 - Prazo/limite para produtor independente comercializar energia

ANO	1995	2000	2003
Tensão	= ou maior 69 kV	= ou maior 69 kV	Decresce de acordo com as regras do Poder Concedente.
Potência	= ou maior 10 MW	= ou maior 3 MW	Decresce de acordo com as regras do Poder Concedente.

Fonte: Diretrizes para Projetos de PCHs da ELETROBRAS/ANEEL (1999)

- IV. consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais forneça vapor ou outro insumo oriundo de processo de cogeração;
 - V. conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão ou carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição;
 - VI. qualquer consumidor que demonstre ao Poder Concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até 180 dias, contado da respectiva solicitação.
- As PCHs de potência superior a 1MW e inferior a 30MW, destinadas a Produção Independente ou Autoprodução poderão comercializar energia elétrica com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500kW (Lei nº 9.468, Art. 26, parágrafo 5º);
 - Estas mesmas PCHs contam ainda com redução mínima de 50%, para as tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição. As novas PCHs estão também isentas do pagamento da compensação financeira, aos Estados e Municípios, pelo uso dos recursos hídricos. No caso de sistemas isolados elas contam ainda com a possibilidade de uso dos recursos da CCC, quando promoverem a substituição da geração termelétrica que utiliza derivados de petróleo.
 - A Lei 9.468 e as Resoluções ANEEL 393, 394 e 395 definem, ainda, restrições e/ou facilidades em termos de condições determinadas para concessão, permissão ou autorização de exploração, em função da natureza do empreendimento e da faixa de potência conforme resumido a seguir:
 - ◆ Serviço Público Hidrelétrica - até 1 MW - só registro; acima de 1 MW - concessão por licitação;
 - ◆ Autoprodutor e Produtor Independente Hidrelétrica - até 1 MW - só registro; de 1 MW até 30 MW, com área inundada menor ou igual a 3 km² - autorização; acima de 30 MW - concessão por licitação.

- Para o registro de realização de estudos para o Projeto Básico de uma PCH, o interessado deverá apresentar, dentre outras, informação dos Estudos de Inventário Hidrelétrico realizados, adotados como referência para as características do aproveitamento, além do relatório de reconhecimento do sítio onde se localiza o potencial. Os Estudos de Inventário em bacias hidrográficas com vocação hidroenergética para aproveitamentos de, no máximo, 50 MW, poderão ser realizados de forma simplificada, desde que existam condições específicas que indiquem potencial de aproveitamentos até aquele limite ou imponham a segmentação natural da bacia em sub-bacias cujos aproveitamentos estejam dentro do citado limite de 50 MW. Deverá ser apresentado à ANEEL relatório de reconhecimento da bacia ou sub-bacia, justificando a simplificação adotada para os Estudos de Inventário.
- Os empreendedores de aproveitamentos hidrelétricos deverão se articular junto aos órgãos de recursos hídricos para regularizar sua situação quanto ao uso da água para geração hidrelétrica.

1.3. A evolução do marco regulatório e implicações sobre as PCHs

Segundo Paulon et al. (2000), a falta de investimento pelo Governo na expansão do Setor Elétrico Brasileiro, levou ao País a se defrontar, já em 1995, com um elevado risco de déficit de energia, com restrições do ponto de vista da geração e da transmissão.

Iniciou-se então, a partir de 1995, o processo de abertura do Setor Elétrico, com a promulgação da lei 8.987, de 13.02.95, na qual as concessões e permissões de serviços públicos passam a ser outorgadas através de licitação pública, terminando com o monopólio estatal da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Em julho do mesmo ano, foi promulgada a Lei 9.074, conhecida como a "Lei das Concessões", onde foram estabelecidas as normas para a outorga de novas e prorrogação das concessões existentes. Esta lei criou ainda um novo

agente do setor: O Produtor Independente de Energia Elétrica – PIE, regulamentado posteriormente no decreto N.º 2.003, de 10.09.96.

Sob forte pressão do rápido crescimento da demanda de energia, o Governo passou a atuar em quatro linhas básicas de ação: Regulação, Retomada de Obras, Privatização e Reestruturação Institucional. A reestruturação institucional permitiu a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e a promulgação de outras leis, decretos e resoluções que redundaram em oferta atraente para os empreendedores interessados em atuar no Setor Elétrico e em particular no âmbito das Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs.

Pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, o Congresso Nacional alterou o conceito de PCH, ampliando a faixa de potência de 10.000 kW para 30.000 kW, exigindo, contudo, a definição de características específicas para esse tipo de aproveitamento. A partir desse momento, a ANEEL, órgão regulador do setor de energia elétrica no Brasil, realizou estudos com o intuito de levantar as características físicas dos empreendimentos de geração até 30.000 kW em operação, em projeto e em estudo no País. A partir de uma estatística de 180 centrais geradoras definiram-se – de maneira probabilística – as diversas ocorrências de características físicas dos aproveitamentos.

O processo de definição destas características contou com a realização de audiência pública, para a qual 32 entidades encaminharam cerca de 180 críticas, comentários e sugestões sobre o assunto. Desta forma a ANEEL, com base nos estudos e no resultado da audiência pública, emitiu a Resolução nº 394, de 4 de dezembro de 1998, que definiu como centrais com característica de PCH aquelas com os seguintes requisitos:

- potência instalada total de 30.000 kW; e
- área inundada máxima de reservatório de 3 km².

Juntamente com a mudança do conceito das PCHs, o setor elétrico passa por um rápido movimento em direção à economia de mercado. Entre as principais evoluções neste sentido pode-se citar:

- 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;
- 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;
- criação do Comercializador, com a definição de uma quarta atividade (além de geração, transmissão e distribuição) responsável pela execução de parte importante do mercado, assumindo riscos e realizando o seguro (*hedge*) dos contratos;
- criação no Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS que, juntamente com a garantia de livre acesso, assegura a neutralidade dos sistemas de transmissão;
- garantia de escolha de fornecedor por parte dos consumidores denominados “livres”, fazendo com que cresça a competição pelo aumento do poder de barganha dos clientes. São considerados consumidores “livres” aqueles consumidores existentes com demanda superior a 10 MW atendidos em 69 kV, ou novos consumidores com demanda superior a 3 MW atendidos em qualquer tensão;
- criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, que passa a refletir o comportamento do mercado, sinalizando claramente as oportunidades para o atendimento ao crescimento de demanda.

No caso específico das PCHs, a mudança da estrutura regulatória garantiu alguns benefícios adicionais para esta fonte energética e que se constituíram em grandes atrativos para os empreendedores de PCHs. Os principais são os seguintes:

- A dispensa de concessão, permissão, ou autorização para empreendimentos de potência igual ou inferior a 1MW. Estes empreendimentos necessitam apenas de um registro na ANEEL;
- A dispensa de licitação para a implantação, por PIE e AP, de aproveitamentos com potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, desde que mantidas as características de PCH;
- A isenção de pagamento da taxa de compensação financeira aos Estados e Municípios (6% sobre o valor da energia elétrica produzida);
- A possibilidade de comercializar de imediato a energia elétrica produzida com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW;
- A isenção de pagamento por uso das redes de transmissão e distribuição das PCHs que entrarem em operação até o ano de 2003 e a redução de no mínimo 50% deste custo para as demais;
- O direito de usufruir da sistemática de rateio da CCC, por 72 meses a contar da data de sua implantação, quando se tratar de empreendimento implantado em sistema elétrico isolado em substituição à geração termelétrica que utilize derivado de petróleo.

As PCHs também tiveram especial atenção quando a ANEEL estabeleceu os chamados Valores Normativos – VN, instrumento importante de regulação econômica, sendo parte do limite estabelecido para repasse direto da energia adquirida de produtores independentes para os consumidores cativos das concessionárias. Deve-se salientar que a introdução do VN não gera obrigação de compra por parte das concessionárias, mas sim regulamenta a regra de repasse no ato do reajuste de tarifas.

A Resolução ANEEL nº 233, de 29 de julho de 1999, fixou os valores mostrados na **tabela 2**, para o valor normativo, das diversas fontes de geração elétrica, assim como os critérios para correção dos mesmos.

Tabela 2 - Valor Normativo

FONTE	VN (R\$/MWh)
Fontes Competitivas	72,35
Termelétrica com carvão nacional	74,86
Pequenas Centrais Hidrelétricas	79,29
Termelétrica a biomassa	89,86
Centrais eólicas	112,21
Centrais fotovoltaicas	264,12

Fonte: ANEEL, Nota de esclarecimento sobre a Resolução 22/2001, Valor Normativo de 06/02/2001

A definição do VN permite que os novos produtores negociem contratos de compra de energia junto às concessionárias. Pelo lado das concessionárias elas terão a garantia de que a compra desta energia não implicará em redução das suas margens de lucro.

A ANEEL, por meio da Resolução nº 395 e do Despacho nº 173, de 7 de maio de 1999, definiu claramente os procedimentos para autorização de Pequenas Centrais Hidrelétricas, não só tornando transparentes aos interessados mas, e sobretudo, otimizando a tramitação – reduzindo o tempo médio de autorização de 18 para 5 meses (incluindo-se aí o prazo desde a entrega do projeto até a publicação do ato de autorização) – permitindo que os empreendedores possam iniciar as negociações financeiras e de aquisição dos equipamentos em um prazo mais curto. No **Anexo – A (vide pg. 101)**, é mostrado um fluxograma com o procedimento simplificado para autorização de PCHs. Na realidade, o procedimento indicado, é um dos dois possíveis. A outra possibilidade é a entrega da licença ambiental prévia juntamente com o projeto básico com a sua subsequente aprovação e posterior autorização.

1.4. A influência da legislação atual nos estudos, projetos e implantação de PCHs

A Lei 9.648, de 27/05/98, em seu Art. 4º, alterou o Art. 3 e o Art. 26 da Lei 9.427, de 26/12/96, que instituiu a ANEEL. No que diz respeito ao Art. 26, o mesmo passou a vigorar com a seguinte redação:

Art. 26. Depende de autorização da ANEEL:

I - O aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica;

Seis meses depois, a Resolução 394, de 04/12/98, em seu Art. 2º, estabeleceu os critérios para enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de PCHs, considerando:

- a necessidade de estabelecer condições, visando a estimular o desenvolvimento de estudos, projetos e construção de centrais hidrelétricas de potência igual ou inferior a 30.000 kW, de conformidade com o estabelecido no Art. 4º da Lei 9.648;
- a necessidade de revisar os antigos critérios, estabelecidos para pequenas centrais hidrelétricas, pautados exclusivamente na potência instalada, sem levar em consideração o impacto global da central ao meio ambiente e aspectos relacionados à segurança;
- as contribuições recebidas de diversos agentes e setores da sociedade através da Consulta Pública nº 009, realizada de 11 a 26/11/98.

Essa resolução estabeleceu:

“Os empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 km², serão considerados como aproveitamentos com características de pequena centrais hidrelétrica.”

Parágrafo único. A área do reservatório é delimitada pela cota d'água associada à vazão de cheia com tempo de recorrência de 100 anos.

Em seu Art. 3º esta Resolução estabeleceu ainda:

“O empreendimento que não atender a condição de área máxima inundada poderá, considerada as especificidades regionais, ser também enquadrado na condição de pequena central hidrelétrica, desde que deliberado pela Diretoria

da ANEEL, com base em parecer técnico, que contemple, entre outros, aspectos econômicos e sócio - ambientais.”

1.4.1. Quanto a fisiografia do local e as interferências sócio - ambientais

Em princípio, locais considerados ideais, ou potencialmente atrativos, para a implantação de PMCHs situam-se próximos a quedas naturais, associadas a alguma disponibilidade hídrica e a condições geológicas satisfatórias. Esta atratividade estaria, então, diretamente relacionada a:

- a potência ou energia disponível pela existência de queda e de vazão afluente;
- a barramentos não muito extensos, normalmente inferiores a 800 metros, e com boas condições de fundação;
- e a um reservatório de pequeno porte, inferior a 3 km², que possibilitasse, se possível, alguma regularização horária.

Enfatiza-se, a seguir, alguns aspectos e dificuldades relevantes nos projetos de PCHs, segundo Magela (2000):

A) É perfeitamente compreensível que a limitação de área proposta pela ANEEL, visa minimizar os impactos ambientais. No entanto, mesmo dentro desse limite, é possível que se depare com interferências importantes, tais como, inundação parcial de áreas urbanas, infra-estrutura, áreas de patrimônio tombadas, ou a proximidade de áreas indígenas.

Se as áreas dos reservatórios são maiores que 3,0 km² mas não têm impactos significativos, porque não realizá-los?

Os impactos decorrentes da criação de reservatórios, que oneram os custos ambientais e, conseqüentemente, a atratividade do empreendimento, são, evidentemente, avaliados nos Estudos de Pré-Viabilidade desses aproveitamentos. Se são significativos, os empreendimentos não se viabilizam e os investidores nem realizam o Projeto Básico.

É importante salientar que o conceito de PCH não desobriga à elaboração de um Estudo de Impacto Ambiental (EIA/RIMA), pois o escopo do mesmo depende da aprovação de um Termo de Referência, junto aos órgãos ambientais.

B) Outro aspecto relevante diz respeito ao Código Florestal e a área de reserva em torno de rios e reservatórios. Mesmo em se tratando de lagos com área inferior à 3 km², é importante resguardar a faixa de proteção obrigatória, que é função das dimensões do curso d'água, o que poderia trazer dificuldades para as PCHs.

Este fato tem sido objeto dos mais distintos enfoques, mesmo em Grandes Centrais Hidrelétricas - GCHs. No entanto, esta dificuldade poderia ser contornada se nas fases posteriores do empreendimento fosse elaborado um zoneamento do reservatório, ordenando sua ocupação e influenciando a definição do limite de faixa de proteção, que poderia ser variável, levando em conta fatores como: a ocupação, vegetação e uso e tipo de solo e declividade do terreno.

C) O último aspecto se refere ao estirão do rio de jusante das PCHs, pois normalmente o arranjo prevê o desvio da água, em boa parte do ano, para as turbinas que restituem o escoamento a jusante das quedas ou corredeiras, deixando, na maior parte das vezes, trechos secos de rios, entre a casa de força e a queda d'água a montante.

Este impacto tem duas conotações: a primeira visual, no caso de cachoeiras; e a segunda biológica e de uso da água, que poderia comprometer a biota aquática ou comunidades ribeirinhas.

Sendo assim é preciso harmonizar esses interesses com a adoção de descarga remanescente mínima para garantir os ecossistemas aquáticos, a ser definida nos estudos, e de uma regra da operação das máquinas, no caso de quedas d'água, de forma a permitir a visualização da cachoeira em períodos pré-determinados. Esses aspectos deverão ser aprovados pelas comunidades afetadas e pelo órgão ambiental.

Adicionalmente, registra-se que, não raro, as comunidades municipais estão muito mais interessadas nos benefícios, econômicos e sociais que a implantação desses empreendimentos trazem agregados, induzindo desenvolvimento para os locais das áreas de influência, do que nos benefícios econômicos de parte da compensação financeira (*royalties*) a serem auferidos pelos municípios em casos de inundação de uma área maior que 3,0 km², de acordo com a Lei 7990, de 28/12/89 (Capítulo II, Art. 2º e Art. 3º), regulamentada pelo Decreto 1, de 11/01/91.

Esse fato tem sido comprovado pela experiência em projetos, dessa natureza – por intermédio de pesquisa com as populações e políticos dos municípios onde existem locais apropriados à implantação de PMCHs, segundo Magela (2000).

O órgão regulador poderia alterar a lei em função dos resultados advindos da experiência comprovada e liberar o limite de área inundada, desde que, comprovadamente, não acarrete prejuízos ambientais e, evidentemente, não inviabilize o empreendimento.

1.4.2. Quanto a potência instalada

Quanto a potência instalada, como também comprovado, pela experiência em estudos e projetos de PCHs, vários são os casos de locais com queda e água suficiente para instalar-se de 30.000 a 50.000 kW.

Em alguns casos reais, para locais de alta queda, com potências até maiores que 50.000 kW, os fabricantes/fornecedores de equipamentos consideram o conjunto turbina/gerador pequeno, em função de suas dimensões.

Pode-se citar como exemplo de empreendimento que poderia ser enquadrado como PCH, a UHE Rosal, no rio Itabapoana, com 55 MW de potência instalada e reservatório com área de 1,3 km², em fase final de construção.

1.4.3. Critérios para novas partições de queda

O documento "Sinopse das Ações Governamentais Relativas a Empreendimentos de Geração", da ANEEL, registra um grande número de registros para novos Estudos de Partições de Queda, ou Revisão de Estudos de Inventários, realizados no passado.

Destaca-se que, nos casos das bacias apropriadas para GCHs, esses novos estudos visam, via de regra, adequar os estudos anteriores à realidade ambiental atual. Reservatórios com superfícies muito grandes não se viabilizam ambientalmente nos dias atuais.

No caso das bacias apropriadas para PMCHs, ou trechos de bacias, esses novos estudos nem sempre existem. Quando existem, os locais identificados ficaram situados nos trechos altos dos rios - potencial remanescente (SIPOT – Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro, da ELETROBRÁS). Casos em que esses trechos ficam situados nos trechos inferiores ou intermediários de rios são conhecidos.

Como critério para esses novos estudos, ou revisão de estudos realizados anteriormente, os mesmos devem considerar, obrigatoriamente:

"O Aproveitamento Ótimo do Potencial, considerando os diversos usos da água, como definido na legislação específica e nas Diretrizes para Projetos de PCHs da ELETROBRÁS/ANEEL (1999) – Novo Manual de PCHs", o que deve ser fiscalizado/verificado rigorosamente pelo Órgão Regulador em cada bacia.

1.5. Panorama atual das PCHs no Brasil

Segundo Tiago (2000), de acordo como censo do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, órgão já extinto, até 1997, havia no Brasil em torno de 1.858 PCHs identificadas e que correspondiam a uma capacidade total instalada de 1.111,3 MW. Entretanto destas 1.089 centrais não se conhecia as condições operacionais, 428 centrais estavam abandonadas, 7

centrais encontravam-se em fase de reativação, 3 estavam sendo reformadas e apenas 331 centrais, correspondendo a 604,7 MW, encontravam-se em operação. A **tabela 3** a seguir ilustra essa situação:

Tabela 3 - Situação de PCHs existentes no Brasil até 1997

Situação Atual	Quantidade	Capacidade Total Instalada (MW)	Capacidade Média Instalada (MW)
Em Operação	331	604,6	1,83
Em Recapacitação	3	7,8	2,59
Reativação	7	16,5	2,36
Abandonadas	428	154,5	0,36
Situação Desconhecida	1.089	327,9	0,30
Total	1.858	1.111,3	0,59

Fonte: Amaral (1997, p.5)

Em 1997, havia a perspectiva de implantação de 346 empreendimentos novos que correspondiam 1.044,5 MW de capacidade instalada. Dessas 20 unidades encontravam em fase de construção, 104 em fase de projeto e 222 unidades em fase de estudos preliminares, como mostrado na **tabela 4**.

Tabela 4 – Situação das PCHs a serem construídas no Brasil após 1997

Situação	Quantidade	Capacidade Total Instalada (MW)	Capacidade Média Instalada (MW)
Estudo Preliminar	222	654,4	2,95
Projeto	104	317,7	3,06
Construção	20	72,4	3,62
Total	346	1.044,5	3,02

Fonte: Amaral (1997, p.5)

De acordo com esses dados pode-se verificar que houve um aumento da capacidade média de PCHs, enquanto a potência média das PCHs existentes é de 0,59 MW, os novos empreendimentos têm uma potência média de 3,02 MW. Este fato pode ser explicado pelo quadro atual do mercado brasileiro que está motivando os investimentos da iniciativa privada no setor.

Em 1998, a ANEEL, criou um programa de fiscalização de todas as centrais de geração de eletricidade de serviço público existentes no país, e em 1999 a

fiscalização foi estendida ao setor privado que envolveram os autoprodutores e produtores independentes. A **tabela 5** mostra o resultado desses dois censos.

Tabela 5 – Situação das PCHs no Brasil, censo 1999

Tipo de Produtor	Faixa de Potência MW	Quantidade		Potência	
		(1)	(2)	(1)	(2)
Serviço Público	1 a 10	267		667,7	
	10 a 30	41		783,4	
Autoprodutor	Abaixo de 1	10	5	5,3	2,4
	1 a 10	55	8	134,9	20,5
	10 a 30	3		28,9	
Produtor Independente	Abaixo de 1				
	1 a 10	3	1	12,7	3
	10 a 30	1		25	
Totais Parciais	Abaixo de 1	10	5	5,3	2,4
	1 a 10	325	9	815,3	23,5
	10 a 30	45		837,3	
TOTAL GERAL		380	1	1.657,9	25,9

(1) PCHs em operação (2) PCHs fora de operação

Fonte: Relatórios de Fiscalização ANEEL

Dados mais recentes indicam o seguinte panorama das PCHs, segundo Paulon et al. (2000):

PCHs em operação - Segundo os dados de janeiro/2000 registrados no SIPOT - Sistema de Informação do Potencial Hidrelétrico da ELETROBRÁS, as usinas (PCHs - potência entre 1 e 30 MW) instaladas, incluindo os autoprodutores, totalizam 179 unidades com potência total de 1.169,13 MW;

PCHs em estudo - Consulta aos dados disponibilizados pela ANEEL demonstrou que em janeiro/2000 havia 30 Projetos Básicos de PCHs em execução pelos empreendedores e outros 40 Projetos Básicos em análise pela Agência, visando a aprovação;

PCHs com projeto básico aprovados pela ANEEL - A mesma base de dados demonstrou ainda que 67 projetos de PCHs foram aprovados após 1995, sendo que 34 tiveram autorização outorgada a partir de 1998, e que outros 14 estavam em fase de outorga em janeiro/2000.

Constata-se portanto o crescimento do interesse por este tipo de empreendimento e a rápida resposta dos empreendedores em realizar projetos e obras cuja implantação tenha alguma forma de incentivo ou apoio do Estado. Conforme a legislação vigente, estes aproveitamentos estão livres de licitação, necessitando apenas uma autorização da ANEEL após a aprovação de um Projeto Básico.

Esta facilidade estimulou o interesse dos investidores privados que, ao realizar os estudos por sua conta e risco, sentem-se mais seguros ao não participar de um processo licitatório do qual podem não sair vencedores. A **tabela 6** mostra os empreendimentos hidrelétricos em fase de viabilidade e projeto básico com registro na ANEEL:

Tabela 6 - Empreendimentos hidrelétricos com registro ativo na ANEEL

	Potência Instalada (MW)		
	1<P<30	30<P<50	P>50
PB ou Viabilidade com Registro Ativo	30	4	25
PB ou Viabilidade em Análise	40	3	21
PB ou Viabilidade Aprovados após 1995	67	3	18

PB – Projeto Básico

Fonte: ANEEL, 2000

A Lei 9.074 assegura, a todos os agentes do sistema elétrico, o livre acesso aos sistemas de transmissão/distribuição, mediante o pagamento dos encargos de seu uso. Para as PCHs e usinas com potência instalada entre 30 e 50 MW, isto é, aquelas não despachadas centralizadamente, foi aberto pela ANEEL processo de Audiência Pública para regulamentação do uso do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

Atualmente, apenas as usinas com potência igual ou acima de 50 MW são despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, ou seja, se beneficiam do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Este dispositivo permite que o conjunto (pool) de usinas despachadas garanta às usinas participantes os valores da energia assegurada.

A **tabela 6** mostra um grupo de usinas com potência entre 30 e 50 MW, que não possuem as vantagens oferecidas às PCHs, e atualmente nem àquelas oferecidas pelo conjunto (pool) (despacho centralizado pelo ONS). Por esses motivos, estas usinas estão hoje compondo um grupo que, absolutamente, não interessa a nenhum empreendedor.

Hoje o que se poderia afirmar é que existe um grande interesse por parte dos investidores na implantação de usinas de potência igual ou inferior a 30MW, pois nestes casos a legislação é favorável. Percebe-se que existiam, em janeiro/2000, 40 projetos de PCHs em análise na ANEEL contra 24 projetos de usinas não consideradas PCHs. Destes 24 projetos, 21 possuíam potência maior que 50 MW e apenas 3 apresentavam potência na faixa entre 30 e 50 MW. A mesma comparação se pode fazer ao se analisar os projetos aprovados após 1995 pela Agência.

1.6. O mercado potencial de pequenas e médias usinas no Brasil

A **tabela 7** adiante aponta, nos estados da federação, o potencial de usinas com potência até 50 MW, que foi identificado e que são passíveis de estudos mais aprofundados, não incluindo o potencial remanescente, segundo Paulon et al. (2000).

Tabela 7 - Usinas com potência até 50 MW

ESTADO	P ≤ 30 MW			30 < P ≤ 50 MW		
	Qtde	PotNominal	%	Qtde	PotNominal	%
ACRE	1	8,00	0,08	0	0	0,00
ALAGOAS	6	17,20	0,18	0	0	0,00
AMAZONAS	3	8,25	0,08	0	0	0,00
AMAPÁ	3	37,00	0,38	0	0	0,00
BAHIA	87	913,90	9,33	5	195,30	4,18
CEARÁ	5	8,30	0,08	0	0	0,00
ESPIRITO SANTO	80	558,20	5,70	2	79,80	1,71
GOIAS	12	246,88	2,52	12	507,00	10,85
MARANHÃO	13	156,40	1,60	2	75,20	1,61
MINAS GERAIS	349	3.557,00	36,31	43	1.634,80	34,99
MATO GROSSO DO SUL	55	617,76	6,31	7	267,76	5,73
MATO GROSSO	18	200,05	2,04	0	0	0,00
PARÁ	6	66,90	0,68	2	75,00	1,61
PARAIBA	3	7,60	0,08	0	0	0,00
PERNAMBUCO	4	24,50	0,25	0	0	0,00
PIAUI	2	28,40	0,29	0	0	0,00
PARANÁ	51	582,47	5,95	12	446,15	9,55
RIO DE JANEIRO	28	413,07	4,22	4	149,67	3,20
RIO GRANDE DO NORTE	1	2,15	0,02	0	0	0,00
RONDÔNIA	16	101,33	1,03	1	49,00	1,05
RORAIMA	1	27,00	0,28	2	81,00	1,73
RIO GRANDE DO SUL	69	672,94	6,87	16	616,00	13,18
SANTA CATARINA	51	669,96	6,84	7	291,10	6,23
SÃO PAULO	65	720,48	7,36	4	157,00	3,36
TOCANTINS	13	150,00	1,53	1	48,00	1,03
TOTAL	942	9.795,74	100,00	120	4.672,78	100,00

Fonte: SIPOT/ELETOBRAS, janeiro/2000

Observam-se elevados valores potenciais no Estado de Minas Gerais e significativos valores nos Estados da Bahia e Rio Grande do Sul, seguidos de outros potenciais significativos nos estados de São Paulo, Santa Catarina, Paraná e Espírito Santo.

Segundo (Tiago,2000), nunca se fez um estudo de inventário sobre os potenciais remanescentes nas bacias hidrográficas brasileiras. Entretanto há algumas estimativas que fornecem como sendo 7.000 MW o potencial possível de ser explorado através das PCHs.

Além das PCHs em operação, em construção, em estudo e remanescente no país, há um potencial a ser explorado de fácil viabilização que é a recapacitação e reativação de antigas centrais.

A maioria foi construída entre 1930/1940, o que coloca a média de idade das instalações por volta de 60 anos. Na época os dados hidrológicos eram incipientes e a tecnologia permitia a construção de equipamentos com eficiência limitada.

Estudos indicam que um reestudo das condições hidrológicas, a adaptação do sistema de adução e a modernização e redefinição dos componentes do grupo gerador poderão agregar cerca de 200 MW em curto período de tempo.

Também a recapacitação das centrais desativadas mostra ser um campo promissor para o investimento em PCHs no país. Há no Brasil em torno de 427 centrais desativadas, com potência média na ordem de 0,37 MW, que podem ser reformadas em condições favoráveis, podendo agregar em torno de 156MW ao parque de geração do país.

Em situação desconhecida existem em torno de 1.039 centrais no país. A maioria delas se encontra nas regiões Sul e Sudeste do país. Em locais de fácil acesso ao sistema interligado. Até o momento não existe nenhum trabalho sistemático para levantar reais condições destas centrais e nem a questão da propriedade e a possibilidade da recuperação e reativação das mesmas.

A reabilitação de antigas PCHs apresenta-se como um mercado promissor. O uso de tecnologias mais atualizadas e eficientes, estudos hidrológicos mais apurados, investimento na automatização das centrais pode-se lograr um aumento considerável nas capacidades instaladas das antigas centrais com consideráveis reduções nos custos operacionais das mesmas. A **tabela 8** mostra as PCHs possíveis de serem recapacitadas ou reativadas no Brasil.

Tabela 8 - PCHs possíveis de serem recapacitadas ou recuperadas

Situação	Quantidade	Potência (MW)
Recapacitação		200
Centrais desativadas	427	156
Centrais em situação desconhecidas	1.039	328
Total	1.466	684

FONTE: Amaral, 1999

1.7. Perspectivas e tendências

As mudanças na legislação, como explicitado anteriormente, provocaram um aumento considerável no interesse de empreendedores em PCHs. A **tabela 9** mostra a evolução surpreendente ocorrida nos últimos anos, considerando as solicitações – o que hoje poderia se classificar como registro – dos agentes à ANEEL. Após a publicação da nova legislação sobre PCHs, no início de 1998, o volume de registros triplicou com relação à média histórica.

Tabela 9 – Evolução dos registros de PCHs na ANEEL

Ano	Número de Registros
1995	74
1996	41
1997	86
1998	273
1999	148

Fonte: Nascimento, II Simpósio sobre PMCH, Canela RS 4-7/04/00

Fato importante que deve ser verificado é a evolução do tamanho médio das PCHs que vêm sendo estudadas pelos empreendedores. De acordo com a **tabela 10**, está havendo uma mudança radical tanto neste item quanto no perfil dos empreendedores – em 1996 somente 9% dos interessados eram produtores independentes de energia elétrica, com claro interesse em tornarem-se competidores na indústria de energia elétrica. Hoje a participação de PIE é superior a 70%.

Tabela 10 - Tamanho médio dos projetos de PCHs

Ano	Tamanho Médio dos Projetos (MW)
Histórico	2
1995	7,61
1996	8,73
1997	8,82
1998	10,99
1999	8,63

Fonte: Nascimento, II Simpósio sobre PMCH, Canela RS 4-7/04/00

Considerando os diversos mecanismos de incentivos que a ANEEL tem colocado, não somente para as PCHs, mas para as outras fontes de geração distribuída, o cenário futuro é bastante estimulante, pois a capacidade instalada de PCHs deverá dobrar nos próximos três anos. Outro ponto importante é o aparecimento de empreendedores cujo objetivo é participar ativamente da indústria de energia elétrica, gerando e comercializando a energia produzida pelas PCHs. Salienta-se este ponto, pois a prática corrente até 1998 era de empreendedores apenas interessados em atender as suas próprias necessidades quanto ao consumo de eletricidade.

Em um período entre 18 e 24 meses deverão estar entrando em operação cerca de 628 MW – que correspondem às centrais já autorizadas ou em vias de serem autorizadas – divididos pelos Estados da Federação, como mostra a **tabela 11**:

Tabela 11 - PCHs com entrada em operação entre 18 e 24 meses

Estado	Potência (MW)	%
Bahia	25	4,0%
Espírito Santo	52	8,3%
Goiás	16	2,5%
Mato Grosso	71	11,3%
Mato Grosso do Sul	21	3,3%
Minas Gerais	333	53,0%
Paraná	26	4,1%
Rio de Janeiro	30	4,8%
Rio Grande do Sul	43	6,8%
Rondônia	4	0,6%
São Paulo	7	1,1%
Total	628	100,0%

Fonte: Nascimento, II Simpósio sobre PMCH, Canela RS 4-7/04/00

Além destas centrais, existe um outro grupo que deverá entrar em operação em um período de 24 a 36 meses, que são aquelas cujos projetos encontram-se em análise na ANEEL para aprovação e posterior outorga de autorização.

Estas centrais correspondem a mais 472 MW, totalizando, desta forma, mais de 1.110 MW previstos para entrada em operação até o ano de 2003. Este valor representa um aumento, em 3 anos, de praticamente 100% da capacidade instalada neste tipo de fonte energética, colocando energia suficiente para atender uma cidade com 2,5 milhões de residências (aproximadamente do tamanho do Rio de Janeiro).

Este movimento de construção de PCHs deverá significar um investimento direto, de longo prazo, no País, de aproximadamente US\$ 1 bilhão, pulverizado em vários Estados e com reduzidos impactos ambientais.

1.8. As linhas de financiamento existentes, as características dos empreendimentos e seu impacto na implantação das usinas

Hoje, a construção de PCHs conta com duas linhas principais de financiamento, através da ELETROBRÁS e BNDES:

- a) ELETROBRÁS - Linha de crédito de uso exclusivo dos concessionários cujos recursos são oriundos da Reserva Global de Reversão - RGR, com o seguinte custo financeiro:
- Encargos Financeiros: Juros = 5% a.a. + Taxa de Adm.=1% a.a.;
 - Carência: ajustada ao cronograma de execução do projeto a partir da data de assinatura do Contrato. Usualmente a carência coincide com o período de construção (entre 2 e 3 anos);
 - Amortização: 10 anos (após carência);
 - Participação: Sistemas Isolados: 70% do custo total do empreendimento e Sistemas Interligados: 30% do custo total do empreendimento;

- **Habilitados:** concessionárias ou consórcios incluindo concessionários;
 - **Abrangência:** construção, recapacitação e/ou revitalização de PCHs, abrangendo estudos, projetos de engenharia, aquisição de equipamentos, peças sobressalentes e montagem.
- b) **BNDES** - Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico, que tem por objetivo contribuir, efetivamente para o estímulo à implantação, em curtíssimo prazo, dos projetos de expansão da capacidade instalada do sistema elétrico brasileiro. O custo financeiro das operações é o seguinte:
- **Encargos Financeiros:** Juros = Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP = 12,00% a.a. em janeiro/2000) + margem de ganho (spread) básico (2,5% a.a.) + margem de ganho (spread) de risco (até 2,5% a.a.) ou margem de ganho (spread) do agente (negociado com o agente financeiro);
 - **Carência :** de acordo com a maturação do projeto;
 - **Amortização :** de acordo com a maturação do projeto;
 - **Nível de participação:** financiamento de 100% dos gastos locais, limitado a 80% do investimento total;
 - **Habilitados:** as condições financeiras serão aplicáveis, exclusivamente, aos projetos pré-identificados como prioritários pelo MME. O pré-requisito é de que a usina entre em operação até 31.12.2003. A apresentação de consulta prévia ao BNDES deverá ser feita até 30.06.2001.

Os estudos e projetos contam com o financiamento da FINEP que assegura às entidades de natureza pública ou privada os recursos necessários para a contratação de empresas de consultoria para o desenvolvimento de projetos de interesse do Setor Elétrico. O financiamento engloba levantamentos, estudos para planejamento, estudos de viabilidade, projeto básico e detalhamento com um custo financeiro de:

- **Encargos Financeiros:** Juros = TJLP + 6% a.a.;
- **Carência :** 2 anos;

- Amortização: 3 anos.

Tradicionalmente, a construção de centrais hidrelétricas vinha sendo suportada por recursos financeiros públicos que, ao escassearem, não encontraram substituição no setor privado. Com isso é natural que haja uma redução na construção de novas usinas hidrelétricas. Este fato nada tem a ver com os benefícios econômicos da implantação destas centrais, mas sim com a prioridade em que este tipo de empreendimento possui na visão das entidades financiadoras privadas. Estas prioridades favorecem os projetos de baixo risco, com aplicações não intensivas de capital, curto prazo de construção e rápido retorno. Os projetos mais fáceis de se financiar são aqueles que possuem os seguintes atributos:

- Tecnologia padronizada;
- Baixo risco de construção;
- Garantia de receita(receita perfeitamente previsível);
- Pequeno prazo de construção;
- Grande participação de equipamentos eletro-mecânicos;
- Fluxo de caixa balanceado;
- O menor número possível de empecilhos externos(questões regulatórias).

Isso apresenta um fato preocupante: Menos de 3% dos Produtores Independentes no mundo estão investindo em hidreletricidade em função do alto risco, problemas regulatórios e competição com outras fontes mais fáceis de serem implementadas.

Do ponto de vista de financiamento, as hidrelétricas, sejam elas pequenas, médias ou grandes, apresentam os seguintes complicadores:

- Os projetos são totalmente dependentes das características do local onde serão implantados (tecnologia não padronizada);
- Alto risco na construção;

- Produção de energia ligada ao regime hídrico dos rios e portanto não previsível na totalidade;
- Relativamente longo prazo de construção;
- Pouca participação de equipamentos no custo total, grande parte de obras civis;
- Investimento intensivo de capital no início da construção, desbalanceando o fluxo de caixa;
- Questões regulatórias relativas a propriedade da terra e uso da água.

Segundo Paulon et al. (2000), o mérito relativo das hidro e das termogeradoras, em termos financeiros, favorece a opção dos financiadores em financiar térmicas e é exatamente por isso que hoje, segundo pesquisa do Banco Mundial, no mundo, o setor privado constrói mais de 40 MW de térmicas para cada novo MW de hidroeletricidade implantado.

CAPÍTULO 2

PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS E O MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA

2.1. Funcionamento do novo modelo do Setor Elétrico

O Setor Elétrico Brasileiro iniciou uma nova fase a partir de 1993, com o advento da Lei nº 8631/93 que viabilizou maior segurança entre seus atores nas transações relacionadas com a energia elétrica, na medida que criou meios para garantir o cumprimento das obrigações assumidas naquele ambiente.

Todavia, somente dois anos mais tarde quando foram regulamentados os dispositivos constitucionais relativos às concessões e permissões de serviços públicos e exploração de bens e instalações de energia elétrica, através da aprovação de Leis relacionadas com concessões e permissões, inclusive, no campo específico de energia, é que se proporcionou as condições necessárias para a reorganização desse setor de modo a torná-lo competitivo. Tais diplomas legais viabilizaram a desestatização daqueles serviços de energia elétrica.

É de se ressaltar que os anos 90 reuniram todos os fatores que poderiam contribuir para o agravamento de uma crise no Setor Elétrico: a insuficiência de investimentos efetuados nas décadas anteriores, o esgotamento da capacidade de geração de energia elétrica das hidrelétricas existentes, o aquecimento da

economia provocado pelo Plano Real e a escassez de recursos do Governo para atender a necessidade de investimentos para a expansão do Setor Elétrico, que em média precisava de ingressos na ordem de R\$ 6 bilhões ao ano, entre outras funções atinentes ao Estado, razão pela qual se fez necessário estudar alternativas que viabilizassem a referida expansão setorial.

O Governo encontra a alternativa de intervir menos no Setor Elétrico como acionista controlador e "empresário" procurando, gradualmente, através do Programa Nacional de Desestatização - PND, atrair novos empreendedores para exercer estes papéis. Tal alternativa vem demonstrar que o antigo arcabouço jurídico - institucional do Setor Elétrico era incompatível com o fenômeno da globalização. Resolveu-se então respaldar a referida política de Governo contratando consultoria especializada para estes fins.

Em 1996, o Governo Brasileiro decidiu contratar os serviços de consultoria da Coopers & Lybrand para auxiliá-lo a desenvolver um novo modelo de funcionamento para o Setor Elétrico Brasileiro através do Projeto RE-SEB. Os objetivos básicos do projeto eram a introdução de competição nos segmentos Produção e Distribuição/Comercialização e, ao mesmo tempo, a criação de um ambiente comercial transparente que fornecesse sinais claros e regras com bases econômicas para o funcionamento das Empresas existentes, bem como a entrada de capital privado para expansão e concretização de novos investimentos.

Ainda em agosto de 1996, iniciou-se a fase de concepção do novo modelo, sob a coordenação da Secretaria Nacional de Energia do Ministério de Minas e Energia, se concluindo pela criação de uma Agência Reguladora, um operador para o sistema e um ambiente, através de uma operadora, onde fossem transacionadas as compras e vendas de energia elétrica.

Assim, através da ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, o Governo assumiu o papel de agente orientador e fiscalizador dos serviços de energia elétrica. A ANEEL, criada em 1996 visando estabelecer bases regulatórias para

o novo Mercado, tem como principais atribuições além de regular e fiscalizar o Setor Elétrico:

- (i) fixar tarifas e padrões de qualidade;
- (ii) estimular a eficiência econômica da indústria;
- (iii) manter os investimentos realizados pelos empreendedores lucrativos;
- (iv) universalizar os serviços de energia elétrica - livre acesso; e
- (v) evitar abusos na estrutura de custos do sistema.

Continuando o processo de reestruturação, o Congresso Nacional determinou a criação do ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico e do MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, através da Lei 9648 de maio de 1998 e do Decreto 2655 de julho do mesmo ano.

Ao ONS cabe supervisionar e controlar a operação da geração e transmissão no Brasil a fim de otimizar custos e garantir confiabilidade e segurança do Sistema Interligado.

Também é responsável pela administração operacional e financeira dos serviços de transmissão e das condições de acesso à Rede Básica - livre acesso.

Foi também instituído o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, ambiente virtual (sem personalidade jurídica), instituído através da assinatura de um contrato de adesão multilateral - Acordo de Mercado - para ser o ambiente onde se processam a contabilização e a liquidação centralizada no mercado de curto prazo.

O acordo de Mercado, um contrato multilateral assinado em agosto de 1998, é a base das relações no âmbito do MAE. Ele estabelece as diretrizes de funcionamento, regendo as obrigações e direitos de seus membros, as condições de adesão, as garantias financeiras, suas regras comerciais, as

condições para alteração de seus termos, além de outras determinações relevantes.

A categoria produção é composta pelos agentes de geração, pelo agente comercializador de Itaipu, pelos agentes compradores de quotas-partes de Itaipu e pelos agentes de importação de energia. A categoria consumo é formada pelos agentes de comercialização, pelos consumidores livres e pelos agentes de exportação de energia.

Geração - A atividade é aberta à competição, não é regulada economicamente e todos os geradores têm a garantia de livre acesso aos sistemas de transporte (transmissão e distribuição) e podem comercializar sua energia livremente. Compreende os diferentes processos de conversão de energia primária em energia elétrica, seja através de hidrelétricas, termelétricas, usinas nucleares, entre outras.

Transmissão - As redes de transmissão da rede básica, agora constituem-se em vias de uso aberto, podendo ser utilizado por qualquer agente, desde que pagando a devida remuneração ao proprietário (custo de uso do sistema de transmissão). O pagamento pelo uso da rede deve estimular o ingresso de novos geradores e consumidores, bem como a entrada de novos Agentes por licitação para construção de novas linhas de transmissão de rede básica.

Distribuição - A distribuição é a atividade de distribuir e comercializar energia, regulada técnica e economicamente pela ANEEL e, assim como as redes de transmissão, deve conceder liberdade de acesso a todos os Agentes do mercado, sem discriminação. Todo consumidor localizado na zona geográfica de abrangência da distribuidora tem o direito de se conectar à rede de distribuição, e a empresa é obrigada a prestar um serviço de qualidade, independente do consumidor comprar dela ou de qualquer outra comercializadora.

Comercialização - Com a reestrutura do setor energético, surgiu a figura do comercializador de energia, responsável pela compra, importação, exportação e venda de energia elétrica a outros comercializadores, distribuidores, geradores ou consumidores livres, através de contratos de longo prazo ou no

mercado Livre, com os preços livremente negociados entre as partes de acordo com o montante de energia.

Autoprodutor - É a empresa que produz, de forma individual ou consorciada, energia elétrica para uso próprio, podendo fornecer o excedente às concessionárias de energia elétrica, desde que previamente autorizada pela ANEEL.

Produtor independente - Pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da produção, por sua conta e risco.

Consumidores livres - Atualmente, empresas com demanda instalada maior ou igual a 10 MW e atendimento de tensão de, no mínimo, 138 kV, são consideradas consumidores livres, ou seja, estão legalmente autorizadas a escolher o fornecedor de energia elétrica que lhes oferecer melhores condições, gerando economia para empresa. Este direito será gradativamente estendido às empresas de médio e pequeno porte.

2.2. Comercialização de curto prazo no ambiente MAE

Com a Reestruturação do Setor Elétrico, a contabilização de curto prazo sofreu mudanças significativas na sua forma de operar. Os agentes das categorias geração e consumo, tem seus desvios de energia gerada e carga verificados sujeitos a valores de tarifa, calculados por modelos de simulação que buscam convergir para a operação ótima de todo o sistema interligado. Tais modelos indicam valores de custos marginais de operação onde são utilizados para valorar os desvios de geração e carga que os agentes realizaram em determinado período de apuração.

Os agentes de geração, que geraram acima de seus compromissos tem sua energia secundária (aquela gerada acima da energia assegurada) em MWh, valorizada a Tarifa de Energia de Otimização que pode valer no mínimo

R\$3,00. Caso não consiga gerar por algum impedimento, o MRE garante a manutenção de seus contratos a um valor fixo de R\$ 3,00 por MWh.

Caso o gerador tenha obras em andamento pode obter um ganho de energia excedente, quando ele antecipa a entrada de uma máquina em operação, em relação ao cronograma preestabelecido e até a sua unidade de base, sendo essa energia considerada livre para ser negociada no Mercado LIVRE.

Caso contrário, ou seja, o gerador atrase a entrada da unidade geradora considerada no cronograma de expansão estipulada para os contratos iniciais, nesse caso estaria sujeito a penalidades, sendo que esse montante de energia seria valorada ao preço LIVRE. A alternativa para que o agente pode minimizar esse montante é através da celebração de contratos bilaterais com outros agentes que tenham sobras de energia assegurada ou contratos a preços em média menores que o preço LIVRE.

Para o agente da categoria consumo o raciocínio é idêntico, ou seja, caso a sua carga atendida foi menor que a contratada ele possui sobra de contrato e pode vendê-la, também via contratos bilaterais com outro agente, caso contrário, terá que comprar para também não ficar exposto ao preço LIVRE.

Desde julho de 1999, essas regras que norteiam o mercado foram baseadas nas resoluções publicadas pela ANEEL em particular a resolução 222 de maio/1999, que regulamentou o mercado de curto prazo até o mês de agosto de 2000 onde tal resolução foi revogada e passou a vigorar a resolução 290 de 04/08/2000 com as novas regras de mercado que possui as seguintes etapas de implantação:

- 1 a etapa: até 1º de setembro de 2000 (etapa de implementação);
- 2 a etapa: até 1º de julho de 2001; e
- 3 a etapa: até 1º de janeiro de 2002.

A primeira etapa se caracteriza pela definição no âmbito do MAE dos preços ex-ante de energia, onde os modelos de formação de preços utilizam para a simulação da operação ótima e conseqüentemente o preço da energia de curto prazo os valores estimados, ou seja, antes da operação em base mensal.

A segunda etapa se caracteriza pelo início da dupla contabilização, com preços e quantidades calculados ex-ante e ex-post (dados verificados).

A terceira etapa se caracteriza pelo início da definição de preços e quantidades em intervalos de uma hora, no máximo, mantida a dupla contabilização.

2.3. Como são representadas as PCHs no MAE/ONS

São membros obrigatórios de Mercado Atacadista de Energia Elétrica:

- Titulares de concessão ou autorização para exploração de serviços de geração que possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW;
- Titulares de concessão, permissão ou autorização para exercício de atividades de comercialização de energia elétrica com mercado igual ou superior a 300 GWh/ano;
- Titulares de autorização para importação ou exportação de energia elétrica em montagem com potência igual ou superior a 50 MW.

Estão autorizados a participar do MAE também geradores com capacidade instalada inferior a 50 MW, comercializadores com mercado inferior a 300 GWh/ano, importadores e exportadores de energia elétrica em montante inferior a 50 MW e consumidores livres.

Para tanto, basta manifestar junto à ASMAE o interesse em participar e assinar um contrato de adesão onde estão explicitados todos os direitos e deveres dos Agentes, conforme Procedimento de Mercado "Adesão, Atualização de Dados e Desligamento do MAE", cuja aprovação está em

discussão, até a presente data (fevereiro/2001), no âmbito dos Grupos de Trabalho e Comitê Executivo da ASMAE.

Desde quando eram elaborados os Planos Anuais de Operação, cujas atividades principais eram de Planejamento e Coordenação Eletroenergética dos Sistemas Elétricos Interligados das regiões Sul/Sudeste_Centro Oeste/Norte/Nordeste e aspectos relacionados a operação do sistema e desempenho econômico financeiro do setor elétrico, instrumento oficial do GCOI - Grupo Coordenador para Operação Interligada, as PCHs não eram simuladas nos modelos oficiais da ELETROBRÁS, ficando apenas os grandes aproveitamentos, com reservatório e a fio d'água, na determinação dos montantes de oferta de energia/demanda para atendimento do mercado.

Os montantes de energia/demanda sazonalizados das PCHs eram informados pelas empresas geradoras e então adicionadas em seus respectivos recursos energéticos para compor a energia garantida e demanda no fechamento final dos balanços de energia e demanda.

Com a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e o Mercado Atacadista de Energia MAE, as PCHs continuam não participando das simulações, sendo abatidos os seus montantes dos contratos firmados pelas empresas participantes do mercado que possuem tais PCHs.

As PCHs não são despachadas centralmente pelo ONS, ou seja, não possuem o direito do MRE - Mecanismo de Realocação de Energia, que funciona como um seguro que objetiva compartilhar o risco de otimização hidrológica entre os geradores. O MRE tem como princípio garantir que todos os geradores participantes do MRE recebam a energia assegurada que lhes cabe, independentemente de sua produção real de energia, desde que os participantes do MRE como um todo tenham gerado energia suficiente ou superior para atender aos contratos. Em outras palavras, o MRE realoca, transferindo o excedente daqueles que geraram além de sua energia assegurada para aqueles que geraram abaixo.

Conforme o "Planejamento Anual da Operação Energética ano 2000", elaborado pelo ONS, atualmente existem cerca de 143 aproveitamentos com potência instalada até 30 MW totalizando 870 MW de potência e 483 MW médios de energia firme que participam do Sistema Elétrico Interligado, distribuídos da seguinte maneira como mostra a tabela 12.

Tabela 12 - Usinas não despachadas centralizadamente

SUBSISTEMA	ENERGIA FIRME (MWmed)	POTENCIA EFETIVA (MW)
SUL	177	283
SUDESTE / CENTRO-OESTE	251	491
NORTE	9	11
NORDESTE	46	85
TOTAL BRASIL	483	870

Fonte: ONS "Planejamento Anual da Operação Energética ano 2000", abril, 2000

2.4. Os benefícios/riscos de inserção das PCHs no MAE

Embora seja facultativo a sua participação no Mercado Atacadista de Energia, conforme o artigo 3 da resolução 249, de 11 de agosto 1998, ainda persiste muitas dúvidas com relação a adesão ao MAE pelos produtores independentes de energia, principalmente, pelos seguintes motivos:

- Contratos de venda de energia de longo prazo - qual o montante de energia a ser contratado; a que tarifa; por quanto tempo; o que fazer para atender aos contratos em épocas de hidraulicidade desfavoráveis; deve-se comprar energia no mercado livre?
- Como obter financiamentos com os riscos existentes;
- Por não possuir critérios que definam qual o montante de sua energia assegurada e não ser despachada centralizadamente pelo ONS, não possui o privilégio de ter sua energia a ser fornecida garantida pelo MRE, com isso correndo o risco de estar exposta a penalidades de não geração, conseqüentemente não cumprimento dos contratos.

A ANEEL, em 29 de janeiro de 2001, através do AVISO DE AUDIÊNCIA PÚBLICA nº 001/2001, informou aos consumidores e agentes do setor de energia elétrica e demais interessados, que mediante o intercâmbio de documentos e informações estaria abrindo AUDIÊNCIA PÚBLICA que estabeleceria as condições para a utilização do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, por centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente.

Foram apresentados uma minuta de resolução e uma Nota Técnica sem n.º/2000-SRG/ANEEL intitulada “Regulamentação do uso do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE para centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente”.

A ANEEL também buscou mostrar não apenas a solução adotada na minuta de resolução apresentada, mas todas as opções factíveis, apontando suas benefícios e dificuldades.

Na Nota Técnica, a ANEEL descreveu as dificuldades de caráter prático quanto a precisão dos resultados obtidos nos modelos computacionais que determinam a energia assegurada utilizando o processo de reservatório equivalente para se definir essa energia para as usinas não despachadas centralizadamente.

Foi descrito o mecanismo atual para definição da energia assegurada no caso das centrais de grande porte, com a utilização de conceitos probabilísticos, e os problemas na adoção desta alternativa para centrais não despachadas centralizadamente. Mostrou-se a possibilidade da utilização de um programa específico para determinação da energia assegurada, com as mesmas premissas utilizadas na definição das centrais de grande porte, com algumas simplificações.

Outra alternativa foi considerar a possibilidade de utilização do conceito determinístico que existia antes da energia garantida, a chamada “Energia

Firme” que é definida como o valor médio que a usina é capaz de gerar ao longo do período crítico do sistema. Esta alternativa foi denominada de energia média do Período Crítico de Ciclo Completo - PCCC. Porém apresenta dificuldades na sua determinação por submercado e o desacoplamento existente entre a definição de submercado e o sistema hidroenergético, o que ampliaria possíveis distorções na definição de energia assegurada.

Em uma última análise, a ANEEL propõe considerar como energia assegurada da central a média gerada pela série de vazões naturais fornecidas pelo Agente Responsável, levando em conta a indisponibilidade e a potência instalada.

Para considerar essa metodologia como sendo aquela a ser adotada, a ANEEL baseou-se na sua facilidade e simplificação e no fato de ter realizado de inspeções em mais de 70 centrais acima de 50 MW onde verificou-se que a energia média do período crítico é 94% da energia média de longo termo. No caso da aplicação do conceito da energia média do período crítico de ciclo completo, este valor deverá ficar entre 94% e 96% da energia média de longo termo.

Logo, parece que para fins de garantir a praticidade da aplicação desse regulamento, tanto do ponto de vista dos empreendedores quanto do próprio órgão regulador, e sem perder de vista os fundamentos técnicos da escolha, a ANEEL sugere que poder-se-ia determinar a energia assegurada das centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente como sendo a média da energia gerada pela série hidrológica de vazões. A referida série terá de ser fornecida pelo Agente Responsável e sua consistência será avaliada pela ANEEL, devendo conter as vazões médias mensais de um período não inferior a 50 anos.

Para a realização do cálculo da energia média gerada, conforme a ANEEL, deve-se proceder da seguinte maneira:

- Multiplica-se a série hidrológica pela produtividade média da UHE, como demonstrado abaixo:

$$[E_i] = [Q_i] * \rho_{\text{méd}}$$

onde:

[E_i] – vetor de energias médias mensais;

[Q_i] – vetor de vazões médias mensais (série hidrológica de vazões);

$\rho_{\text{méd}}$ – produtividade média da central.

i – mês de estudo (i = 1, 2, 3,, 60).

- Limita-se todos os valores calculados anteriormente ([E_i]) pela potência instalada da central, obtendo-se uma série de energias médias mensais limitada pela potência;
- Considera-se na série de energias média mensais limitada pela potência a Taxa de Saída Forçada (TEIF) e a Indisponibilidade programada (IP), da seguinte maneira:

$$[E'_i] = [E_i] * \{ (1 - \text{TEIF}) * (1 - \text{IP}) \}$$

- A Energia Assegurada da central hidrelétrica será igual a média dos valores de energia calculados no item anterior.

Um aspecto importante relacionado particularmente às centrais hidrelétricas de pequeno porte é o fato dessas estarem geralmente conectadas à rede de distribuição, atuando dessa forma no contra-fluxo da rede e reduzindo portanto as perdas do sistema.

Os valores de TEIF e IP serão fixados pela ANEEL, levando em consideração valores fornecidos pelo Agente Responsável, por meio de um memorial de cálculos.

O MRE não cobrirá a parcela da indisponibilidade média anual da central hidrelétrica que, nos primeiros cinco anos, ultrapassar em 10% (dez por cento)

a soma dos valores da TEIF com a IP fixados pela ANEEL. A parcela adicional de 10% nos primeiros cinco anos de análise visa dirimir as dificuldades de se obter com exatidão os parâmetros de indisponibilidade dessas centrais partindo-se de um histórico limitado. A partir do sexto ano o MRE não cobrirá a parcela que ultrapassar a soma dos valores fixados.

Para o cálculo da indisponibilidade média da central será adotada a seguinte metodologia: no primeiro ano a indisponibilidade será calculada com base nos registros dos últimos doze meses, agregando para cada ano subsequente, até o quinto ano, os doze meses seguintes, e, a partir daí, será calculada com base nos registros dos últimos sessenta meses.

Portanto, com base nas análises efetuadas a ANEEL recomenda-se que seja adotado para cálculo da energia assegurada das centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente como sendo a energia média gerada pela série hidrológica de vazões.

Deve-se considerar que o MRE está contido nas regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, portanto para utilização do mecanismo é obrigatório que se participe do MAE. Considerando que os custos de adesão ao MAE podem não ser compatíveis com o tamanho do empreendimento deve-se considerar a possibilidade da contratação de um comercializador que passaria a realizar a negociação em nome do gerador. Outra questão é tendo em vista que estas centrais não serão despachadas pelo ONS a participação no MRE passa a ser opcional.

Deverão ser considerados todos os critérios já expressos no Decreto 2.655, com relação à cobertura de indisponibilidades não hidrológicas e aos limites admissíveis de taxa de saídas forçada (TEIF) e manutenção programada (IP) pelo MRE.

Até o processo de audiência pública, existiam proposições de mecanismos que surgiram como alternativas de cálculo e seguro (hedge) para os investidores em PCHs.

A seguir serão apresentados de maneira sintetizada duas formas de comercialização:

- PCH-COM – Programa da ELETROBRÁS/BNDES;
- META - Modelo proposto pela ENGEVIX.

2.5. PCH-COM – Programa da ELETROBRÁS/BNDES

Foi realizado no dia 22 de fevereiro de 2001, o lançamento do “Programa de Desenvolvimento e Comercialização de Energia de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH-COM” para que a iniciativa privada venha a implementar novas unidades geradoras, de modo que a expansão da oferta de energia possa se dar de forma rápida e eficiente.

O PCH – COM é um programa criado para viabilizar a implantação ou revitalização de PCHs, onde a ELETROBRÁS garante a compra de energia da usina através de contratos de longo prazo, de modo a garantir o acesso dos empreendedores ao financiamento do BNDES.

Ele se destina a empreendedores privados interessados em construir ou revitalizar PCHs, conectadas ao Sistema Interligado Brasileiro, que necessitem de uma garantia de compra de energia e de financiamento para implantação de seu empreendimento.

A meta do programa é selecionar até 1.200 MW num período de 3 anos, distribuídos em módulos de 400 MW por ano. O PCH-COM procurará diversificar os projetos que constituirão a carteira de energia, estabelecendo os seguintes limites em sua formação:

- Até 20% por investidor, equivalentes a 240 MW no triênio;

- Até 25% por unidade federativa, equivalentes a 300MW no triênio;
- Até 30% por sub-bacia, equivalentes a 360 MW no triênio;
- Até 45% por submercado, equivalentes a 540 MW no triênio;
- Até 40% por faixa de potência, as faixas são:
 - 1 a 10 MW;
 - 10 a 20 MW; e
 - 20 a 30 MW.

2.5.1. Condições Financeiras do Empréstimo do BNDES

- Nível de participação: até 80% dos itens financiáveis;
- Taxa de juros: TJLP com margem de ganho (spread) básico de 2,5% e uma margem de ganho (spread) de risco entre 0,5% a 2,5%, para as operações diretas com o BNDES. A margem de ganho (spread) básico poderá ser reduzido para 1%, se o projeto estiver localizado em regiões incentivadas pelos programas de desenvolvimento regional;
- Periodicidade:
 - juros durante a carência, capitalizados ou não: trimestral;
 - juros e principal durante a amortização: mensal.
- Prazos:
 - Carência: até 6 meses a partir do início da operação total da usina;
 - Amortização: até 10 anos a partir do término de carência.

2.5.2. Comercialização de energia

O montante de energia da PCH a ser contratado pela ELETROBRÁS será a energia assegurada, calculada na forma determinada pela ANEEL.

O preço da energia contratada da PCH leva em conta despesas operacionais incorridas para o repasse desta energia contratada ao mercado e tem como

referência o Valor Normativo da fonte de geração competitiva do sistema Interligado.

A política de comercialização de energia da carteira contemplará duas modalidades de negócio:

- Na primeira, a comercialização se dará na forma de leilões de venda, onde serão firmados contratos bilaterais com prazos diferenciados (2, 3, 5 ou até mesmo 10 anos);
- Na segunda, a comercialização se dará através de negociação dos ativos da carteira no Mercado Livre.

Adicionalmente a estas duas modalidades de negociação da carteira, o PCH-COM admitirá a alternativa de um empreendedor comercializar sua própria energia, permanecendo ainda na carteira ou solicitar o seu desligamento.

A carteira de comercialização de energia do PCH-COM terá como referência a alocação de 85% de seus ativos em contratos bilaterais e os 15% restantes no mercado LIVRE.

2.5.3. Funcionamento do programa

O processo de funcionamento do PCH-COM se dará da seguinte forma:

- A ELETROBRÁS promoverá uma CHAMADA PÚBLICA, para que os investidores apresentem seus pedidos de habilitação de projetos;
- Com base nos pedidos apresentados, o BNDES fará a análise do conceito cadastral dos sócios de cada SPE – Sociedade de Propósito Específico e definição da “margem de ganho (spread) de risco”, enviando à ELETROBRÁS seu parecer;
- Com a recomendação do conceito cadastral dos empreendimentos, a ELETROBRÁS inicia a fase de análises técnico - orçamentária dos projetos, verificando se os mesmos atendem aos critérios de qualidade de

projeto constante do Manual "Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas" da ELETROBRÁS;

- Aprovada a viabilidade técnico – orçamentária de um projeto pela ELETROBRÁS, o BNDES inicia a fase de estudo de sua viabilidade econômica – financeira. Nesta etapa será definido o valor do financiamento e analisada a capacidade de aporte de recursos próprios requeridos pelo projeto, bem como a capacidade de pagamento, além do esquema proposto de garantias para o financiamento pleiteado;
- A decisão final para apoio ao projeto será tomada em conjunto entre o BNDES e a ELETROBRÁS. Tendo sido aprovado, serão assinados os contratos de compra de energia com a ELETROBRÁS e de financiamento com o BNDES;
- Na hipótese de aprovação conjunta do projeto, a ELETROBRÁS fará o acompanhamento da obra e fiscalização através de Auditoria do controle de qualidade da obra, encaminhando ao BNDES relatórios trimestrais de acompanhamento do projeto, com base nos quais o banco promoverá as liberações trimestrais, conforme quadro de usos e fontes do projeto;
- Após a entrada em operações e durante o período de vigência do contrato de compra de energia, a ELETROBRÁS fará o acompanhamento da qualidade da operação e manutenção das usinas participantes do PCH-COM.

O que se pode em princípio observar que o PCH-COM é um programa sem muita flexibilidade para o investidor, onde a sua participação na carteira dependerá da sua energia em relação a dos outros participantes. Outro ponto a se observar seria quando da ocorrência de períodos desfavoráveis de afluências, qual a parcela de risco que o empreendedor terá? E como ficará a comercialização parcialmente livre ou quando optar por desligamento. O rateio dos lucros da carteira não está bem definido, quais são os critérios. Quais as garantias quando o contrato bilateral firmado não for honrado pelo

compradores. São dúvidas que deverão ser esclarecidas pelo técnicos da ELETROBRÁS.

2.6. META - Modelo proposto pela ENGEVIX

Esta proposta foi apresentada pelos técnicos da ENGEVIX, no "II Simpósio Brasileiro sobre Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas", em Abr.2000, Canela, RS, sobre um modelo de simulação desenvolvido pela empresa.

Segundo Nascimento et al (2000), a proposta ENGEVIX surgiu a partir da necessidade de se definir critérios para a quantificação dos benefícios energéticos associados as PCHs.

Para a ENGEVIX os conceitos associados a Energia Firme, Energia Garantida e Energia Média são aplicáveis àquelas usinas cuja motorização é maior ou igual a 50 MW, às quais é obrigatório integrar o Sistema Interligado.

Tais conceitos não se aplicam às PCHs, dado que as mesmas não são integradas ao sistema e em sua maioria não dispõem de um reservatório que propicie uma vazão regularizada significativa.

Sendo assim, a ENGEVIX propõe o conceito de Energia de Equilíbrio. Essa energia seria definida como sendo o valor (em MW médios) que equilibra as receitas e despesas, advindas da venda da energia excedente e da compra de energia quando a geração for insuficiente para o suprimento do valor contratado, ao longo da vida útil do aproveitamento;

A idéia é de que este parâmetro venha a ser utilizado como base para o estabelecimento da Energia de Contrato, bem como para o cálculo da tarifa necessária ao ressarcimento dos custos de investimento, operação e manutenção do empreendimento ao longo de sua vida útil.

Para tanto foi desenvolvido um modelo de simulação denominado META – Modelo para cálculo da Energia de Equilíbrio e Tarifa Adicional.

O modelo META proposto, consiste em um conjunto de macros em planilha Excel desenvolvidas com o objetivo de auxiliar no cálculo dos parâmetros supracitados. A seguir é apresentado o conceito de tais parâmetros:

- Tarifa de Equilíbrio - É o valor, em R\$/MWh, que equilibra as receitas advindas da venda da energia contratada com os custos de investimento, operação e manutenção ao longo da vida útil do aproveitamento. Considera-se ainda para cálculo da referida parcela as taxas e impostos incidentes sobre empreendimentos desta natureza, dada uma Taxa Interna de Retorno (TIR) requerida pelo investidor;
- Energia de Contrato (ou de comercialização) - É o valor nominal de energia (em MW médios) associado ao Contrato de Compra e Venda – PPA.

2.6.1. Metodologia adotada no cálculo da energia de equilíbrio

O modelo META calcula a Energia de Equilíbrio associada a uma PCH a partir dos seguintes dados de entrada:

- Energias médias mensais, geradas ao longo de um período histórico simulado previamente;
- Custos marginais de operação associados ao mesmo período histórico considerado na simulação;
- Limites superior e inferior para os custos marginais de operação, caso o usuário queira fazer uso desta informação.

No cálculo a que se propõe, todos os valores econômicos são atualizados para uma data-base, considerando-se para isso uma taxa de juros definida pelo usuário.

Calcula-se a Energia de Equilíbrio como sendo o valor que anula o somatório do valor presente (VPL) das receitas e despesas, verificadas ao longo da vida

útil do aproveitamento, considerando todas as possibilidades de seqüência de dados.

2.6.2. Contratos de fornecimento com PCHs

Contratos de fornecimento com PCHs em geral buscam a definição de uma Energia de Contrato, cabendo ao investidor (fornecedor) responsabilizar-se pela entrega mensal deste montante, independente do que a usina efetivamente gere.

Em tais situações, além dos custos de investimento, operação e manutenção (a serem ressarcidos ao investidor através da Tarifa de Equilíbrio), torna-se necessário dispor de uma reserva monetária para aquisição de energia no mercado Livre, nos meses em que não seja possível gerar todo o montante contratado.

Propõe-se que tal reserva, denominada de Tarifa Adicional, seja adicionada à Tarifa de Equilíbrio com o intuito de cobrir o custo das eventuais aquisições de energia para cumprimento do contrato, ao longo da vida útil do aproveitamento.

Esta metodologia foi implementada no modelo META, que teria condições de fornecer a Tarifa Adicional associada a uma PCH, calculada com base nas premissas definidas no respectivo PPA (contratos de longo prazo).

O que se pode comentar sobre o modelo META proposto pela ENGEVIX é que o mesmo insere novos conceitos tais como: tarifa e energia de equilíbrio. Porém algumas considerações precisam ser esclarecidas, como por exemplo: Qual o limite dessa tarifa de equilíbrio, poderá ser superior ao Valor Normativo? E quando a energia de equilíbrio para atender aos contratos for superior a assegurada, quem garantirá esse atendimento, principalmente, em situações de hidraulicidade desfavoráveis?

Capítulo 3

PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO FINANCEIRA DE INSERÇÃO DA PCH CARRAPATOS NO MAE

3.1. Descrição da área de estudo

A bacia Pardo/Mogi, pertencente à bacia do rio Paraná, drena uma pequena área do Planalto Sul de Minas e a porção nordeste do Estado de São Paulo, perfazendo 35.742 km², conforme **figura 1**.

Com 476 km de extensão, o rio Pardo percorre 96 km em território mineiro e 380 km em terras paulistas; seu principal afluente é o rio Mogi-Guaçu, com 421 km.

Com as nascente situadas em altitudes elevadas do Planalto Cristalino do sul de Minas e norte de São Paulo, ambos os rios apresentam um perfil movimentado no alto curso, quando ocorre o contato com a planície sedimentar. O potencial hidrelétrico nesta área é considerável, estando parte dele aproveitado com as usinas de Caconde, Euclides da Cunha e Armando Salles de Oliveira (Limoeiro), localizadas no rio Pardo, que pode ser visualizado na **figura 2**.

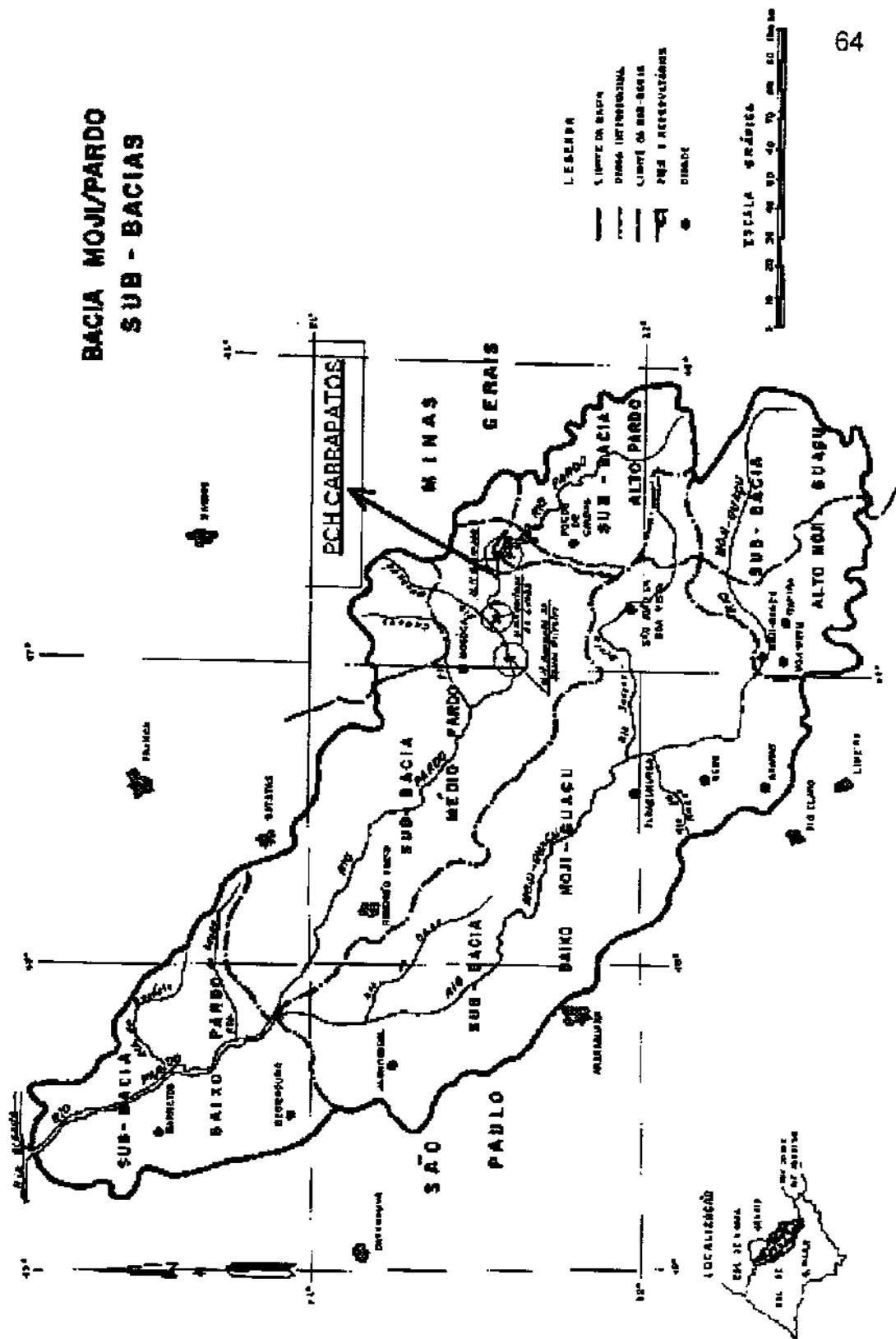


Figura 2 – Localização das sub-bacias e usinas hidrelétricas

À medida em que os rios Mogi-Guaçu e Pardo se dirigem para os terrenos da planície sedimentar, os seus perfis vão se suavizando, e passam a drenar uma região de topografia ondulada, com manchas de solos férteis, atualmente recobertas por canaviais.

A bacia em questão abrange, na sua porção paulista, partes substanciais das 5^{as} e 6^{as} Regiões administrativas do Estado, cujas sedes são Campinas e Ribeirão Preto, respectivamente, englobando 82 municípios, dos quais 64 com a sede inserida na área de estudo; na porção mineira encontram-se 22 municípios, pertencentes à micro região "Sul de Minas", sendo que apenas 2 possuem a sede fora da bacia.

Os municípios da Região Administrativa de Ribeirão Preto ocupam 55% da área e detêm 54% da população total da bacia, assumindo grande representatividade. Nessa região a atividade industrial vincula-se estreitamente à agricultura, através da transformação de produtos agropecuários gerados na própria região e da produção de equipamentos e insumos destinados à atividade rural. Fato semelhante ocorre na região Sul de Minas, além do aproveitamento industrial das reservas minerais existentes – bauxita e urânio.

Já nas cidades de Mogi-Guaçu, Mogi-Mirim, Araras, Itapira e Leme, pertencentes à região de Campinas, o desenvolvimento da atividade industrial surgiu como reflexo do crescimento ocorrido no eixo Campinas-Jundiaí (bacia do Médio Tietê).

Quanto à atividade agropecuária exercida na bacia, ela está estabelecida em bases diversificadas, com as lavouras temporárias fundamentais representadas pelas culturas de cana-de-açúcar, milho, soja, arroz de sequeiro e algodão, e as culturas perenes pelos citros e café. As pastagens são cultivadas na sua grande maioria e utilizadas para criação e engorda de gado e destinadas aos frigoríficos regionais.

Estas, juntamente com as lavouras temporárias, ocupavam em 1975, 75% da área total da bacia. Com o advento do PROÁLCOOL desencadeou-se uma grande transformação na produção, assumindo a lavoura canavieira uma projeção tal que muitas lavouras temporárias foram desativadas.

O dinamismo econômico encontrado na região é um dos principais responsáveis pelas elevadas taxas de crescimento populacional, observadas nas duas últimas décadas.

As 10 maiores cidades da bacia, com população superior a 40 mil habitantes, abrangem 51% do contingente urbano total. Só Ribeirão Preto, é responsável por 20% deste total, sendo seguida por Poços de Caldas, Barretos, Mogi-Guaçu, Araras, São João da Boa Vista, Sertãozinho, Mogi-Mirim, Leme e Jaboticabal.

Este panorama sócio - econômico regional acarreta uma grande utilização dos recursos hídricos da bacia para a geração de energia elétrica e outros usos da água.

A maior parte das cidades da bacia Pardo/Mogi são bem dotadas quanto aos serviços públicos de água e esgoto (uso doméstico), que são administrados pelas duas empresas concessionárias estaduais – a Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo – SABESP e a Companhia de Saneamento de Minas Gerais – COPASA, pela Fundação Serviços de Saúde Pública – SESP ou pelas próprias Prefeituras Municipais.

Todas as 64 cidades paulistas contam com sistemas públicos de abastecimento d'água, que atendem a aproximadamente 1,24 milhão de habitantes, perfazendo um índice de atendimento médio de 93%.

A bacia Pardo/Mogi apresenta um setor industrial de importância, particularmente naqueles ramos ligados à matéria-prima de origem agropecuária: usinas de açúcar e álcool, engenhos, matadouros, laticínios,

curtumes, óleos vegetais, feccularia e conservas. Destacam-se, ainda as fábricas de papel e papelão, destilarias de álcool e indústrias metalúrgicas e mecânicas vinculadas à produção de implementos agrícolas.

A avaliação das demandas de água e cargas poluidoras industriais realizada pela CETESB no Inventário das indústrias da Bacia do Pardo – 1980 boletim 81/82 – IAA - MIC, indica ser este uso, na bacia, mais intenso e significativo que o doméstico. (Fonte: Diagnóstico e Planejamento da Utilização dos Recursos Hídricos da Bacia Pardo/Mogi, Relatório Síntese, MME – Ministério das Minas e Energia, DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, DCRH – Divisão de Controle de Recursos Hídricos, 1986).

Atualmente o emprego da irrigação, sem representar uma prática de uso generalizado, ocorre com maior intensidade na zona central e de montante da bacia na região de Mogi-Guaçu, Santa Rosa do Viterbo e São José do Rio Pardo.

Baseando-se nas projeções do Plano Diretor de Irrigação elaborado pelo DAEE para a bacia do rio Pardo, e adaptando-as à disponibilidade hídrica da bacia a aos outros usos, estimou-se que cerca de 72,3 mil ha foram irrigados, representando uma demanda líquida total de 28,9 m³/s.

Quanto ao potencial hidráulico para geração de energia elétrica do curso superior do rio Pardo já está em grande parte aproveitado pelas usinas hidrelétricas de Graminha (Caconde), Euclides da Cunha e Armando Salles de Oliveira (Limoeiro), que totalizam uma capacidade geradora de 220 MW.

Na região de Mogi-Guaçu foi construída pela CESP, e após sua cisão pertence a CGEET, o aproveitamento múltiplo de Mogi-Guaçu, com capacidade instalada de 7,2 MW cuja barragem foi concebida também para contenção de cheias na cidade. Possui também outros aproveitamentos para uso próprio de autoprodutores locais.

A tabela 13 apresenta os aproveitamentos em operação e a situação atual das usinas existentes.

Tabela 13 - Situação dos aproveitamentos existentes na região

NOME DO RIO	NOME DA USINA	NOME DA EMPRESA	POTÊNCIA (MW)	ENERGIA (MWméd)	SITUAÇÃO ATUAL
Pardo	Caconde	CGEET	80,0	34,0	Operação
Pardo	Euc. da Cunha	CGEET	108,8	49,0	Operação
Pardo	Arm. S. Oliveira	CGEET	32,0	14,0	Operação
Mogi-Guaçu	Mogi-Guaçu	CGEET	7,2	4,0	Operação
Mogi-Guaçu	Eloy Chaves	CPFL	8,8	5,3	Operação
Mogi-Guaçu	Salto	CPFL	0,7	0,4	Operação
Mogi-Guaçu	Pinhal	CPFL	0,8	0,5	Operação
Eleutério	Socorro	CPFL	1,0	0,6	Operação
Mogi-Guaçu	Emas	ELEKTRO	1,7	1,0	Desativada
Jaguari-Mirim	São José	CESP	0,0	0,0	Desativada
Jaguari-Mirim	Santa Inês	CESP	0,0	0,0	Desativada
Jaguari-Mirim	São Joaquim	CESP	0,0	0,0	Desativada
Pardo/Mogi	Autoprodutores		9,4	5,6	Operação
TOTAL EXISTENTE			250,4	106,3	

Fonte: CESP, (Relatório interno, 1999)

A CESP, antes de sua cisão, realizou estudos de levantamento do potencial remanescente do estado de São Paulo, sendo que nesta região da bacia do Pardo/Mogi, foram estudados os seguintes aproveitamentos apresentados na tabela 14.

É importante observar que existe um potencial remanescente de 236,5 MW de potência instalada e correspondente energia firme de 107,9 MW médios, o que corresponde ao potencial existente em operação no alto rio Pardo, formado pelas UHEs Caconde, Euclides da Cunha e Armando Salles de Oliveira.

Tabela 14 – Situação do potencial remanescente da região

Nome do Rio	Nome da Usina	Potência (MW)	Energia (MWméd)	Situação Atual
Alto Pardo	Carrapatos	22,0	11,3	Projeto Básico
Alto Pardo	Barreiro	10,0	6,0	Inventário
Alto Pardo	São José	19,0	11,6	Projeto Básico
Baixo Pardo	Barretos	45,0	17,0	Inventário
Baixo Pardo	Jaborandi	45,0	16,2	Inventário
Baixo Pardo	Viradouro	45,0	15,4	Inventário
Mogi-Guaçu	Saltinho	7,2	3,5	Viabilidade
Mogi-Guaçu	Eleutério	7,2	5,5	Viabilidade
Mogi-Guaçu	Nova Pinhal	4,8	2,3	Viabilidade
Mogi-Guaçu	Divisa	5,6	2,7	Viabilidade
Jaguari-Mirim	São José	3,8	2,1	Inventário
Jaguari-Mirim	Santa Inês	1,5	0,8	Inventário
Jaguari-Mirim	São Joaquim	2,7	1,5	Inventário
Jaguari-Mirim	Jacubinha	4,9	2,7	Inventário
Jaguari-Mirim	N.S. das Graças	2,7	1,5	Inventário
Jaguari-Mirim	Retirão	4,0	2,2	Inventário
Jaguari-Mirim	N.S. de Fátima	2,2	1,2	Inventário
Jaguari-Mirim	Sto Antônio	1,5	0,8	Inventário
Jaguari-Mirim	São Geraldo	2,4	1,3	Inventário
TOTAL		236,5	105,6	

Fonte: CESP, (Relatório interno, 1999)

A seguir é apresentado na **tabela 15**, um resumo dos principais dados de consumo da região, discriminados por classe de atendimento, quantidade de consumidores e consumo.

Tabela 15 - Distribuição por classe de consumidores e consumo

Classe	Consumidores		Consumo (GWh)	
RESIDENCIAL	259.533	82,9%	584,5	21,9%
COMERCIAL	26.575	8,5%	207,2	7,8%
RURAL	16.708	5,3%	247,3	9,3%
INDUSTRIAL	7.150	2,3%	1.387,3	51,9%
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	232	0,1%	110,9	4,1%
PODER PÚBLICO	2.359	0,8%	48,2	1,8%
SERVIÇO PÚBLICO	284	0,1%	82,2	3,1%
CONSUMO PRÓPRIO	137	0,0%	5,5	0,2%
TOTAL	312.978	100,0%	2.673,1	100,0%

Fonte: ANUÁRIO ESTATÍSTICO DO ESP ANO 1997

3.2. O empreendimento – PCH Carrapatos

A PCH Carrapatos foi escolhida para estudo de caso deste trabalho por apresentar-se num estágio bastante adiantado de levantamentos e por estar concluído o seu Projeto Básico. Possui uma área do reservatório de 1,284 km² o que se enquadra perfeitamente no conceito de PCH.

A seguir são apresentados uma descrição resumida e algumas características do empreendimento necessárias para o estudo de caso.

A PCH Carrapatos localiza-se no município de Caconde, no estado de São Paulo sobre o rio Pardo, compondo-se basicamente de um dique na margem direita, uma barragem em concreto compactado a rolo, uma tomada d'água conectando - se à casa de força por meio de condutos forçados, uma estrutura de desvio e um muro de ligação de concreto, um vertedor em soleira livre, um muro de ligação em concreto e uma barragem de terra com seção convencional. A altura máxima do barramento é de 32 m e a vazão máxima do vertedor, para uma recorrência de 10.000 anos é 1.509 m³/s.

A casa de força conterà dois conjuntos geradores com potência final estabelecida de 11 MW cada, com turbinas Kaplan. A geração garantida resultante, considerando-se a regularização da usina de Caconde é de 11,95 MW.

Como o empreendimento será interligado ao sistema de transmissão Sudeste/Centro - Oeste, os níveis de geração de energia, de acordo com a série hidrológica da PCH apresentam os seguintes níveis de motorização e as energias correspondentes:

- Potência instalada de 22 MW;
- Energia Firme de 11,32 MW médios;
- Energia Média de 13,57 MW médios;

De acordo com os dados do Projeto Básico elaborado pela CESP, os valores foram ajustados para as condições atuais no que diz respeito aos valores unitários correntes. O valor do investimento correspondente totalizou R\$ 33.656.364,00.

3.3. Metodologia proposta

Na a metodologia proposta nesse trabalho o empreendedor pode definir os aspectos sobre o seu investimento em PCH:

- participar ou não do MAE;
- qual o valor de tarifa correspondente a parcela do Valor Normativo que poderá comercializar a sua energia;
- qual a taxa mínima de atratividade do seu investimento.

A seguir é descrita a metodologia.

Para a avaliação econômico – financeira, o método utilizado está baseado no cálculo do fluxo de caixa, ou seja, serão levantadas as receitas e despesas decorrentes da instalação do empreendimento.

A avaliação considera a economicidade do empreendimento, na sua vida útil, levando-se em conta as entradas e saídas de capital no referido período, bem como a remuneração requerida do capital do empreendedor (próprio) e de terceiros (empréstimo, ou outras formas de participação de terceiros).

São utilizados o método do fluxo de caixa descontado, Valor Presente Líquido – VPL, e o método da Taxa Interna de Retorno – TIR. Na análise feita determina-se a tarifa de equilíbrio do empreendimento, uma porcentagem do Valor Normativo, no caso sendo aquela que representa o valor mínimo, pelo qual a energia deverá ser vendida, durante o período ou horizonte determinado, para equilibrar todos os custos envolvidos, incluindo as remunerações do capital próprio e de terceiros.

A metodologia propõe uma avaliação financeira do empreendimento a ser construído, analisando através de cenários, quais os possíveis riscos/ganhos financeiros na decisão de se construir uma PCH. Valoriza-se a sua energia gerada a determinada tarifa, limitada ao Valor Normativo para PCHs, e verifica-se se o investidor participa ou não do MRE, pois segundo a nota técnica ANEEL, isso é opcional. Os cenários propostos na metodologia são os seguintes:

- **Cenário 1** - Toda a geração seria vendida a uma determinada porcentagem do VN, porém sem contratação. A energia seria livre e fora do MRE. Os ganhos dependeriam do comportamento das aflúncias na bacia da PCH;
- **Cenário 2** - A geração da usina também seria vendida a uma porcentagem do VN, sendo que adotou-se o critério da ANEEL, contrata-se a energia até o nível de sua energia assegurada, e ela optaria por participar do MRE, ou seja, toda variação acima ou abaixo da assegurada estariam sendo utilizados no MRE adotando-se para avaliar o ganho/perda a Tarifa de Energia de Otimização – TEO;
- **Cenário 3** - Assemelha-se ao cenário 2 porém com a opção de não participar do MRE. Logo os déficits e superávites seriam comercializados pelo próprio investidor ou representante que assume por sua conta e risco a comercialização no mercado LIVRE.

3.3.1. Premissas adotadas

As seguintes premissas foram adotadas para avaliação financeira dos cenários:

A) Produção e receitas

Para se levantar as receitas advindas da PCH, utilizou-se na determinação de sua energia assegurada aquela, apresentada na Audiência Pública da ANEEL 0001/2001, onde as usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente poderão ter como definido a sua energia assegurada àquela correspondente a

média de longo termo de um histórico da usina de pelo menos 50 anos. A metodologia está detalhada conforme item 2.4 deste trabalho.

Além disso, estabeleceu-se que existirá uma perda de energia no sistema de transmissão correspondente a 3% da energia gerada, nos pontos de entrega, que de acordo com os critérios estabelecidos pelo Mercado Atacadista de Energia devem ser rateados de maneira proporcional para cada categoria, ou seja, 50% para a geração e 50% para o consumo, no caso será aplicado uma perda de 1,5% de perda no sistema aplicada para a geração da PCH.

Utilizou-se as séries históricas de 1931 a 1996 e simulou-se para cada série o comportamento da geração. Essa geração será valorizada de acordo com os cenários propostos e com o cronograma de entrada das unidades geradoras da PCH.

Adotou-se utilizar as séries históricas para verificar o comportamento da geração, considerando que foram elas que serviram de base para determinação da energia assegurada e por possuírem séries representativas, tanto com aflúências críticas como o ano de 1953 como de aflúências bastante favoráveis como o ano de 1983 na bacia Pardo/Mogi.

Nada garante que existirão no futuro séries exatamente iguais, porém 66 anos de histórico permitem que se possa verificar tendências de comportamento e permanências das vazões que são seguramente importantes, suficientes e representativas para uma avaliação de um empreendimento desse porte.

Essa energia gerada, que pode ser livre (cenário 1) ou contratada (cenário 2 e 3), será valorizada a uma porcentagem do valor normativo – VN para as PCHs, variando entre 70 a 100%. Com isso pode-se determinar a tarifa de equilíbrio ou taxa mínima de atratividade que corresponde ao valor mínimo que equilibra as receitas com os custos envolvidos.

Para o caso do cenário 3, existe a comercialização dos desvios de geração no mercado LIVRE, sendo que para a determinação dos preços do mercado, será necessário verificar para cada série, qual o correspondente preço de janeiro a dezembro. Para esse cálculo adotou-se a situação atual de mercado, ou seja, o ano de 2001 e utilizou-se o modelo NEWAVE que é utilizado atualmente pelo setor para determinação da política ótima de operação do sistema e determinação do preço de mercado.

B) Financiamento

Estimou-se que do valor da obra, haverá um aporte de 60% do valor do investimento, considerando-se um financiamento padrão BNDES, que, nas condições estimadas, tem o seguinte perfil: 3 anos de carência para a amortização que se dará em 7 anos, a partir da primeira liberação, com juros equivalentes à TJLP mais uma margem de ganho (spread) de 2,5%. O início do pagamento dos juros se dará após a primeira liberação. Adotou-se como representativa do período analisado a TJLP vigente de 10,25%, utilizando-se o sistema de amortização constante para a liquidação do empréstimo.

C) Custos operacionais

Analisando-se o tipo de operação a que estará submetido a PCH, optou-se por adotar o valor de R\$ 3,00 por MWh gerado como representativo do cenário proposto. Neste cenário esse valor é equivalente a 1% do valor do investimento ao ano.

Além disso, considerou-se como custo, o valor anual do seguro, cujo prêmio foi avaliado em 0,12 % do investimento total.

D) Impostos

Os impostos e taxas vigentes considerados foram os seguintes:

- PIS: 0,65 % sobre a receita operacional bruta;
- COFINS: 3,0 % sobre a receita operacional bruta;

- **CFURH:** Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos que é isento para PCHs, conforme estabelecido na lei no. 9648 de 27 de maio de 1998;
- **TFSEE:** Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica, instituída pela lei no 9427 de 26 de dezembro de 1996, regulamentada pelo decreto no 2410 de 28 de novembro de 1997, estabelece em seu parágrafo 4º que o valor anual será 0,5 % do valor do benefício econômico auferido pelo concessionário. Pesando alguma indefinição sobre este último termo, passou-se a interpretar a resolução ANEEL no 135 de 5 de maio de 2000 que fixa o valor da taxa em R\$ 0,7524 por kW instalado para o ano 2000;
- **CS:** Contribuição social, 9 % sobre o lucro tributável;
- **IR:** Imposto de renda, 15% sobre um lucro tributável até R\$ 240.000,00 anuais e 25% sobre o excedente. No caso de prejuízo apurado em exercícios anteriores, utilizou-se a compensação nos termos do Decreto nº 3000, de 26 de março de 1999, Regulamento do Imposto de Renda, subtítulo III, Lucro Real, Capítulo I – determinação, Seção III, conceito de lucro líquido, III – o prejuízo fiscal apurado em períodos de apuração anteriores, limitada à compensação a trinta por cento do lucro líquido ajustado pelas adições e exclusões previstas neste decreto, desde que a pessoa jurídica mantenha os livros e documentos, exigidos pela legislação fiscal, comprobatórios do prejuízo fiscal utilizado para compensação, observado o disposto nos arts. 509 a 515 (lei no 9.065, de 1995, art. 15 e parágrafo único)';
- **CPMF:** Contribuição provisória sobre movimentação financeira, 0,30% sobre a movimentação bancária.

E) Depreciação

Considerou-se a depreciação do imobilizado da seguinte forma: as obras civis depreciam-se linearmente em 25 anos a uma taxa de 4% ao ano e os equipamentos eletromecânicos em 10 anos a uma taxa de 10% ao ano, contados a partir do início da operação. Tais considerações entram como um elemento contábil no fluxo de caixa.

3.3.2. Aplicação metodologia de avaliação dos cenários

Inicialmente são apresentados os dados utilizados para a avaliação financeira da PCH Carrapatos que estão de acordo com as premissas adotadas no item 3.3.1. Os principais resultados constam nos anexos desse trabalho:

Anexo B – Orçamento e Financiamento da PCH Carrapatos (vide pg. 102)

Apresenta o orçamento e financiamento da obra. Foi feito com base no projeto básico elaborado pela CESP. Mostra o desembolso durante os 3 anos de construção e os itens estão divididos em investimentos financiáveis e não financiáveis. Apresenta também os valores financiados durante os 3 anos e a aplicação das condições do financiamento conforme descrito no item 3.3.1 B;

Anexo C – Planilha de simulação de casos (vide pg. 103)

Apresenta o planilha onde foram realizadas as simulações para as séries de 1931 a 1996 durante os 36 anos considerados para a vida útil econômica da PCH. Foi considerado sua geração a partir do terceiro ano com 50%, pois das duas máquinas projetadas apenas uma estaria nesse ano em operação. Na planilha são simulados cada ano da série e admitido que ela se repetiria durante toda a vida útil da PCH.

Com isso obtém-se uma média de produção, onde simulando-se as 66 séries tem-se a permanência de geração da PCH. São aplicados as perdas na transmissão correspondentes a parcela da geração. Para cada série foram simulados os três cenários propostos, ou seja, 66 séries vezes 3 cenários igual a 198 simulações. Para cada simulação obteve-se a valoração dessa energia gerada através de porcentagens do Valor Normativo para PCHs. As porcentagens foram de 70, 80, 90 e 100% do VN.

Obteve-se então, 792 valores de receita cujos custos operacionais, impostos associados foram também calculados para compor o fluxo de caixa do empreendimento.

Para os cenários 2 e 3 foram necessários alguns cálculos auxiliares pois além da valoração da energia assegurada pela porcentagem do VN, houve a necessidade de valorar os desvios de geração acima e abaixo da energia assegurada.

Para o cenário 2 esses desvios de geração tanto positivos, acima da energia assegurada, como negativos, abaixo da energia assegurada, foram aplicados o valor de R\$ 3,00 (três reais) pelo MWh desviado, valor este denominado Tarifa de Energia de Otimização – TEO, aplicado a todas as usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia. Esse valor resultante foi adicionado algebricamente a receita proporcionado pela energia assegurada.

Para o cenário 3 os desvios de geração positivos e negativos tiveram outras tarifas pois nesse cenário a PCH não participaria do MRE, ou seja, venderia ou compraria energia do mercado livre (SPOT). Portanto a essa energia tem que ser aplicada a Tarifa Marginal de Operação – TMO em R\$/MWh.

Anexos D e E – Fluxo de caixa do empreendimento (vide pg. 104 e 105)

Apresenta a planilha do Fluxo de Caixa resultante das simulações, onde são discretizados a produção e receita, financiamento, custos operacionais, impostos e depreciação, cujas premissas adotadas constam do item 3.3.1. é através dessa planilha que se obtiveram os 792 fluxos de caixa que resultaram nos valores de TIR e VPL do acionista e da receita.

Anexo F – Disponibilidade de Potência PCH Carrapatos (vide pg. 106)

Representa as 66 séries, entre 1931 a 1996, de disponibilidade de potência, ou seja, equivale a potência instalada da usina aplicando-se os índices de Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF) e a Indisponibilidade programada (IP). Pois como não se pode prever as manutenções programadas e forçadas futuras, por isso aplicam-se esses índices que representam uma média histórica equivalente por faixa de potência unitária. Tal critério é o mesmo da Nota Técnica da ANEEL para determinação da energia assegurada para centrais não despachadas centralmente e idêntico ao aplicado para todas as usinas hidráulicas e térmicas na determinação da potência disponível

pertencentes ao Sistema Interligado Nacional. É a partir de cada série que se determinou a energia gerada pela PCH.

Anexo G – Tarifa Marginal de Operação em R\$/MWh do SE (vide pg. 107)

Representa as Tarifas Marginais de Operação – TMO em R\$/MWh a serem aplicadas nos desvios de geração para o cenário 3. Foram obtidas através do modelo de simulação a sistemas equivalentes – NEWAVE, onde adotou-se a configuração atual do sistema, ou seja, para o ano 2001 e simulou-se como se as 66 séries se repetissem e para cada ano e mês determinou-se o custo marginal de operação.

3.3.3. Resultados obtidos

A seguir são apresentados os resultados obtidos com as simulações dos 3 cenários propostos procurando avaliar em termos de VPL e TIR.

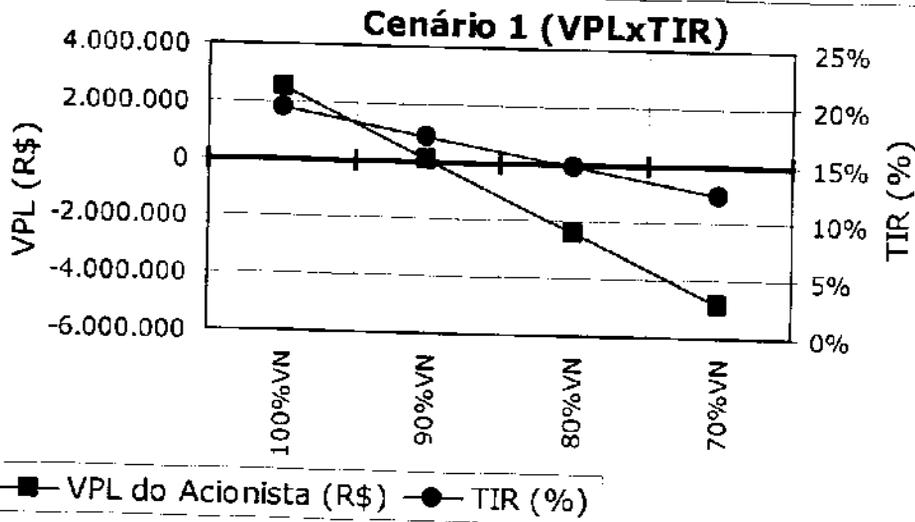
▪ VPL e TIR com variação do VN

Primeiramente procurou-se verificar para os cenários propostos qual seria a tarifa de equilíbrio ou mínima de atratividade, ou seja, aquela correspondente ao valor mínimo, pelo qual a energia deverá ser vendida, durante o período ou horizonte determinado, para equilibrar todos os custos envolvidos, incluindo as remunerações do capital próprio e de terceiros.

Para tanto foram gerados gráficos verificando a relação existente entre a porcentagem do Valor Normativo que remunerou a geração da PCH com os Valores Presentes Líquidos e as Taxas Internas de Retorno. Esses valores foram obtidos com a média aritmética de todos os valores de TIR e VPL para cada uma das variações do VN. O VN adotado é aquele determinado para a PCH cujo valor é de R\$ 79,29 por MWh.

Para o cenário 1 obteve-se o **gráfico 1**, onde no eixo das abcissas varia-se o valor do VN e nos eixos das ordenadas a esquerda verifica-se a variação do VPL do acionista e o da direita a variação da TIR.

Gráfico 1 – Variação do VPL e TIR com a % do VN para o Cenário 1

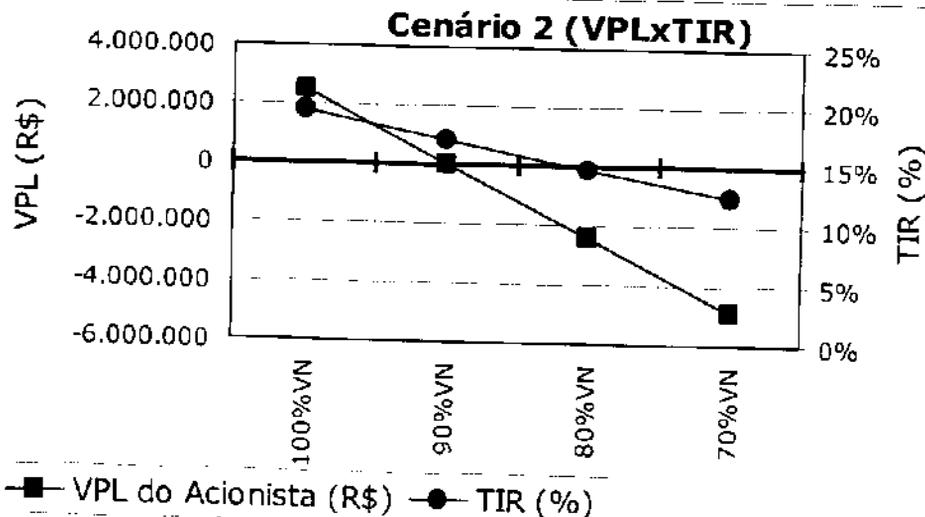


Fonte: Elaboração própria

Pode-se observar que para o cenário 1 onde a energia é comercializada livremente para que se tenha um VPL que equilibre os gastos e ganhos, pelo menos a negociação da energia deveria ser feita a partir dos 90% do VN, pois embora a TIR seja um valor acima de 10% para 70% do VN, somente com 90% do VN o VPL é igual a zero e a tarifa de equilíbrio média é aproximadamente igual a 17%.

Para o cenário 2, onde a energia é assegurada e os desvios são negociados pelo MRE, obteve-se os seguintes resultados apresentados no gráfico 2.

Gráfico 2 – Variação do VPL e TIR com a % do VN para o Cenário 2

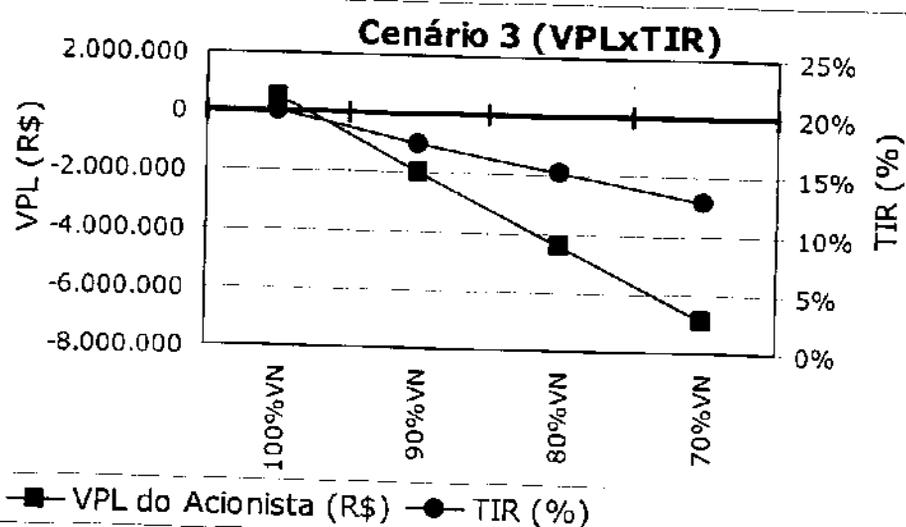


Fonte: Elaboração própria

Pode-se observar que para o cenário 2 possui comportamento idêntico ao cenário 1, onde as considerações são as mesmas.

Para o cenário 3, onde a energia é assegurada e os desvios são negociados no mercado LIVRE, obteve-se os seguintes resultados apresentados no gráfico 3

Gráfico 3 – Variação do VPL e TIR com a % do VN para o Cenário 3



Fonte: Elaboração própria

Para esse cenário verifica-se que somente com 100% do VN é que se pode na média obter um VPL que equilibre as receitas com os gastos. A taxa de equilíbrio média correspondente seria de 20%.

- **Probabilidade e permanência em função da variação da TIR e VPL**

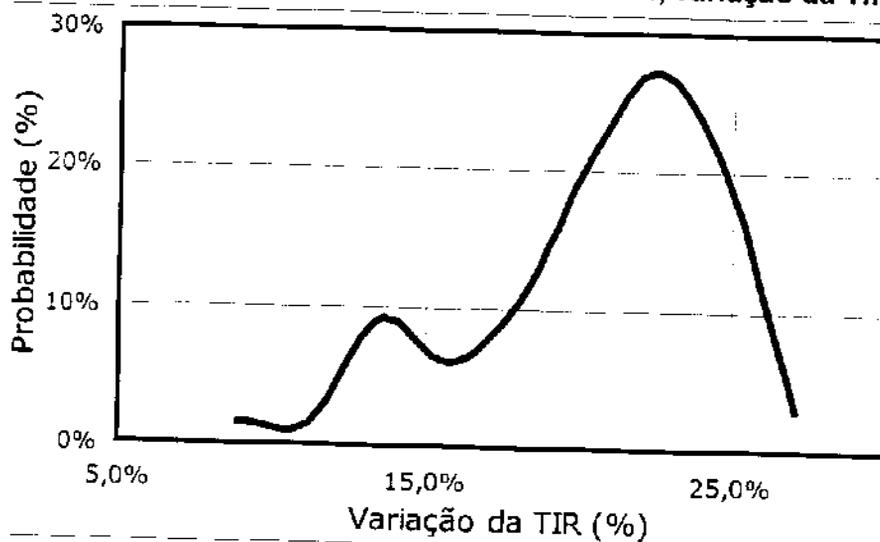
As próximas análises serão feitas com a energia gerada sendo valorizada a 100% do VN pois foi a única porcentagem que se apresentou viável para os três cenários, ou seja, estariam numa mesma base de comparação.

O resultado seguinte a ser avaliado foi considerar a variação da TIR e do VPL do acionista separadamente para cada cenário e verificando a probabilidade de ocorrência, a permanência e o comportamento verificado nas simulações das séries históricas.

▪ **Análise da variação da TIR nas séries históricas**

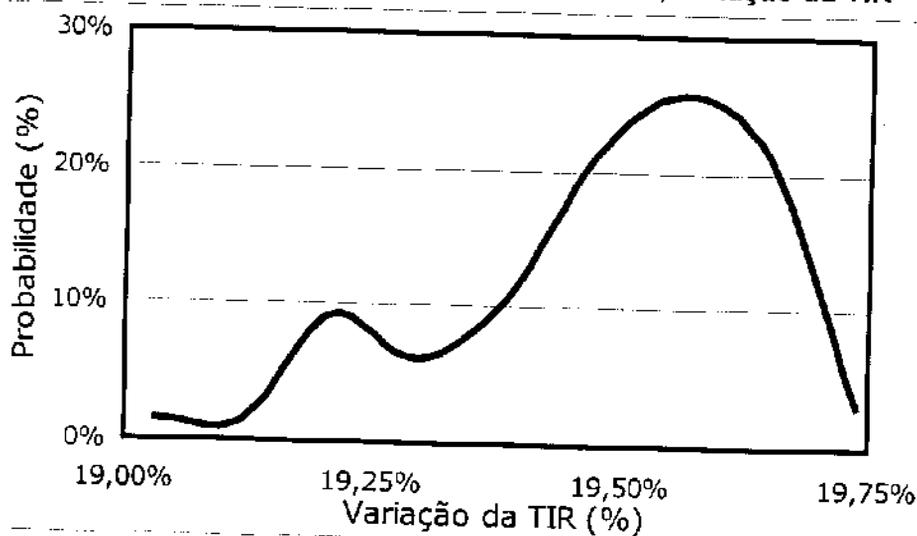
Com relação a Taxa Interna de Retorno, foram os seguintes gráficos obtidos para cada um dos cenários, onde apresentam no eixo das abcissas a variação da TIR observada nas simulações e no eixo das ordenadas a probabilidade de ocorrência das mesmas. Os **gráficos 4, 5, e 6**, apresentam os resultados respectivamente para o cenário 1, 2 e 3.

Gráfico 4 – Curva de probabilidade – Cenário 1, variação da TIR



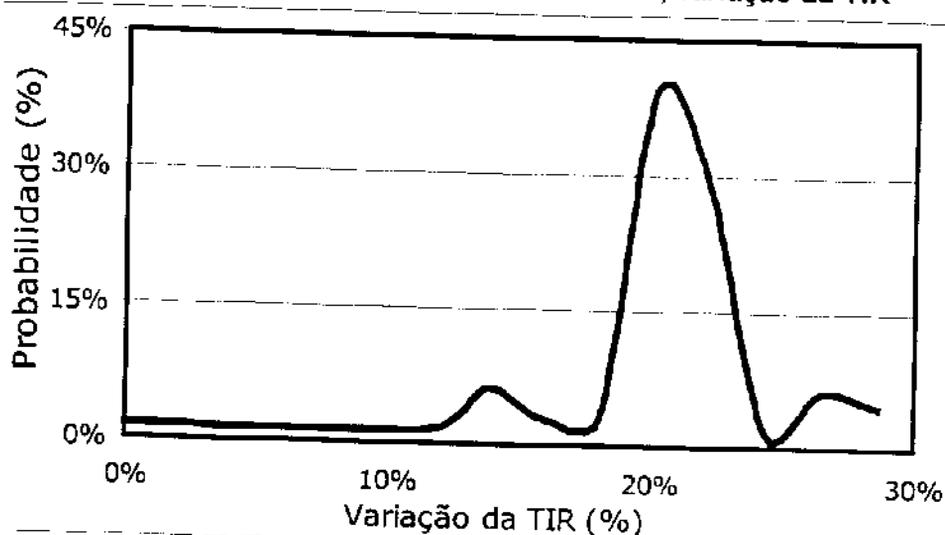
Fonte: Elaboração própria

Gráfico 5 – Curva de probabilidade – Cenário 2, variação da TIR



Fonte: Elaboração própria

Gráfico 6 – Curva de probabilidade – Cenário 3, variação da TIR



Fonte: Elaboração própria

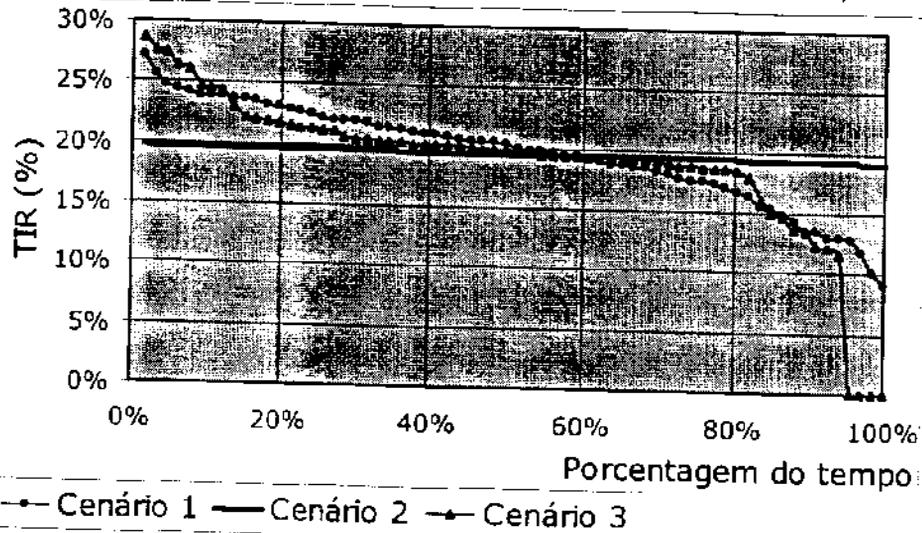
Observa-se que no cenário 1, a máxima TIR observada foi de 23% com uma probabilidade de ocorrer em 27% das 66 séries observadas, existem 18% das séries onde ocorreram valores de TIR abaixo de 17% e ocorreu 3% das séries TIR com valores em torno de 27%.

Para o cenário 2, observa-se que em praticamente 100% das 66 séries apresentam uma TIR estável por volta de 19,5%, o que demonstra que para um investidor a participação no MRE apresenta vantagens pois estabiliza os ganhos.

Para o cenário 3, fica demonstrado que existe um risco elevado associado ao investidor que decidir participar diretamente no mercado livre. Em quase 40% das séries apresentaram TIR em torno de 20%, porém ocorreram em 20% das séries valores abaixo de 20% e até valores nulos.

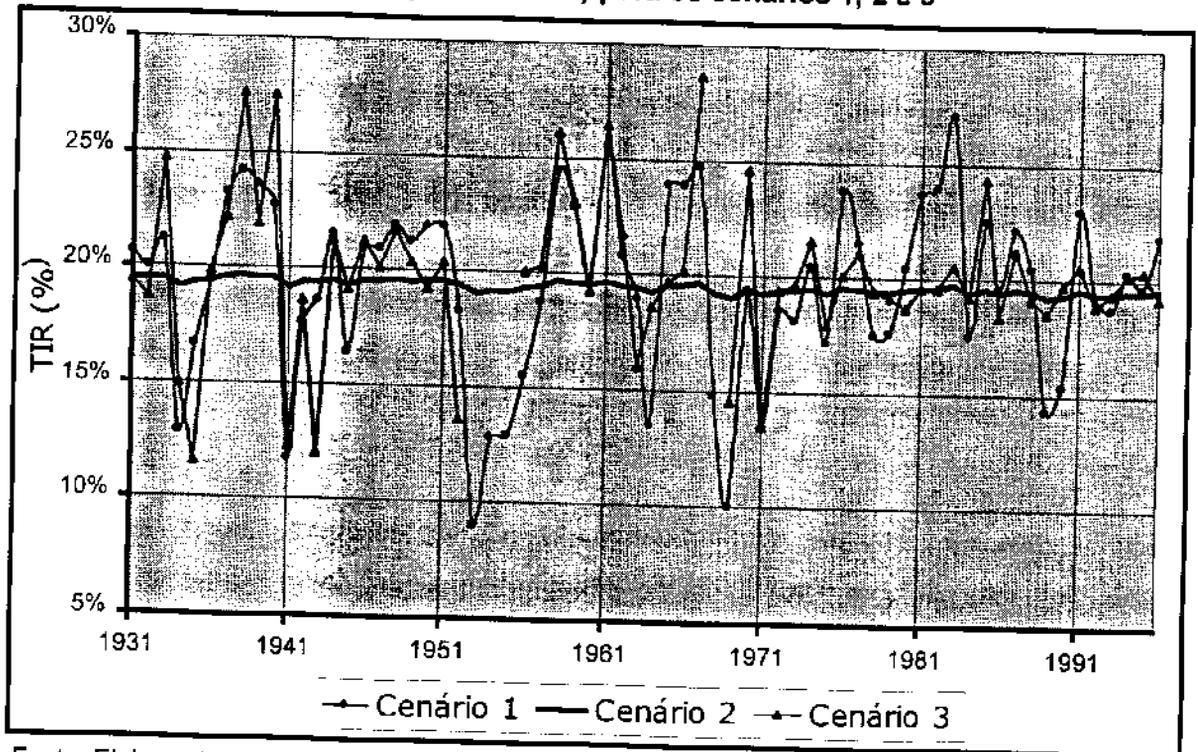
Uma outra maneira de se visualizar o comportamento da TIR é através das curvas de permanência e variação da TIR durante as séries históricas, que são apresentados nos **gráficos 7 e 8** a seguir:

Gráfico 7 – Curva de permanência da TIR para os cenários 1, 2 e 3



Fonte: Elaboração própria

Gráfico 8 – Variação da TIR (1931 a 1996) para os cenários 1, 2 e 3



Fonte: Elaboração própria

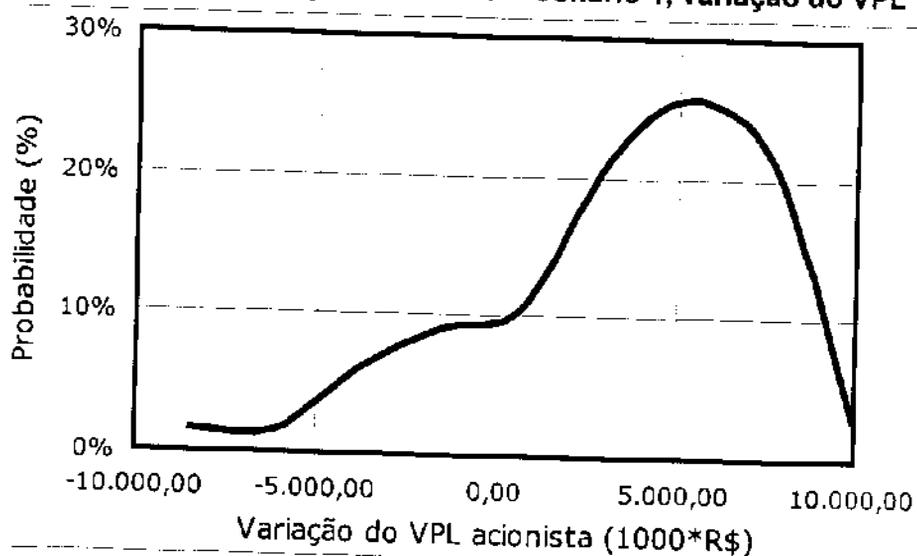
Os gráficos 7 e 8 permitem visualizar mais claramente a estabilidade mostrada no gráfico 2 com relação ao cenário 2. Para os cenários 1 e 3 ao contrário demonstram que o investidor pode ter ganhos significativos em 10% das séries, porém corre o risco de ocorrer taxas abaixo da mínima de atratividade em 20%

das séries para o cenário 1 e 40% para o cenário 3, o que impraticável em termos de risco de mercado.

▪ **Análise da variação do VPL nas séries históricas**

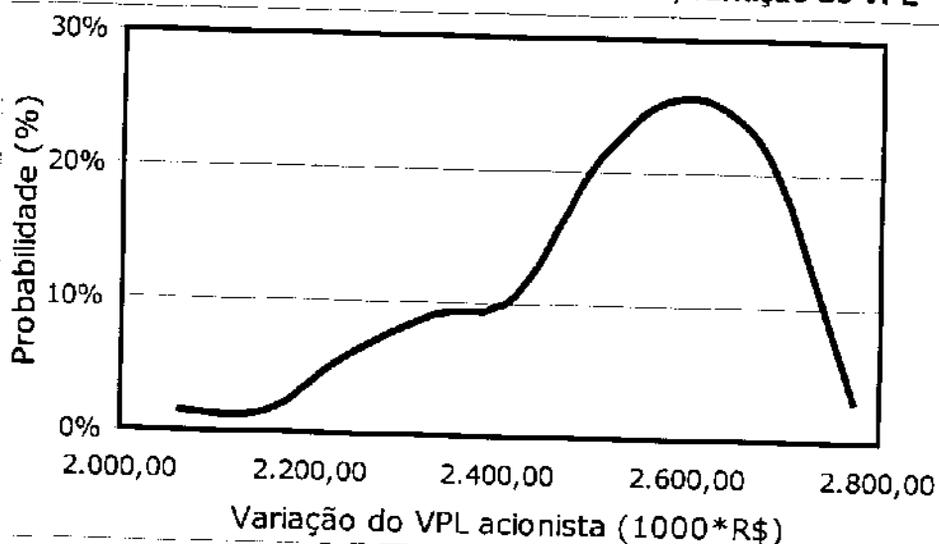
Com relação ao Valor Presente Líquido – VPL do acionista, foram obtidos, de maneira idêntica a TIR, os seguintes gráficos para cada um dos cenários, onde apresentam no eixo das abcissas a variação agora do VPL do acionista observada nas simulações e no eixo das ordenadas a probabilidade de ocorrência das mesmas. Os **gráficos 9, 10, e 11**, apresentam os resultados respectivamente para o cenário 1, 2 e 3.

Gráfico 9 – Curva de probabilidade – Cenário 1, variação do VPL



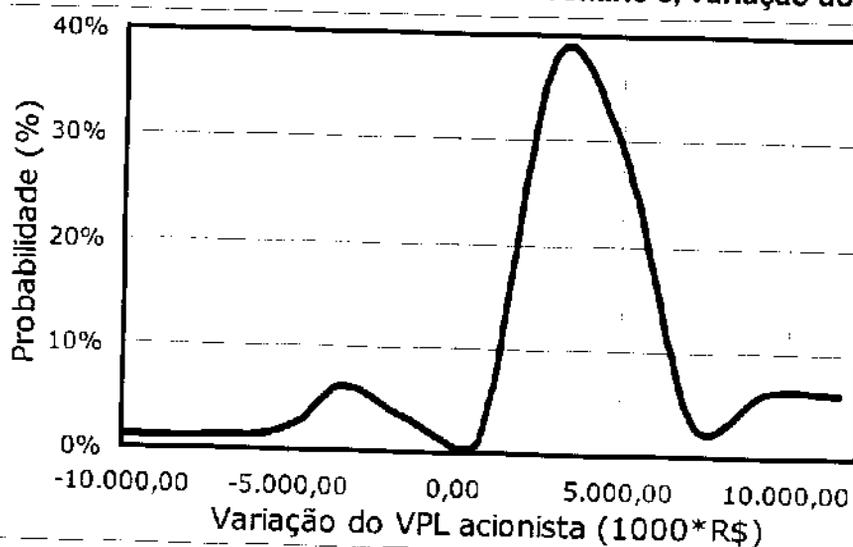
Fonte: Elaboração própria

Gráfico 10 – Curva de probabilidade – Cenário 2, variação do VPL



Fonte: Elaboração própria

Gráfico 11 – Curva de probabilidade – Cenário 3, variação do VPL



Fonte: Elaboração própria

Observa-se que no cenário 1, o máximo VPL observada foi de R\$ 5.400.000,00 com uma probabilidade de ocorrer em 26% das 66 séries observadas, existem 20% das séries onde ocorreram valores de TIR abaixo de 0 e ocorreu 3% das séries com o VPL com valores em torno de R\$10.000.000,00.

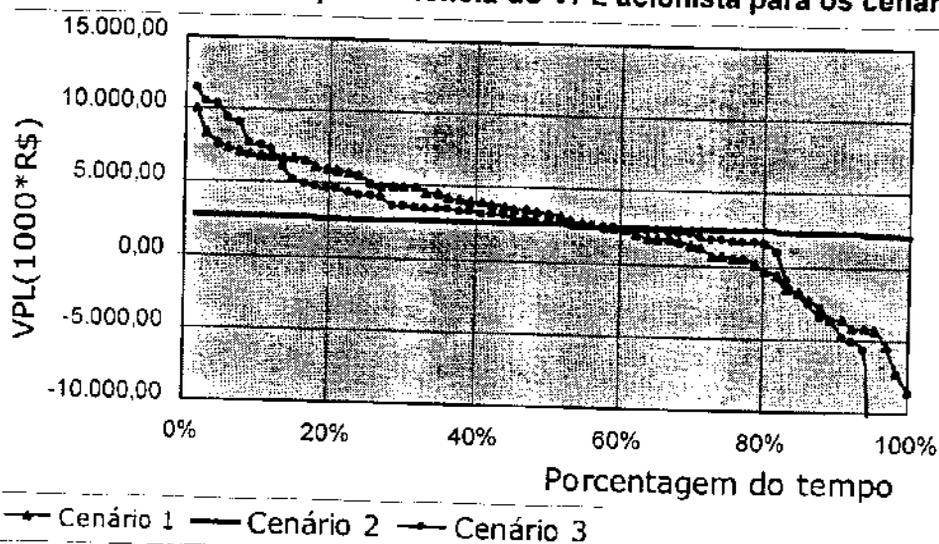
Para o cenário 2, observa-se que em praticamente 100% das 66 séries apresentam um VPL estável variando em torno de R\$ 2.000.000,00 a R\$ 3.000.000,00 o que demonstra que para um investidor a participação no

MRE apresenta também ganhos estáveis por mais que varie o preço da energia.

Para o cenário 3, fica demonstrado que existe um risco elevado associado ao investidor que decidir participar diretamente no mercado livre. Em quase 20% das séries apresentaram VPL abaixo de zero, ocorreram em 38% das séries o máximo valor de R\$ 2.900.000,00 e em 6% das séries valores iguais a R\$ 11.500.000,00.

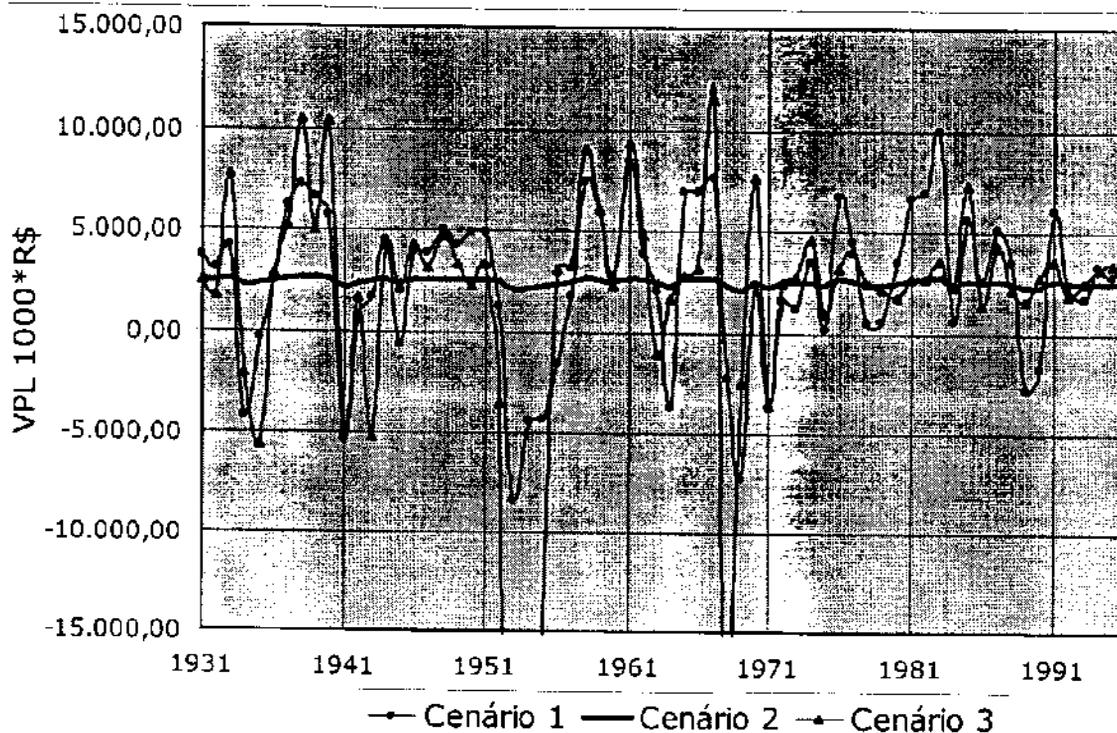
A exemplo da TIR pode-se visualizar o comportamento da VPL através das curvas de permanência e variação da VPL durante as séries históricas, que são apresentados nos **gráficos 12 e 13** a seguir:

Gráfico 12 – Curva de permanência do VPL acionista para os cenários 1, 2 e 3



Fonte: Elaboração própria

Gráfico 13 – Variação do VPL (1931 a 1996) para os cenários 1, 2 e 3



Fonte: Elaboração própria

Os gráficos 12 e 13 permitem visualizar mais claramente a estabilidade mostrada no gráfico 10 com relação ao cenário 2. Para os cenários 1 e 3 ao contrário demonstram que o investidor pode ter ganhos significativos em 10% das séries, porém corre o risco de acontecer VPL abaixo de zero para o cenário 1 e 3, o que também ratifica a impraticabilidade em termos de risco de mercado.

3.3.4. Conclusões preliminares a partir dos resultados obtidos

Em síntese, a metodologia de avaliação proposta permite concluir que:

1. O empreendedor deve participar do MAE de forma direta ou considerar a possibilidade da contratação de um comercializador que passaria a realizar a negociação em seu nome;
2. Outra questão é quanto a sua participação ou não no MRE. Fica bastante claro que optando em participar do mesmo não se corre riscos de não atendimento dos contratos firmados;

3. A tarifa mínima que define quanto a energia deve ser negociada, no caso da PCH Carrapatos, é de pelo menos 90% do VN para as PCHs, no caso igual a R\$ 71,36, com uma taxa interna de retorno de 17%, que comparada a TJLP – taxa de juros de longo prazo, cujo valor atual é em torno de 10% a 12 %, representa um valor atrativo;
4. Em se optando não participar do MAE, ou participando porém sem a opção de compartilhamento do MRE, o investidor poderá ter ganhos significativos, em contra partida estará seguramente exposto a estocasticidade das afluências em suas usinas, ou seja, estará sujeito a exposição por não conseguir gerar em épocas de hidrologia desfavoráveis e conseqüentemente não atender os contratos firmados. Deverá portanto procurar um outro mecanismo de seguro, que garanta os seus investimentos.

3.4. Possíveis investidores na região

A região denominada bacia do Pardo/Mogi é basicamente atendida pelas concessionárias de distribuição ELEKTRO – Eletricidade e Serviços S.A., Companhia de Luz e Força de Mococa – CFLM, Companhia Paulista de Energia Elétrica – CPEE e CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz.

Excetuando a CPFL, que possui várias PCHs em operação, as demais não possuem geração própria significativa, sendo que praticamente toda energia para atender as respectivas áreas de concessão, são obtidas através de contratos de suprimento com as empresas geradoras paulistas CESP – Cia Energética de São Paulo, CGEEP – Cia de Geração de Energia Elétrica do Paranapanema, CGEET – Cia de Geração de Energia Elétrica do Tietê e da empresa federal FURNAS.

Das concessionárias de distribuição a ELEKTRO e CPFL, já são agentes do Mercado e realizam operações de compra e venda de energia no Mercado Atacadista de Energia.

As concessionárias CFLM e CPEE, possuem contratos de suprimento junto a CESP, que as representa junto ao MAE, pois as mesmas não possuem ainda um consumo de 300 GWh/ano cada uma. Fato esse que torna facultativa a participação delas no MAE, ou seja, os seus montantes de consumo fazem parte da carga própria da CESP.

Tanto a CFLM e CPEE, fazem parte do Grupo CMS Energy, que controlam outras duas empresas a Cia Sul Paulista de Energia - CSPE e Cia Jaguari de Eletricidade - CJE.

Os montantes contratuais de energia e demanda entre a CESP e a CFLM e CPEE foram estabelecidos quando da elaboração dos Contratos Iniciais, cujo término está previsto para o final de 2005, onde toda a energia contratada será 100% livre, podendo os agentes contratarem essa energia livremente no mercado, independentemente de região.

Os contratos iniciais entre todos os agentes, a partir de 2002 terão um decréscimo gradativo de 25% ao ano até que em 2006 serão 100% livres e os agentes de consumo deverão ter contratados 85% de sua carga.

Será analisado no trabalho, como possíveis investidores da região, o mercado consumidor das empresas CFLM e CPEE. As empresas CPFL e ELEKTRO não o serão tendo em vista possuírem as mesmas mercados a serem atendidos da ordem de 2.424 MWmed. e 1.317 MWmed. respectivamente (valores obtidos da resolução ANEEL 141/1999), necessidades essas bem superiores ao potencial existente na região. Porém não significando que elas não possam ser consideradas também como possíveis investidores.

3.4.1. Análise do mercado das empresas CFLM e CPEE

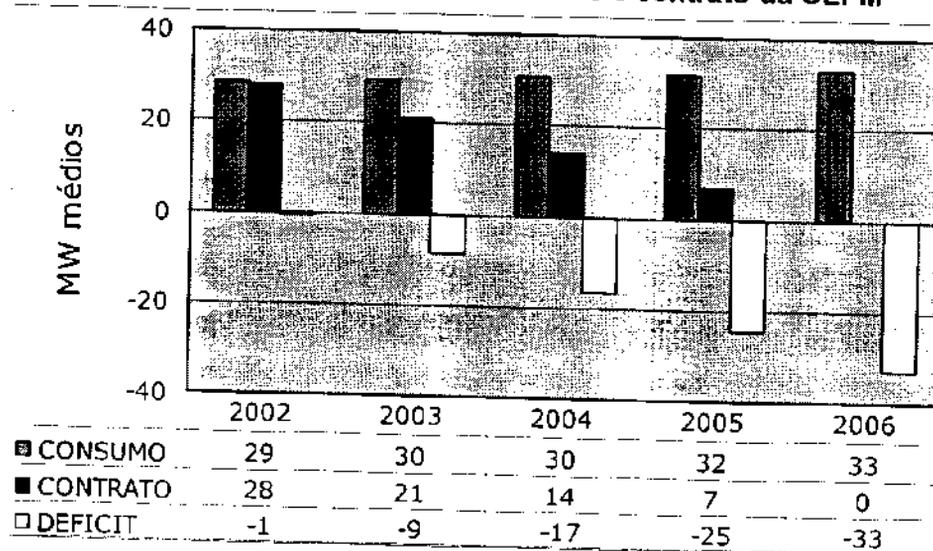
A empresa CFLM atende a cidade de Mococa a CPEE os municípios de Casa Branca, São José do Rio Pardo, Caconde, São Sebastião da Gramma, Divinolândia e Tapiratiba.

Segundo o relatório “Planejamento Anual da Operação Energética - ano 2000 – abril/2000” elaborado pelo ONS, está previsto um crescimento de carga própria para os próximos anos na região Sudeste - Centro Oeste de 3,5 %.

Considerando especificamente o mercado atendido pela CFLM e CPEE, pode-se prever os seguintes cenários de atendimento essas empresas para os próximos anos e verificar que a partir da liberação dos contratos, que acontecerá em 2003, caso as empresas não procurem renovar seus contratos, encontrar outros fornecedores ou investir em geração própria, elas poderão ficar expostas a preços de mercado livre, ou ter que contratar bilateralmente essa energia a tarifas superiores àquelas normalmente negociadas.

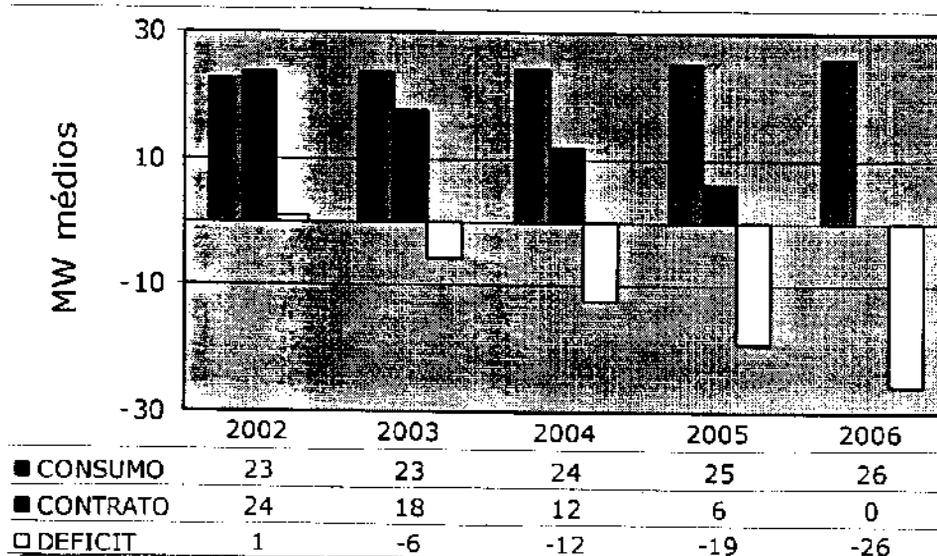
Os gráficos 14 e 15, ilustram a projeção do consumo, a energia efetivamente contratada e o déficit que ocorrerá, isto é, energia não contratada, para as empresas CLFM e CPEE, respectivamente:

Gráfico 14 – Comportamento do consumo e contrato da CLFM



Fonte: Elaboração própria baseado na resolução 447/2000 da ANEEL

Gráfico 15 – Comportamento do consumo e contrato da CPEE



Fonte: Elaboração própria baseado na resolução 447/2000 da ANEEL

Pode-se verificar pelos gráficos que a partir da liberação dos contratos existirá um déficit crescente chegando em 2006 por volta dos 60 MW médios das duas empresas. Como alternativa de cobertura desse déficit, as empresas poderiam investir em PCHs e optar por participar do MAE, com isso poderiam controlar a geração, já que são consideradas usinas não despachadas centralizadamente, liberando ou não seus contratos para serem negociados no ambiente MAE.

Quanto maior for o número de PCHs maior é a flexibilidade existente para atender ao seu mercado, gerenciando a operação das PCHs e comercializando sobras de contratos no mercado de energia.

Esse montante equivalente a 60 MW médios sem contrato das empresas CLFM e CPEE, corresponde a aproximadamente 54% do potencial remanescente da região da bacia Pardo/Mogi, conforme mostrado na tabela 14. Tal déficit de energia poderia ser suprido totalmente por parte das 19 PCHs já estudadas na região, onde algumas apresentam custos atrativos e estudos em fase de projeto básico como é o caso da PCH Carrapatos.

Isso possibilitaria as empresas o atendimento de seus mercados e sem o risco de ter de buscar essa energia no mercado de curto prazo, caso não consigam renovar ou contratar com alguma empresa supridora do mercado.

Capítulo 4

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A necessidade de garantir o suprimento de energia elétrica, sua qualidade e confiabilidade, aumentam a pressão exercida diretamente sobre o novo modelo de mercado proposto para o setor elétrico brasileiro. Os novos investimentos precisam ser vultosos e a viabilidade ambiental passa a ser caminho crítico para a construção de novos empreendimentos.

Com a desregulamentação, a indústria de energia elétrica vem mudando, significativamente, a maneira como os novos projetos são financiados. A revolução da indústria vem quebrando alguns paradigmas, onde unidades pequenas de geração competem – quebrando o conceito de economia de escala – com grandes centrais geradoras. Parte desta competitividade dá-se pela proximidade com os centros consumidores e também pela modularidade do investimento. Como consequência dessa situação, a indústria hidrelétrica encontra-se numa encruzilhada. O passado foi dominado por projetos financiados pelo setor público, em geral associados a arranjos concedidos já existentes. O futuro será orientado pela ótica privada de financiamento, e os projetos terão que se sustentar pelos seus méritos individuais em um contexto que busca rápidos retornos comerciais.

Os apelos ambientais e, numa segunda abordagem, a necessidade de consideração dos usos múltiplos dos recursos hídricos, implicam em grande esforço por parte do poder Concedente da indústria de energia elétrica em

viabilizar novos empreendimentos do ponto de vista institucional, reduzindo os riscos a patamares aceitáveis.

As gerações descentralizadas – Pequenas Centrais Hidrelétricas, geração através de biomassa, geração fotovoltaica e geração eólica - são partes importantes neste processo, uma vez que implicam em menores riscos, pela própria filosofia de implantação – utilizando quedas naturais, com pequenos reservatórios e obras civis de baixa ou média complexidade. Dessa forma, as mudanças que vêm acontecendo na indústria de energia elétrica no Brasil, assim como as mudanças de conceitos e paradigmas, estão fazendo com que as PCHs e as fontes alternativas tornem-se importantes mecanismos para atendimento descentralizado de mercados de energia elétrica, sendo também fator relevante de incremento na competição na indústria de energia elétrica.

Deposita-se esperança nas inúmeras inovações e aperfeiçoamentos tecnológicos que alterem as condições da economia de escala para viabilizar os empreendimentos de menor porte. As PCHs, de forma pulverizada em diversas regiões do país, poderiam garantir a expansão de curto prazo. É certo que nunca resolverão o problema a longo prazo, mas podem alterar de forma a tornar significativa sua posição na matriz energética nacional.

Se por um lado, o crescimento da demanda requer a geração de muitos MW para atendimento e capacidade de regularização, somente possível com grandes centrais, por outro lado, o crescimento do parque gerador de forma descentralizada, através de PCHs, traria benefícios sociais, econômicos e ambientais ao país. Numa época de altos índices de desemprego, pequenas obras com duração de dois anos concentrariam a população no interior, levariam desenvolvimento e progresso a estas regiões, além da melhoria do próprio sistema elétrico local trazendo maior confiabilidade de fornecimento, melhorando a qualidade da energia e reduzindo as perdas na transmissão.

As recentes mudanças institucionais e de arcabouço regulamentar, com a remoção de uma série de barreiras à entrada de novos agentes na indústria de

energia elétrica, permitiu que este energético – que conceitual e filosoficamente é diferente das grandes centrais hidrelétricas – passasse por uma revolução, deixando de ser um negócio exclusivo de autoprodutores para ser considerado alternativa de negócio comercialmente viável. Esta evolução trouxe também uma mudança nos métodos de projeto, com a incorporação de tecnologias de levantamento de campo, dimensionamento de equipamentos e simulações energéticas.

Considerando o efeito de promoção de competição propiciado pelas PCHs na indústria de energia elétrica e a introdução do conceito de atendimento descentralizado do mercado de energia elétrica, o que se vislumbra não parece ser um surto temporário de interesse, mas, e sobretudo, o início de uma fase sustentável de expansão deste tipo de tecnologia, na qual o Brasil tem competência tecnológica e condições de relevo e hidrologia extremamente favoráveis.

A redução do risco regulatório – iniciada com a criação de um regulador forte e estável e passando pelos próprios mecanismos de audiência pública – assim como o baixo risco de projeto e de construção, tendo em vista a maturidade do tipo de tecnologia envolvida na questão de PCHs, leva a um dos pontos importantes no processo de viabilização do empreendimentos: o risco de comercialização. Acredita-se que este deverá ser o foco dos empreendedores nos próximos anos: o desenvolvimento de mecanismos de comercialização que reduzam o risco hidrológico – intrínseco neste tipo de projeto.

As mudanças institucionais criaram um ambiente propício para que a iniciativa privada se sinta atraída para investir em bons projetos de pequenas centrais hidrelétricas no Brasil, como pode ser observado no crescente aumento de registros para tal, junto à ANEEL.

O aprimoramento das linhas de financiamento para o setor privado, ajustando-os e harmonizando-os às peculiaridades de empreendimentos de infraestrutura, como a construção de PCHs, irá permitir que o elevado potencial

hídrico, a elas associado e encontrado no país em larga escala seja plenamente aproveitado através da implantação de inúmeros aproveitamentos nos próximos anos.

A potencialidade de recursos hídricos existente é grande e as facilidades, oriundas do arcabouço legal implementado pelo Governo, já estão estimulando os empreendedores privados a investirem neste novo e promissor negócio: geração de energia elétrica através de pequenas centrais hidrelétricas.

A Resolução N^o 394 estabelece os critérios para enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de pequenas centrais hidrelétricas.

Conforme o artigo 2^o da referida resolução "Os empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 km², serão considerados como aproveitamentos com características de pequenas centrais hidrelétricas. "A área do reservatório é delimitada pela cota d'água associada à vazão de cheia com tempo de recorrência de 100 anos".

Como resultados imediatos à publicação dessa resolução, houve um aumento pronunciado no interesse de empreendimentos em Pequenas Centrais Hidrelétricas. Resulta, no entanto, alguma dúvida quanto à limitação da área do reservatório fixada em 3,0 km². De fato, o binômio potência x área do reservatório, cria dois fatores limitantes, que devem ser atendidos simultaneamente, exceto com a ressalva do artigo 3^o. A área do reservatório não é fator limitante para atendimento à legislação ambiental, a potência sim. Uma PCH com mais de 10 MW de potência instalada está sujeita à elaboração do estudo de impacto ambiental, mesmo que a área do reservatório seja inferior a 3,0 km². A diferença é que a usina hidrelétrica com potência instalada entre 10 e 30 MW e com área do reservatório com mais de 3,0 km² não é considerada PCH, e a necessidade de atendimento à legislação ambiental é a mesma. Neste caso esta usina está sujeita à compensação financeira e de participação no programa de licitações da ANEEL, além da

perda dos benefícios de transmissão, entre outros auferidos ao status de Pequenas Centrais Hidrelétricas.

Para o caso exposto anteriormente, com **potência menor que 30MW** e área do **reservatório maior que 3,0 km²**, o empreendedor verifica de imediato a inviabilização do seu projeto ou o não aproveitamento ótimo do potencial do rio em estudo.

No caso de reestudo de divisão de queda para enquadramento das usinas estudadas como de Pequenas Centrais Hidrelétricas e o conseqüente prejuízo no melhor aproveitamento dos recursos naturais, chega-se a resultados que mostram uma perda do potencial hidrelétrico e um aumento do custo médio de geração da cascata selecionada do rio em estudo.

A eliminação da limitação da área dos reservatórios na Resolução Nº 394 da ANEEL, como uma das características que definem uma PCH, será de extrema importância para os empreendedores uma vez que são poucos os aproveitamentos com potência próxima à de 30 MW e que atendem simultaneamente a esta limitação.

Ao se conduzir qualquer estudo de aproveitamento hidroelétrico através de PCHs sem a limitação da área do reservatório, isto é, não ser superior a 3 km², tornam maiores as chances de se garantir um aproveitamento ótimo do rio e de se obter custos de geração dentro da faixa de viabilização.

Como se encontra hoje a legislação, centrais acima de 30 e até 50 MW estão inviabilizadas e estão hoje compondo um grupo que, absolutamente, não interessa a nenhum empreendedor. Por um lado não contam com incentivos regulatórios como as centrais menores que 30 MW e por outro estão sujeitas ao processo de licitação que encarece o empreendimento, além de não participarem, até o presente momento, do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que compartilha o risco hidrológico entre as centrais geradoras, atenuando a oscilação nos fluxos de caixa das empresas e otimizando o

aproveitamento do potencial hidrelétrico brasileiro, pois dependem dos resultados da audiência pública sobre esse assunto. Bons projetos deverão aguardar novas definições para serem executados. Por enquanto ficarão em compasso de espera. Mas não há razões/motivos que justifiquem este tratamento diferenciado, seja em relação às PCHs, seja em relação às centrais de maior porte. A zona intermediária onde essas centrais se encontram deve ser motivo de preocupação para a garantia da continuidade da expansão do parque gerador a partir de hidrelétricas.

Como forma de continuar incentivando a injeção de MW de origem hidrelétrica no parque gerador, seria importante definir um quadro específico para essas centrais ou incorporá-las às PCHs. Essa atitude evitaria o subdimensionamento destes aproveitamentos hidrelétricos ou o adiamento na realização dos seus investimentos. Assim seriam viabilizados e poderiam, inclusive, contribuir para que a expansão de curto prazo fosse atendida de forma mais eficaz.

Pelos motivos apontados, recomenda-se que o assunto mereça um maior aprofundamento, no âmbito da ANEEL e/ou ONS, para que se pensem em soluções, como por exemplo estender a faixa de PCHs até 50 MW ou, alternativamente, despachar, de forma centralizada, as usinas a partir de 30 MW.

A legislação tem hoje influência marcante na escolha de estudos e na conseqüente implantação de novos projetos de geração hidrelétrica.

Cabe aqui também um citação aos aproveitamentos considerados de menor porte, são eles: as microcentrais, com potência instalada menor que 100kW e mini centrais entre 100 e 1000kW que pela legislação necessitam apenas de registro na ANEEL para sua construção. Atualmente, tais aproveitamentos não estão sendo considerados nesses novos ambientes de comercialização de energia, regras de mercado e outros. Porém, poderiam ser considerados, tendo em vista os cenários hidroenergéticos futuros que se vislumbram, não como alternativa de solução de sistema, mas para o desenvolvimento e progresso

das regiões, além da melhoria do próprio sistema elétrico local trazendo maior confiabilidade de fornecimento e melhorando a qualidade da energia.

Diante do quadro apresentado vê-se que, após décadas de estagnação, com a reestruturação do setor elétrico e com as mudanças na legislação brasileira para o setor, as PCHs se mostram como uma alternativa promissora, com uma participação crescente na matriz energética nacional. É importante ressaltar que, devido as dimensões continentais e ao potencial hídrico existente, as PCHs mostram-se empreendimentos atraentes, dados ao potencial remanescente e a ser explorado ou recuperado como mostra a **tabela 16**, e ainda dependendo da localização desfrutar dos benefícios de interligar ao sistema de transmissão.

Tabela 16 - Potencial de Pequenas e Médias usinas

Potencial	nº usinas	MW
Recapacitação/recuperação	1.466	684
Pot. Inst. <=30 MW	942	9.796
30 < Pot. Inst. <=50 MW	120	4.673
Remanescente	Desconhecido	7.000 ^(*)
Total parcial	2.528	22.153

^(*)conforme Tiago (2000)

Fonte: Elaboração própria, a partir das tabelas 7 e 8 deste trabalho.

É importante registrar os esforços dos órgãos governamentais no sentido de promover medidas concretas para viabilizar a participação mais efetiva das PCHs na indústria de energia elétrica brasileira:

- **Audiência Pública AP001/2001**, lançada pela ANEEL para obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento do regulamento a ser expedido pela Agência, que estabelecerá condições para a utilização do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE por centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente. Prazo: 30/01/2001 a 09/03/2001.

- **PCH-COM, Programa de Desenvolvimento e Comercialização de Energia Elétrica de Pequenas Centrais Hidrelétricas.** Programa criado para viabilizar a implantação ou revitalização de PCHs, onde a ELETROBRÁS garante a compra de energia da usina e o BNDES oferece financiamento para o empreendimento. Lançamento em 22 de fevereiro de 2001.

Tais medidas solucionam, em princípio, algumas das principais dificuldades encontradas pelos empreendedores de PCHs, tais como: a determinação da energia assegurada para contratação, garantias desse fornecimento aos compradores através do MRE, obtenção de financiamento para o seu investimento e possibilidade de comercialização de sua própria energia.

Tais medidas vão depender de como os futuros empreendedores estão dispostos a investir nesse tipo de negócio. Um bom termômetro para verificar a aceitação dessas medidas será a apresentação de pedidos de habilitação de projetos quando a ELETROBRÁS promover a CHAMADA PÚBLICA, prevista no processo de funcionamento do PCH-COM.

Com relação a metodologia proposta de avaliação financeira, são apresentados no presente trabalho, os resultados aplicados na simulação da inserção da PCH Carrapatos, um caso real com custos reais que demonstraram a sua viabilidade de participar do MAE e conseqüentemente do MRE, com ganhos estáveis e seguros ao empreendedor da região ou qualquer outro. As formas de apresentação dos resultados procuraram dar uma visão ampla verificando o comportamento de sua geração, ganhos e riscos em todas as séries existentes.

Tal metodologia mostrou-se bastante razoável, pois ficou demonstrado que utilizando-se a Nota Técnica apresentada pela ANEEL para o cálculo da energia assegurada para as usinas não despachadas centralizadamente e dando a opção ao futuro empreendedor de participação no MAE, ou seja, do mesmo ser beneficiado pelo MRE, proporciona ao seu investimento um retorno seguro a taxas que equilibram as receitas e riscos.

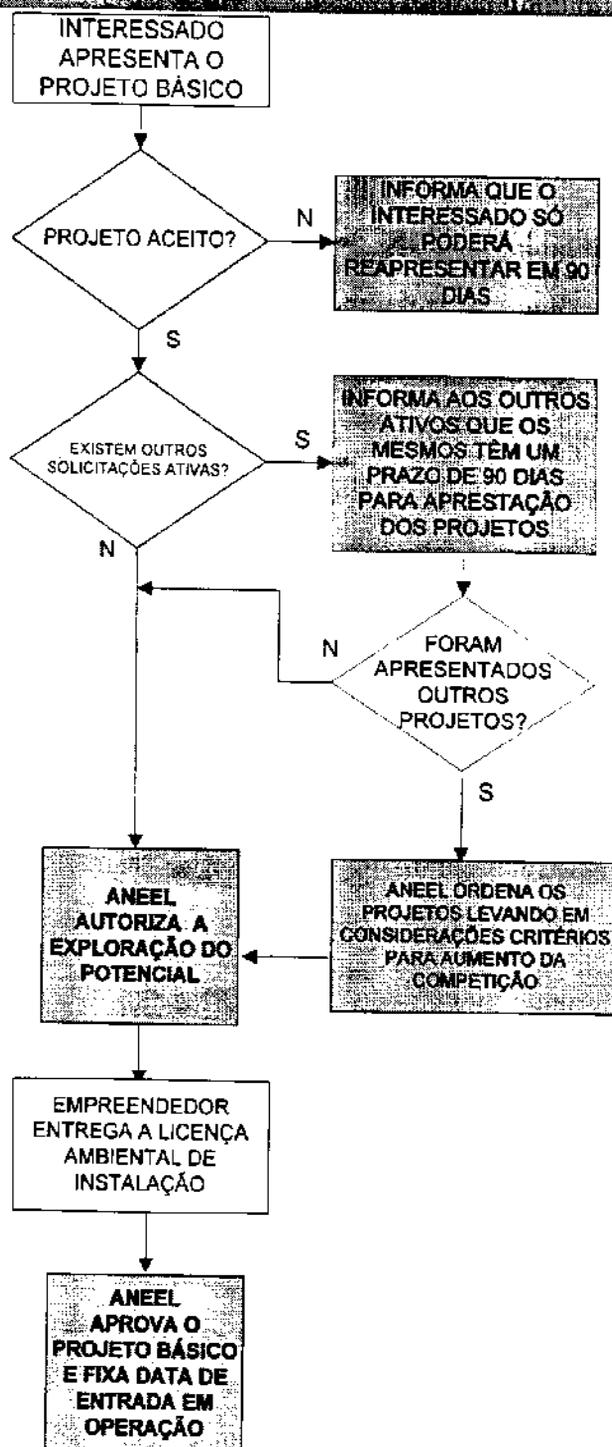
Em síntese, sobre a metodologia de avaliação proposta aplicada a PCH Carrapatos, permite concluir que:

- O empreendedor deve participar do MAE de forma direta ou considerar a possibilidade da contratação de um comercializador que passaria a realizar a negociação em seu nome;
- Outra questão é quanto a sua participação ou não no MRE. Fica bastante claro que optando em participar do mesmo não se corre riscos de não atendimento dos contratos firmados;
- A tarifa mínima que define quanto a energia deve ser negociada, no caso da PCH Carrapatos, é de pelo menos 90% do VN para as PCHs, no caso igual a R\$ 71,36, com uma taxa interna de retorno de 17%, que comparada a TJLP – taxa de juros de longo prazo, cujo valor atual é em torno de 10% a 12 %, representa um valor atrativo;
- Em se optando não participar do MAE, ou participando porém sem a opção de compartilhamento do MRE, o investidor poderá ter ganhos significativos, em contra partida estará seguramente exposto a estocasticidade das afluências em suas usinas. Deverá portanto procurar um outro mecanismo de seguro, que garanta os seus investimentos.

A participação do investidor no MAE é seguramente a melhor opção pela sua estabilidade e um retorno garantido do seu investimento.

Recomenda-se que a metodologia proposta possa ser utilizada em futuros estudos, não apenas na faixa de potência compreendida entre 10 e 30 MW, mas naquelas com potência instalada inferior a 1 MW, isto é, as mini centrais hidrelétricas ou outra fonte de geração descentralizada, tais como biomassa, fotovoltaica, eólica e outras, incorporando as contribuições que certamente vão ocorrer nos próximos anos.

Anexos



ANEXO A – Procedimentos para Autorização de PCHs

ORÇAMENTO E FINANCIAMENTO PARA 22MW				
ITEM USOS	Ano			Total
	1	2	3	
1. Investimentos financiáveis				
Obras civis e instalações	2.564.840	8.930.169	196.905	11.691.914
Máquinas /Equip.	3.726.031	7.791.362	3.584.872	15.102.266
Meio ambiente	152.747	1.049.000	694.858	1.896.605
Canteiro	1.375.614	721.510	248.921	2.346.045
Administração	145.817	355.411	89.533	590.761
Estudos e projetos	291.635	710.821	179.065	1.181.521
2. Investimentos não financiáveis				0
Terreno	847.253			847.253
Total	9.103.938	19.558.273	4.994.154	33.656.364
FINANCIAMENTO				
1. CONTRAPARTIDA	4.488.828	7.823.309	1.997.661	14.309.798
2. BNDES	4.615.110	11.734.964	2.996.492	19.346.565
Total	9.103.938	19.558.273	4.994.154	33.656.364

ANO	CUSTO DA OBRA (R\$)	BNDES (R\$)	ANO	AMORTIZAÇÃO (R\$)
1	9.103.938	4.615.110	1	
2	19.558.273	11.734.964	2	
3	4.994.154	2.996.492	3	
TOTAL	33.656.364	19.346.565	4	2.763.795
			5	2.763.795
			6	2.763.795
			7	2.763.795
			8	2.763.795
			9	2.763.795
			10	2.763.795

▪ **Anexo B – Orçamento e Financiamento da PCH Carrapatos**

CARRAPATOS

		Dias	Horas por mês	Energia Garantida MWh/h	Produção Bruta MWh	Perdas MWh
assegurada						
1	JAN	31	744	20,00	14.880	223
livre	FEV	28	672	20,00	13.440	202
0	MAR	31	744	18,00	11.904	179
me	ABR	30	720	13,00	9.360	140
1	MAI	31	744	13,00	9.672	145
spot	JUN	30	720	8,00	5.760	88
0	JUL	31	744	7,00	5.208	78
	AGO	31	744	9,00	6.696	100
	SET	30	720	9,00	6.480	97
	OUT	31	744	20,00	14.880	223
	NOV	30	720	8,00	5.760	88
	DEZ	31	744	7,00	5.208	78
	Total por Ano	365			109.248	1.639

	ASSEG-MÉDIA	GER-ASSEG	MWh		PREÇO SPOT	MRE(+)
			MRE(+)	MRE(-)		
jan	10.104	4.552	4.622	-	18,32 \$	75.428,07
fev	10.541	2.898	2.739	-	3,00 \$	8.218,73
mar	12.547	(822)	-	(834)	3,00 \$	-
abr	10.896	(1.676)	-	(1.702)	3,00 \$	-
mai	9.394	133	135	-	3,00 \$	405,82
jun	9.026	(3.353)	-	(3.404)	8,50 \$	-
jul	10.027	(4.897)	-	(4.971)	5,65 \$	-
ago	11.681	(5.085)	-	(5.163)	4,78 \$	-
set	9.897	(3.514)	-	(3.567)	3,00 \$	-
out	7.996	6.562	6.764	-	4,61 \$	31.180,36
nov	6.909	(1.236)	-	(1.255)	3,00 \$	-
dez	7.950	(2.820)	-	(2.863)	3,00 \$	-
média	116.966	(9.357)	14.260	(23.759)	3,00 \$	115.230,98

1935

QUADRO PARA PREPARAR SIMULAÇÕES

1935		escolha de série hidro	
HORAS	8760	POT. INSTALADA MW	22.000
PERDAS	1,50%	O&M R\$/MWh	1,20
TARIFA R\$/MWh	79,29	SEGURO	0,12%
VN (R\$/MWh)	79,29	CPMF	0,30%
%VN	100%	TFSEE R\$/kW	0,7524
ORÇAMENTO R\$	33.556.364	CONT. SOCIAL	9,00%
BNDES	60%	TAXA DE DESCONTO	17,00%
SPREAD	2,50%		
JURDS	12,00%		
RESULTADOS			
PIS	0,65%	VPL ACIONISTA	R\$ 2.407.988
CDRIS	3%	VPL RECEITA	R\$ 36.654.644
		TIR	19,37%

	EASSEG * E MÉDIA	GER-ASSEG	MRE(+)	MRE(-)
jan	13,8	6,2	6,21	0,00
fev	15,9	4,1	4,08	0,00
mar	17,1	-1,1	0,00	-1,12
abr	15,4	-2,4	0,00	-2,36
mai	12,8	0,2	0,18	0,00
jun	12,7	-4,7	0,00	-4,73
jul	13,7	-6,7	0,00	-6,68
ago	15,9	-6,9	0,00	-6,94
set	14,0	-5,0	0,00	-4,95
out	10,9	9,1	9,00	0,00
nov	9,7	-1,7	0,00	-1,74
dez	10,8	-3,8	0,00	-3,85

Produção Líquida Total MWh

Ano	Produção Líquida Total MWh
1	0,00
2	0,00
3	58.483
4	116.966
5	116.966
6	116.966
7	116.966
8	116.966
9	116.966
10	116.966
11	116.966
12	116.966
13	116.966
14	116.966
15	116.966
16	116.966
17	116.966
18	116.966
19	116.966
20	116.966
21	116.966
22	116.966
23	116.966
24	116.966
25	116.966
26	116.966
27	116.966
28	116.966
29	116.966
30	116.966
31	116.966
32	116.966
33	116.966
34	116.966
35	116.966
36	116.966

Anexo C - Planilha de simulação de casos

AND	PRODUÇÃO	MWH	RECEITA ANUAL (R\$)	FINANCIAMENTO		CUSTO DA OBRA (R\$)	DESPESAS FINANCEIRAS (R\$)	AMORTIZAÇÃO (R\$)	PIS (R\$)	COFINS (R\$)	TFSEE (R\$)	O&M (R\$)	SEGURO (R\$)	CPMF (R\$)
				BND (R\$)	BNDES (R\$)									
1		0	0	4.815.110	9.103.938	136.559	0	0	0	0	0	0	0	27.721
2		0	0	11.734.964	18.556.273	1.085.417	0	0	0	0	0	0	0	81.931
3		58.483	4.823.084	2.998.492	4.994.154	2.588.525	0	0	30.050	138.693	8.276	70.180	20.196	23.490
4		116.966	9.246.169			2.855.983	2.884.831		60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	10.172
5		116.966	9.246.169			2.837.882	2.884.831		60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	9.917
6		116.966	9.246.169			2.019.382	2.884.831		60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	7.863
7		116.966	9.246.169			1.601.081	2.884.831		60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	6.408
8		116.966	9.246.169			1.182.781	2.884.831		60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	5.153
9		116.966	9.246.169			764.460	2.884.831		60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	3.898
10		116.966	9.246.169			346.180	2.884.831		60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	2.643
11		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604
12		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604
13		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604
14		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604
15		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604
16		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604
17		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604
18		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604
19		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604
20		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604
21		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604
22		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604
23		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604
24		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604
25		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604
26		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604
27		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604
28		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604
29		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604
30		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604
31		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604
32		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604
33		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604
34		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604
35		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604
36		116.966	9.246.169						60.100	277.385	16.553	140.359	40.388	1.604

Anexo D – Fluxo de caixa do empreendimento

FLUXO ANTES DO I.R. (R\$)		DEPRECIACAO (R\$)	LUCRO TRIBUTAVEL (R\$)	C. SOCIAL 9,00% CONTRIBUICAO SOCIAL (R\$)	IMPOSTO DE RENDAS (R\$)	FLUXO DEPOS DO I.R. (R\$)	FLUXO ACUMULADO (R\$)	FLUXO VALOR PRESENTE (R\$)	VPL DA RECEITA (R\$)
-4.653.109	0	-4.653.109	0	0	0	-4.653.109	-4.653.109	-4.653.109	0
-8.970.657	0	-8.970.657	0	0	0	-8.970.657	-13.623.766	-7.667.228	0
-231.984	0	-231.984	0	0	0	-231.984	-13.855.750	-1.70.929	3.377.236
2.960.398	1.977.903	1.977.903	3.867.326	348.059	931.957	1.660.381	-12.177.369	1.049.181	5.773.036
3.379.953	1.977.903	1.977.903	4.286.881	385.819	1.038.491	1.955.842	-10.221.226	1.043.629	4.938.218
3.799.508	1.977.903	1.977.903	4.706.437	423.579	1.144.892	2.231.037	-7.990.689	1.017.801	4.217.281
4.219.054	1.977.903	1.977.903	5.125.992	461.339	1.251.188	2.506.536	-5.484.153	977.145	3.604.513
4.638.619	1.977.903	1.977.903	5.545.547	499.099	1.357.401	2.782.119	-2.702.034	925.989	3.080.781
5.058.175	1.977.903	1.977.903	5.965.103	536.859	1.463.548	3.057.768	-2.553.334	870.798	2.633.146
5.477.730	1.977.903	1.977.903	6.384.658	574.618	1.568.843	3.332.488	-3.669.202	811.379	2.250.552
8.709.780	1.977.903	1.977.903	6.731.877	605.869	1.658.032	6.445.979	1.340.984	1.923.549	1.923.549
8.709.780	1.977.903	1.977.903	6.731.877	605.869	1.658.971	6.444.539	16.580.021	1.145.973	1.644.050
8.709.780	1.977.903	1.977.903	6.731.877	605.869	1.658.868	6.444.043	23.024.063	979.328	1.405.178
8.709.780	467.677	467.677	8.242.103	741.789	2.037.979	5.930.012	28.954.075	770.264	2.201.007
8.709.780	467.677	467.677	8.242.103	741.789	2.038.669	5.929.321	34.883.398	658.268	1.026.502
8.709.780	467.677	467.677	8.242.103	741.789	2.039.338	5.928.653	40.812.049	562.559	877.392
8.709.780	467.677	467.677	8.242.103	741.789	2.039.985	5.928.006	46.740.055	480.767	749.874
8.709.780	467.677	467.677	8.242.103	741.789	2.041.218	5.926.773	52.667.434	410.669	640.916
8.709.780	467.677	467.677	8.242.103	741.789	2.041.865	5.926.185	58.594.205	351.134	547.793
8.709.780	467.677	467.677	8.242.103	741.789	2.042.374	5.925.617	64.520.392	300.085	488.199
8.709.780	467.677	467.677	8.242.103	741.789	2.042.924	5.925.066	70.446.008	255.458	400.170
8.709.780	467.677	467.677	8.242.103	741.789	2.043.458	5.924.533	76.371.074	219.175	342.026
8.709.780	467.677	467.677	8.242.103	741.789	2.043.974	5.924.016	82.295.607	187.312	292.330
8.709.780	467.677	467.677	8.242.103	741.789	2.044.475	5.923.516	88.219.623	160.082	249.854
8.709.780	467.677	467.677	8.242.103	741.789	2.044.959	5.923.031	94.143.139	136.810	213.551
8.709.780	467.677	467.677	8.242.103	741.789	2.045.429	5.922.561	100.066.170	116.922	182.522
8.709.780	467.677	467.677	8.242.103	741.789	2.045.884	5.922.106	105.988.731	99.926	156.002
8.709.780	467.677	467.677	8.242.103	741.789	2.046.325	5.921.674	111.910.837	85.400	133.335
8.709.780	467.677	467.677	8.242.103	741.789	2.046.751	5.921.225	117.833.811	71.030	113.961
8.709.780	467.677	467.677	8.242.103	741.789	2.047.163	5.920.751	123.756.362	60.705	97.403
8.709.780	467.677	467.677	8.242.103	741.789	2.047.561	5.920.256	129.678.503	51.881	83.250
8.709.780	467.677	467.677	8.242.103	741.789	2.047.945	5.919.742	135.600.245	44.340	71.154
8.709.780	467.677	467.677	8.242.103	741.789	2.048.315	5.919.209	141.521.509	37.865	60.813
8.709.780	467.677	467.677	8.242.103	741.789	2.048.671	5.918.649	147.442.979	32.386	51.979
8.709.780	467.677	467.677	8.242.103	741.789	2.049.014	5.918.064	153.364.568	27.681	44.427
8.709.780	467.677	467.677	8.242.103	741.789	2.049.344	5.917.464	159.285.537	23.659	37.971
						158.004.837			42.885.933

Anexo E – Fluxo de caixa do empreendimento (continuação)

Ano Hidrológico	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
1931	19,00	18,00	20,00	20,00	17,00	13,00	10,00	8,00	10,00	10,00	10,00	16,00
1932	20,00	20,00	20,00	13,00	10,00	10,00	8,00	20,00	20,00	9,00	9,00	8,00
1933	20,00	20,00	16,00	11,00	17,00	20,00	20,00	18,00	7,00	7,00	6,00	12,00
1934	6,00	6,00	6,00	9,00	7,00	20,00	19,00	7,00	6,00	6,00	5,00	20,00
1935	17,00	10,00	14,00	20,00	13,00	9,00	20,00	7,00	8,00	7,00	5,00	13,00
1936	13,00	11,00	20,00	15,00	11,00	8,00	20,00	20,00	7,00	19,00	12,00	6,00
1937	20,00	20,00	19,00	14,00	15,00	20,00	20,00	20,00	14,00	13,00	5,00	8,00
1938	18,00	20,00	20,00	16,00	15,00	11,00	9,00	20,00	20,00	20,00	20,00	6,00
1939	20,00	20,00	19,00	18,00	14,00	20,00	20,00	20,00	18,00	6,00	10,00	6,00
1940	7,00	19,00	20,00	18,00	13,00	20,00	20,00	20,00	15,00	7,00	13,00	13,00
1941	5,00	4,00	5,00	4,00	6,00	20,00	19,00	10,00	11,00	9,00	11,00	5,00
1942	5,00	6,00	19,00	16,00	11,00	9,00	8,00	20,00	20,00	20,00	11,00	5,00
1943	7,00	20,00	20,00	17,00	12,00	11,00	8,00	20,00	20,00	12,00	5,00	6,00
1944	16,00	20,00	20,00	14,00	10,00	20,00	20,00	19,00	10,00	6,00	11,00	11,00
1945	15,00	7,00	6,00	10,00	9,00	9,00	8,00	20,00	20,00	19,00	11,00	7,00
1946	20,00	20,00	20,00	18,00	12,00	11,00	11,00	20,00	20,00	8,00	9,00	4,00
1947	10,00	20,00	18,00	20,00	17,00	13,00	11,00	10,00	11,00	11,00	12,00	20,00
1948	20,00	20,00	20,00	17,00	12,00	9,00	20,00	7,00	20,00	19,00	11,00	5,00
1949	6,00	20,00	20,00	17,00	11,00	10,00	20,00	20,00	19,00	9,00	6,00	17,00
1950	6,00	20,00	20,00	19,00	13,00	20,00	20,00	20,00	14,00	7,00	15,00	6,00
1951	6,00	20,00	20,00	20,00	13,00	20,00	20,00	20,00	16,00	6,00	8,00	11,00
1952	17,00	6,00	10,00	16,00	10,00	20,00	20,00	20,00	13,00	6,00	9,00	7,00
1953	7,00	8,00	5,00	5,00	19,00	10,00	5,00	4,00	5,00	5,00	6,00	10,00
1954	11,00	7,00	5,00	9,00	5,00	8,00	20,00	20,00	12,00	4,00	4,00	11,00
1955	17,00	9,00	16,00	15,00	8,00	7,00	5,00	5,00	4,00	5,00	6,00	20,00
1956	20,00	20,00	14,00	10,00	10,00	11,00	9,00	9,00	7,00	6,00	7,00	13,00
1957	20,00	6,00	9,00	20,00	16,00	12,00	11,00	9,00	13,00	11,00	13,00	17,00
1958	20,00	20,00	20,00	15,00	19,00	14,00	20,00	20,00	9,00	14,00	12,00	13,00
1959	16,00	20,00	20,00	17,00	11,00	9,00	20,00	20,00	19,00	10,00	10,00	14,00
1960	7,00	15,00	20,00	14,00	13,00	10,00	20,00	20,00	19,00	11,00	9,00	7,00
1961	20,00	19,00	19,00	20,00	17,00	11,00	20,00	20,00	20,00	13,00	9,00	15,00
1962	5,00	13,00	20,00	16,00	12,00	20,00	20,00	20,00	16,00	13,00	11,00	6,00
1963	20,00	20,00	18,00	10,00	20,00	20,00	19,00	11,00	5,00	6,00	7,00	4,00
1964	9,00	6,00	4,00	4,00	11,00	20,00	20,00	13,00	5,00	11,00	12,00	6,00
1965	20,00	19,00	19,00	20,00	18,00	13,00	13,00	8,00	20,00	5,00	18,00	20,00
1966	20,00	20,00	19,00	20,00	17,00	12,00	9,00	20,00	20,00	12,00	4,00	20,00
1967	19,00	19,00	20,00	19,00	13,00	12,00	20,00	20,00	20,00	17,00	14,00	5,00
1968	6,00	5,00	14,00	11,00	7,00	20,00	20,00	19,00	9,00	5,00	5,00	9,00
1969	4,00	4,00	9,00	4,00	6,00	6,00	19,00	15,00	3,00	4,00	5,00	17,00
1970	6,00	20,00	20,00	17,00	11,00	9,00	8,00	20,00	20,00	8,00	13,00	11,00
1971	4,00	6,00	4,00	11,00	7,00	10,00	7,00	20,00	20,00	17,00	9,00	6,00
1972	6,00	20,00	20,00	15,00	20,00	8,00	11,00	20,00	20,00	5,00	6,00	6,00
1973	20,00	20,00	15,00	20,00	13,00	9,00	8,00	6,00	6,00	8,00	9,00	20,00
1974	20,00	14,00	20,00	16,00	10,00	10,00	8,00	20,00	20,00	19,00	6,00	6,00
1975	6,00	14,00	18,00	14,00	9,00	20,00	20,00	19,00	10,00	7,00	5,00	5,00
1976	5,00	20,00	20,00	20,00	17,00	15,00	15,00	15,00	17,00	13,00	15,00	20,00
1977	20,00	20,00	20,00	20,00	14,00	12,00	9,00	20,00	20,00	9,00	5,00	8,00
1978	20,00	17,00	16,00	11,00	9,00	10,00	9,00	20,00	6,00	20,00	5,00	6,00
1979	9,00	20,00	20,00	13,00	14,00	9,00	8,00	20,00	4,00	4,00	9,00	20,00
1980	20,00	20,00	19,00	20,00	14,00	13,00	9,00	8,00	7,00	8,00	12,00	20,00

Anexo F - Disponibilidade de Potência (MW) da PCH Carrapatos

Ano Hidrológico	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
1931	38,82	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	5,00	4,78	3,48	4,61	7,83	6,97
1932	41,90	62,59	88,79	101,41	105,87	110,77	129,57	132,09	149,76	125,46	180,36	208,04
1933	150,23	368,50	400,24	506,18	532,35	637,18	668,94	686,47	690,00	690,00	684,78	377,34
1934	135,33	54,02	52,47	31,71	32,15	47,82	60,01	35,82	51,89	11,66	25,55	47,93
1935	181,56	428,05	214,22	260,69	160,85	176,57	216,65	175,71	160,33	165,56	218,72	210,72
1936	54,64	116,50	125,55	102,22	85,47	91,84	129,45	120,21	142,69	88,38	45,14	27,68
1937	47,22	62,59	78,28	84,08	64,63	56,14	61,55	60,66	71,39	77,58	72,32	60,76
1938	74,59	62,59	102,41	115,08	125,73	107,67	130,48	156,77	142,69	165,31	126,84	110,23
1939	78,89	27,13	20,72	35,56	33,11	48,33	63,30	72,70	78,34	88,80	52,40	84,44
1940	105,46	178,21	231,12	143,62	236,25	172,70	183,82	135,82	134,83	102,90	94,84	103,67
1941	134,42	100,67	49,05	39,13	35,93	32,05	29,86	35,87	36,10	40,74	49,10	46,13
1942	27,16	20,14	17,78	31,19	46,40	37,29	44,92	35,82	36,54	32,89	23,49	46,13
1943	202,53	169,64	102,46	143,18	245,12	318,99	462,73	440,11	621,96	690,00	684,78	690,00
1944	242,01	66,81	65,88	23,46	42,13	50,06	44,92	62,92	73,40	111,78	80,63	41,93
1945	12,52	11,42	3,61	3,00	8,61	8,52	3,00	4,91	8,45	8,50	11,86	20,19
1946	111,69	54,21	8,40	4,37	8,08	12,82	13,71	10,31	7,74	4,87	8,70	4,51
1947	75,64	46,98	35,78	36,12	50,11	37,29	60,01	35,82	57,45	55,12	64,64	47,67
1948	99,34	27,30	33,28	46,65	65,86	69,35	81,80	106,32	111,05	144,53	139,97	175,84
1949	163,16	54,21	49,05	56,49	66,23	82,05	102,74	119,07	126,13	83,19	64,64	49,50
1950	71,17	21,56	12,84	14,37	27,54	26,05	40,12	40,95	55,99	52,22	74,49	100,37
1951	289,27	223,31	60,09	71,19	134,40	90,43	106,79	132,09	134,83	125,46	98,62	223,38
1952	323,33	498,33	590,26	504,53	598,20	642,10	680,80	690,00	690,00	690,00	684,78	299,52
1953	242,16	258,45	348,01	471,55	195,42	168,71	216,65	428,84	405,12	660,26	684,78	690,00
1954	311,49	528,97	590,26	655,43	690,00	669,57	690,00	690,00	690,00	690,00	684,78	298,63
1955	203,00	531,80	554,31	600,74	264,69	133,92	146,80	91,24	154,87	208,37	221,42	208,04
1956	86,47	43,30	33,28	16,10	17,31	20,61	7,68	3,50	3,00	7,18	7,76	4,51
1957	163,16	67,34	81,25	71,19	66,67	63,59	53,07	56,30	44,64	51,30	54,77	96,26
1958	78,89	96,89	83,62	64,86	83,63	76,58	102,33	109,87	125,62	133,71	140,74	220,72
1959	177,21	100,54	56,68	72,41	64,19	64,80	72,41	60,66	71,39	85,49	64,64	47,67
1960	26,73	11,82	3,00	3,00	3,00	8,54	14,96	16,02	17,07	23,35	20,20	36,49
1961	134,70	62,20	45,48	75,62	84,51	82,05	101,43	116,76	99,20	58,36	73,14	25,58
1962	26,73	20,47	41,00	71,19	105,87	99,96	129,82	136,19	149,76	137,86	99,08	289,60
1963	262,17	103,91	156,32	267,70	354,36	416,97	368,65	494,33	499,51	242,00	228,85	208,04
1964	52,44	11,82	3,00	3,00	3,00	6,96	4,19	3,00	5,70	3,00	3,00	3,00
1965	13,42	3,00	3,00	3,00	3,00	8,52	11,00	11,56	13,90	4,87	3,00	3,00
1966	22,87	5,18	3,00	3,00	14,11	14,02	16,88	16,02	18,93	23,28	13,06	9,31
1967	62,14	101,23	78,36	108,36	134,40	133,43	130,48	156,77	186,31	145,58	201,41	136,37
1968	243,58	370,13	400,24	429,89	688,35	481,61	649,11	678,56	690,00	690,00	78,61	167,09
1969	47,22	35,39	31,22	59,03	54,47	47,82	45,38	57,45	38,88	33,01	45,35	90,23
1970	207,09	535,44	615,16	653,41	682,01	669,57	680,99	679,79	690,00	690,00	684,78	167,09
1971	121,17	51,25	41,00	56,69	84,42	82,05	52,92	40,01	44,64	3,00	3,81	8,66
1972	40,17	35,65	41,00	19,23	12,98	15,81	13,08	16,48	10,58	3,51	3,00	3,00
1973	26,73	70,13	28,65	11,83	11,77	10,52	14,96	16,23	17,56	21,22	27,45	22,72
1974	94,91	116,88	163,14	163,48	167,53	184,06	176,15	184,59	177,66	94,37	61,81	52,82
1975	105,79	96,36	72,58	58,62	51,91	33,83	31,58	32,01	15,57	7,62	3,00	3,00
1976	11,05	5,60	20,72	3,00	23,59	18,98	21,48	21,45	21,34	23,28	12,72	3,11
1977	28,50	74,09	57,36	71,19	66,23	48,18	40,12	36,30	36,54	58,70	27,23	28,48
1978	47,22	8,50	17,78	23,46	17,31	20,61	20,38	16,24	11,04	9,18	3,00	3,95
1979	16,32	3,00	3,00	3,00	3,00	8,50	5,65	4,78	3,00	4,61	3,00	3,00
1980	12,56	41,77	50,05	31,71	32,15	37,29	44,92	35,82	55,99	17,10	3,00	3,00

Anexo G - Tarifa Marginal de Operação em R\$/MWh do Sudeste

Referências bibliográficas

AMARAL, C.A. "ANEEL fiscaliza PCHs", in "CERPCH Notícia", nº 3, ano 1, ed. CERPCH, EFEI, Itajubá, MG, jun/jul/ago de 1999.

_____. **Geração de energia elétrica no Brasil – Histórico e Perspectivas.**
Tese de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, 1998.

ANEEL. Decreto-lei nº 1.872, de 21.05.81 Dispõe sobre a aquisição, pelo concessionários, de energia elétrica excedente gerada por Autoprodutores. **Diário Oficial da União**, Brasília, 21 mai.1981.

_____.Decreto-lei nº 915, de 06.09.93 Este Decreto autoriza a formação de consórcios para geração de energia elétrica para Autoprodução. **Diário Oficial da União**, 6 set.1993.

_____.Decreto nº 1.348, de 28.12.94 Este Decreto regula a participação de concessionários de serviço público de energia elétrica em aproveitamento hidrelétrico de outro concessionário (arrendamento). **Diário Oficial da União**, 28 dez. 1994.

_____.Lei nº 8.987, de 13.02.95 Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, liberando o mercado de energia elétrica do monopólio estatal. **Diário Oficial da União**, 12 fev. 1995.

_____.Lei nº 9.074, de 07.07.95 Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de Serviços Públicos. Em seu capítulo II trata especificamente dos serviços de energia elétrica. **Diário Oficial da União**, 7 jul. 1995.

- _____.Decreto nº 1.717, de 24.11.95 Estabelece procedimentos para prorrogações das concessões dos serviços públicos de energia elétrica de que trata a Lei 9.074 de 07.07.95. **Diário Oficial da União**, 24 nov. 1995.
- _____.Decreto nº 2.003, de 10.09.96 Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor. **Diário Oficial da União**, 10 set. 1996.
- _____.Lei nº 9.427, de 26.12.96 Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e disciplina o regime de concessões de serviços públicos de energia elétrica. **Diário Oficial da União**, 26 dez. 1996.
- _____.Lei nº 9.433, de 08.01.97 Institui a Política Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos e dá outras providências. Altera oficialmente o Código de Águas. **Diário Oficial da União**, 8 jan. 1997
- _____.Medida Provisória 1.549, de 12.08.97 Aprova Estrutura Regimental e Quadro de cargos em comissão e função de confiança da ANEEL. **Diário Oficial da União**, 12 ago. 1997.
- _____.Lei nº 9.648, de 27.05.98 Altera dispositivos das Leis nºs 3.890-A, de 25.04.61, 8.666, de 21.06.93, 8.987, de 13.02.95, 9.074, de 07.07.95 e 9.427, de 26.12.96. **Diário Oficial da União**, 27 mai.1998.
- _____. Resolução nº 393, de 04.12.98 Estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação dos estudos de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas. **Diário Oficial da União**, 4 dez. 1998.
- _____. Resolução nº 394, de 04.12.98 Estabelece os critérios para o enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de pequenas centrais hidrelétricas. **Diário Oficial da União**, 4 dez. 1998.

_____. Resolução nº 395, de 04.12.98 Estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação de estudos de viabilidade e projeto básico de empreendimentos de geração hidrelétrica, assim como da autorização para exploração de centrais hidrelétricas até 30 MW e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, 4 dez. 1998.

_____. Resolução nº 222, de 01.07.99 Estabelece que os critérios para contabilização e faturamento de energia elétrica no curto prazo para os concessionários e autorizados pertencentes ao sistema elétrico interligado brasileiro, serão realizados no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE. **Diário Oficial da União**, 1 jul. 1999.

_____. Resolução nº 290, de 04.08.00 Homologa as Regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e fixa as diretrizes para sua implantação gradual. Revoga a RES ANEEL 222 de 30.06.1999, D.O. de 01.07.1999, Seção 1, p. 33, v. 137, n. 124 - E (a partir de 01.09.2000). **Diário Oficial da União**, 4 ago. 2000.

_____. Nota Técnica s/n 2000 de 29.01.01 **Regulamentação do uso do Mecanismo de Realocação de Energia -MRE para centrais hidrelétricas não despachadas**, 6 fev. 2001.

_____. Resolução nº 22/2001, de 06.02.01 **Nota de esclarecimento sobre a resolução ANEEL 22/2001- Valor Normativo**, 6 fev. 2001.

BARBALHO, Arnaldo & Marta Helena. **Energia e desenvolvimento no Brasil**. Rio de Janeiro: Memória da Eletricidade, 1987.

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. **Panorama do setor de Energia Elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Memória da Eletricidade, 1988.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO. **Estudos de Inventário do aproveitamento hidroelétrico do rio Jaguari Mirim**. São Paulo, Relatório Final, vol. 1 / 2 texto, out.1991.

_____. **Estudos de Viabilidade do aproveitamento hidroelétrico do Alto rio Mogi-Guaçu**. São Paulo, Relatório Final, vol. 1 / 2 texto, dez.1987.

_____. **Estudos de Inventário do aproveitamento hidroelétrico do Baixo rio Pardo**. São Paulo, Relatório Final, vol. 1 / 2 texto, dez.1987.

_____. **Estudos de Projeto Básico do aproveitamento hidroelétrico Carrapatos**. São Paulo, Relatório Final, vol. 1 / 2 texto, jul.1999.

_____. **Estudos de Projeto Básico do aproveitamento hidroelétrico São José**. São Paulo, Relatório Final, vol. 1 / 2 texto, jul.1992.

_____. **Programa de obras de geração da CESP**. São Paulo, Relatório Final, , set.1994.

_____. **Avaliação financeira da PCH Carrapatos**. São Paulo, Relatório Final, , out.2000.

DUKE ENERGY INTERNATIONAL "Guia do Cliente Livre" 2000.

ELETROBRÁS, **Plano Decenal de Expansão(2000-2009)**. 1999.

_____. **PCH-COM – Programa de Desenvolvimento e Comercialização de Energia Elétrica de Pequenas Centrais Hidrelétricas**. 22 fev. 2001.

GIRARDI, C. **Novo Direito das Concessões de Energia Elétrica**. Apresentação na Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999.

- GREINER, P. **Reestruturação e Desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro: Encaminhamento e Resultados**. Ministério das Minas e Energia, Secretaria de Energia, Brasília, 1998.
- HEAD, C. **Financing of Private Hydropower Projects**; Final Draft Report to the World Bank, UK, apr. 1999.
- HIRSCHFELD, H. **"Engenharia Econômica e Análise de Custos"**, 6 edição, Editora Atlas, 1998.
- HOFFMANN, G. **"Enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de pequenas centrais hidrelétricas"**, in II Simpósio Brasileiro sobre Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas" Anais, 04 a 07. Abr. 2000, Canela, RS, Brasil.
- LIMA, J. L. **Políticas de Governo e Desenvolvimento do setor de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Memória da Eletricidade, 1988.
- MACHADO, R. T. **"PCHs contabilizam lucro em 1998"**, in "CERPCH Notícia", nº 3, ano 1, ed. CERPCH, EFEI, Itajubá, MG, jun/jul/ago de 1999.
- MAGELA, G. **"A influência da legislação atual nos estudos, projetos e implantação de pequenas e médias hidrelétricas"**, in II Simpósio Brasileiro sobre Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas" Anais, 04 a 07. Abr. 2000. Canela, RS, Brasil.
- MARTINEZ, C.B. **"As interações entre o planejamento e o projeto de usinas hidrelétricas. O caso das PCHs no Brasil"**. Tese de doutorado, UNICAMP, 1994.
- _____, **Pré-dimensionamento de Pequenas Centrais Hidrelétricas**. Tese de mestrado, EFEI, Itajubá, Minas Gerais, 1988.

- MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME, DNAEE, DCRH.
“**Diagnóstico e planejamento da utilização dos recursos hídricos da bacia Moji/Pardo**”, Relatório Síntese, 1986.
- NASCIMENTO, J.G.A. Gomes, et al, “**O desenvolvimento das Centrais de Pequeno Porte no Brasil**”, in II Simpósio Brasileiro sobre Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas” Anais, 04 a 07. Abr. 2000, Canela, RS, Brasil, p.267,280.
- _____, J.G.A.- **Recapacitação e Modernização De PCHs no Brasil**, XIII SNTPEE, 1995.
- NASCIMENTO, P. R. et al, “**Pequenas e médias centrais hidrelétricas - Determinação da energia de contrato**”, in II Simpósio Brasileiro sobre Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas” Anais, 04 a 07. Abr. 2000, Canela, RS, Brasil.
- NORWAY, **Hydropower Resources Development and Management Training Course**. Notas de aula da autora. jun. 1999.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO “**Planejamento Anual da Operação Energética – ano 2000**”, 2000.
- PAULON ET AL., J. e Martins Neto, J., “**Pequenas Centrais Hidrelétricas – Histórico e Perspectivas**” in II Simpósio Brasileiro sobre Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas” Anais, 04 a 07. Abr. 2000, Canela, RS, Brasil, p.267,280.
- POMPEU, C. T. **Direito de Águas**. Apresentação na Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999.

RAMOS, D. S., **Conhecendo os Principais Fatores que Influenciam a "Precificação" de Energia no Mercado Competitivo de Geração**, International Business Communications, 2000.

_____, D.S., **Aspectos Relevantes do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro**, 2000.

RIBEIRO, V. "A continuidade da expansão do parque gerador a partir de hidrelétricas", in II Simpósio Brasileiro sobre Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas" Anais, 04 a 07. Abr. 2000, Canela, RS, Brasil.

ROMEIRO, A. R.; FILHO, S.S. **Dinâmica de Inovações sob Restrição Ambiental**, Apresentação na Universidade de Campinas, Campinas, 1997.

ROSA, E. Viana, F. G. "O papel das PCHs no Mercado de Energia Brasileiro", in "CERPCH Notícia", nº 4, ano 1, ed. CERPCH, EFEI, Itajubá, MG, set/out/nov de 1999.

SANTOS, A. H. M. **Conceituação Básica de Hidroenergia**. Apresentação na universidade de São Paulo, 1999.

_____; CABRAL, Rodolfo S., et al. **A operação de sistemas hidrotérmicos e o uso múltiplo das águas**. Apresentação na Universidade de São Paulo, 1999.

SOUZA, Z. **Geração de Energia Hidrelétrica**. Apresentação na Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999.

TIAGO F., G. L. "O mercado de energia no Brasil para as PCHs" in IV Congresso Latino americano de Generacion y Transporte de Energia Electrica", Vina del Mar, Chile, nov. 2000.