

**GABRIEL NUNES MARCHI**

# **ANÁLISE DAS PCH'S ANTES E APÓS A CRIAÇÃO DA ANEEL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
à Escola de Engenharia de São Carlos, da  
Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em  
Sistemas de Energia e Automação

**ORIENTADOR: FREDERICO FÁBIO MAUAD**

São Carlos

2010

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento  
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

M317a Marchi, Gabriel Nunes  
Análise das PCH'S antes e após a criação da ANEEL /  
Gabriel Nunes Marchi ; orientador Frederico Fábio Mauad.  
-- São Carlos, 2010.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em  
Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e  
Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da  
Universidade de São Paulo, 2010.

1. Geração de energia elétrica. 2. ANEEL. 3. PCH.  
4. Setor elétrico - reestruturação. 5. Setor elétrico -  
privatização. I. Título.

## **Agradecimentos**

Agradeço aos meus pais e à minha irmã pelo apoio e incentivo nos meus estudos, com os quais sempre pude contar ao longo de minha vida e para os quais espero sempre ser motivo de orgulho.

Aos docentes da Escola de Engenharia de São Carlos que participaram da minha formação com destaque ao orientador Prof. Frederico Fábio Mauad, pela atenção e confiança em mim depositado para a conclusão deste trabalho.

Também ao Prof. Ricardo Quadros Machado e meus colegas de graduação que foram grandes amigos nessa etapa da minha vida.

## Epígrafe

“Se eu vi mais longe, foi por estar de pé sobre ombros de gigantes.”

Isaac Newton

## Sumário

Lista de Tabelas .....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Lista de Figuras .....	iii
Listas de Abreviaturas e Siglas .....	viii
Resumo .....	ix
Abstract .....	x
Capítulo 1 - Introdução .....	1
Capítulo 2 - Sistema Elétrico Brasileiro .....	2
2.1 - Histórico .....	2
2.2 - Características do Sistema Elétrico Brasileiro .....	6
2.2.1 – Dimensões .....	6
2.2.2 - Geração .....	6
2.2.3 – Transmissão .....	8
Capítulo 3 - ANEEL .....	10
3.1 – Administração .....	10
3.2 – Competências .....	10
Capítulo 4 – Pequenas Centrais Hidrelétricas- PCHs .....	13
4.1 – Exploração de PCHs no Brasil .....	13
4.2 – Programas de incentivo .....	15
4.3 – Definição do conceito de Pequenas Hidrelétricas no Brasil .....	17
4.4 – Tipos de Pequenas Centrais Hidrelétricas .....	20
4.4.1 – Centrais quanto à capacidade de regularização .....	20
4.4.1.1 – PCH a Fio d’Água .....	20
4.4.1.2 – PCH de acumulação, com regularização diária do reservatório .....	21
4.4.1.3 – PCH de acumulação, com regularização mensal do reservatório .....	21
4.4.2 – Centrais quanto ao sistema de adução .....	21
4.4.3 – Centrais quanto a potência instalada e quanto à queda de projeto .....	22
Capítulo 5 – Tramitação de Projetos .....	23
5.1 – PCH com até 1.000 KW de capacidade de geração .....	23
5.2 – PCH com capacidade de geração entre 1.000 KW e 30.000 KW .....	23
5.2.1 – Requerimento de Registro Ativo .....	23
5.2.2 – Apresentação do projeto básico .....	24
5.2.3 – Aceite do projeto .....	24
5.2.4 – Análise documental e de antecedentes .....	24

5.2.4 – Aprovação da diretoria .....	25
Capítulo 6 – Participação das PCHs no cenários de expansão da matriz energética ..	26
6.1 – Cenários de expansão da matriz energética.....	26
6.2 – Custo de cada tecnologia .....	28
Capítulo 7 - Conclusão .....	31
Referências Bibliográficas.....	33

## Lista de Tabelas

Tabela 1 – Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro _____	5
Tabela 2 – Empreendimentos em Operação _____	7
Tabela 3 – Empreendimentos em Construção _____	7
Tabela 4 – Empreendimentos Outorgados _____	8
Tabela 5 – Potencial de PCHs no Brasil _____	14
Tabela 6 – Situação das PCH's feita pelo DNAEE/1994 _____	15
Tabela 7 – Classificação das PCH quanto à potência e à queda de projeto _	22
Tabela 8 – Contratos do PROINFA - FONTE: Eletrobrás,2008 _____	26
Tabela 9 – Cenários considerados _____	27
Tabela 10 - Cenário A: Proinfa plenamente implementado _____	27
Tabela 11 - Cenário B: Proinfa parcialmente implementado _____	28
Tabela 12 – Custo de instalação e fator de capacidade de usinas _____	29

## Lista de Figuras

Figura 1 - Estruturas do setor elétrico brasileiro _____	3
Figura 2 - Marcos do Setor Elétrico _____	4
Figura 3 - Custos de energia elétrica no Brasil _____	9
Figura 4 - Pequenas Centrais Hidrelétricas em Operação _____	14
Figura 5 - Evolução do número de pedidos para empreendimentos de PCH_	19
Figura 6 - Projetos de PCH's aprovados entre 1998 e 2008 _____	25
Figura 7 - Custo médio das PCH's _____	30
Figura 8 - Participação por fonte, total negociado no 1º semestre de 2008 ___	30



## Listas de Abreviaturas e Siglas

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de Informações de Geração
CBIEE	Câmara Brasileira de Investidores em Energia Elétrica
CCC	Conta de Consumo de Combustível
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CERPCH	Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CGU	Central Geradora Undi-Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CREA	Conselho Regional de Engenharia, Arquitetura e Agronomia
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EOL	Central Geradora Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
MME	Ministério de Minas e Energia
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIE	Produtor Independente de Energia Elétrica
PNPCH	Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas
PROINFA	Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SCG	Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração
SFG	Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOL	Central Geradora Solar Fotovoltaica
SPH	Superintendência de Gestão dos Potenciais Hidráulicos
TUSD	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição

TUST	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia
UTE	Usina Termelétrica de Energia
UTN	Usina Termonuclear

## Resumo

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) significou uma enorme mudança nas empresas do setor da eletricidade brasileiro. Antes havia um sistema energético completamente monopolizado pelo Estado, controlando a geração, transmissão e distribuição. A reestruturação possibilitou a participação dos produtores independentes na geração de energia elétrica do país. O Brasil necessita dobrar a atual potência instalada de 106.569 MW (dez/2009) nos próximos 8 anos para atender o crescimento urbano-industrial. No entanto, o Governo Federal não tem recursos para tal, aumentando, assim, a importância das pequenas centrais hidrelétricas – PCHs – para a sociedade brasileira. Dessa forma, espera-se que seja estimulado o investimento em novos centros de produção de energia, para obterem lucros e, que os consumidores sejam orientados a buscarem por menores preços e maior qualidade da energia.

**PALAVRAS-CHAVE:** ANEEL; PCH; Reestruturação; Setor elétrico; Produtores independentes.

## **Abstract**

The National Agency of Electrical Energy (ANEEL) represented a huge change in the companies structure of Brazilian electricity sector. Previously there was an energy system completely monopolized by the State, controlling the generation, transmission and distribution. The restructuring has enabled the participation of independent producers to generate electricity. Brazil needs to double its current installed power capacity of 106.569 MW (Dez/2009) in the next 8 years to follow the urban industrial growth. However, the Federal Government has no resources for, increasing the importance of Small Hydro Plants - SHP's - to Brazilian society. This way, it is expected to be stimulated investment in new energy production centers, to gain profits and so consumers are oriented to seek for better prices and higher quality of energy.

KEYWORDS: ANEEL; SHP; Restructuring; Energy sector; Independent producers.

## Capítulo 1 - Introdução

O desenvolvimento urbano-industrial do Brasil na década de 1990 forçou o Estado a realizar uma série de reformas liberalizantes permitindo a participação de empresas privadas em setores que estavam em mãos do Estado. Entre estes setores está a infra-estrutura energética.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – a ANEEL – foi criada em 1996 e representou uma grande mudança nas empresas que operavam com a eletricidade. Isso devido às regulamentações para praticar a comercialização de energia.

As Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs – são um dos pilares da ANEEL no sentido de aumentar a geração de energia elétrica no Brasil. Caracterizadas como usinas com potência instalada superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW esses tipos de fontes geradoras permitem um melhor atendimento às necessidades de carga de pequenos centros urbanos e regiões rurais. Desde 1998 a construção de PCHs foi direcionada por várias determinações legais e regulatórias.

Para determinar as definições que caracterizam essas hidrelétricas de pequeno porte, a ANEEL realizou uma pesquisa pública. Depois surgiram as licenças que provocariam a conexão desses empreendimentos ao sistema elétrico. E, por fim, a ANEEL divulgou os critérios que designam uma usina na classe de Pequenas Centrais Hidrelétricas.

Dentre as diretrizes feitas pela Agência para incentivar a criação de novas usinas, os empreendedores das PCHs podem utilizar a rede de transmissão e distribuição sem que paguem as taxas pelo uso da mesma. Outro incentivo a ser considerado é que as PCHs são isentas de pagar pela utilização dos recursos hídricos aos municípios e Estados.

Dentro deste cenário, partindo-se de uma abordagem histórico-estrutural e analisando-se as reestruturações no setor elétrico brasileiro, tem-se como objetivo demonstrar as mudanças que ocorreram nas Pequenas Centrais Hidrelétricas após a criação da ANEEL.

## Capítulo 2 - Sistema Elétrico Brasileiro

### 2.1 - Histórico

Durante o século XX, o Brasil obteve uma ampliação de sua matriz energética com o crescimento das atividades industriais e o avanço da urbanização. Tendo como início a década de 50, as empresas privadas de atuação local eram incapazes ou desinteressadas em mobilizar recursos necessários à expansão da oferta de energia elétrica, devido a isso o setor elétrico passou a exibir redução de qualidade, com freqüentes interrupções e cortes de energia.

Aproveitando o imenso potencial hídrico que o país possui, a geração de energia elétrica no Brasil foi consolidada por usinas hidrelétricas. Do final do século XIX até metade da década de 1950, o setor foi regido pelo capital privado, principalmente pelas multinacionais a Light e a Amforp.

A partir da década de 1950, o Estado começa a controlar o setor de energia elétrica tendo como foco o desenvolvimento urbano-industrial, devido a forte pressão para o aumento na oferta e na distribuição de eletricidade. Dessa forma, o setor elétrico estatal torna-se um *holding*, com estrutura federal, estadual e municipal. O setor elétrico brasileiro passa a ter uma estrutura vertical tendo a geração em cima, a transmissão no meio, e por ultimo, a distribuição. Esse sistema manteve-se até 1995. No governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso o setor elétrico permitiu a participação do setor privado via privatizações.

Foi criado, em 1962, a Centrais Elétricas Brasileiras, Eletrobrás, para realizar projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações para ajudar a crescente demanda elétrica do país. Segundo o Departamento, no ano de 1962, o potencial energético estimado já era de 3.642 MW

A disputa por mercado e a industrialização motivaram os países em desenvolvimento a realizar mudanças significativas no setor de energia elétrica, por sua característica estrutural para as sociedades capitalistas. Na década de 1990, essa estrutura vertical começou a mudar passando de um modelo estatal monopolizado para uma estrutura horizontal com a participação de produtores e distribuidores independentes e transmissão mista, sendo livre a concorrência do mercado de energia elétrica. A figura 1 exemplifica as configurações estruturais do setor elétrico brasileiro.

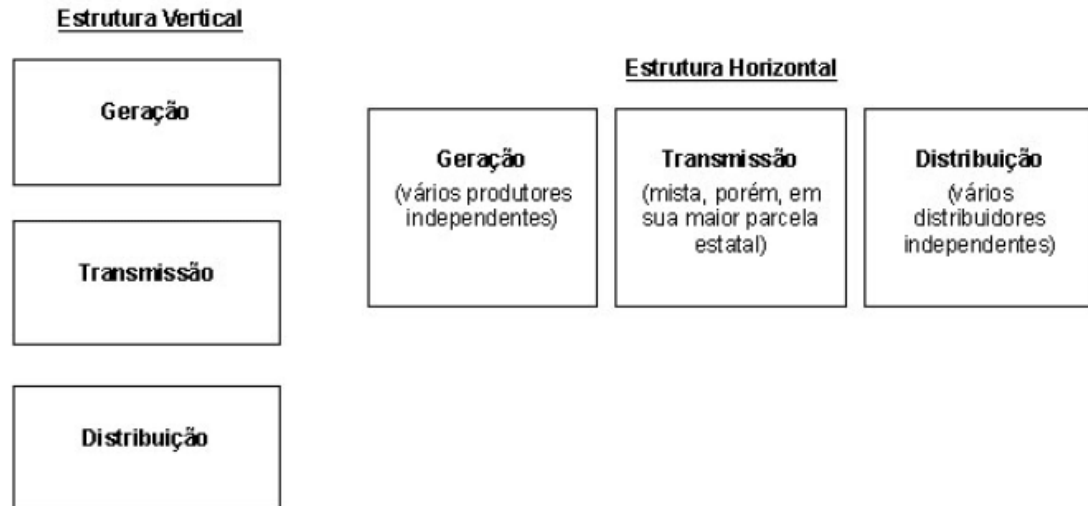


Figura 1 – Estruturas do setor elétrico brasileiro / FONTE: LEME, 2000

A Lei 8987/95, conhecida como a Lei de Concessões de Serviços Públicos, e a Lei Setorial 9047/95, foram os alicerces do novo modelo abrindo à participação dos capitais privados. Essas leis permitiram o surgimento de produtores independentes de energia elétrica, a licitação de empreendimentos de geração, o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e a liberdade para os consumidores escolherem seus fornecedores. Também em 1995, o Decreto 1.717 aprovou os planos de conclusão das obras paralisadas em 22 empreendimentos de geração elétrica, equivalentes a 10.000 MW de potência.

As privatizações deviam ser acompanhadas por uma regulação do Estado. Porém, elas começaram a ser implementadas antes que o Estado cria-se normas e diretrizes para a organizar o setor. A ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, foi criada em 26 de dezembro de 1996, pela Lei nº 9.427. Esse órgão tem um papel regulador, substituindo o DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica), reorganizando o setor elétrico em: produção de energia (geração); transporte de tensões altas (transmissão); transporte para consumidores finais (distribuição); e vendas no varejo (comercialização).

As alterações e melhoras do setor elétrico brasileiro tiveram resultados significativos. Em 1995, a participação privada na geração e na distribuição de energia elétrica era quase nula e chegou, em 2000, a 14% na geração e 58% na distribuição.



Figura 2 - Marcos do Setor Elétrico

No entanto em 2001 o setor elétrico brasileiro sofreu uma grande crise, provocando racionamento de energia que afetou todos que estavam envolvidos direta ou indiretamente, inclusive a população. Alguns dos sintomas da crise podem ser vistos ainda hoje pela maneira que o governo tem proposto uma nova reestruturação para o setor com a finalidade de melhorar na segurança de suprimento de energia e reduzir os custos da energia. A figura 2 mostra os marcos históricos do setor elétrico a partir dos anos 90.

Os principais aspectos que distinguem do modelo anterior são: o papel do poder Executivo como poder concedente do setor elétrico; a reestruturação do planejamento de médio e longo prazo; o monitoramento, em curto prazo, das condições de atendimento; e o redirecionamento da contratação de energia para longo prazo, compatível com a amortização dos investimentos realizados. (LEME ,2009)

O novo modelo criou a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) responsável pelo plano em longo prazo do setor elétrico, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) com papel de analisar constantemente a segurança do suprimento de energia elétrica, e criou também a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), uma instituição incumbida pela comercialização de energia elétrica no sistema interligado.

Na última década, o Setor Elétrico Brasileiro sofreu diversas alterações até chegar ao modelo atual, passando por três modelos diferentes. Na Tabela 1 há um resumo das principais mudanças entre os modelos pré-existentes e o modelo atual, que acabaram por resultar em transformações nas atividades de alguns agentes do setor. Pode-se verificar que as grandes mudanças se deram com a participação das empresas privadas no setor.

Até 1995, as empresas no setor elétrico eram predominantemente estatais, ou seja, monopólio, as tarifas eram reguladas em todos os segmentos e os consumidores não tinham opção de escolha.

Hoje, com o novo modelo as empresas estatais dividem com privadas tendo competição na geração e comercialização. Essas empresas são divididas por



atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.

Tabela 1 – Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro / FONTE : CCEE

<b>Modelo Antigo (até 1995)</b>	<b>Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)</b>	<b>Novo Modelo (2004)</b>
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSO) para as Distribuidoras.

Há, também, uma coexistência entre mercado livre e regulado. No ambiente livre os preços são livremente negociados na geração e comercialização, onde os consumidores podem procurar por menores preços e melhor qualidade de energia. No ambiente regulado há leilões e licitações para as menores tarifas.

## **2.2 - Características do Sistema Elétrico Brasileiro**

### **2.2.1 – Dimensões**

O Brasil possui cerca de 184 milhões de habitantes, segundo o IBGE, e é a quinta nação mais populosa do mundo. Em 2008, cerca de 95% da população tinha acesso à rede elétrica. Segundo dados da ANEEL, o país tem mais de 61,5 milhões de unidades consumidoras em 99% dos municípios brasileiros. Destas, cerca de 85%, é residencial.

O país tem cerca de 70 mil MW de potência instalada, com fator de capacidade de cerca de 60%, e 90% da energia gerada tem origem hidráulica. A rede de transmissão principal tem quase 65 mil km de extensão.

Hoje, o percentual de empresas privadas no setor: 14,4 % na geração, 14% na transmissão e 58% na distribuição.

### **2.2.2 - Geração**

Por causa da sua grande extensão territorial e potencial hídrico, o Brasil é um país com uma matriz energética concentrada em hidrelétricas. Segundo dados da ANEEL, o Brasil contava, em dezembro de 2009, com 2.180 usinas em operação, que correspondem a uma capacidade instalada de 106.569 MW – considerando Itaipu nacional.

Do total de usinas, 165 são hidrelétricas, 1.313 térmicas abastecidas por fontes diversas (gás natural, biomassa, óleo diesel e óleo combustível), 356 PCHs, 2 nucleares, 307 centrais geradoras hidrelétricas (pequenas usinas hidrelétricas) e uma solar. Possui, ainda, mais de 1.100 agentes regulados entre concessionários de serviço público de geração, comercializadores, auto-produtores e produtores independentes.

A Tabela 2 demonstra que a maior parte da potência instalada provém de usinas hidrelétricas, referente a quase 71%, com 75.484 MW. Em segundo lugar com 25.350MW, estão as térmicas e, na seqüência, o conjunto de empreendimentos menores.

Com 356 usinas em operação, nota-se que dentre as energias provenientes de fontes incentivadas, a participação das PCHs é a mais representativa, com 2,77% da potência total fiscalizada.

Tabela 2 – Empreendimentos em Operação / FONTE: ANEEL, 2009

<b>Capacidade Instalada até 31/12/2009</b>			
<b>Empreendimentos em Operação</b>			
<b>TIPO</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Potência (MW)</b>	<b>%</b>
<b>UHE*</b>	165	75.484	70,83
<b>UTE</b>	1.313	25.350	23,79
<b>PCH</b>	356	2.953	2,77
<b>CGH</b>	307	173	0,15
<b>UTN</b>	2	2.007	1,99
<b>EOL</b>	36	602	0,39
<b>SOL</b>	1	0	0
<b>SUBTOTAL</b>	<b>2.180</b>	<b>106.569</b>	<b>100</b>

Considerando os empreendimentos em construção, a Tabela 3 demonstra um significativo crescimento do potencial energético, quase 19.000 MW. Estão sendo construídas 69 pequenas centrais hidrelétricas, que representam 5,13% da potência esperada.

Tabela 3 – Empreendimentos em Construção / FONTE: ANEEL, 2009

<b>Empreendimentos em Construção</b>			
<b>Tipo</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Potência Outorgada (kW)</b>	<b>%</b>
<b>CGH</b>	1	848	0
<b>EOL</b>	20	579.850	3,39
<b>PCH</b>	69	878.262	5,13
<b>UHE</b>	11	8.795.100	51,41
<b>UTE</b>	49	5.504.987	32,18
<b>UTN</b>	1	1.350.000	7,89
<b>Total</b>	<b>151</b>	<b>17.109.047</b>	<b>100</b>

Na Tabela 4, observa-se uma mudança significativa em todos os tipos de empreendimentos geradores futuros. Foram outorgadas entre 1998 e 2010, 469 novas usinas geradoras de energia elétrica, com uma potência total esperada de 30.750 MW cuja maior parcela é de fonte termoelétrica. Com relação às pequenas centrais hidrelétricas que ainda não iniciaram sua construção, serão 146 novas usinas com uma potência outorgada de 2,016 MW.

Tabela 4 – Empreendimentos Outorgados / FONTE: ANEEL, 2010

Empreendimentos Outorgados entre 1998 e 2010 (não iniciaram sua construção)			
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
CGH	69	45.630	0,15
CGU	1	50	0
EOL	82	2.731.031	8,88
PCH	146	2.016.798	6,56
SOL	1	5.000	0,02
UHE	13	13.879.100	45,14
UTE	157	12.072.423	39,26
<b>Total</b>	<b>469</b>	<b>30.750.032</b>	<b>100</b>

Desde os estudos para desenvolvimento do projeto à operação de uma usina, são fiscalizadas pela ANEEL. A construção das Usinas e Pequenas Centrais Hidrelétricas, por abranger a utilização de um recurso natural que, pela Constituição, é considerado como bem da União, deve ser antecedida de um estudo do projeto – cuja concretização depende de autorização da ANEEL. No entanto, o processo regulamentar que faz à autorização para a construção das Hidrelétricas é mais complicado do que o das PCHs

### 2.2.3 – Transmissão

Segundo a ANEEL, em 2008, o Brasil era operado por 64 concessionárias de transmissão e era composto por mais de 90 mil quilômetros de linhas nas tensões de 230, 345, 440, 500 e 750 kV, também chamada rede básica que, além das grandes linhas entre uma região e outra, é composta pelos ativos de conexão das usinas e aqueles necessários às interligações internacionais. O Sistema Interligado Nacional (SIN) envolve as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte do Norte. Além disso, abriga 96,6% de toda a capacidade de produção de energia elétrica do país – provenientes de fontes internas ou de importações, especialmente do Paraguai devido a usina hidrelétrica de Itaipu.

Como os custos da produção têm reflexos nas tarifas pagas pelo consumidor e variam de acordo com a fonte utilizada (Figura 2), tornaram-se variáveis para definir quais usinas devem manter em operação e quais devem ficar de reserva de modo a manter, constantemente, o volume de produção igual ao de consumo.

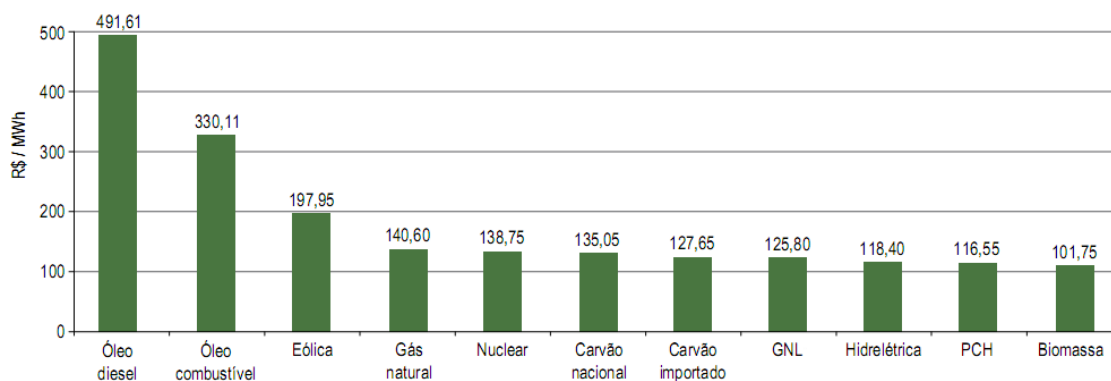


Figura 3 - Custos de energia elétrica no Brasil / FONTE: ANEEL, 2010

O custo da energia elétrica de uma PCH está entre os menores. O mercado livre vem sendo o principal destino para este tipo de energia. O professor e consultor Daniel Araujo Carneiro em seu livro *PCHs- Pequenas Centrais Hidrelétricas*, afirma: “Os preços já foram mais competitivos, entretanto os incentivos ainda seguram muito da atratividade de PCHs para consumidores livres e especiais. Essa questão possui muitos contornos e passará, também, pelo grande bloco de energia de usinas que terão sua renovação de concessão, ou não, a partir de 2015. Esse fator, somado às usinas estruturantes, ditará o impacto de crescimento nos próximos anos para as PCHs, além de políticas e leilões de incentivo para fontes alternativas. É fato incontestável, entretanto, que o crescimento será sustentável nos próximos anos para as PCHs. (CARNEIRO)

## **Capítulo 3 - ANEEL**

### **3.1 – Administração**

A Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, foi criada em 26 de dezembro de 1996, pela Lei nº 9.427, durante o governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso.

O órgão é ligado ao Ministério das Minas e Energia, com sede no Distrito Federal, e tem como intenção de regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, de acordo com as Políticas e Diretrizes do Governo Federal.

O quadro de pessoal efetivo da ANEEL é composto por 365 cargos da carreira de Especialista em Regulação, 200 cargos da carreira de Analista Administrativos e 200 cargos da carreira de Técnicos em Regulação.

A agência é administrada por uma diretoria colegiada, formada pelo Diretor-Geral e outros quatro Diretores, entre eles, o Diretor-Ouvidor. As funções executivas da ANEEL estão a cargo de vinte superintendentes. A maioria das superintendências se concentra em questões técnicas - regulação, fiscalização, mediação e concessão - e uma parte delas se dedica à relação da ANEEL com seu público interno e a sociedade.

### **3.2 – Competências**

As jurisdições da ANEEL estão previstas no art. 3º da Lei nº 9.427/96 e incluem:

- Praticar as políticas do governo federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos.
- Organizar a licitação de novas concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.
- Fazer a fiscalização, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, às permissões e a prestação dos serviços de energia elétrica.
- Atuar como instância revisora das decisões administrativas das agências reguladoras estaduais e solucionar as divergências entre concessionárias,

permissionárias, autorizadas, produtores independentes e auto-produtores, bem como entre esses agentes e seus consumidores.

- Fixar os critérios para cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão e Distribuição - TUST e TUSD.

- Fazer a defesa do direito de concorrência no Setor Elétrico, monitorando e acompanhando as práticas de mercado dos agentes do setor de energia elétrica, junto a Secretaria de Direito Econômico - SDE do Ministério da.

- Punir, fixando as multas administrativas a serem impostas aos concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica, observado o limite, por infração, de 2% do faturamento, ou do valor estimado da energia produzida nos casos de auto-produção e produção independente, correspondentes aos últimos doze meses anteriores à lavratura do auto de infração ou estimados para um período de doze meses caso o infrator não esteja em operação ou esteja operando por um período inferior a doze.

- Estabelecer as tarifas para o suprimento de energia elétrica realizado às concessionárias e permissionárias de distribuição, inclusive às Cooperativas de Eletrificação Rural enquadradas como permissionárias, cujos mercados próprios sejam inferiores a 500 GWh/ano, e tarifas de fornecimento às Cooperativas autorizadas, considerando parâmetros técnicos, econômicos, operacionais e a estrutura dos mercados atendidos.

- Fiscalizar o cumprimento do Programa de Universalização e estabelecer as metas a serem periodicamente alcançadas por cada concessionária e permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica.

- Controle prévio e posterior de atos e negócios jurídicos a serem celebrados entre concessionárias, permissionárias, autorizadas e seus controladores, suas sociedades controladas ou coligadas e outras sociedades controladas ou coligadas de controlador comum (contratos entre partes relacionadas), impondo-lhes restrições à mútua constituição de direitos e obrigações, especialmente comerciais e, no limite, a abstenção do próprio ato ou contrato

- Aprovar as regras e os procedimentos de comercialização no ambiente livre e regulado.

- Promover os Leilões de Energia Elétrica para atendimento das necessidades do mercado.

- Homologar os contratos firmados nos Leilões de Energia Elétrica, homologando as receitas dos agentes de geração na contratação regulada e as tarifas

a serem pagas pelas concessionárias, permissionárias ou autorizadas de distribuição de energia elétrica.

- Estabelecer mecanismos de regulação e fiscalização para garantir o atendimento à totalidade do mercado de cada agente de distribuição e de comercialização de energia elétrica, bem como à carga dos consumidores livres.

- Regular o serviço concedido, permitido e autorizado e fiscalizar permanentemente sua prestação

- Intervir na prestação do serviço de energia elétrica, nos casos e condições previstos em lei.

- Homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas na forma desta Lei, das normas pertinentes e do contrato de concessão.

- Cumprir e fazer cumprir as disposições regulamentares do serviço e as cláusulas contratuais da concessão.

- Zelar pela boa qualidade do serviço, receber, apurar e solucionar queixas e reclamações dos usuários, que serão cientificados, em até trinta dias, das providências tomadas.

- Estimular o aumento da qualidade, produtividade, preservação do meio-ambiente e conservação.

- Incentivar a competitividade.

- Estimular a formação de associações de usuários para defesa de interesses relativos ao serviço de energia elétrica.

- Ter acesso aos dados relativos à administração, contabilidade, recursos técnicos, econômicos e financeiros da concessionária.



## Capítulo 4 – Pequenas Centrais Hidrelétricas- PCHs

### 4.1 – Exploração de PCHs no Brasil

As primeiras centrais brasileiras surgiram no final do século XIX e início do século XX, tendo como marco histórico o ano de 1883 com a instalação do primeiro aproveitamento hidrelétrico na mineração Santa Maria em Diamantina/MG e o ano de 1889, quando foi construída a primeira hidrelétrica de porte, com 250 kW, instalada por Bernardo Mascarenhas para gerar energia à sua indústria têxtil e também a iluminação de Juiz de Fora, essa usina pode ser considerada como a primeira empresa de energia elétrica para serviço público.

Nesta época, usava-se energia térmica para o atendimento das grandes cidades, depois os estados da Bahia, do Espírito Santo, de Minas Gerais, do Rio de Janeiro, de São Paulo e de Santa Catarina passariam a energia hidrelétrica como predominante.

Na primeira metade do século XX, as PCHs serviam para atender sistemas isolados como Rio Branco/AC, Macapá/AP, Manaus/AM e Porto Velho/RO, Belo Horizonte/MG e o estado de Roraima e foram construídas por pequenos empresários da época ou pelas prefeituras municipais. Dessa forma, o número de PCHs passou de 306 para quase mil operando pequenos aproveitamentos hidrelétricos. Com um padrão monofásico, essas PCHs tornam-se obsoletas e pouco atrativas.

Este crescimento manteve-se até a década de 1940, porém em menor escala que nas décadas anteriores. Em 1941, havia milhares de empresas de energia elétrica, e centenas de pequenas centrais hidrelétricas, contudo, tirando os grupos com financiamento externo, apenas oito empresas possuíam potência instalada superior a 3.000 kW. Desta forma, até esta época, excetuando alguns casos especiais, quase a totalidade das instalações eram compostas de pequenas centrais hidrelétricas.

A Eletrobrás estima que existia 942 pequenas centrais em todo o Brasil com um potencial nominal de quase 10 mil MW, como mostrados na Tabela 5.

Tabela 5 – Potencial de PCHs no Brasil / FONTE: SIPOE-ELETOBRÁS, 2000

<b>Estado</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Potência Nominal (MW)</b>
Bahia	87	913,9
Espirito Santo	80	558,2
Minas Gerais	349	3.557,0
Mato Grosso do Sul	55	617,7
Paraná	51	582,5
Rio de Janeiro	28	413,1
Rio Grande do Sul	69	672,9
Santa Catarina	51	670,0
São Paulo	65	720,5
Demais estados	107	1.089,9
<b>TOTAL</b>	<b>942</b>	<b>9.795,7</b>

Considerando como Pequenas Centrais Hidrelétricas usinas com potência até 10 MW, a ANEEL, realizou uma pesquisa em 1998 que indicavam 267 PCHs em operação, com 667.656 kW instalados, conforme figura abaixo. A grande maioria concentra-se na região sudeste, mais precisamente no estado de Minas Gerais.

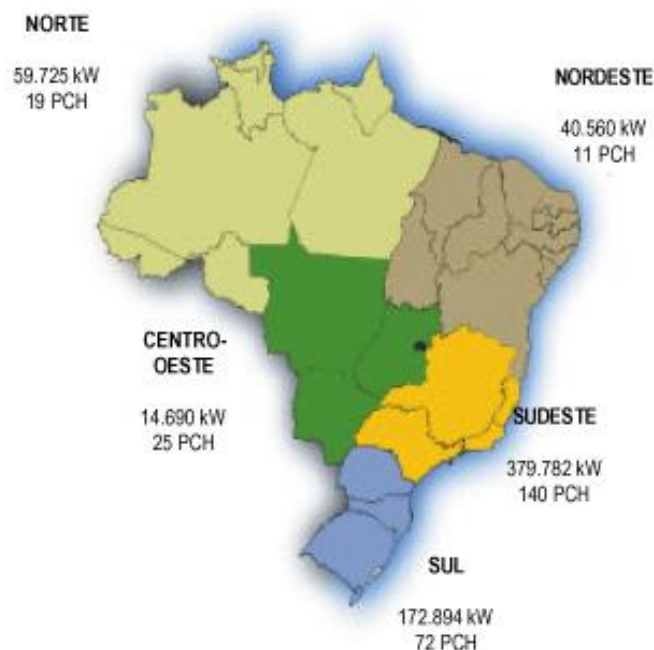


Figura 4 - Pequenas Centrais Hidrelétricas em Operação / FONTE: ANEEL, 1998

Outra pesquisa realizada pelo DNAEE indica que havia uma quantidade de 1090 usinas desativadas e 329 sem informações, representando dois terços do total. Conclui-se que há um grande desaquecimento na criação de PCHs, decorrente de um planejamento, até então, voltado para os grandes blocos de energia.

Foram 1714 centrais alistadas, representando um potencial de 1781,3 MW, dos quais aproximadamente 30% dizem respeito à potência instalada, conforme especificado na Tabela 6.

Tabela 6 – Situação das PCHs / FONTE: DNAEE, 1994

Situação da PCH	Quantidade	Potência (MW)	Pot.Média (MW)
Estudo	177	487.5	2.8
Projeto	92	259.8	2.8
Em construção	19	60.7	3.2
Em renovação	7	38.0	5.4
Sem informação	329	607.5	1.9
Desativadas	1090	327.7	0.3
Total	1714	1781.3	0.9

## 4.2 – Programas de incentivo

Com a crise do petróleo em 1973 o Governo Federal procurou despertar-se para as novas fontes de energia, Fontes Renováveis. O governo estabelece diretrizes no sentido de acelerar o aproveitamento de fontes energéticas com destaque para as PCHs e a melhoria das condições sócio-econômicas das áreas rurais do país. O Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PNPCH) do Ministério de Minas e Energia – MME realiza estudos, cursos, subsídios técnicos e legais para o desenvolvimento do assunto.

Conforme a dissertação de mestrado feita por Anderson Dal Molin, *Anteprojeto de Pequena Central Hidrelétrica para o Rio Toropi*, mesmo considerando que o programa PNPCH foi criado para incentivar o uso da auto-geração pelos proprietários rurais, onde os atendimentos solicitados ocasionam elevados investimentos na rede elétrica convencional, não resultou em aumentos significativos devido a vários motivos, entre eles:

- a) a opção pela geração em grandes blocos de energia;
- b) o cenário econômico nacional de recessão na década 1984 e 1993;

- c) falta de incentivo de mercado com altas taxas de juros penalizando atividades produtivas;
- d) a inexistência de déficit de energia durante a crise econômica;
- e) opção pela extensão de sistemas de transmissão associados aos baixos níveis de tarifas de energia elétrica praticadas pelas concessionárias de distribuição;
- f) tarifas fortemente controladas;
- g) as vantagens relativas das alternativas térmicas com grupos geradores mais baratos e o preço do petróleo internacionalmente estabilizado.

Em Novembro de 1994, o DNAEE cria o Grupo de Trabalho para Avaliação da Oportunidade do Lançamento do Novo Programa para Implantação e Recuperação da PCH. Em 1995, uma nova lei estabelece que para o auto-produtor, a geração hidrelétrica entre 1 e 10MW, necessita de autorização para sua implantação e até 1MW não necessita autorização, concessão e permissão. Já em 1996, fixa-se um Decreto que regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e Auto-produtor.

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

A seguir são enumerados os incentivos do Estado introduzidos na legislação:

- A criação da figura do Produtor Independente de Energia Elétrica – PIE, é 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;
- Define-se como Auto-produtor de Energia Elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão e autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu próprio uso;
  - O livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição;
  - O desconto de no mínimo 50% nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, ampliando para 100%, para centrais que entrarem em operação até 2003;
- A criação da atividade de comercializador, responsável pela execução de parte importante do mercado, assumindo riscos e realizando os contratos;

- A criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico, ONS;
- A isenção do pagamento da compensação financeira por área inundada;
- Garantia de escolha do fornecedor, por parte dos consumidores livres com a redefinição dos limites para consumidores com demanda superior a 500 kW atendidos em qualquer nível de tensão. Para os existentes com demanda superior a 10 MW, atendidos em 69 kV. E para os novos com demanda superior a 3 MW, em qualquer nível de tensão;
  - No caso dos sistemas isolados, o direito de usufruto dos recursos constantes na Conta de Consumo de Combustível, CCC;
  - A isenção do ônus pela utilização de um recurso da União e do pagamento da compensação financeira por área inundada;
  - O lançamento do Programa PCH-COM, da Eletrobrás, em 1998, indicando aos investidores os princípios gerais que deveriam ser considerados;
  - A criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, em 2002;
  - Criação do programa de incentivo as PCHs estadual - Minas PCH – realizado pela Companhia Energética de Minas Gerais, CEMIG, em 2005;

Todas essas alterações e incentivos trouxeram a tecnologia do ostracismo a um desenvolvimento possível, restando agora fazer com que os projetos se concretizem em obras e estas entrem em operação.

#### **4.3– Definições do conceito de Pequenas Hidrelétricas no Brasil**

A definição de PCH foi mencionada pela primeira vez na legislação do setor elétrico em 1982, pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, DNAEE, que definiu que seriam consideradas PCHs aquelas centrais hidrelétricas que tivessem as seguintes características: atuassem a fio d'água ou, no máximo, com controle diário; tivessem barragens e vertedouros com altura máxima de até 10 metros; tivessem estruturas hidráulicas, para vazão turbinável de até 20 m<sup>3</sup>/s no circuito de geração; possuíssem unidades geradoras com potência individual de até 5.000 kW; tivessem potência instalada total de, no máximo, 10.000 kW.

Mesmo com essa quantidade de incentivos continuava tendo dificuldades no desenvolvimento de um programa para implantação de PCH, o que levou à redefinição do conceito de PCH. Em 1987, pela Portaria DNAEE nº 136 PCH passou a ser o

aproveitamento hidrelétrico com potência total de 10.000 kW e com unidades geradoras de, no máximo, 5.000 kW.

A facilitação, contudo, não obteve avanço dos empreendimentos, como era esperado. Por outro lado, a remoção de certas limitações permitiu a implementação de empreendimentos empresarialmente e, sobretudo, ambientalmente contestáveis. Podem-se citar alguns casos concretos de obras que se enquadraram:

a) PCH Ernestina, com 4.800 kW, de propriedade da Companhia Estadual de Energia Elétrica, CEEE, com 40 km<sup>2</sup> de reservatório;

b) PCH Santa Rita, com 750 kW, no Estado do Paraná, construída com uma barragem em concreto de 70 metros de altura.

O dificuldade associado a esses exemplos é que tais empreendimentos geram impactos sócio-econômicos consideráveis, no caso da PCH Ernestina, ou exigem obras de grande complexidade no caso da PCH Santa Rita, o que não condiz com os procedimentos simplificados existentes para pequenas centrais.

Casos como esses claramente indicam que nessas situações existem distorções, ou então que as centrais e seus reservatórios têm outro uso que não somente a geração de energia elétrica.

Até o ano de 1998, nada havia sido realizado para reparar ou melhorar tal definição. Entretanto, já nos anos de 1996 e 1997, o DNAEE criou um grupo multi-institucional para conseguir um relatório da situação e implementar um segundo plano nacional de PCHs.

Entre as conclusões contidas no documento final, duas eram relevantes: o aumento da potência limite e, a criação de novos procedimentos levando em consideração as alterações que vinham sendo realizadas no ambiente institucional do setor elétrico, em especial, a criação do produtor independente de energia elétrica.

É relevante comentar que, até esse momento o DNAEE poderia realizar tal modificação na definição, pois era uma portaria emitida por esse órgão que definia as características de potência.

No fim do ano de 1997, por meio de sucessivas Medidas Provisórias, o limite para autorização, foi aumentado de 10 MW para 25 MW, sendo que, em 1998, a Lei no 9.648, de 27 de maio, fixou finalmente esse limite em 30 MW.

Por fim, a última alteração nos critérios de PCHs no Brasil foi em 2003, com a publicação da Resolução da ANEEL nº 652, que revoga a Resolução nº 394, de 1998. Nesta Resolução foram sustentados os demais critérios, porém o limite de área de reservatório foi flexibilizado para até 13 km<sup>2</sup>, desde que atendida a seguinte inequação:

$$A \leq \frac{14,3xP}{Hb} \quad (1)$$

Sendo:

P = potência elétrica instalada em (MW);

A = área do reservatório em (km<sup>2</sup>);

Hb = queda bruta em (m).

Segundo o Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho no seu relatório sobre *A evolução histórica do conceito das pequenas centrais hidrelétricas no Brasil*, o objetivo da abertura dada pela Resolução ANEEL 652/2003 foi incentivar novos empreendimentos hidrelétricos e facilitar a aprovação de projetos junto à ANEEL e demais órgãos de gestão de recursos hídricos e meio ambiente.

Podemos ver a significativa evolução no número de pedidos para empreendimentos de pequenas centrais hidrelétricas na Figura 4. Visto que vários destes projetos não podiam ser praticados em função do antigo enquadramento e foram beneficiados pela nova resolução.

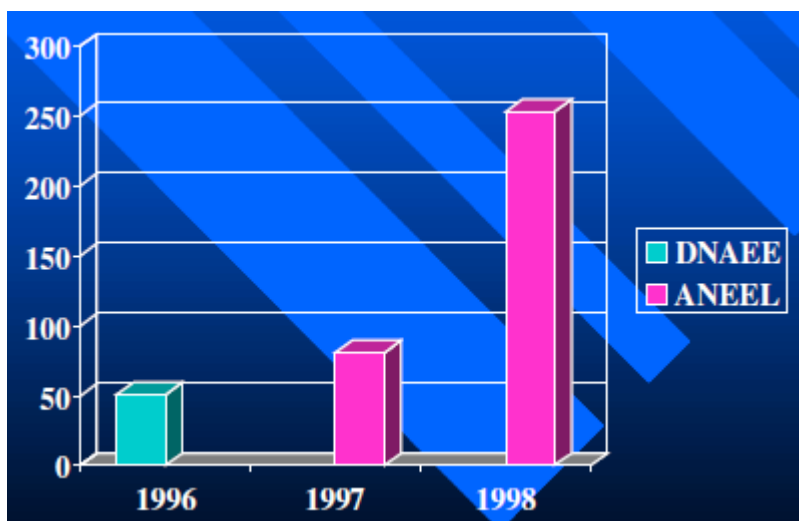


Figura 5 - Evolução do número de pedidos para empreendimentos de PCH / FONTE: ANEEL , 1998

Entretanto, conforme Prof. Dr. Geraldo, ao se analisar a expressão (1), anterior, verifica-se que a amplitude da área máxima admissível do reservatório-fica:

- Diretamente proporcional a potência instalada do empreendimento. Isso pode ser justificado pelo fato de que são aceitáveis maiores reservatórios, que implicam em maiores impactos ambientais, em empreendimentos com maiores potências, mas onde os benefícios oriundos da geração são mais elevados;

- Inversamente proporcional a altura de queda. Isso se explica pelo fato de que, normalmente, aproveitamentos de baixa queda estão situados em locais relativamente planos e que resultam em maiores reservatórios;
- Em função direta da vazão utilizada pelo aproveitamento hidrelétrico, pois, a relação entre a potência instalada pela altura de queda bruta é um valor proporcional à vazão. Desse modo, para centrais com vazões elevadas, que geralmente são de baixas quedas, pode-se resultar em maiores reservatórios e;
- Dependente das limitações operacionais específicas do tipo turbinas hidráulicas a ser aplicado no empreendimento.

#### **4.4– Tipos de Pequenas Centrais Hidrelétricas**

As definições a seguir foram retiradas do manual da Eletrobrás, *Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas*, Janeiro de 2000.

##### **4.4.1 – Centrais quanto à capacidade de regularização**

Conforme o manual da Eletrobrás, os tipos de PCHs, quanto à capacidade de regularização do reservatório, são:

- a Fio d'Água;
- de Acumulação, com Regularização Diária do Reservatório;
- de Acumulação, com Regularização Mensal do Reservatório.

##### **4.4.1.1 – PCH a Fio d'Água**

Esse tipo de PCH é utilizado quando as vazões de estiagem do rio são iguais ou maiores que a descarga necessária à potência a ser instalada para atender à demanda máxima prevista.

Nesse caso, despreza-se o volume do reservatório criado pela barragem. O aproveitamento energético local será parcial e o vertedouro funcionará na quase totalidade do tempo, extraindo o excesso de água.

Esse tipo de PCH apresenta, dentre outras, as seguintes facilidades:

- dispensa estudos de regularização de vazões;
- dispensa estudos de sazonalidade da carga elétrica do consumidor;
- facilita os estudos da tomada d'água.



No projeto:

- quando a adução primária é projetada através de canal aberto, a profundidade do mesmo deverá ser a menor possível, pois não haverá a necessidade de atender às depleções;
- pelo mesmo motivo, no caso de haver necessidade de instalação de chaminé de equilíbrio, a sua altura será mínima, pois o valor da depleção do reservatório, o qual entra no cálculo dessa altura, é desprezível;
- as barragens serão, normalmente, baixas, pois têm a função apenas de desviar a água para o circuito de adução;
- como as áreas inundadas são pequenas, os valores despendidos com indenizações serão reduzidos. (ELETROBRAS, 2000)

#### **4.4.1.2 – PCH de acumulação, com regularização diária do reservatório**

Esse tipo de PCH é empregado quando as vazões de estiagem do rio são inferiores à necessária para fornecer a potência para atender a demanda máxima do mercado consumidor e ocorrem com risco superior ao adotado no projeto. Nesse caso, o reservatório fornecerá o adicional necessário de vazão regularizada.

#### **4.4.1.3 – PCH de acumulação, com regularização mensal do reservatório**

Quando o projeto de uma PCH considera dados de vazões médias mensais no seu dimensionamento energético, analisando as vazões de estiagem médias mensais, pressupõe-se uma regularização mensal das vazões médias diárias, promovida pelo reservatório.

#### **4.4.2 – Centrais quanto ao sistema de adução**

Denomina-se sistema adutor o conjunto de órgãos destinados a guiar a água desde a tomada d'água até as turbinas. Nas Diretrizes da Eletrobrás referente ao sistema de adução, são considerados dois tipos de PCH:

- adução em baixa pressão com escoamento livre em canal / alta pressão em conduto forçado;
- adução em baixa pressão por meio de tubulação / alta pressão em conduto forçado.

A escolha de um ou outro tipo dependerá das condições topográficas e geológicas que apresente o local do aproveitamento, bem como de estudo econômico comparativo.

Para sistema de adução longo, quando a inclinação da encosta e as condições de fundação forem favoráveis à construção de um canal, este tipo, em princípio, deverá ser a solução mais econômica. Para sistema de adução curto, a opção por tubulação única, para os trechos de baixa e alta pressão, deve ser estudada.

#### 4.4.3 – Centrais quanto a potência instalada e quanto à queda de projeto

Conhecida a vazão do rio e a queda disponível, é possível estimar a potência da Pequena Central Hidrelétrica. Esta potência pode ser maior ou menor que as necessidades previstas de energia, e em cada caso, poderão ser adotadas medidas adequadas. As PCHs podem ser ainda classificadas quanto à potência instalada e quanto à queda de projeto, como mostrado na tabela 7, adiante, considerando-se os dois parâmetros juntos, uma vez que um ou outro isoladamente não permite uma classificação correta.

Para as centrais com alta (maior que 50 metros) e média (entre 15 e 50 metros) queda, onde existe um desnível natural elevado, a casa de força fica situada, normalmente, afastada da estrutura do barramento. Conseqüentemente, a concepção do circuito hidráulico de adução envolve, rotineiramente, canal ou conduto de baixa pressão com extensão longa. Para as centrais de baixa queda (menor que 15 metros), no entanto, a casa de força fica, normalmente, junto da barragem, sendo a adução feita através de uma tomada d'água incorporada ao barramento (ELETROBRAS, 2000).

Tabela 7 – Classificação das PCH quanto à potência e à queda de projeto

CLASSIFICAÇÃO DAS CENTRAIS	POTÊNCIA - P (kW)	QUEDA DE PROJETO - $H_d$ (m)		
		BAIXA	MÉDIA	ALTA
MICRO	$P < 100$	$H_d < 15$	$15 < H_d < 50$	$H_d > 50$
MINI	$100 < P < 1.000$	$H_d < 20$	$20 < H_d < 100$	$H_d > 100$
PEQUENAS	$1.000 < P < 30.000$	$H_d < 25$	$25 < H_d < 130$	$H_d > 130$

## **Capítulo 5 – Tramitação de Projetos**

Nesta seção, analisa-se o trâmite de um projeto junto ao órgão regulador, no caso a ANEEL, para obter o registro ou a autorização para a construção de uma Pequena Central Hidrelétrica. No caso de PCH com potência de até 30MW e reservatório não superior a 3 km<sup>2</sup>, não é exigido nem o estudo de viabilidade nem a licitação. Após a realização do estudo de inventário, a ANEEL seleciona o empreendedor de acordo com critérios pré-definidos, avalia o projeto básico da usina e concede a autorização para a instalação.

### **5.1 – PCH com até 1.000 KW de capacidade de geração**

Para projetos de PCHs com até 1.000 KW de potencial instalado é necessário obter apenas o registro junto à ANEEL.

Para requerer o registro, o empreendedor deve utilizar o formulário próprio e entregue à Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração – SCG – da ANEEL junto com o registro do CREA do responsável técnico, além dos documentos de direito de uso da área onde será implantada a Pequena Central Hidrelétrica.

### **5.2 – PCH com capacidade de geração entre 1.000 KW e 30.000 KW**

Para construir e operar uma PCH com capacidade entre 1.000 KW e 30.000 KW é obrigatório obter da ANEEL um alvará, que pode ser conseguido sem custo pelo empreendedor.

Os prazos máximos para obtenção da autorização são de 135 dias, caso não haja disputa pelo aproveitamento hidráulico do trecho do rio e 165 dias caso haja concorrência pelo aproveitamento.

#### **5.2.1 – Requerimento de Registro Ativo**

A primeira coisa que deve se feita para se obter a autorização da ANEEL é protocolar na Superintendência de Gestão dos Potenciais Hidráulicos – SPH – um requerimento de registro, avisando sobre a elaboração de um projeto básico para o

aproveitamento de um potencial hidráulico identificado como ótimo em seu estudo de inventário. No requerimento, deve-se identificar o rio e a localização da PCH a ser instalada, além de informar a potência estimada da usina e o prazo para desenvolvimento do plano básico.

### **5.2.2 – Apresentação do projeto básico**

Após obter o registro ativo, o empreendedor deve apresentar à SPH, dentro do prazo estipulado, o projeto básico. Nesta etapa, o projeto já deve ter sido protocolado no órgão gestor do meio ambiente responsável pela concessão das licenças ambientais pertinentes.

Caso o empreendedor não atenda o prazo para entrega do projeto básico estipulado, conseqüentemente perde o registro ativo conseguido na primeira etapa do processo.

### **5.2.3 – Aceite do projeto**

Depois de 15 dias da entrega do projeto básico o empreendedor poderá ser convocado a realizar uma apresentação oral do projeto na SPH.

Caso as explicações orais do empreendedor forem aceitáveis, o projeto recebe aprovação.

Com isso, o corpo técnico da SPH tem 60 dias corridos para avaliar o processo e aplicar os critérios de desempate, caso haja mais de um requerente para a mesma área.

### **5.2.4 – Análise documental e de antecedentes**

O processo segue, então, para a SCG - Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração - que analisará a documentação do empreendedor relativo à sua empresa, confirmando regularidade fiscal e jurídica, assim como capacidade técnica e de investimento. A SCG tem um prazo máximo de 30 dias para emitir parecer.

Durante este período, serão realizadas consultas junto às superintendências de fiscalização da ANEEL com o objetivo de verificar os antecedentes da empresa, caso a mesma já possua outros empreendimentos no setor elétrico.

### 5.2.4 – Aprovação da diretoria

Tendo sido concluído a análise documental e a documentação sido aprovada, a autorização para construção da PCH deve ser aprovada pela diretoria da ANEEL, no prazo máximo de 30 dias.

A autorização indicará a data de entrada em operação da PCH, assim como determinados limites da obra, segundo cronograma apresentado pelo empreendedor. O controle destas datas definidas na autorização será de responsabilidade da SFG - Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração.

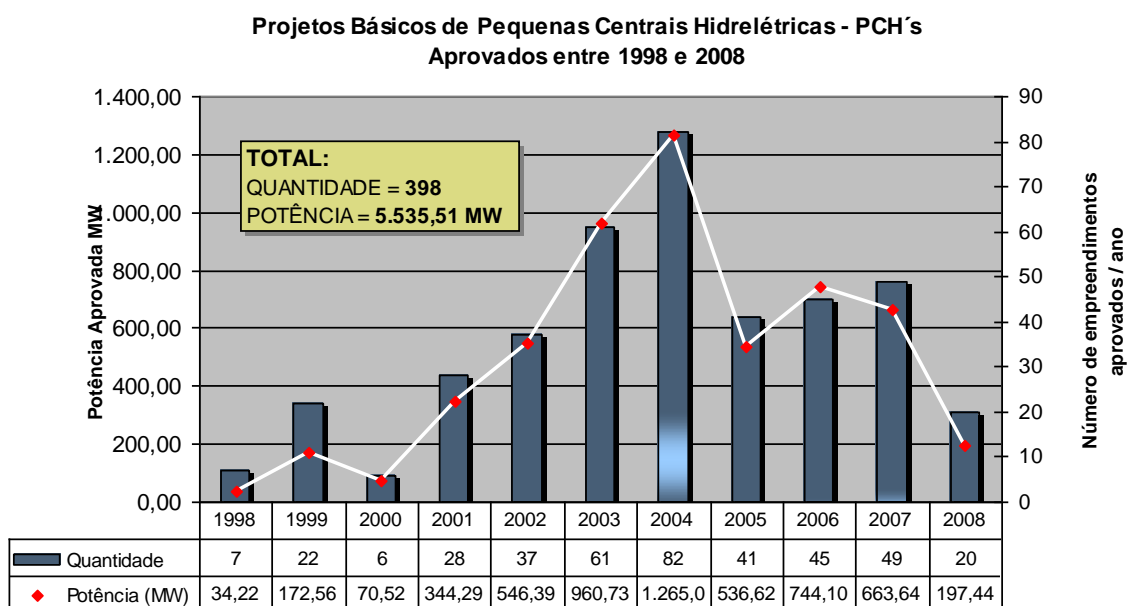


Figura 6 - Projetos de PCHs aprovados entre 1998 e 2008

## Capítulo 6 – Participação das PCHs nos cenários de expansão da matriz energética

### 6.1 – Cenários de expansão da matriz energética

A definição da matriz energética depende de uma série de fatores:

- o custo relativo de cada fonte energética;
- os riscos e as incertezas associados a cada fonte energética;
- o estímulo ao desenvolvimento tecnológico etc.

Um fator muito importante na definição dessa matriz é o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, Proinfa.

O documento *Setor Elétrico Brasileiro – Cenários de Crescimento e Requisitos para a Retomada de Investimentos*, elaborado pela Tendências Consultoria Integrada, resume que o Proinfa foi constituído pela Lei 10.438/02 com o objetivo de incentivar a instalação de usinas de geração elétrica de fontes alternativas, mais especificamente de pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e usinas de biomassa. Inicialmente a meta era promover a instalação de 3.300 MW de usinas das fontes alternativas até 30 de dezembro de 2006. A segunda fase visa promover a instalação de usinas a partir de fontes alternativas, de forma que em 20 anos 10% da energia do país seja gerada de fontes alternativas.

Tabela 8 – Contratos do PROINFA / FONTE: Eletrobrás, 2008

Contratos do PROINFA		
Fonte	Montante Contratado	Quantidade de Usinas
	MWh	
PCHs	1.191,24	63
Eólicas	1.422,92	54
Biomassa	685,24	27
<b>Total</b>	<b>3.299,40</b>	<b>144</b>

A composição do programa leva em consideração panoramas para a expansão da matriz energética, ou seja, como será distribuída a expansão do parque gerador entre as fontes de geração hidrelétrica, termelétrica e alternativas.

Historicamente, a geração hidrelétrica foi mais competitiva devido ao orçamento de recursos energéticos no Brasil. Os avanços tecnológicos, a maior disponibilidade de gás natural e o progressivo esgotamento de potenciais hidrelétricos

com aproveitamento mais barato e existência de restrições ambientais vêm aumentando a competitividade das termelétricas.

O desenvolvimento das fontes alternativas de energia como PCHs, usinas eólicas e usinas de biomassa dependem do ritmo de desenvolvimento do Proinfa.

A Câmara Brasileira de Investidores em Energia Elétrica, a CBIEE, realizou um estudo em 2003 dos cenários de crescimento e requisitos para a retomada de investimentos no setor elétrico brasileiro.

Tabela 9 – Cenários considerados

CENÁRIO A <i>Proinfa</i>	CENÁRIO B <i>Proinfa</i>
Fase I: implementado	Fase I: 80% implementado
Fase II: implementado	Fase II: abandonado
<i>Composição da expansão</i>	<i>Composição da expansão</i>
hidro: 80%	hidro: 55%
térmico: 20%	térmico: 45%

Foram construídos dois cenários para a matriz energética (ver Tabela 9). No Cenário A considerou-se que o Proinfa é implementado com sucesso, superando a meta de instalação de um total de 3.300 MW em pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas ou de biomassa até 2006 e, a partir de 2007, seguindo um crescimento exponencial que leve a uma participação de 10% até 2023.

Tabela 10 - Cenário A: Proinfa plenamente implementado

	Capacidade instalada (MW)			
	PCH	Biomassa	Eólica	TOTAL
2002	1.740	2.275	22	4.037
2003	410	81	232	723
2004	238	421	17	676
2005	169	318	250	737
2006	391	280	601	1.272
2007	153	153	153	459
2008	164	164	164	492
2009	177	177	177	531
2010	191	191	191	573
2011	207	207	207	621
2012	223	223	223	669
<b>TOTAL</b>	<b>2.323</b>	<b>2.215</b>	<b>2.215</b>	<b>6.753</b>
<i>Por ano</i>	232	222	222	675

O resíduo do crescimento da demanda, não consentido pelas fontes alternativas financiadas pelo Proinfa, será atendido por usinas hidrelétricas e termelétricas. Neste cenário supõe-se que a composição de usinas hidrelétricas e termelétricas seria de 80% hidrelétricas e 20% termelétricas.

No Cenário B supõe-se que o Proinfa sofrerá atrasos e dificuldades de implementação, de forma que a potência instalada em PCHs, usinas eólicas ou de biomassa até 2006 seja de apenas 80% da meta prevista e que a segunda fase seja abandonada. O remanescente das necessidades é satisfeito pela instalação de usinas hidrelétricas e termelétricas, na proporção de 55% e 45%, respectivamente.

Tabela 11 - Cenário B: Proinfa parcialmente implementado

	Capacidade instalada (MW)			
	PCH	Biomassa	Eólica	TOTAL
2002	1.740	2.275	22	4.037
2003	318	63	180	560
2004	184	326	13	524
2005	131	246	194	571
2006	303	217	466	985
2007				-
2008				-
2009				-
2010				-
2011				-
2012				-
<b>TOTAL</b>	<b>936</b>	<b>852</b>	<b>852</b>	<b>2.640</b>
<b>Parano</b>	<b>94</b>	<b>85</b>	<b>85</b>	<b>264</b>

A definição dos Cenários A e B visa apresentar uma matriz energética de alto e outra de baixo custo de instalação. Como as fontes alternativas geralmente envolvem custos de instalação maiores do que as hidrelétricas, e essas, por sua vez, têm custos maiores do que as usinas termelétricas, o Cenário A requer investimento maior do que o Cenário B.

## 6.2 – Custos de cada tecnologia

Uma vez definida a matriz energética é necessário estimar o custo de instalação de cada tipo de usina para se calcular os investimentos requeridos. Não foi considerado os custos financeiros durante o período de instalação das usinas. Os parâmetros adotados na avaliação são apresentados na próxima tabela.

Além do custo de instalação é preciso conhecer o fator-capacidade de cada usina, isto é, a taxa de utilização. Usinas eólicas e hidrelétricas, por exemplo, apresentam um baixo fator capacidade, pois a sua produção é limitada pela disponibilidade de vento, no caso das usinas eólicas, e de água, no caso das hidrelétricas. O fator capacidade das usinas termelétricas é limitado primordialmente



pelo tempo necessário para a realização da manutenção das turbinas. As usinas de biomassa, principalmente as do setor sucro-alcooleiro, são limitadas pela disponibilidade sazonal de seu combustível, o bagaço de cana-de-açúcar, que depende da colheita da cana.

Tabela 12 – Custo de instalação e fator de capacidade de usinas

<b>Custo de instalação e fator capacidade de usinas</b>		
	fator capacidade	custo de Instalação (R\$/MW)
Hidrelétrica	55,0%	2.600.000
Termelétrica	88,0%	1.800.000
PCH	55,0%	2.600.000
Biomassa	85,0%	2.500.000
Eólica	40,0%	3.000.000

O custo de uma hidrelétrica depende fortemente das características específicas de cada local, embora, no caso de micro-usinas, esta dispersão tenda a ser um pouco menor, pela maior padronização de projetos e equipamentos.

Adotando-se a hipótese básica de construção por auto-produtor rural, utilizado equipamentos de série e projeto padronizado, com detalhamento realizado por técnico local, para obras civis e montagem, mão de obra, materiais e equipamentos disponíveis na propriedade, pode-se admitir como típicos custos totais da ordem de 800 a 1600 U\$/kW.

Inicialmente o PROINFA se mostrou muito interessante a todas as fontes (PCH, biomassa e eólica), tendo em vista que os preços praticados no mercado em 2002 estavam próximos a 60,00R\$/MWh. Lembrando que esse período corresponde a um momento de sobra de energia no mercado, em virtude da retração do consumo pós-acionamento e redução dos contratos iniciais. Apesar disso, hoje em dia a situação é diferente. Os dados disponíveis na Tabela 8 deixam evidente que, atualmente, o PROINFA continua sendo atrativo aos empreendimentos de fonte eólica, que possuem custo de produção elevado, porém às PCHs e às usinas movidas à biomassa, que apresentam custo de produção mais baixo, podem vender energia por meio de leilões de fontes alternativas, além de participar da comercialização de energia incentivada.

Para fins de comparação com o preço médio das PCHs, a única referência é o leilão de fontes alternativas, conforme ilustrado na Figura 6, permitindo a verificação de que o preço de venda no PROINFA e no leilão são bem parecidos.

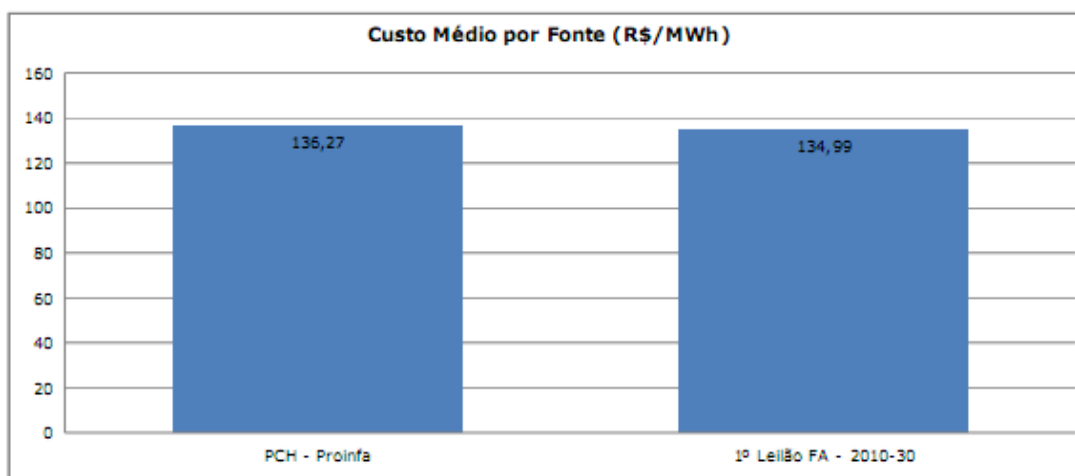


Figura 7 - Custo médio das PCHs / FONTE: ANEEL,2006

Uma novidade iniciada em 2008 foi a possibilidade de negociação entre o comerciante livre e as comercializadoras, que foram responsáveis por 11% do volume contratado. As PCHs lideram o ranking de volume negociado, com participação de 59%, seguida pela biomassa, que foi responsável pela contratação de 30% do montante total de energia.

A figura a seguir mostra a participação por fonte no volume negociado.

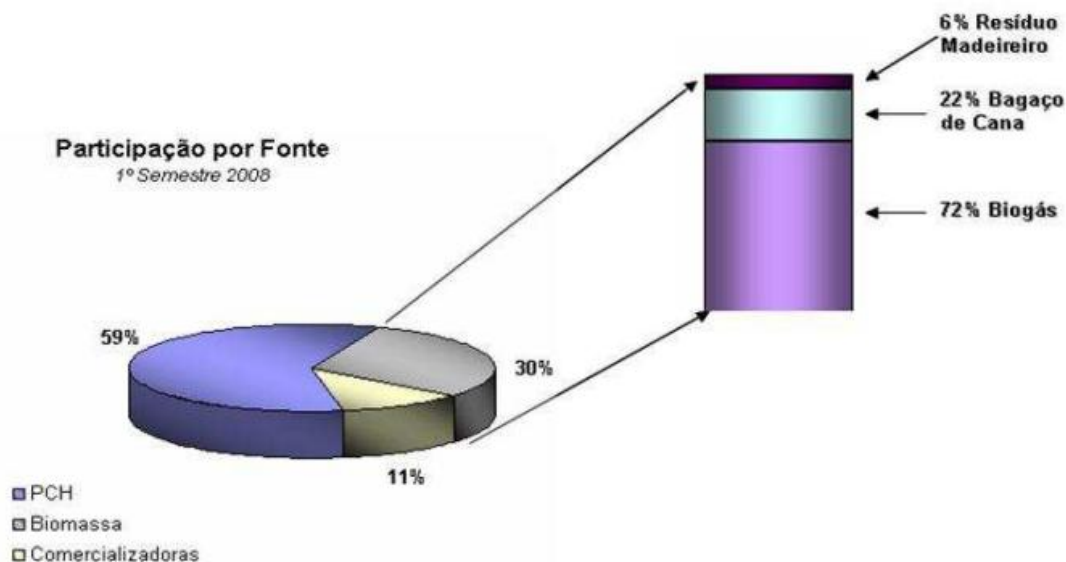


Figura 8 - Participação por fonte, total negociado no 1º semestre de 2008

## Capítulo 7 - Conclusão

O setor elétrico brasileiro passou por diversas alterações até se estabelecer no modelo vigente. Tendo como início a década de 1950, o Estado possuía o monopólio de toda a estrutura elétrica. Ao passar das décadas, a necessidade de mudanças foi forçada com o crescimento urbano-industrial.

Não havendo infra-estrutura e recursos para ampliação do parque gerador, a solução encontrada pelo Governo Federal foi abrir para o mercado privado. Com isso, permitiu o surgimento de produtores independentes de energia elétrica, a licitação de empreendimentos de geração, o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e a liberdade para os consumidores escolherem seus fornecedores.

Para se ter o setor adequadamente regulado e com uma estrutura de operação definida, a criação da ANEEL representou um marco para as entidades que trabalhavam no campo de eletricidade.

O incentivo nas pequenas centrais hidrelétricas representa um dos focos da ANEEL no sentido de ampliar a geração de energia elétrica no Brasil. Caracterizadas como usinas com potência instalada superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW essas usinas permitem um melhor atendimento às necessidades de carga de pequenos centros urbanos isolados e regiões rurais .

Com a publicação das leis de concessões, a expectativa de inclusão das PCHs no planejamento energético nacional, mostra sua importância na matriz energética. É fundamental o incentivo às pequenas centrais que estão em andamento, para a dispersão em regiões mais isoladas do país, de modo a melhorar as condições de desenvolvimento regional.

O custo elevado da energia proveniente das fontes incentivadas e a vantagem em utilizar fontes térmicas impediram que esse mercado se dilatasse de maneira apropriada. Logo foram realizados incentivos pela ANEEL introduzidos na legislação, como: livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, mercado de livre concorrência, isenção de taxas pelo uso da área inundada e a criação de programas que impulsionam a criação de novas usinas.

A regulamentação da comercialização de energia proveniente de fontes incentivadas é um processo em constante desenvolvimento. O PROINFA continua sendo atrativo aos empreendimentos de fonte eólica, que possuem custo de produção elevado, porém às PCHs e às usinas movidas à biomassa, que apresentam custo de

produção mais baixo, podem vender energia por meio de leilões de fontes alternativas, além de participar da comercialização de energia incentivada.

Todas essas alterações são um desenvolvimento possível, restando agora fazer com que os projetos e leis se concretizem em estímulo a investimento em novos centros de produção de energia e estas entrem em operação. Espera-se, também, que os consumidores continuem buscando por menores preços da energia para manter a competitividade no setor e conseqüentemente sua qualidade.

## Referências Bibliográficas

ANEEL, AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA, 2007, (online, <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em 10/2010).

ANEEL, AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA. *Cooperativas de eletrificação rural existentes no País*. Brasília, DF., 2000. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/Anexo2\(3\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/Anexo2(3).pdf).

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*, 2010.

CCEE, CAMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELETRICA. , (online, <http://www.ccee.gov.br>. Acesso em 10/2010)

CARNEIRO, DANIEL ARAUJO ,2010,. *PCHs – Pequenas Centrais Hidrelétricas*. 1ed., Editora ENELIVROS

CNDPCH, CENTRO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO DE PCH. (online, <http://www.cndpch.com.br/zpublisher/secoes/aneel.asp> Acesso em 10/2010)

FORTUNATO L. A. M., NETO T. A. A., ALBUQUERQUE J. C. R., PEREIRA M. V. F. *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. Eletrobrás. Universidade Federal Fluminense – EDUFF – Editora Universitária, Niterói. 1990.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA, INEE, 2007, (online, <http://www.inee.org.br>. Acesso em 10/2010).

LEME, A. A. 2009. *A Reforma do setor elétrico no Brasil, Argentina e México: Contrastes e Perspectivas em Debate*. Disponível em: <http://www.scielo.br/pdf/rsocp/v17n33/v17n33a08.pdf>

LEME, A. A. 2000. *O impacto da privatização da Cesp sobre o processo de implantação de uma nova obra da concessionária: uma abordagem sociológica acerca do caso de Santa Maria da Serra/SP*. São Carlos. Monografia (Graduação em Ciências Sociais). Universidade Federal de São Carlos.

MAUAD, F. F. e MARIOTONI, C. A (1997). *Aspectos da Reformulação do Setor de Energia Elétrica*. XII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Vitória, ES.

PONTES, João R. *A indústria de energia elétrica no Brasil: Causas Fundamentais De Sua Reestruturação*. 1998. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 1998.

PRADO, J. A. do. *Creral - uma experiência de cooperativa na eletrificação rural e a nova legislação para as cooperativas*. Rev. PCH Notícias & SHP News, Itajubá, 2003 - trimestral, ano 5, n.17. p.20-23. Disponível: [http://www.cerpch.unifei.edu.br/artigos\\_tec/pdf/tema02/rev17\\_pag20a23.pdf](http://www.cerpch.unifei.edu.br/artigos_tec/pdf/tema02/rev17_pag20a23.pdf).

RIBEIRO, ERIKA BARBOSA. *Desafios para a expansão do mercado de fontes incentivadas: uma análise da atratividade do ponto de vista do consumidor especial*. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

ROSA, L. P., TOLMASQUIM, M. T., PIRES, J. C. L., 1998, *A Reforma do Setor Elétrico no Brasil e no Mundo – Uma Visão Crítica*, 1 ed., Rio de Janeiro, RJ, Editora RELUME DUMARÁ, COPPE, UFRJ.