

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

**PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS FACE À
REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: UMA
QUESTÃO DE POLÍTICAS PÚBLICAS**

SÉRGIO AUGUSTO LUNARDELLI FURCHI

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

BOTUCATU – SP
Abril – 2005

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

**PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS FACE À
REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: UMA
QUESTÃO DE POLÍTICAS PÚBLICAS**

SÉRGIO AUGUSTO LUNARDELLI FURCHI

Orientador: Prof. Dr. Nelson Miguel Teixeira

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

BOTUCATU – SP
Abril - 2005

A meus pais, Guilherme e Luzia, pelo esforço e sacrifício. Obrigado pelos bons ensinamentos e exemplos de vida.

Aos meus irmãos, José Celso e Guilherme, que torceram pela realização e conclusão deste trabalho.

Às minhas cunhadas, Corina e Joelma, que sempre me incentivaram e me apoiaram incondicionalmente.

Aos amigos, Jacques Vervier e Herman Isidor, pela grande amizade e incentivo.

DEDICO

AGRADECIMENTOS

A DEUS, por tudo de bom que me tem concedido;

Ao meu Orientador, Prof. Dr. Nelson Miguel Teixeira, pela dedicação, credibilidade, empenho e estímulo, mesmo nos momentos difíceis;

Ao Prof. Dr. Angelo Cataneo, pela amizade, dedicação, colaboração, empenho e estímulo. Sua ajuda foi muito importante, muito obrigado;

Aos colegas da Faculdade de Ciências Econômicas de Bauru, pela amizade, estímulo e cooperação;

A todo o corpo docente e funcionários da FCA-UNESP, pela inestimável colaboração;

Aos amigos do curso de Pós-Graduação em Agronomia, pela amizade e incentivo

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS.....	VII
LISTA DE FIGURAS.....	VIII
RESUMO.....	1
SUMMARY.....	3
2 INTRODUÇÃO.....	5
3 REVISÃO DE LITERATURA.....	10
3.1 Considerações sobre políticas públicas.....	10
3.2 Políticas públicas sob o neoliberalismo econômico brasileiro.....	14
3.3 Energia elétrica no Brasil nos anos de 1990: a reestruturação do setor.....	19
3.3.1 Desregulamentação do setor elétrico no Brasil.....	19
3.3.2 Proposta do novo modelo, segundo a <i>Coopers & Lybrand</i>	22
3.3.3 O Mercado Atacadista de Eletricidade.....	23
3.3.4 Operador Independente do Sistema – OIS.....	24
3.3.5 Pontos centrais no modelo.....	25
3.3.6 Implementação do modelo.....	28
3.3.7 A Aneel e o novo ambiente regulatório.....	29
3.3.8 Dificuldades na operacionalização do modelo regulatório.....	29
3.3.9 Crise do abastecimento de energia.....	32
3.4 Proposta de modelo institucional do setor elétrico.....	36
3.5 Energia Hidrelétrica: o cenário brasileiro.....	40
3.6 Pequenas centrais hidrelétricas: início de um novo ciclo de desenvolvimento.....	41
3.6.1 Principais programas de incentivos.....	43
3.6.2 O novo cenário regulamentar.....	46
3.6.3 Os benefícios da geração através de microcentrais hidrelétricas.....	47
4 MATERIAL E MÉTODOS.....	49
4.1 Material.....	49
4.2 Métodos.....	49
5 RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	52

5.1 Reestruturação do setor elétrico no Brasil.....	52
5.1.1 Energia elétrica: uma questão de políticas públicas.....	57
5.1.2 Propostas para o fim da crise energética.....	58
5.2 Agentes setoriais do sistema elétrico brasileiro e o papel do Estado.....	58
5.2.1 O Ministério de Minas e Energia – MME.....	58
5.2.2 A Agência Nacional de Energia elétrica – ANEEL.....	61
5.2.3 O Operador Nacional do Sistema Elétrico Interligado – ONS.....	65
5.2.4 O Mercado Atacadista de Energia – MAE.....	69
5.2.5 A Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS.....	71
5.3 O novo modelo do setor elétrico brasileiro.....	73
5.3.1 A nova estrutura.....	76
5.3.2 O novo marco regulatório para o setor elétrico brasileiro.....	77
5.4 Pequenas centrais hidrelétricas – PCHs.....	78
5.4.1 Introdução	82
5.4.2 O mercado de energia elétrica brasileiro e a participação das PCHs.....	83
5.4.3 Benefícios socioeconômicos e ambientais.....	82
5.4.4 Ações e projetos de PCHs: atuação dos agentes públicos na formulação e implantação de políticas públicas.....	83
5.4.5 Programas em andamento: uma análise de políticas públicas.....	88
5.4.5.1 O PROINFA e as novas oportunidades para o mercado de PCHs.....	88
5.4.5.2 O Programa LUZ PARA TODOS: perspectivas para os empreendimentos em MCHs.....	96
5.4.5.3 Participação das fontes alternativas na geração de energia elétrica no Brasil.....	100
5.4.5.3.1 Fontes alternativas: necessidades de ajustes para garantir crescimento.....	102
6 CONCLUSÕES.....	106
7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	109
APÊNDICES.....	115

LISTA DE TABELAS

Tabela	Página
1. Principais diferenças entre os modelos do setor elétrico brasileiro.....	72
2. Usinas em operação em 2005.....	100
3. Usinas em operação em 2002.....	101
4. Usinas em construção em 2005.....	101
5. Usinas outorgadas entre 1998 e 2004.....	101
6. Aproveitamentos habilitados no PROINFA - PCH.....	116
7. Aproveitamentos selecionados no PROINFA - PCH.....	119
8. Empreendimentos convocados para a contratação no PROINFA - PCH.....	122

LISTA DE FIGURAS

Figura	Página
1. Acréscimo anual de geração em MW.....	74
2. Capacidade instalada das PCHs no Brasil.....	80
3. Capacidade instalada das PCHs, por Estado, no Brasil.....	81
4. Futuros aproveitamentos hidrelétricos de pequeno porte (micro e PCHS) no Brasil..	81
5. Matriz energética brasileira.....	91
6. Mapa de fontes por Estado.....	91
7. Aproveitamentos habilitados e selecionados no PROINFA - PCH.....	93
8. Número de registros de PCHs.....	94
9. Potência registros de PCHs.....	94
10. Número de autorizações de PCHs.....	95
11. Potência autorizações de PCHs.....	95
12. Índice de exclusão elétrica rural no Brasil.....	97

1 RESUMO

A exploração dos recursos hídricos, para fins de geração de eletricidade no Brasil, se deu a partir do final do século XIX, com base em centrais de pequeno porte, da ordem de algumas centenas de quilowatts, construídas e operadas principalmente por prefeituras e empresas particulares. Este modelo, apropriado à demanda da época, prosperou até a década de 1960, quando o cenário econômico vigente deu lugar a grandes empresas estaduais e federais que passaram a incorporar as pequenas empresas geradoras de sistemas isolados que evoluíram para os grandes sistemas interligados. Neste período as centrais hidrelétricas de pequeno porte cederam espaços para os grandes empreendimentos.

Nos últimos anos, a potência instalada do país não acompanhou o crescimento demográfico da população. A falta de planejamento e equívocos nas gestões do setor hidrelétrico ocasionaram as crises energéticas. Novamente, as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) entram em destaque com a reestruturação e transição para o novo modelo do setor elétrico brasileiro.

Nessa nova configuração setorial o governo conduz suas políticas públicas, que procura atrair novos investimentos privados para sua própria expansão e modernização. Com este objetivo as empresas estatais foram desverticalizadas e distribuídas de acordo com suas atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Sendo esta última um novo ajuste do setor energético.

Sendo assim, nota-se uma significativa mobilização do setor elétrico nacional, em torno de um novo incentivo, a novas alternativas de produção de energia elétrica, como por exemplo, pequenas centrais hidrelétricas, em uma circunstância em que o Estado também modifica sua compreensão acerca de suas funções econômicas.

Setores que, no passado, foram tidos como estratégicos para o desenvolvimento econômico do país, como energia elétrica, siderurgia e telecomunicações, recentemente tornaram-se passíveis de privatização e descentralização. No caso específico da hidroenergia, o setor passou a ser recortado e explorado por empresas transnacionais, privadas nacionais ou, ainda, produtores independentes e autoprodutores.

Neste sentido, a tendência das reformas no Brasil é fazer com que o setor público participe cada vez menos de iniciativas diretamente relacionadas com eficiência energética, pesquisa e desenvolvimento em fontes renováveis, e dedique-se mais à criação de um ambiente favorável (regulação e gestão) para que outros agentes se envolvam nessas atividades.

Neste trabalho, o objetivo será avaliar os programas governamentais no que diz respeito à criação de condições favoráveis para os agentes participantes do setor elétrico, referentes à formulação, implantação e financiamento de programas de políticas públicas necessários para o desenvolvimento das PCHs.

A metodologia proposta foi baseada inteiramente nas análises dos programas de incentivos direcionados ao mercado de PCHs, focando os diversos agentes envolvidos nesta nova reestruturação do setor elétrico brasileiro.

Os resultados obtidos mostram que foram concedidos benefícios e simplificados os procedimentos nos empreendimentos em PCHs, de modo a aumentar ainda mais a atratividade econômico-financeira e a permitir que um número cada vez maior de investidores tenha acesso ao mercado de produção de energia renovável, apesar das incertezas que circundam o atual modelo elétrico brasileiro.

SMALL HYDROPOWER PLANTS IN FACE OF BRAZILIAN ELECTRIC SECTOR RE-STRUCTURATION: A PUBLIC POLICIES MATTER.

Botucatu, 2005. 122p. Tese (Doutorado em Agronomia/Energia na Agricultura) – Faculdade de Ciências Agronômicas, Universidade Estadual Paulista.

Author: SÉRGIO AUGUSTO LUNARDELLI FURCHI

Adviser: NELSON MIGUEL TEIXEIRA

SUMMARY

The exploitation of the water natural resources, aiming electricity generation in Brazil, happened from the end of XIX century based upon small size power stations which generated only a few hundreds of kilowatts, built and operated mainly by cities and private companies. This model, which was adequate to that time demand, remained into effect until the 1960 decade, when the in place economic scenario gave space to large state and federal companies which incorporated the small individual power stations evolving to big interconnected systems. In this period, the small hydroelectric power stations gave space to the large-scale investments.

The energy related crisis observed in the last recent years, were originated by the following facts: the installed electric energy capacity of the country didn't grew at the same rate as the population growth; lack of planning and mistakes in the hydroelectric sector management. Again, the small hydroelectric power stations (SHPS) emerge with the sector re-structuration and in the transition for the new Brazilian electric sector model.

In this new sector configuration, the government dictates its public policies with the intention of bringing new private sector investments for the sector expansion and modernization. With this goal, the state companies have been split and distributed according to their core activities: generation, transmission, distribution and trade, this last one being a new adjustment in the energy sector.

In this way, one can observe an important mobilization of the national electric sector in the direction of a new incentive to new alternatives for electric energy

generation as, for example, small hydroelectric power stations, in one circumstance that also the state modifies its comprehension about its own economic rules/functions.

Sectors that in the past were considered as strategic for the country's economic development, such as electric energy, steel mills and telecommunication, recently have become subject to privatization and decentralization. In the specific case of hydro-energy, this sector started to be split and exploited by foreign companies, domestic private companies and small independent producers (including the ones for self-consumption).

In this sense, the trend of the reforms in Brazil is to make the public sector to participate less and less in the initiatives directly related to the energy efficiency and renewable resources research and development, and to concentrate in the creation of favorable environment for the other agents/entities to get involved in these activities.

This work objective is to evaluate the government programs in what relates to the creation of "favorable environment" to these other agents/entities which participate in the electric sector, specially related to the formulation, implementation and financing of public policies programs that are necessary for the SHPS development.

The proposed methodology was entirely based upon the analysis of the incentive programs directed to the SHPS market, focusing the various factors involved in this new re-structuration of the Brazilian electric sector.

The obtained results indicate that incentives were given and the procedures for the implementation of the SHPS were simplified, so that the economic and financial attractiveness were increased, allowing a higher number of investors in getting access to the renewable energy production market, despite the uncertainties that surrounds the current Brazilian electric model.

Keywords: Small Hydropower Plants; Public Policies; Brazilian Electric Sector.

2 INTRODUÇÃO

A energia, essência da própria vida, é o fator preponderante no desenvolvimento dos povos, e a sua obtenção, ao longo da história das civilizações, sempre representou aumento na utilização dos recursos naturais: lenha, petróleo, carvão, quedas de água etc., produzindo importantes alterações no ambiente, na maioria das vezes, negativas sob a ótica ambiental (MULLER, 1995).

Dessas fontes principais de geração de energia elétrica, a energia hidráulica se firmou no Brasil, ao longo dos anos, como a fonte primária mais importante de energia (responsável por aproximadamente 95% da matriz energética nacional), não só pelo montante do potencial disponível, dada a imensa quantidade de rios que cobre o país, mas também por sua atratividade econômica. Identificando-se, porém, a problemática da questão ambiental para equacionar seu aproveitamento (ELETROBRÁS, 1990).

Contudo, mesmo com este enorme potencial hidrelétrico brasileiro, que segundo a ANEEL (2002) é estimado em 260 GW, a crise de energia deu-se em decorrência da falta de compasso entre os investimentos em grandes hidrelétricas e a demanda de energia, estimulada pelo Plano Real, incitador de consumo e produção de eletro-intensivos, bens e serviços em geral. Dito de outra forma, a crise pela qual passou o setor não se trata de uma crise de fontes, mas de uma crise criada pelo problema econômico, a qual acabou sendo agravada, também, por períodos hidrológicos desfavoráveis, porém previsíveis.

Sendo assim, nota-se uma significativa mobilização do setor elétrico nacional em torno de um novo incentivo a novas alternativas de produção de energia elétrica,

como, por exemplo, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), em uma circunstância em que o Estado também modifica sua compreensão acerca de suas funções econômicas.

Setores que, no passado, foram tidos como estratégicos para o desenvolvimento econômico do país, como energia elétrica, siderurgia e telecomunicações, recentemente tornaram-se passíveis de privatização e descentralização. No caso específico da hidroenergia, o setor passou a ser recortado e explorado por empresas transnacionais, nacionais privadas ou, ainda, por produtores independentes e autoprodutores.

No setor elétrico, em particular, esse movimento teve início mais efetivo a partir de 1995, quando se aceleraram algumas privatizações que tinham sido mantidas em suspenso desde o início da década. Paralelamente, foram desenvolvidos amplos esforços para dotar esse campo dos necessários recursos regulamentares, já dentro de suas novas configurações. Desse esforço surgiram então a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, instituída pela Lei nº 9.247/96, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE e a figura do Operador Nacional do Sistema - ONS, ambos criados pela Lei 9.648/98, bem como a Agência Nacional de Águas - ANA, criada pela Lei 9.984/00.

Todo esse processo de reestruturação do setor energético brasileiro foi desenvolvido com o objetivo de se promover um aumento da oferta de energia, mediante incentivo a novos investimentos, sobretudo privados. Ao introduzir uma efetiva competição no setor, através da qual se pretendia alcançar maior eficiência no sistema, bem como a melhoria da qualidade dos serviços, buscava-se garantir preços justos ao consumidor, contribuindo também para uma maior diversificação das fontes de geração, para minimizar a grande dependência dos regimes hidrológicos, em função do predomínio da geração de energia hidrelétrica na matriz vigente.

A despeito desses esforços em diversificar a matriz energética, e apesar dos investimentos realizados entre 1995 e 2001 terem contribuído para a ampliação da oferta de energia, as incertezas que se fizeram presentes na construção dessa nova configuração institucional não trouxeram os investimentos privados na velocidade e no volume que se pretendia para a ampliação do nosso parque termelétrico. Após uma sequência de anos de baixos índices pluviométricos e distribuições desfavoráveis de chuvas, sobretudo nas regiões Sudeste, Nordeste e Centro-Oeste, chegou-se a um ponto crítico no início de 2001, quando os reservatórios das usinas hidrelétricas dessas regiões baixaram a níveis alarmantes,

disparando a necessidade de medidas drásticas, que compuseram todo o quadro do racionamento então implementado.

Para encaminhamento e coordenação das providências relacionadas ao período de racionamento que se fizeram urgentes, foi criada a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, em maio de 2001. Diante da gravidade da situação, foi a impressionante colaboração da sociedade brasileira, em todos os seus segmentos (residenciais, comerciais e industriais) que evitou a necessidade de cortes de carga, previstos inicialmente como uma segunda possível etapa do plano de ajustes da demanda.

Ao mesmo tempo, em que se tomavam essas medidas para redução do consumo, aquela comissão adotou uma série de outras providências emergenciais, visando acelerar a instalação de novas termelétricas, através do Programa Prioritário de Termelétricas – PPT, do Programa de Térmicas Emergenciais e da agilização do gasoduto Brasil-Bolívia. Buscou-se também a implantação de outras redes na região Nordeste bem como o Programa Nacional de Conservação de Energia – PROCEL.

Com todas essas providências e, sobretudo, com o já citado imprescindível apoio de toda a população, alcançou-se uma economia de 18,3% na região norte, 19,5% na região Nordeste e 19,8% na região Sudeste/Centro-Oeste, na comparação de cargas entre 2000 e 2001. Assim, o programa de racionamento pôde ser finalizado já em fevereiro de 2002, quando os dados fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema – ONS mostravam níveis satisfatórios nos reservatórios.

Diante desses fatos recentes, a efetiva elaboração, consolidação e implementação de uma adequada Política Nacional de Recursos Hídricos ganhou uma dimensão eminentemente estratégica, tornando-se uma sinalização da maior importância para as ações do setor elétrico, além de dar conta da complexidade de todos os demais agentes envolvidos nos usos múltiplos desse recurso.

Particularmente, em relação ao uso da água para geração de energia elétrica, seu predomínio na matriz energética nacional permanece muito significativo nos planos de expansão do setor, a despeito de todo o impulso e incentivo ora vigente para a ampliação da participação termelétrica e de outras fontes alternativas.

Para o caso das PCHs, o favorecimento conjuntural tem ocorrido por meio de flexibilização das regras do Estado para obtenção da outorga para o empreendimento,

muitas vezes, sem necessidade de licitação; da isenção de taxa de compensação financeira a Estados e municípios onde estas usinas se instalarem; e da isenção de pagamento por uso das redes de transmissão e distribuição para as usinas que entraram em operação até 2003 e redução de, no mínimo, 50% desse custo para as que entrarem em operação após esta data (ELETROBRÁS, 2001).

Além disso, uma outra política governamental vigente, através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Geração de Energia Elétrica – PROINFA, define incentivos também à implantação de novas pequenas centrais hidrelétricas, trazendo assim novos rebatimentos sobre outros usos dos recursos hídricos que, embora de menores vultos, podem ser ainda significativos, pelo grande número de empreendimentos e pelos eventuais sinergismos desfavoráveis que eles possam ter, quando concentrados numa mesma região, num mesmo rio ou numa mesma bacia.

Outra iniciativa do governo federal foi o lançamento, em novembro de 2003, do programa LUZ PARA TODOS, que em substituição ao programa LUZ NO CAMPO, tem por meta levar energia para 12 milhões de brasileiros até 2008, onde a maior beneficiada pelo programa será a população rural, pois é no campo que se concentra 80% dos casos de exclusão elétrica do país.

Todo este conjunto de novas iniciativas e de novas configurações do Setor Elétrico define um ambiente institucional que requer do Ministério de Minas e Energia, bem como de todos os seus eventuais parceiros, como é o caso do Ministério do Meio Ambiente, no que se refere à Política Nacional de Recursos Hídricos, uma postura inovadora, sintonizada com as necessidades de um contexto mais interativo, tanto com os agentes públicos e privados como com a sociedade em geral, através de todas as suas instâncias representativas, onde ganham destaque as organizações não-governamentais vinculadas à defesa do meio ambiente em geral e, em particular, à questão da água e dos recursos hídricos.

Como sugere o CNPE (Conselho Nacional de Política Energética), essa nova ambiência institucional requer do poder público uma configuração organizacional que desenvolva e valorize três dimensões fundamentais:

- Capacidades Essenciais: aquisição e manutenção de competência para atender à missão e lidar com a complexidade do atual contexto setorial;

- Estrutura Organizacional: implantação e operação de uma estrutura adequada e consistente para tratar das exigências e características e desse novo ambiente;
- Coordenação da Rede de Agentes: capacidade para coordenar a ampla rede de organizações que hoje compõem o setor, inseridas nas regras de mercado e sem fugir à responsabilidade pública de regulamentar, fiscalizar e zelar pelo bem comum.

Neste trabalho, o objetivo será avaliar as principais propostas governamentais, no que diz respeito à criação de condições favoráveis aos agentes participantes do setor elétrico brasileiro, referentes à formulação e implantação de políticas públicas necessárias para o desenvolvimento das pequenas centrais hidrelétricas, no contexto dos programas PROINFA e LUZ PARA TODOS.

3 REVISÃO DE LITERATURA

3.1 Considerações sobre políticas públicas

Política, desde o século XIX, vem sendo definida como a “arte e a ciência do Estado e do governo”. Nas últimas décadas, porém essa definição começou a se tornar restrita com a percepção da importância política de instituições não-constitucionais, que interferem nas atividades estatais, como partidos políticos, sindicatos, organizações não-governamentais, etc.

Tendo como referência que política é o estudo da influência e dos que têm influência, Dyke (1960) define política como a arte de influenciar, manipular ou controlar grupos com a intenção de avançar os propósitos de alguns contra oposição de outros.

Pereira (1999), enfatiza que políticas públicas estão diretamente relacionadas com as questões de liberdade e igualdade, controle democrático do Estado, distribuição da renda e das riquezas. Isso está ligado com o direito à satisfação de necessidades básicas como emprego, educação, saúde, habitação, acesso à terra, energia, meio ambiente, entre outros.

Para Bucci (2002), a noção de política pública é válida no esquema conceitual do Estado social de direito, que absorve algumas das figuras criadas com o Estado de bem-estar, dando a elas um novo sentido, agora não mais de intervenção sobre a atividade privada, mas de diretriz geral, tanto para a ação de indivíduos e organizações, como para o

próprio Estado; em outro ponto, atribui às políticas públicas o aspecto funcional inovador de qualquer modelo de estruturação político.

Políticas públicas são aquelas ações continuadas no tempo, financiadas principalmente com recursos públicos, voltadas para o atendimento das necessidades coletivas. Resultam de diferentes formas de articulação entre Estado e sociedade. A tomada de decisão quanto à direção da ação de desenvolvimento, sua estruturação em programas e procedimentos específicos (fundos de apoio, serviços, pesquisa etc.), bem como a dotação de recursos é sancionada, na maioria das vezes, por intermédio de atores governamentais. A política pública pretende universalizar o acesso a direitos sociais como é o caso da energia elétrica. Envolve um conjunto de ações diversificadas e continuadas no tempo, voltadas para manter e regular a oferta de um determinado bem ou serviço, envolvendo, entre estas ações, projetos sociais específicos (ARRETCHE, 2000).

As políticas públicas, assinala Pedone (1986), não acontecem num vácuo. Dado que o estudo de políticas públicas é caracteristicamente idealizado como o nexos entre o pensamento e a ação - a teoria e a prática -, vale a pena explorar a visão de políticas públicas a partir do encontro entre valores sociais e institucionais.

Ainda, segundo o autor, torna-se oportuno registrar que as políticas no Brasil, em que pesem eventuais divergências, cumprem as seguintes fases:

- Formação de assuntos públicos e de políticas públicas: é a fase em que as questões públicas surgem e formam correntes de opinião ao seu redor. Isso contribui para a formação da agenda política, composta de questões que merecem políticas definidas.
- Formulação de políticas públicas: refere-se ao processo de elaboração de políticas no Executivo, no Legislativo e em outras instituições públicas, sob os pontos de vista da racionalidade econômica, da racionalidade político-sistêmica ou da formulação responsável.
- Processo decisório: está interligado com base anterior, porém com delimitações próprias, em que atuam os grupos de pressão, exercendo influência sobre os decisores, em qualquer das instâncias mencionadas.

- Implementação das políticas: refere-se ao processo de execução das políticas resultantes dos processos de formulação e decisão em políticas públicas, inter-relacionado às políticas, aos programas, às administrações públicas e aos grupos sociais envolvidos ou que sofrem a ação governamental ou os problemas sociais.
- Avaliação de políticas: nessa fase consideram-se quais os padrões distributivos das políticas resultantes, isto é, quem recebe o que, quando e como, e que diferença fez com relação à situação anterior à implantação. Analisam-se os efeitos pretendidos e as conseqüências indesejáveis, bem como quais os impactos mais gerais na sociedade, na economia e na política.

Conforme Arretche (2002), os atores envolvidos na formulação e implantação de políticas variam enormemente de acordo com a política em questão. Há políticas que envolvem um número reduzido de atores, ao passo que outras, como é o caso da política energética, por exemplo, envolve os três níveis de governo, organismos internacionais, provedores privados de serviços, a indústria de energia elétrica, assim como as seguradoras privadas. Somente a análise de cada política em particular pode listar os atores envolvidos, seus papéis e sua importância para a avaliação. Em algumas políticas, a participação popular tem se revelado de enorme importância. Essa participação pode ocorrer sob diversas formas, desde o preenchimento de questionários de consulta sobre o grau de satisfação da população com o serviço recebido até a organização de grupos permanentes de avaliação do desempenho de uma dada política.

Há uma tradição no Brasil de considerar as diversidades regionais na avaliação de políticas. Isto se deve às enormes disparidades que caracterizam as regiões brasileiras. Entretanto, os estudos mais recentes têm revelado que o recorte regional “esconde” desigualdades no interior das regiões e a agregação analítica por regiões pode comprometer a análise. Outros estudos, ainda, têm revelado que as políticas e ações empreendidas pelos governos locais, dada sua autonomia federativa após 1988, têm se revelado muito importantes. Há governos locais em regiões muito pobres que têm revelado um desempenho superior ao de governos locais em regiões mais ricas (ARRETCHÉ, 2002).

Para Belloni *et al.* (2001), avaliar é uma ação corriqueira e espontânea realizada por qualquer indivíduo acerca de qualquer atividade humana; é assim, um

instrumento fundamental para conhecer, compreender, aperfeiçoar e orientar as ações de indivíduos ou grupos. É uma forma de olhar o passado e o presente sempre com vistas ao futuro. Faz parte dos instrumentos de sobrevivência de qualquer indivíduo ou grupo, resultado de uma necessidade natural ou instintiva de sobreviver, evitando riscos e buscando prazer e realizações. A este processo – natural, instintivo, assistemático – pode-se denominar de avaliação informal. Tal atitude e procedimento avaliativo podem ser adequados e suficientes para as necessidades e usos individuais. É, no entanto, inadequado e insuficiente quando se trata de instituições ou de ações (programas ou políticas) de grande vulto ou impacto social. Nesses casos, faz-se necessário um processo avaliativo com características distintas e com possibilidades de compreender todas as dimensões e implicações da atividade, fatos ou coisa avaliada. Este processo pode ser denominado de avaliação formal ou sistemática. Nesta perspectiva, entende-se avaliação como um processo sistemático de análise de uma atividade, fatos ou coisas que permite compreender, de forma contextualizada, todas as suas dimensões e implicações, com vistas a estimular seu aperfeiçoamento.

Na fase de avaliação de políticas e da correção, apreciam-se os programas já implementados no tocante a seus impactos efetivos. Trata-se de indagar os *déficits* de impacto e os efeitos colaterais indesejados para poder deduzir conseqüências para ações e programas futuros. A avaliação ou controle de impacto pode, no caso de os objetivos do programa terem sido alcançados, levar ou à suspensão ou ao fim do ciclo político, ou, caso contrário, à iniciação de um novo ciclo, ou seja, a uma nova fase de percepção e definição e à elaboração de um novo programa político ou à modificação do programa anterior. Com isso, a fase de avaliação é imprescindível para o desenvolvimento e a adaptação contínua das formas e instrumentos de ação pública, o que Frey (2000) denominou como “aprendizagem política”.

Para Kerbaux (1998), avaliação é um processo sistemático de análise de uma atividade, fatos ou coisas que permitem compreender, de forma contextualizada, todas as suas dimensões e implicações e que tem por objetivo orientar futuras ações. A avaliação de políticas públicas é parte integrante do processo de desenvolvimento da política pública, pois possibilita o conhecimento e a formulação de subsídios para a tomada de decisão institucional visando a concretização dos objetivos da política implementada.

Segundo Arretche (2002), convencionou-se dizer que a eficiência de uma política está associada à relação entre o esforço para implementá-la e os resultados alcançados. Há técnicas estatísticas de avaliação de eficiência que permitem estimar esta relação, que são sempre aproximações e estimativas que dependem em grande parte da confiabilidade e disponibilidade de dados, por sua vez, varia muito em função da política pública em questão. Informa que nas áreas de saúde e educação, por exemplo, têm se muito mais informações do que possibilidade de analisá-la. Em outras áreas, há uma grande deficiência de informações, o que obriga o investigador a trabalhar com dados aproximativos. “Não é possível listar uma fonte ou fontes seguras de dados (dificuldade de eficácia). A utilidade dos dados disponíveis depende muito da política e do problema em questão. Mas é certo que no Brasil avançamos muitíssimo nos últimos anos no que diz respeito à quantidade, qualidade e confiabilidade dos dados disponíveis para pesquisas de avaliação”.

É muito difícil falar das políticas públicas em geral. Em termos muito gerais, pode-se dizer que há fortes tendências no Brasil em direção à descentralização, à participação do cidadão sob a forma de conselhos os mais diversos, à introdução de mecanismos de parceria com o setor privado, à privatização, à introdução de mecanismos regulatórios estatais e assim por diante. Mas isso é ainda muito genérico, pois varia de acordo com o tipo de política. É mais difícil ainda falar de perspectivas para o futuro. As tendências acima mencionadas não são tendências universais, mas opções de governo. Isso quer dizer que a alternância de governos, que é própria às regras do jogo democrático, pode implicar uma reversão dessas tendências num futuro próximo, revela Arretche (2002).

3.2 Políticas públicas e o neoliberalismo econômico brasileiro

O neoliberalismo representa uma tentativa de adaptar os princípios do liberalismo econômico às condições do capitalismo moderno. Diferencia-se do liberalismo clássico quanto à circulação internacional de bens e capitais. No neoliberalismo há uma preocupação em se formar blocos econômicos que sob a justificativa de maior facilidade na circulação da produção (e conseqüente barateamento) cria verdadeiras fortalezas protecionistas em torno das economias fortes (MOREIRA, 2001).

Para Hugon (1980), tendo o liberalismo sofrido o impacto das críticas dos intervencionistas e dos socialistas por mais de um século, inicia o neoliberalismo, por sua vez, uma ofensiva contra esses ataques e examina os resultados das numerosas experiências de aplicação dos sistemas de intervenção econômica. Focaliza essencialmente as linhas mestras do problema, isto é, o mecanismo dos preços que segundo a doutrina neoliberal é indispensável ao bom funcionamento da vida econômica. Procura mostrar ser impossível uma planificação integral pois, com a existência desta, por certo acarretaria um retrocesso econômico.

Como a escola liberal clássica, os neoliberais acreditam que a vida econômica é regida por uma ordem natural formada a partir das livres decisões individuais e cuja mola-mestra é o mecanismo dos preços. Entretanto, defendem o disciplinamento da economia de mercado, não para asfixiá-la, mas para garantir a sobrevivência, pois, ao contrário dos antigos liberais, não acreditam na autodisciplina espontânea do sistema (SANDRONI, 2003).

Para Hugon (1980), em regime de liberdade, o empreendedor faz seu cálculo com base nos preços dos diferentes fatores, estabelecendo, então, o preço de custo, de acordo com o qual procurará fixar o seu preço de venda. Esforça-se por ajustar, mais exatamente possível, a produção ao consumo. O preço, em regime de liberdade econômica, formando-se livre e espontaneamente, registra a situação da oferta e da procura e orienta a produção.

Ainda, no mesmo autor, o mecanismo livre dos preços é, segundo essa doutrina, indispensável ao bom funcionamento da vida econômica. Dirige-se, pois, ao poder público, para pleitear o livre funcionamento desse mecanismo. Propõe-se, assim, o estabelecimento ou restabelecimento do regime da livre concorrência, que, conforme julga, é o mais favorável ao mecanismo dos preços.

Hugon (1980), destaca ainda que o neoliberalismo reclama, portanto, a intervenção do Estado, a fim de eliminar tudo quanto possa servir de obstáculo ao livre funcionamento do mecanismo dos preços. O Estado deve lutar contra os agrupamentos de produtores, cartéis ou trustes nacionais ou internacionais. Esta função, atribuída ao Estado, é fundamental na doutrina neoliberal. Os neoliberais verificam, com efeito, ser a economia contemporânea completamente diferente daquela do século XIX, devido à circunstância de,

em geral, não revestir a forma individualista, mas, sim, associativa. De fato, são as grandes unidades de produção que atualmente predominam na economia, com acentuada tendência à formação de monopólios, em virtude do fenômeno da concentração.

Além disso, o Estado deverá procurar reformar as instituições, cuja evolução possa, em dado momento, se fazer de modo a constituir um impedimento à salvaguarda da liberdade. O Estado que segundo a doutrina neoliberal, deverá interferir nas próprias condições internas do mercado, de agente passivo que devia ser, de acordo com a concepção dos clássicos do século XIX, transforma-se em um dos mais ativos agentes econômicos.

A noção de Estado liberal, segundo o qual as funções deste se restringiriam à segurança e ao arbítrio, transmuda-se na doutrina neoliberal, em uma noção de Estado liberador, liberador de todos os obstáculos opostos ao livre funcionamento do mecanismo de preços. E, uma vez obtido esse resultado, sua intervenção se reduzirá a fiscalizar o mercado econômico, a fim de evitar engendrar a concorrência, tal como se deu no passado, o monopólio ou quase monopólio (HUGON, 1980).

Para Hugon (1980), o neoliberalismo prevê também a possibilidade de exercer o Estado, não mais temporariamente mas de forma permanente, a sua atuação em certos setores de economia social. As vítimas inevitáveis da ordem econômica devem ser socorridas, ao poder público compete tomar as medidas necessárias para reduzir ao mínimo as injustiças econômicas, ou mesmo evitá-las, auxiliando as vítimas. No campo imenso da legislação social há lugar para se exercer a atividade estatal.

A implantação deste programa não se realizou do dia para a noite, levou mais tempo do que o imaginado, porém no final da década de 1979, surgiu a oportunidade. Na Inglaterra, foi eleito o governo Thatcher, o primeiro regime de um país de capitalismo avançado publicamente empenhado em pôr em prática o programa neoliberal. Um ano depois, em 1980, Reagan chegou a presidência dos Estados Unidos. Em 1982, Kohl derrotou o regime social liberal de Helmut Schmidt na Alemanha. Em 1983, a Dinamarca, Estado modelo do Bem-Estar escandinavo, caiu sob o controle de uma coalizão clara de direita, o governo de Schluter. Em seguida, quase todos os países do norte da Europa ocidental, com exceção da Suécia e da Áustria, também viraram à direita. Esta mudança

ocorrida tinha um fundo político para além da crise econômica desse período (ANDERSON, 1995).

Durante o século XX, a criação e implantação dos regimes de bem-estar social, que expressaram diferentes concepções de justiça social, ocorreram sob diferentes condições políticas e institucionais, particularmente no que diz respeito aos princípios democráticos. Se nas economias capitalistas avançadas ampliação dos direitos políticos e expansão dos direitos sociais reforçaram-se mutuamente, na América Latina a expansão dos direitos sociais ocorreu sob regimes ditatoriais ou democracias de limitada participação política (ARRETCHE, 2002a).

Comenta a autora que, as décadas finais do século XX testemunharam simultaneamente a erosão de agendas substantivas, ligadas ao tema da justiça social, a afirmação da democracia na América Latina e nas economias em transição para o capitalismo e o progressivo reconhecimento de um ambiente de austeridade fiscal. A agenda política e das políticas públicas redefiniu-se inteiramente em direção à retração da ação estatal, à redefinição das relações entre Estado e sociedade, à revisão dos resultados esperados da ação do Estado, combinadas à substituição da temática da desigualdade pela exclusão social.

Para Mercadante (1997), no Brasil a agenda neoliberal, é apresentada basicamente com a vitória de Fernando Collor nas eleições de 1989, porém para o autor, a experiência desastrosa da política econômica da equipe de Zélia Cardoso de Mello, associada à força política e parlamentar da oposição de esquerda e ao dinamismo do movimento social, constituíram um poderoso obstáculo à tentativa de implantação da agenda neoliberal no Brasil a partir de 1990.

Ainda, segundo Mercadante (1997), no governo de Itamar Franco a instabilidade, disputa e ambigüidade frente à agenda de reformas conservadoras, um governo em fim de mandato, com várias equipes econômicas fracassadas e muito heterogêneas na sua configuração política, fez com que o Brasil ganhasse tempo, atrasando a sua agenda neoliberal. Porém com a nomeação de Fernando Henrique Cardoso como ministro da fazenda, e a implantação do Plano Real, o projeto neoliberal se recompôs.

Avaliando os 18 primeiros meses do governo Lula, Antunes (2004) argumenta que “O balanço destes 18 meses, no meu entender, é pífio. É um governo que tem sido marcado muito mais pela continuidade em relação ao governo anterior, da era Fernando

Henrique, do que por descontinuidade. Nós esperávamos que o governo Lula pudesse, pelo menos, iniciar o desmonte do neoliberalismo no Brasil. Este era o desafio. Começar a desmontar a política econômica perversa, fundada no arrocho salarial; desmontar a política econômica baseada no receituário neoliberal do consenso de Washington, e a política agrária, totalmente voltada para os interesses do latifúndio. Esperávamos que o governo Lula começasse a desmontar esta tragédia brasileira, que tem sua vértebra fundamental nesta política econômica, que foi desenvolvida especialmente depois do golpe de 64, intensificada no governo Collor com a nova feição, já claramente neoliberal, e racionalizada por Fernando Henrique”.

“O balanço que eu faço deste um ano e meio é o mais crítico possível. A política econômica é a política econômica do governo Fernando Henrique numa versão intensificada; o *superávit* é mais intenso; a extorsão fiscal é mais intensa; a renda média do trabalhador vem caindo; o desemprego aumentou; e o país perdeu uma oportunidade histórica de derrotar o neoliberalismo” (ANTUNES, 2004).

Para Belluzzo (2002), a idéia neoliberal é a de focalização das políticas para determinados setores da sociedade e que, na opinião do autor, isso é impossível em um país como o nosso. Acontece que, com a focalização das políticas nos pobres você dessolidariza uma parte da população. No caso, a classe média brasileira é absolutamente indiferente, pelo menos era até pouco tempo atrás, ao destino das políticas públicas porque conseguia se resolver com o lado privado. Mas isso já não é mais possível. A classe média depende cada vez mais das políticas públicas. Essa é uma transição que tem dois níveis, um é o nível da execução, da melhoria das políticas. Outro é um nível subjetivo: as pessoas precisam revalorizar o setor público e entender que, sem um âmbito público importante, a economia de mercado não funciona.

Galeano (2001), enfatiza que os poderosos do mundo, com os Estados Unidos à frente, passaram a última década impondo o neoliberalismo aos países pobres com a promessa de levá-los ao desenvolvimento e à riqueza. Os testas-de-ferro dessa política, iniciada com Collor e radicalizada ao extremo por Fernando Henrique Cardoso, submeteram o país à globalização neoliberal, fazendo o desmonte do Estado, destruindo políticas públicas, comprometendo a soberania e a autonomia nacionais. “Agora, dirigentes de organismos internacionais como o FMI e o Banco Mundial vêm a público reconhecer que a pobreza

aumentou no mundo, que o neoliberalismo piorou as condições de vida da maioria da população do planeta”, enfatiza.

3.3 Energia elétrica no Brasil nos anos de 1990: a reestruturação do setor

3.3.1 Desregulamentação do setor elétrico no Brasil

De acordo com Guerra (1992), a desregulamentação do setor elétrico foi visualizada sempre como alternativa de expandir e melhorar a eficiência do setor através da sua exposição à competição não predatória.

Desse modo, o autor afirma, em tese, que a desregulamentação limita o monopólio, tendo por objetivos:

- o fim dos direitos exclusivos para gerar eletricidade e construir linhas de transmissão e distribuição;
- a divisão dos setores de geração, transmissão e distribuição dentro de cada empresa, sem mudanças obrigatórias da propriedade ou da estrutura;
- a introdução do acesso a terceiros em geração, transmissão e distribuição; permitindo a consumidores credenciados acesso a taxas razoáveis de suprimento;
- manter a regulamentação quanto a licenciamento, segurança e meio ambiente;
- a reorganização institucional do setor.

De acordo com Diretrizes e Ações do MME (1996), desde o início da década de 1980, o setor de energia elétrica percebeu a necessidade de uma mudança estrutural e institucional profunda, face à persistente crise financeira que elevou seu endividamento e provocou sérias inadimplências entre concessionários. Foram realizados bons diagnósticos setoriais como a Revisão Institucional do Setor Elétrico - REVISE, mas nenhuma solução foi consensada no setor, devido:

- à falta de uma ameaça real de desabastecimento de energia, porque: a carteira de projetos em conclusão foi capaz de atender à demanda; a economia do país enfrentava um período de recessão, diminuindo o ritmo de aumento do consumo de energia elétrica. Assim, o

governo, no âmbito da grave crise vivida pela sociedade entre 1973 e 1993, prestou pouca atenção aos problemas vividos pelo setor;

- aos diferentes interesses e entendimentos da crise setorial dentre os agentes do setor que impediram um consenso sobre as medidas a serem propostas;
- ao período da elaboração da nova constituição em 1988, impedindo que o governo federal definisse e desse início às mudanças estruturais profundas que o setor necessitava;
- as condições políticas, caracterizadas pela descontinuidade administrativa do governo anterior, uma vez que ele foi dividido em dois mandatos curtos e distintos.

As principais políticas regulatórias que antecederam a constituição do novo modelo institucional e que nem sempre tiveram efeito prático são as seguintes:

Conforme Bielschowsky (1997), um primeiro conjunto de mudanças, objeto da Lei 8.631/93, inclui, entre outras inovações, três cruciais:

- a) encontro de contas entre empresas estatais e governos: o acerto desfez satisfatoriamente um emaranhado de dívidas e insolvências intra-agentes do setor público (governo central, governos estaduais e empresas concessionárias públicas). A situação tornava as empresas estatais prisioneiras de uma "paralisia financeira", que dificultava a contratação de novos empréstimos e novos serviços, e que provinha do fato de que em boa parte os débitos financeiros de cada agente não podiam ser honrados, porque seus créditos também não o eram;
- b) fim da remuneração garantida e da equalização tarifária: provinha do sistema de garantia de remuneração em 10% dos custos de cada empresa a grande dívida do governo central para com as empresas concessionárias. O dispositivo para saldar a dívida era o CRC (Contas de Resultados a Compensar), e foi contra o débito da CRC que se cruzaram em 1992/93 as dívidas no sentido contrário, ou seja, das empresas frente ao governo. Quando ocorreu o encontro de contas, a Lei 8.631 extinguiu o sistema de remuneração garantida. Ao mesmo tempo, foi extinto o sistema de equalização de tarifas, que igualava as tarifas em todo o território nacional. As tarifas foram definidas caso a caso, e com critérios que não parecem ter obedecido a um padrão rigoroso de previsão de rentabilidade;
- c) obrigatoriedade de contratos de suprimento: as empresas concessionárias de distribuição passaram a ter que contratar com as fornecedoras pelo prazo de quatro anos, sem direito a recusar a energia contratada. O mecanismo teve por objetivo condicionar a expansão da

oferta ao crescimento da demanda esperada, evitando a situação de sobre-oferta que perdurou durante muitos anos.

Esse primeiro conjunto de inovações selou o final do antigo padrão de financiamento, e confirmou a ruptura da prática do governo central de transferir recursos ao setor, ruptura essa que já vinha ocorrendo nos anos anteriores, devido à situação crítica das finanças públicas brasileiras.

Um segundo grupo de mudanças relaciona-se a iniciativas que objetivaram uma primeira flexibilização ou liberalização do mercado de energia elétrica. Foram introduzidos três conjuntos de mudanças importantes no que se refere a regras de organização desse mercado:

- a) criação do Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica - SINTREL (Decreto 1.009, de dezembro 1993 e Portaria 337, de abril de 1994), através do qual permite-se o livre acesso à malha federal de transmissão. Não se definiu, contudo, o mecanismo de tarifação, que dependeria ainda de toda uma difícil negociação entre o sistema ELETROBRÁS e as grandes empresas estaduais. A liberdade de acesso ao *grid* de transmissão foi estendida aos sistemas de distribuição e abriu as condições necessárias a uma outra inovação que foi a liberação de grandes consumidores do monopólio comercial do distribuidor local (Lei 9.074, de julho 1995). Com esse conjunto de medidas, as concessionárias passaram, em princípio, a poder comprar energia de qualquer fornecedor, o mesmo ocorrendo com os grandes consumidores. Para que o mecanismo se viabilizasse a contento faltou, porém, a concretização de uma solução com relação a tarifas de transmissão, incluindo as empresas estaduais;
- b) permissão à formação de consórcios entre concessionários e autoprodutores (Decreto 915, de set./93); obrigação de licitação para concessões em geração, transmissão e distribuição; e criação da figura de produtor independente de energia elétrica (Lei das Concessões de serviços públicos nº 8.987 de fevereiro de 1995, complementada pela Lei 9.074 de julho de 1995). Com esse conjunto de medidas, qualquer empresa, pública ou privada, nacional ou estrangeira, pode tornar-se concessionária e realizar investimentos em qualquer um dos distintos segmentos do setor energético;
- c) inclusão do sistema ELETROBRÁS no Programa Nacional de Desestatização - PND (Decreto 1.503, de maio de 1995). Em 1995-97 foram privatizadas quatorze empresas, a

maioria concessionárias de distribuição. A eficiência do processo de privatização esteve, reconhecidamente, dependente do estabelecimento do novo marco regulatório. A decisão de privatizar a maior parte do setor elétrico é de 1995, mas a inexistência de definições quanto ao futuro marco regulatório restringiu as possibilidades de privatização praticamente à área de distribuição.

A real reestruturação e privatização do setor elétrico só ocorreram efetivamente após a posse do presidente Fernando Henrique Cardoso, em 1995.

Segundo Johnson *et al.* (1996), em sua primeira entrevista após a eleição, Fernando Henrique afirmou: “No que diz respeito ao setor energético, nós apresentamos também duas exposições de motivos ao presidente da República, dizendo quais seriam os mecanismos para permitir que haja uma participação mais intensa do capital privado. Nós temos aí pelo menos 16 usinas hidrelétricas paradas e o Estado não tem recursos para prosseguí-las. É necessário que se faça parcerias. A razão fundamental da privatização não é saber se o Estado é bom ou mau gestor. Há empresas estatais muito boas e empresas privadas muito ruins. A outra questão é como arranjar recursos para investimentos, sobretudo naquelas áreas que têm desenvolvimento tecnológico rápido, que requerem recursos constantemente, sendo que o Estado e a sociedade não dispõem desses recursos e, além do mais, a sociedade não pagará impostos para gerar recursos para isso. Tanto é verdade que há carências nas áreas prioritárias, como: saúde, educação, etc. Isso também é válido para a telefonia e para as energéticas”.

3.3.2 Proposta do novo modelo, segundo a *Coopers & Lybrand*

No início de 1996, a ELETROBRÁS contratou a *Coopers & Lybrand*, consultoria britânica, através de licitação, para projetar um novo modelo elétrico no Brasil. Um novo modelo era crucial para a privatização de ativos de geração de energia elétrica, bem como a criação do ambiente adequado para a estimulação de novos projetos privados de geração. O desafio para a *Coopers & Lybrand* foi a criação de um modelo descentralizado e funcional que fosse efetivo, mesmo se alguns participantes do setor não levassem a cabo as suas privatizações (FERREIRA, 1999).

A *Coopers & Lybrand* apresentou o seu relatório em meados de 1997.

As suas principais recomendações, foram:

- a criação de um mercado atacadista de eletricidade - MAE;
- o estabelecimento de contratos iniciais para criar uma fase de transição para o mercado de energia elétrica competitivo;
- o desmembramento dos ativos de transmissão e a criação de um Operador Independente do Sistema – OIS, para administrar o sistema interligado;
- a organização das atividades financeiras e de planeamento neste novo cenário.

3.3.3 O Mercado Atacadista de Eletricidade

De acordo com Ferreira (1999), o MAE, como proposto pela *Coopers & Lybrand*, substituirá o antigo sistema de comando regulatório na fixação das tarifas e dos termos dos contratos de energia elétrica existentes. O MAE será o foro para a fixação de um preço de referência para a energia vendida através de contratos bilaterais entre *gencos* (empresas de geração) e empresas distribuidoras ou relacionadas a um Produtor Independente de Energia – PIE e seus consumidores livres. O MAE estabelecerá um preço à vista de energia que refletirá no custo adicional de curto prazo da geração de energia marginal; esse preço à vista será determinado pelas empresas de serviços públicos e pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. O preço à vista refletirá apenas nos custos de operação de geração, com o pagamento em separado dos custos de transmissão pela empresa de distribuição.

A criação de um novo ambiente competitivo através do MAE, enfrentou inúmeros desafios. A primeira questão foi a necessidade de considerar o destino do sistema centralizado de despacho, que havia sido criado para otimizar a exploração dos recursos hidrológicos exógenos do ponto de vista técnico.

Os especialistas da ELETROBRÁS sempre se opuseram ao desmembramento do sistema centralizado de despacho com a justificativa de que isto, no final, iria aumentar não apenas os custos, mas também os riscos de falta de energia (FERREIRA, 1999).

Outra questão destacada por Ferreira (1999), era que, diferentemente de outros países, a energia fornecida pelas usinas existentes, a velha energia, é na verdade

mais barata do que a energia resultante dos novos projetos, a nova energia, tanto porque as usinas hidrelétricas antigas representavam os projetos eficazes em termos de custo ou porque os custos de capital já foram totalmente amortizados.

Ademais, o autor diz que além disso, algumas empresas têm custos de investimentos ilíquidos encalhados em projetos inacabados. As despesas com manutenção desses investimentos de capital iriam aumentar significativamente o custo da energia das *gencos* que carregavam tais custos. Em outras palavras, empresas altamente eficientes iriam competir com outras que seriam inerentemente menos competitivas porque carregariam o fardo adicional desses custos.

3.3.4 Operador Independente do Sistema - OIS

Para a área de transmissão, será criado um Operador Independente do Sistema - OIS, controlado pelo conjunto dos agentes do setor, e responsável pelo planejamento, programação e despacho, que serão executados de acordo com procedimentos expressamente acordados pelos controladores. A abordagem está restrita à otimização da geração nos sistemas interligados, não passando por ofertas de preço, e respeitando-se, dessa forma, as características da predominância de hidroeletricidade. Para tanto, o OIS trabalhará com os dados técnicos apresentados pelas geradoras e empresas de distribuição e varejo. O OIS terá, entre suas responsabilidades, também a exclusividade da operação técnica e comercial da rede de transmissão, como prestador de serviços para as empresas proprietárias dessa rede, que serão, no entanto, responsáveis pela manutenção das instalações, cita Bielschowsky (1997).

O OIS será projetado para manter os benefícios técnicos do sistema centralizado de despacho, permitindo ao mesmo tempo a descentralização da propriedade de ativos. O OIS terá sob seu controle todos os fluxos de energia negociados tanto no mercado bilateral como no mercado à vista, de maneira a otimizar a produção dos ativos de geração das hidrelétricas e das termelétricas.

Se houver necessidade de um racionamento de energia devido a uma estação excepcionalmente seca, o OIS, unilateralmente, irá definir a distribuição de energia para todos os participantes do mercado, substituindo os termos dos contratos bilaterais e

obrigando todas as empresas a compartilhar com o ônus proporcional de seus contratos (FERREIRA, 1999).

O OIS deverá ser estruturado como um órgão independente, sem fins lucrativos, atuando com neutralidade sob a supervisão da ANEEL. O controle acionário do OIS englobaria cinco grupos de acionistas: as *gencos*, as empresas de transmissão, as empresas de distribuição, os consumidores livres e o setor público.

3.3.5 Pontos centrais no modelo

Conforme Lotero e Santana (1998), o termo de referência ao modelo, sugere quatro áreas:

- projeto dos novos arranjos mercantis para o setor, abarcando a compra e venda de energia, acesso às redes de transmissão e distribuição e mecanismos para assegurar planejamento e expansão do setor;
- medidas jurídicas e regulamentares necessárias para permitir a reforma do setor;
- mudanças institucionais necessárias no governo e no setor para complementar os arranjos mercantis e o quadro regulamentar propostos;
- trabalho sobre financiamento do setor, alocação de riscos e nível de retorno das diversas atividades.

Devido ao relatório apresentado pela *Coopers & Lybrand* ser abrangente, os pontos a serem apresentados neste trabalho serão centrados no modelo mercantil e a estrutura de agentes.

Para Bielschowsky (1997), a sobra de energia será negociada no mercado *spot* (mercado de energia elétrica à vista), no MAE, uma instituição na qual deverão estar inscritos todos os geradores com mais de 50 MW e todos os varejistas com faturamento superior a 100 GWh. Devido ao processo de otimização de geração predominantemente hidráulica, e à diferença de outros mercados *spot*, no MAE não haverá concorrência pública por preços entre geradores. O preço à vista será estabelecido com o uso de modelos acordados por todos os membros do MAE e pela nova agência reguladora a ser criada, a ANEEL, e deverá refletir a demanda e oferta subjacente de energia.

No caso de geração, a maior parte da energia continuará sendo negociada através de contratos bilaterais, entre geradores e distribuidoras ou grandes consumidores. Esses contratos especificarão volumes, preços e períodos de vigência. Os preços contratuais serão desregulamentados e negociados nos termos de um mercado competitivo (BIELSCHOWSKY, 1997).

Para dar início ordenado ao MAE, haverá um conjunto de contratos iniciais, cuja duração será de 15 anos. Os volumes contratados serão constantes nos seis primeiros anos e passarão a ser reduzidos gradualmente a partir de então. Acredita-se que este perfil proporciona equilíbrio razoável entre a proteção dos consumidores contra aumentos súbitos de preços, permitindo um ajuste gradual dos preços de geração ao custo marginal de longo prazo, de maneira a estimular investimentos e aprimorar a eficiência alocativa (LOTERO e SANTANA, 1998).

O preço médio em cada contrato inicial será estabelecido nas proximidades dos preços em vigor dos atuais contratos de suprimento, após excluir-se o custo de transmissão, que deverá ser pago separadamente pelas empresas de distribuição e varejo, e será mantido constante com direito a indexação.

A tarifação nas duas áreas de monopólio natural, ou seja, transmissão e distribuição, será realizada pelo novo órgão regulador a ser criado, a ANEEL, em substituição ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE. Para a transmissão será aplicado o princípio do custo marginal de longo prazo. Para a distribuição será aplicado um sistema de tipo *price-cap* (preço-teto), em que, nos momentos de reajustes de preços, repassa-se para o consumidor final parte da eventual elevação de eficiência alcançada durante o período entre reajustes. E será incluída nos casos de residências e comércio uma diferenciação tarifária nos horários de pico de demanda, até aqui restrita ao setor industrial (BIELSCHOWSKY, 1997).

Para Bielschowsky (1997), a promoção da concorrência será protegida, por uma série de dispositivos, essencialmente ligados a desverticalização:

- as empresas de transmissão (*transcos*), estaduais e federais, não poderão participar de quaisquer atividades de geração ou varejo; e, para evitar que a autoridade da OIS seja contestada, propõe-se a existência de duas *transcos* em cada um dos dois sistemas integrados, além das subsidiárias integrais das empresas estaduais;

- as empresas de geração serão desverticalizadas, sob a forma de empresas separadas de geração ou subsidiárias de geração (*gencos*); elas não poderão ter mais que um certo percentual - ainda por definir - de participação nas ações das empresas de transmissão e de distribuição/varejo; e as empresas de distribuição e varejo estarão limitadas à participação na geração equivalente a não mais do que um percentual a ser delimitado de seu faturamento anual de energia. Durante um período de transição de dez anos, as empresas integradas até o ano de 1997, poderiam exceder esses limites - nunca, porém, além de 30% (50% nos contratos iniciais);
- as empresas de distribuição e varejo se desverticalizarão através de separação contábil, de maneira a demonstrar com clareza o encargo pelo uso das redes de distribuição. E serão autorizadas a competir no mercado livre de varejo as concessionárias de distribuição agindo fora de suas áreas, varejistas e corretores independentes, e as *gencos* que desejarem vender energia diretamente a consumidores finais.

O relatório da *Coopers & Lybrand* sugere que a ELETROBRÁS seja dividida em três ou, talvez, quatro agências. Uma delas seria a OIS, que ficaria a cargo de todo o controle central dos sistemas interligados e o planejamento operacional, inclusive programação e despacho. As outras seriam uma *holding* (empresa que mantém o controle sobre outras empresas mediante a posse majoritária de ações destas) estatal, uma agência de financiamento, e um instituto prestador de serviços (BIELSCHOWSKY, 1997)

A *holding* estatal, controladora de algumas empresas não privatizáveis, essencialmente, Itaipu e, eventualmente, também a propriedade da rede federal de transmissão, dependendo da política de privatização, seguiria durante o atual período de transição desempenhando a função de agente de financiamento do setor. Posteriormente, daria lugar à criação de uma agência financiadora independente, ou teria suas funções assumidas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES.

A localização da função de financiadora de forma vinculada à *holding* - seja dentro dela seja como agência associada - tem sido um dos pontos mais polêmicos da reforma. Os defensores de sua preservação como parte da *holding*, ou associada a ela, argumentam que a agência teria uma função “governamental” importante, devido aos elevados “riscos” - geológicos e ambientais - inerentes às etapas iniciais das obras em grandes usinas hidrelétricas. Os opositores da idéia dizem que essa não é razão suficiente, porque há

mecanismos financeiros privados que permitem compensar o problema do risco, e/ou que o BNDES pode perfeitamente absorver a função financiadora, inclusive a de administrar a questão do risco, utilizando-se de mecanismos existentes no mercado financeiro. (BIELSCHOWSKY, 1997).

Ainda, segundo o autor, será criado um “Instituto para o desenvolvimento do setor elétrico”, de preferência sem fins lucrativos, e com participação pública e privada. A agência ficará a cargo do papel de planejamento indicativo e do papel de prestação de serviços ao setor.

O planejamento indicativo é pensado como um dos instrumentos para reforçar a propensão a investir e a eficiência alocativa dentro da nova lógica de mercado. O planejador indicativo apoiará a ANEEL na definição da sequência de licitações a ser realizada - que estará aberta à influência de solicitações independentes de agentes interessados em aproveitamentos energéticos não contemplados - e poderá também apoiar a realização de estudos de inventário de bacias hidrográficas, para identificação do que constitui o programa de expansão ótima, levando em consideração a necessidade de atrair investidores do setor privado (BIELSCHOWSKY, 1997).

Bielschowsky (1997), afirma que são apresentados, na proposta, três instrumentos adicionais de incentivo ao investimento: elevação do limite mínimo para exigência de realização de licitações para concessões para 30 MW - abaixo do qual, como no caso das termelétricas, bastaria a autorização da ANEEL; atuação do governo como comprador de última instância, no que se refere a projetos tidos como de importância nacional, sujeito a um máximo de 50%, e fixando-se o preço ao nível equivalente ao da venda aos clientes que estejam pré-comprando o restante da produção; participação da ANEEL da formação de uma “carteira” de clientes previamente à licitação de concessões de usinas de grande porte.

3.3.6 Implementação do modelo

O último passo na conclusão da estrutura para a privatização dos ativos de geração brasileiro foi dado pela Lei 9.648, promulgada em maio de 1998, que incorpora as

recomendações feitas pelo relatório da *Coopers & Lybrand*. Essa lei cria formalmente o MAE, que irá estabelecer o preço de referência para a energia comprada por meio de contratos bilaterais, ao mesmo tempo em que administrará o mercado à vista. A coordenação do sistema de despacho será atribuída a uma entidade similar ao OIS, chamada de Operador Nacional do Sistema Elétrico, entidade que irá absorver as atividades de coordenação do GCOI (Grupo de Coordenação para Operação Interligada). A Lei 9.648 também regulamenta os contratos iniciais (FERREIRA, 1999).

3.3.7 A ANEEL e o novo ambiente regulatório

A implementação de um modelo competitivo no setor elétrico também demandou uma mudança no ambiente regulatório. No final de 1996, a Lei 9.427 criou a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que substituiu o DNAEE. Estabelecida como órgão autônomo, a ANEEL tem uma diretoria independente cujos cinco membros cumprem mandato de quatro anos.

De acordo com Ferreira (1999), as principais tarefas da ANEEL são:

- elaboração de parâmetros técnicos para garantir a qualidade do serviço aos consumidores;
- a solicitação de licitações para novas concessões de geração, transmissão e distribuição;
- a garantia da operação do MAE de forma competitiva;
- estabelecimento de critérios para custos de transmissão;
- a fixação e a implementação de revisões de tarifas no varejo.

No que se refere ao estabelecimento de parâmetros técnicos para a qualidade e supervisão dos serviços, a ANEEL pode dividir a responsabilidade com os regulamentadores locais que operam em nível estadual. A ANEEL também divide a responsabilidade com outros órgãos governamentais, como a Agência Nacional do Petróleo - ANP, em assuntos relacionados com as usinas termelétricas a gás (FERREIRA, 1999).

3.3.8 Dificuldades na operacionalização do modelo regulatório

São inúmeras as dificuldades observadas na regulamentação do setor de energia elétrica. Tendo a ANEEL sido estabelecida depois que já haviam ocorrido algumas

privatizações, sua legitimidade para a arbitragem de controvérsias foi contestada, mesmo tendo ocorrido na execução de obrigações sobre contratos preexistentes, como os da LIGHT e da Espírito Santo Centrais Elétricas - ESCELSA.

As empresas estatais como a CESP e FURNAS, convivem com as privadas, exercendo forte poder de mercado na geração e na transmissão, bem como não são raros os conflitos de interesses nesses mesmos setores. FURNAS, por exemplo, ainda não cumpriu a decisão de setembro de 2000, que ordenou o pagamento de multa por dívida com o MAE (SALGADO, 2003).

A maior parte dos dirigentes da ANEEL foi formada por antigos técnicos do DNAE, o que sinaliza para investidores que a regulação do setor enfatiza questões técnicas e operacionais e não a criação de incentivos econômicos para a formação de um mercado verdadeiramente competitivo. O grau insuficiente de coordenação entre a Agência Nacional de Águas – ANA, Agência Nacional de Petróleo – ANP e ANEEL dificulta a regulação da indústria de gás e uso das águas, conforme Pires e Goldstein *apud* Salgado (2003).

A inconsistência de regras contratuais importantes, como os aspectos referentes a cláusulas de contratos de concessão e de contratos iniciais entre geradores e distribuidoras, leva a que a ANEEL não disponha de condições de definir de forma ágil regras de estímulo à entrada. Por exemplo, a demora em definir tarifas de transmissão e mecanismos de repasse dos custos de compra do gás natural importado atrasou, respectivamente, o início das licitações de novas linhas de transmissão e de novos projetos de geração (SALGADO, 2003).

Outros motivos referentes à transição são apontados por Bielschowsky (1997). Primeiro, não foi acompanhada de cuidados com o fato do sistema ser hidrelétrico e desprovido de reservas, que exige que o país opere permanentemente com sobre-oferta de capacidade, para evitar eventuais estiagens de chuvas ou eventuais acelerações de consumo de energia; o problema tornou-se evidente com a aceleração de demanda, resultante do Plano Real, trazendo à tona o fato de que o investimento em expansão tem prazos de construção longos - principalmente em hidrelétricas, mas também em termelétricas, já que, no caso brasileiro, há necessidade de construção de dutos de gás de longo percurso. Segundo, a transição coincidiu com prioridade máxima à política antiinflacionária, nela incluída

minimização do *déficit* do setor público e preparação para maximizar receitas fiscais da privatização, numa opção que, como se verá, conflitou com a opção de evitar riscos de déficit de energia, porque conflitou com as decisões de realizar investimentos. Terceiro, apesar de terem sido introduzidas inovações institucionais que franquearam, ao capital privado, o acesso ao setor, a natureza do processo de transição específico às condições brasileiras é tal que não existe nenhuma visibilidade com relação ao futuro mercado, expondo os cálculos de rentabilidade e risco às incertezas generalizadas sobre a evolução da demanda e da oferta.

Os investimentos foram decididos e implementados em meio a um quadro institucional que apenas dava os primeiros passos de distanciamento do modelo estatal, na direção da privatização e de um sistema regido essencialmente por regras de mercado. A privatização esteve restrita essencialmente à distribuição, e as decisões sobre investimentos em geração e transmissão permaneceram essencialmente sob a responsabilidade das empresas e autoridades estatais. Os agentes responsáveis pelo investimento em geração não sabiam o que caracterizaria a evolução da demanda energética, porque os sinais antecipatórios do comportamento da demanda, em termos de quantidades e preços, eram insuficientes e falhos (BIELSCHOWSKY, 1997).

Enquanto não se implantavam as condições de operação do mercado, a transição constituiu-se numa etapa em que as decisões de investir, mesmo quando envolvendo agentes privados, seguiram dependentes de definições que tiveram que ser tomadas por empresas estatais, e precisaram quase sempre, ser devidamente respaldadas pelas autoridades do governo.

Houve descuido com relação ao comportamento dos investimentos. Isto ficou evidenciado especialmente pela incapacidade de reação à aceleração da demanda posterior ao Plano Real em 1994. Por um ano e meio o governo de Fernando Henrique Cardoso, retardou a recuperação das tarifas energéticas em função de metas inflacionárias.

Documentos da ELETROBRÁS posteriores à aceleração da demanda contém repetidas advertências quanto a possibilidades de risco de *déficit*. Isto pode ter significado que, nas negociações entre governo federal e ELETROBRÁS, haja prevalecido a vontade política do Ministério da Fazenda de maximizar os ganhos macroeconômicos sobre a vontade política do corpo técnico da empresa de correr poucos riscos de racionamento de energia elétrica (BIELSCHOWSKY, 1997).

Atualmente fica evidente que falhas regulatórias responderam pela falta de investimentos na geração e na transmissão de energia elétrica. Há uma premente necessidade de aperfeiçoamento do sistema regulatório brasileiro que enfrenta problemas como a falta de regras definidoras de competência, ausência de coordenação entre diferentes órgãos, cultura de centralização administrativa, morosidade de processos decisórios e inexperiência do judiciário (SALGADO, 2003).

3.3.9 Crise do abastecimento de energia

Em termos gerais, segundo (Pires *et al.*, 2003), as raízes da crise de oferta de energia estão inter-relacionadas a quatro motivos principais:

- esgotamento do modelo estatal, responsável pela expansão do setor desde os anos 1960;
- falhas no planejamento da transição do modelo estatal para o modelo privado;
- problemas contratuais e regulatórios;
- falta de coordenação entre os órgãos governamentais.

Do ponto de vista regulatório, a inexistência de estímulos à busca de eficiência produtiva fez com que as empresas não tivessem incentivos para reduzirem seus custos: havia um regime regulatório de remuneração garantida e, ao mesmo tempo, até 1993, as tarifas eram equalizadas em todo o país, fazendo com que empresas superavitárias e deficitárias compensassem, mediante transferências, os ganhos e perdas provenientes do esforço individual de cada uma delas (PIRES *et al.*, 2003).

Boa parte desses problemas agravaram-se devido à longa transição entre a percepção da necessidade de se atrair a iniciativa privada para aportar novos investimentos em infra-estrutura e o ritmo de criação do marco regulatório setorial adequado.

Diante do cenário de escassez que se observava, o governo federal decidiu criar, em maio de 2001, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE. Esta câmara interministerial atuou durante um ano sob a coordenação do ministro-chefe da Casa Civil, que liderou um grupo de mais de cem técnicos de diferentes esferas do governo federal.

A GCE teve o objetivo de propor e implementar medidas para solucionar a crise do setor no curto prazo e de criar as condições para o desenvolvimento sustentado do setor elétrico brasileiro no futuro (PIRES *et al.*, 2003).

Ainda, de acordo com os autores, a atuação marcada publicamente pela gestão da crise de energia e pela administração do racionamento, a GCE teve uma atuação mais abrangente, em especial em áreas que transcenderam a crise de curto prazo. A GCE baseou seu plano de ação em quatro pilares fundamentais:

- racionamento;
- programa estratégico de aumento da oferta de energia elétrica;
- programa emergencial de aumento da oferta de energia (seguro-apagão);
- revitalização do modelo do setor elétrico.

Em maio de 2001, cálculos do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, indicavam a necessidade de redução imediata de 20% do consumo de energia elétrica no país como única forma de impedir o completo esvaziamento dos reservatórios e de assegurar a passagem pelo grave período de estiagem. O governo estava diante, portanto, de duas alternativas. A primeira seria a imposição de um racionamento por cortes de carga gerais, setoriais ou regionais. A segunda, que foi implementada, foi menos traumática, pois atribuiu aos consumidores de energia a tarefa de reduzir seu consumo, segundo critérios próprios (PIRES *et al.*, 2003).

O programa de racionamento foi bem sucedido. Não obstante a taxa de crescimento da economia ter sido comprometida, o PIB do país cresceu 1,5% no ano de 2001. Para a queda dessa variável em relação aos quase 4,5% de crescimento do PIB observados no ano anterior contribuíram também os efeitos da crise Argentina, bem como da crise internacional que se aprofundou na segunda metade do ano, em especial após os eventos de 11 de setembro (PIRES *et al.*, 2003).

No dia 28 de fevereiro de 2002, por sugestão do ONS, foi encerrado o racionamento. O programa estrutural de aumento da oferta de energia elétrica e os níveis dos reservatórios observados na época permitiram concluir que o país poderia viver, em 2002 e 2003, praticamente sem risco de déficit energético, mesmo que ocorressem situações hidrológicas extremamente desfavoráveis (PIRES *et al.*, 2003).

Em junho de 2001, a GCE criou o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, com a missão de encaminhar propostas para corrigir as disfuncionalidades e propor aperfeiçoamentos para o modelo. Com essa missão, o comitê teve o objetivo de promover a retomada dos investimentos privados, a implementação da competição plena no

setor, a normalização do funcionamento do mercado e a garantia de oferta confiável de energia, com atenuação dos impactos tarifários (PIRES *et al.*, 2003).

No que se refere à revitalização do setor elétrico, a GCE publicou os relatórios de progresso. Até o encerramento da GCE, os seguintes relatórios foram publicados:

- Relatório 1 (jan/2001): apresentação resumida de 18 medidas propostas;
- Relatório 2 (fev/2001): relatório completo com 33 medidas propostas, detalhando as já divulgadas e acrescentando medidas adicionais; propôs mudanças estruturais significativas, como a introdução da oferta de preços em substituição ao modelo computacional de cálculo de preços do setor, a obrigatoriedade da comercialização da energia de serviço público (energia velha) por meio de leilões públicos, e as regras de estímulo aos consumidores livres, entre outros;
- Relatório 3 (jun/2001): relatório completo com o detalhamento das 11 medidas consideradas prioritárias pela GCE.

De uma forma sintetizada, Pires *et al.*, (2003), demonstram as principais medidas elaboradas:

- a) Implementação de Oferta de Preços: os preços no Mercado Atacadista de Energia - MAE são estabelecidos de forma centralizada, por meio da aplicação, pelo ONS, de modelos matemáticos em um programa de computador específico. O Custo Marginal de Operação resultado desse modelo é utilizado como preço da energia para todas as transações no Mercado Atacadista. Esse programa usa uma única previsão de oferta e de demanda, um único valor para o chamado “custo do *déficit*” e, por definição, não reflete a diversidade de opiniões dos agentes quanto à sua real intenção de comprar ou vender energia.
- b) Comercialização da Energia de Serviço Público: as empresas estatais são detentoras de cerca de 80% da capacidade instalada de geração no país, com valor contábil muito abaixo do custo marginal de expansão setorial, por serem investimentos que já foram amortizados, a partir de 2003, conforme estabelecido no modelo setorial, a energia contratada será progressivamente liberada dos atuais contratos iniciais (25% ao ano). A simples possibilidade da prática de *dumping* (vender abaixo do custo) ou de realização de um sistema de preços por parte dos geradores federais poderia afastar potenciais investidores em geração.

- c) Estímulo à Contratação Bilateral: o preço da energia no mercado de curto prazo é demasiadamente volátil para sinalizar com eficiência a necessidade de entrada de nova geração. Devido a esse fato, a concepção do marco regulatório partiu do princípio de que o “motor” para a expansão do sistema é a disposição de contratar por parte da demanda, através de contratos bilaterais – *Power Purchase Agreements* - PPAs. Embora os PPAs sejam instrumentos financeiros, a exigência regulatória de que eles sejam respaldados por capacidade física de geração garante que o estímulo à contratação bilateral resulte na entrada efetiva de geração nova.
- d) Mudança na Regra do Valor Normativo - VN e sua substituição por Mecanismos de Licitação: o valor normativo (VN), estabelecido por meio de resolução da ANEEL, é o preço-limite de compra de energia para o qual as distribuidoras têm direito a repassar os custos para suas tarifas. Como os novos empreendimentos de geração não hidrelétricos possuem custos mais elevados, a situação atual apresenta diferentes valores normativos para cada tipo de geração, o que faz com que os consumidores cativos estejam expostos a diferentes tarifas, a depender da política de compras de determinada distribuidora. Estabelecer um valor único para o valor normativo substituiria o livre-arbítrio de cada distribuidora para a contratação de energias alternativas e mais caras por programas explícitos e transparentes, pagos por todos os consumidores.
- e) Estímulo à Formação de Consumidores Livres: a presença de consumidores livres é fundamental para o desenvolvimento do mercado de energia. É a livre busca de alternativas de suprimento por parte desses consumidores que efetivamente cria um mercado de energia elétrica, no qual o preço é resultado do equilíbrio entre oferta e demanda. De acordo com as normas atualmente em vigor, cerca de 50% do mercado de energia elétrica já é composto por consumidores “potencialmente livres”, pois têm o direito de escolher seu provedor de energia elétrica (carga acima de 1 MW). Entretanto, por imperfeições no modelo, até o momento poucos consumidores exerceram o direito de optar por um fornecedor de energia que não fosse a própria distribuidora.
- f) Realinhamento Tarifário e Abertura das Parcelas das Tarifas de Distribuição: para o estabelecimento da competição no mercado de energia elétrica, é fundamental que a tarifa de energia seja decomposta em serviços de transmissão e distribuição, serviços de comercialização e o preço da energia. Somente a transparência absoluta com relação a

esses custos permitirá que consumidores autorizados a se tornarem livres possam comparar os custos da tarifa na condição de consumidores cativos com os custos inerentes aos consumidores livres.

- g) Desverticalização e Limites para Autocontratação e para Participação Cruzada: a necessidade de desverticalização de atividades competitivas, geração e comercialização, sujeitas ao risco e com retornos mais elevados – das atividades reguladas, transmissão e distribuição, é uma lição fundamental das experiências de reestruturação dos setores de infra-estrutura em todo o mundo. Trata-se da forma mais eficaz para se evitar que as empresas verticalizadas possam fazer uso abusivo de seu poder de mercado, subsidiando as atividades competitivas com base no repasse de custos para as atividades reguladas.
- h) Incentivo à Geração Térmica a Gás Natural: Nas condições atuais, o custo do MWh das usinas movidas a gás natural é superior ao custo das usinas hidrelétricas e, portanto, ao VN único. Entretanto, é de se esperar que essas térmicas passem a ser plenamente competitivas no futuro, por razões como: amadurecimento do mercado de gás natural, flexibilização dos requisitos de comercialização, tarifas de transmissão que reflitam melhor o benefício de localização das térmicas perto dos centros de carga, redução dos custos dos equipamentos e aumento da confiança dos investidores.

3.4 Proposta de modelo institucional do setor elétrico

O modelo do sistema elétrico baseado no avanço dos investimentos privados, proposto pelo governo Fernando Henrique Cardoso, apresentou uma série de problemas. Esse modelo, que tinha como seus pilares a livre concorrência, um forte papel do órgão regulador (ANEEL) e a venda de energia no mercado atacadista (MAE) retrocedeu porque, entre outros motivos, não teve regras claras e parou durante a implantação: previa a privatização das áreas de geração e distribuição, só que 60% da distribuição de energia acabaram nas mãos do capital privado e menos de 20% da geração foram privatizados (DINIZ e SOUZA, 2003)

Schuch citado por Diniz e Souza (2003), afirma que a falta de regulamentação clara também prejudicou o setor e cita como exemplo a falta de monitoramento do nível de contratação de energia por parte das distribuidoras, somente em,

2003, a ANEEL definiu o nível de contratação de energia pela resolução 91/2003. Ela obriga as distribuidoras a contratar pelo menos 95% do seu mercado por um prazo igual a seis meses. Como as distribuidoras não tinham o nível de contratação mínimo definido, isso gerava para o investidor uma incerteza da colocação do seu produto no mercado.

Zylberstajn citado por Diniz e Souza (2003), afirma que uma medida provisória de poderes extraordinários à Câmara de Gestão da Crise muito além do que estava previsto enfraqueceu o órgão regulador - ANEEL. “O governo foi muito bem na gestão da crise e muito mal na sequência. Enfraqueceu o órgão regulador (ANEEL) quando na verdade, deveria ter sido fortalecido” conclui Zylberstajn.

Conforme demonstrado anteriormente, inúmeras dificuldades foram observadas na regulamentação do setor elétrico brasileiro, o que levou o novo governo do presidente Luiz Inácio Lula da Silva a propor um novo modelo institucional para o setor elétrico, tendo como base principal as seguintes medidas de acordo com MME (2003):

- Leilões de concessão do serviço de energia: atualmente vence a empresa que oferece o maior valor pela concessão. No modelo proposto, o vencedor será a empresa que se dispuser a ter a menor receita;
- Contratação de Energia: será formando um *pool* (grupo) de geradoras que venderá energia em um sistema regulado. Nesse sistema o preço de venda da energia será determinado pelo Administrador de Contratos de Energia Elétrica – ACEE e estipulado através de um *mix* entre os preços da energia velha e da energia nova. Paralelamente, também haverá um mercado de livre contratação;
- *Pool*: para comprar energia, os distribuidores deverão contratar o mercado previsto por eles com antecedência de cinco anos. Em caso de discrepância entre o volume contratado e o real, as distribuidoras serão punidas pelo Ministério de Minas e Energia. O gerador é obrigado a firmar contrato com todas as distribuidoras;
- O mecanismo pelo qual as distribuidoras compravam energia das suas próprias geradoras (*Self-dealing*) será extinto. Quando acabarem os contratos de concessão, as geradoras concedidas às distribuidoras, deverão ser novamente licitadas para serem revendidas a terceiros;
- MAE: o mercado atacadista de energia será extinto
- Consumidor Livre: serão aqueles com demanda contratada igual ou superior a 3MW. A

condição de tornar-se consumidor livre ou de retornar a condição de ser suprido por um distribuidor deverá ser feita com antecedência mínima de cinco anos. Os distribuidores não poderão mais comercializar energia para esses usuários. Esse serviço será feito pelos Produtores Independentes de Energia – PIE;

- Contestação: será inaugurado o processo de contestação pública para os planejamentos de longo e médio prazos do ministério;
- Concessão Pública: as outorgas deixarão de ser feitas pela Agência Nacional de Energia Elétrica e passarão para o âmbito do Ministério de Minas e Energia;
- Reserva: será estabelecida a prática de contratação de energia para reserva de segurança, a fim de evitar novos apagões e racionamentos. A conta será paga pelas tarifas de energia;
- FEPE – será criada a Fundação de Estudos e Planejamento Energético – FEPE, órgão com a função de realizar estudos de embasamento do planejamento energético para o Ministério das Minas e Energia.

De acordo com Coimbra (2003), o início da transição para o novo modelo do setor elétrico deverá ser adiado segundo informação do secretário-executivo do Ministério de Minas e Energia, Maurício Tolmasquim. Originalmente, o governo queria que o *pool* já começasse a comprar e revender as sobras de energia dos contratos que foram liberados em janeiro de 2004. Mas, segundo ele, o *pool* só começará efetivamente a comprar energia em 2005, porque as distribuidoras já estão com contratos fechados para suprir 100% do seu mercado em 2004 e não haverá para quem vender o insumo.

Mesmo ainda estando apenas no papel o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico começa a receber críticas sendo que as novas proposições impedem que haja ganhos de eficiência pela ação de forças de mercado.

De acordo com Pires (2003), as políticas anunciadas pelo governo se constituem numa verdadeira contra reforma, que tendem a afastar investimentos privados, deixando o setor elétrico dependente exclusivamente de recursos estatais, num contexto de grandes demandas sociais por gastos públicos.

Das declarações das autoridades é possível depreender que o governo parte do diagnóstico, feito pelo Instituto Cidadania para o programa do PT de 2002, de que a crise setorial refletiria a impossibilidade do setor elétrico funcionar em bases privadas e competitivas, sendo necessário restabelecer o planejamento determinativo e centralizado

vigente no passado (PIRES, 2003).

Para Pires (2003), é curioso destacar que apesar da lógica do modelo estatal priorizar os projetos de menores custos, usinas caras e mal dimensionadas foram construídas. Por exemplo, a Usina Hidrelétrica de Porto Primavera custou cerca de US\$4 bilhões, foi construída num prazo de 20 anos e o custo da energia gerada será de 2,8 milhões US\$/kW. Já a Usina Hidrelétrica Cana Brava, construída pela Tractebel, demandou um investimento de US\$ 380 milhões, foi concluída em 3 anos com custo da energia gerada de 1,4 milhões US\$/kW.

De acordo com as declarações oficiais, percebe-se que o governo irá restabelecer o planejamento determinativo, integrando a geração e transmissão de eletricidade e centralizando as decisões, tanto operativas como comerciais. Isto permitiria reduzir os riscos sistêmicos do setor que passaria a ser cooperativo e não competitivo. Com isso o governo poderia promover políticas de diversificação da matriz energética e viabilizar projetos julgados de interesse nacional, ainda que antieconômicos, que seriam realizados, em última instância, por empresas estatais (PIRES, 2003).

Segundo o governo, estas medidas reduziram os riscos dos investidores privados e atenderiam o princípio da modicidade tarifária, pois atenuariam o impacto do custo de expansão do sistema. Os riscos para o investidor seriam reduzidos por meio da licitação de novas obras, que contemplaria o projeto de menor tarifa. Os contratos garantiriam a receita do investidor durante o período do contrato de concessão. Já a modicidade tarifária estaria assegurada através do *mix* tarifário entre o custo das hidrelétricas estatais e privadas, já amortizadas, e o custo marginal de expansão (PIRES, 2003).

Segundo Pires (2003), apesar das boas intenções do governo, sua implementação dificilmente alcançará os objetivos desejados. Primeiro porque as novas proposições eliminam a possibilidade de ganhos de eficiência por meio de forças de mercado. Em segundo lugar, aumentam os riscos regulatórios e não incentivam os investimentos privados na expansão do sistema, em virtude da politização setorial e da excessiva centralização. Em terceiro lugar porque, ao contrário do que é apregoado, deve gerar elevação de tarifas, salvo se o governo quiser inviabilizar o investimento do único agente que deverá investir neste novo modelo, a saber o setor público.

Ainda, segundo o autor, o setor privado provavelmente não participará

de licitações promovidas por um único agente sem impor um prêmio elevado. A concorrência com agentes públicos pelos novos projetos definidos pelo planejador centralizado desencorajaria gastos preliminares para participação de licitação, pelas assimetrias de informação pró-estatais.

Considera Pires (2003), que “Ademais, haveria incertezas tanto em relação ao compromisso de equilíbrio econômico-financeiro, como às mudanças das regras do jogo ao longo da vigência dos contratos. Acrescenta-se a elevada complexidade e o aumento dos custos de transação pela criação de mais um intermediário na cadeia. Vale registrar que para o distribuidor a situação também não seria das mais tranquilas, pois ficaria sujeito a um monopólio que adotaria regras não triviais e de pouca transparência acerca do *mix* tarifário e das regras de seu repasse”.

Como prova dessa visão, basta argumentar que a própria criação do novo modelo acarretaria mudanças para os investidores que adquiriram usinas hidrelétricas, na privatização ou que construíram usinas como Produtores Independentes de Energia - PIES, com garantia contratual de vender livremente sua energia a preço de mercado. Esta expectativa seria frustrada pela impossibilidade de concorrer através do *mix* de preços, forçando os geradores privados e produtores independentes a aderirem ao *pool* (PIRES, 2003).

Aponta que na verdade, um modelo assentado sobre pilares de planejamento determinativo e comercialização centralizada somente funcionará com a reestatização e verticalização do setor elétrico.

3.5 Energia Hidrelétrica: o cenário brasileiro

Devido a suas grandes dimensões e potencial hídrico, o Brasil tem a maior parte de sua energia elétrica gerada por hidrelétricas. Em 1995, a energia hidrelétrica compreendia mais do que 90% da potência instalada no país.

Segundo Reis (1998), a energia hidrelétrica no Brasil foi desenvolvida com base na execução de grandes usinas, o que demandou grande esforço de capitalização, mas resultou em custos baratos de energia do ponto de vista estritamente econômico. Boa parte da dívida externa do país relaciona-se com essas obras. Valores de 1.000 US\$/kW e 20 a

30 US\$/MWh aplicaram-se aos custos unitários de capacidade e energia de muitos aproveitamentos.

Esses custos atrativos, mesmo com a inclusão da transmissão, assim como uma priorização inadequada para a avaliação dos impactos ambientais e sociais dos projetos do setor elétrico, levaram não só à atenuação dos esforços para implantação de usinas de menor porte como as PCHs, micro e miniusinas, assim como à desativação de diversos projetos deste porte.

Galvão *et al.* (1996), relatam que atualmente, diversos esforços têm sido feitos para incentivar a execução das usinas menores e locais, e para recapacitar centrais desativadas. Esses esforços estão em consonância com certas modificações estruturais em andamento na área de energia elétrica no Brasil: descentralização, privatização, aumento da confiabilidade, menores impactos socioambientais, técnicas modernas para diminuição de custos.

A curto e médio prazo, as grandes usinas deverão sofrer também forte concorrência das termelétricas a gás natural. As centrais hidrelétricas já iniciadas deverão ser terminadas, mas investimentos em novas centrais de grande porte dependerão da atratividade econômica e dos aspectos ambientais dessas para os novos empreendimentos. Isto não significa que a execução de grandes usinas venha a ser abandonada, uma vez que ainda existem aproveitamentos atrativos na região Amazônica, por exemplo. As previsões mais pessimistas de crescimento de carga indicam grandes dificuldades para efetuar o atendimento da demanda apenas com pequenas centrais ou outras formas de geração mesmo levando em conta o sucesso total do esforço de conservação de energia. Entretanto, a ênfase nos impactos socioambientais implicará aproveitamentos provavelmente menores que os planejados anteriormente (SILVEIRA e REIS, 2000).

3.6 Pequenas centrais hidrelétricas: início de um novo ciclo de desenvolvimento

A rápida expansão econômica e demográfica das novas fronteiras agrícolas bem como a necessidade de tornar o país competitivo nesta atividade de produção tem provocado um aumento considerável na demanda energética, principalmente em núcleos

isolados, distantes dos sistemas de transmissão, exigindo soluções criativas para a energização da região através do aproveitamento de recursos naturais locais ao invés da simples eletrificação (TIAGO FILHO, 1999).

O autor aponta que os desafios impostos à expansão do sistema de suprimento têm levado os órgãos governamentais a empreender esforços no sentido de incentivar medidas de racionalização dos processos de produção e de consumo de energia, bem como no de estimular o uso de fontes alternativas renováveis.

Viana (1997), afirma que apesar do grande potencial hidráulico disponível, ainda é modesta a participação das PCHs na matriz energética nacional, principalmente nas novas fronteiras, onde, devido a facilidade de instalação, dá-se preferência à geração térmica com base no consumo de derivados de petróleo. Isso sem que o Brasil seja auto-suficiente nesse setor energético.

Historicamente, o desenvolvimento industrial brasileiro sempre esteve atrelado ao desenvolvimento das centrais hidrelétricas, particularmente as de pequeno porte, ou seja, as pequenas centrais hidrelétricas, também conhecidas pela sigla PCHs. Este fato não ocorreu apenas no Brasil, mas também nos países onde havia potencial hidráulico disponível (DIAS LEITE, 1997).

Segundo levantamentos históricos de Tiago Filho (1999), no final do século passado, logo depois do domínio da tecnologia para a geração comercial da eletricidade, passou-se a usar as turbinas hidráulicas com fim de geração de eletricidade. No Brasil, a entrada da hidroeletricidade se deu no ano de 1883, com a implantação da central hidrelétrica do Ribeirão do Inferno, em Diamantina, MG. Ela era constituída por uma barragem de alvenaria de pedra e um pequeno canal, que proporcionavam um desnível de 5 metros, e a casa de força com dois geradores de cerca de 6 kW cada, de corrente contínua, acionados por uma roda d'água de madeira.

No ano de 1888, se deu a instalação da central de Marmelos, no município de Juiz de Fora, MG, com dois geradores monofásicos de 125 kW cada. Essa central é considerada como a Usina “Zero”, pois marca o fim das ações isoladas. Ela tinha a função de atender as fábricas de tecido e a iluminação pública do município. E assim sucessivamente, de maneira descentralizada, o Brasil, dado o seu grande potencial hidráulico, viu crescer o seu parque de geração, quase totalmente baseado nos recursos hídricos.

Na década de 1910, o país contava com mais de 16 MW de potência, isso se contarmos apenas a capacidade de geração da empresa *Light Power Co.* Na década de 1950, com a construção de centrais em Minas Gerais, São Paulo e Rio Grande do Sul, o país entrou num ciclo de desenvolvimento acelerado que coincidiu com a criação das companhias de eletricidade estaduais, que passaram a gerenciar os projetos e construções das grandes centrais hidrelétricas.

Num período conturbado da política do país, fortemente estatizante e com um modelo econômico autoritário e centralizador, deu-se início à concentração das atividades de eletrificação, quando as grandes companhias estaduais, administradas pelos Estados, passaram a absorver as pequenas empresas privadas que atendiam em nível regional; daí para o surgimento das grandes e poderosas companhias energéticas estaduais, que em parceria com a *holding* formada pela ELETROBRÁS e suas controladas, agiam em um regime de monopólio, com as tarifas fortemente monitoradas pelo governo federal, que fazia disso um dos mecanismos de controle da inflação, cujos índices atingiam valores estratosféricos, na ordem de 2.000% ao ano. Nessa época, devido às conjunções política, social e econômica, deu-se ênfase aos grandes empreendimentos, com a construção das grandes centrais hidrelétricas, coincidindo com o fechamento de um grande número de pequenas centrais hidrelétricas sob a alegação de serem antieconômicas.

O resultado foi que o Brasil, que chegou a contar com mais de mil e oitocentas PCHs gerando em torno de 1.110 MW passou por um processo de desativação da geração descentralizada, resultando, até a década de 1980, no abandono de mais de 1.400 centrais de pequeno porte. No momento, encontram-se em operação apenas 331 unidades, que correspondem em torno de 605 MW, ou seja, menos de 1% de toda capacidade instalada no país (TIAGO FILHO, 1999).

3.6.1 Principais programas de incentivos

Em 1983, o governo federal, antevendo a necessidade de incrementar a produção energética no país, de forma a viabilizar um crescimento econômico sustentado e percebendo a potencialidade existente no aproveitamento de pequenos recursos hídricos lançou o Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PNPPCH, que tinha como

objetivo o desenvolvimento de uma tecnologia nacional que viabilizasse um novo ciclo de implantação das pequenas centrais, bem como o incremento e a modernização da indústria nacional de componentes e de equipamentos de geração hidrelétrica, com tecnologia adequada aos pequenos potenciais.

Por intermédio desse programa, houve ações importantes como: a elaboração dos Manuais de Pequenas, Mini e Microcentrais, a construção dos Laboratórios Hidromecânico e Eletromecânico na Escola Federal de Engenharia de Itajubá (EFEI) e a edição de nove Cursos de Estudos, Projetos e Construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas, ministrados pela EFEI, em parceria com a ELETROBRÁS. Assim, por esses laboratórios, têm sido testados vários equipamentos de fabricação nacional e têm-se desenvolvido alguns tipos de turbinas como a tubular e a Michell-Banki, por exemplo. Através desses cursos, capacitaram-se mais de duzentos engenheiros e técnicos de diversas áreas de quase todas as regiões do país e até mesmo do exterior (TIAGO FILHO, 1999).

Ainda, segundo o autor, mesmo com os incentivos a implantação de novas PCHs caminhava a passos lentos. O programa que tinha o objetivo de incentivar a participação do setor privado, conseguiu apenas motivar algumas pequenas concessionárias, normalmente localizadas nas novas fronteiras agro-econômicas, onde a implantação das PCHs não era encarada apenas como negócio, e sim como um agente de desenvolvimento socioeconômico. Ainda era forte a intervenção do Estado na economia; o controle das tarifas continuou sendo usado como mecanismo de controle inflacionário. Com o desinteresse do setor privado e com a falta de garantia de recursos, o programa definhou, ficando restrito apenas a algumas ações isoladas, mas nada que abrangesse todo o território nacional.

A Diretoria Executiva da ELETROBRÁS instituiu, em 28/05/1996, o Programa Nacional de Pequenas Centrais Elétricas - PNCE, com o objetivo de viabilizar a implantação de usinas de geração elétrica, de pequeno porte, de forma a suprir carências de energia em todo o território nacional, com eficiência, relação custo/benefício otimizada e com tecnologia que permita o estudo, o projeto, a construção e instalação, a operação e a manutenção dessas centrais de forma segura e acessível. O programa possui uma Política Operacional para Financiamento de Projetos que define questões tais como a origem e destinação dos recursos, seleção e prioridades dos projetos, habilitação de empresas, condições financeiras e de liberação de recursos (ELETROBRÁS e ANEEL, 2000).

Como resultado desse programa, com a reestruturação do setor elétrico nacional, com o surgimento das figuras do Produtor Independente e do Autoprodutor, do direito do Transporte de Energia e com as privatizações das principais concessionárias, é que se vislumbra a possibilidade das PCHs passarem a ser encaradas como negócio. Desta forma a repotenciação das antigas PCHs, com uso de novas tecnologias e um alto grau de automatização, poderiam passar a ser uma atividade empresarial atraente.

Mais recentemente, tendo em vista os problemas decorrentes da nova ordem imposta pela globalização mundial e considerando a necessidade de se incrementar a competitividade no setor produtivo de energia elétrica o governo brasileiro deu início a um programa de privatização das grandes empresas do setor. O primeiro grande passo, nesse novo ciclo, foi à criação da ANEEL, órgão encarregado da administração da política pública do setor.

No setor rural, mudanças se impõem para mudar os índices apresentados conforme evidenciam os resultados obtidos por um estudo corporativo feito pelo IBGE em Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios - PNAD, entre 1997 a 1999 (ELETROBRÁS e ANEEL, 2000). Programas governamentais têm sido criados com a finalidade de se levar energia elétrica a essas propriedades, como é o caso do Programa LUZ NO CAMPO. Porém, ainda é grande o número de propriedades rurais que carecem deste recurso, tendo em vista a falta de recursos para a implantação de linhas de transmissão que cheguem as regiões mais afastadas.

A solução necessariamente é o uso de PCHs de pequeno porte que façam uso de pequenos recursos hídricos existentes nas propriedades rurais. Ou seja, a implantação de Micro e Mini PCHs.

A implantação de uma microcentral hidrelétrica em uma propriedade rural apresenta inúmeras vantagens, entre elas pode-se citar, segundo (HOLK, 1989):

- construção simplificada que proporciona baixo custo de implantação, manutenção e operação.
- geração de energia elétrica que permite ao produtor acionar todos os tipos de máquinas agrícolas, iluminar residências e bombear água para sistemas de irrigação.
- uso de motores elétricos assíncronos trifásicos, que apresentam menor custo de instalação e manutenção.

Em 21 de dezembro de 2001, havia sido expedida a Medida Provisória nº 14, que dentre outras providências, criava, no âmbito do Ministério de Minas e Energia – MME, o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA. Esse programa, de ação conjuntural, tem por objetivo agregar, no curto prazo, ao Sistema Interligado Nacional – SIN, o montante de, no máximo, 3.300 MW de potência instalada, provenientes das fontes solar, eólica, biomassa e PCHs (PORTO, 2002).

O Programa LUZ PARA TODOS, lançado em 11 novembro de 2003, em substituição ao programa LUZ NO CAMPO, tem como objetivo levar energia elétrica a mais de 12 milhões de brasileiros até 2008, a um custo de R\$ 7 bilhões, divididos entre os governos federal, estaduais e distribuidoras. Os recursos necessários ao desenvolvimento do programa virão dos fundos setoriais de energia da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e Reserva Geral de Reversão (RGR), dos encargos pagos por todos os consumidores nas contas de luz, e do financiamento que será feito pela ELETROBRÁS. O Programa, a exemplo do PROINFA, deve ampliar a participação das energias alternativas renováveis na matriz energética brasileira (MME, 2004).

3.6.2 O novo cenário regulamentar

Lago e Nóbrega (2001), relatam que em conformidade com o arcabouço normativo setorial, as pequenas centrais hidrelétricas - PCHs, estão sujeitas a dois licenciamentos na ANEEL, a aprovação do projeto básico e a autorização para exploração do potencial hidráulico. Os empreendimentos com potência instalada inferior ou igual a 1 MW, são objeto de despacho de registro.

Salientam os autores que o empreendedor deve observar a legislação ambiental e articular-se com o órgão ambiental competente com vistas à obtenção das licenças ambientais e articular-se com o órgão de recursos hídricos pertinente, com o objetivo de estabelecer os procedimentos relativos aos usos múltiplos da água e a disponibilidade hídrica.

Neste novo cenário regulamentar, a ANEEL outorgou até setembro de 2001, 107 autorizações para implantação de PCHs, cuja potência equivale a 1.226,62 MW. Também foram registrados, por intermédio de despacho, 88 aproveitamentos hidrelétricos,

totalizando a potência de 49,46 MW, que adicionada às autorizações representam 1.316,08 MW (ANEEL, 2004).

3.6.3 Os benefícios da geração através de microcentrais hidrelétricas

A microcentral hidrelétrica (potência inferior a 100 kW) destina-se a propriedades rurais situadas em locais distantes da rede elétrica convencional e com potencial hidráulico, propiciando conforto residencial e aumento de produção através da utilização de equipamentos eletro-rurais tais como: picadeira, bomba de água para irrigação, ordenhadeira mecânica, resfriador de leite etc, (COSTA, 1999).

Segundo Viana (1999), as microcentrais hidrelétricas, no passado, foram uma boa alternativa de geração de energia no meio rural. Entretanto na década de 50, com o programa de eletrificação rural, baseado no padrão monofásico e subsidiado pelo governo, iniciou-se a desativação de muitas microcentrais e desincentivou-se a construção de novas usinas em locais onde havia quedas e vazões propícias para este tipo de geração.

Dias Leite (1997) enfatiza que a crise do petróleo, em 1973, fez com que a atenção se dirigisse para as novas fontes de energia, principalmente as renováveis. Diante deste contexto, o governo brasileiro no início dos anos 1980, estabeleceu diretrizes no sentido de acelerar o aproveitamento das fontes energéticas, com destaque para as pequenas centrais hidrelétricas - PCHs, ressurgindo a discussão sobre as mesmas que estavam quase no total esquecimento.

Segundo a ANEEL e CERPCH (1998), as microcentrais atraem pouco interesse dos investidores. Estes projetos são usados mais para o atendimento de regiões distantes (isoladas). Há 1.089 PCHs cujo estado de operação é desconhecido, apesar de uma capacidade média instalada de 300 kW. Muitas delas com uma capacidade instalada abaixo de 100 kW provêm energia para fazendas ou pequenas comunidades. A maioria destas instalações recebeu apoio como parte de desenvolvimento oficial de programa em áreas rurais carentes. Os equipamentos são simples e não requerem um nível alto de habilitação técnica. Há muitos projetos de microcentrais hidrelétricas principalmente na região centro-norte do país.

Segundo a ELETROBRÁS (1994), cerca de metade do potencial hidrelétrico nacional disponível para aproveitamento encontra-se localizado na região Amazônica, particularmente no Estado do Pará.

A viabilidade socioambiental de diversos aproveitamentos dessa região deverá apoiar-se nos princípios de inserção regional, atuando as concessionárias como agentes articuladores junto aos órgãos governamentais competentes e responsáveis por outras ações setoriais, aos quais caberá prover os recursos para realizar tais ações.

4 MATERIAL E MÉTODOS

4.1 Material

No que concerne à análise de políticas públicas, a pesquisa avaliativa, por envolver informações do tipo quantitativo e qualitativo, beneficia-se do uso de dados e informações de diversas fontes. Os dados foram obtidos através de posicionamentos dos atores (formuladores, executores e beneficiários) envolvidos no mercado de pequenas centrais hidrelétricas. Outras informações, de caráter quantitativo e qualitativo, derivam da descrição e interpretação de dados bibliográficos, palestras, textos de discussão, periódicos, boletins, documentos e pesquisas na internet.

4.2 Métodos

Na elaboração deste trabalho, utilizou-se de conceitos relacionados à eficiência e eficácia no desempenho das principais medidas de políticas públicas direcionadas às indústrias de energia elétrica, mais especificamente, focadas nas pequenas centrais hidrelétricas. Para efeito de simplificação, a nomenclatura PCHs, refere-se aos três tipos de centrais elétricas de pequeno porte (micro, mini e pequenas usinas).

Vários desafios são colocados neste trabalho, tendo em vista a tradicional centralização dos recursos públicos nas máquinas burocráticas do Estado e as mudanças implementadas pelas novas diretrizes legais baseadas na Carta Constitucional de

1988, que têm como princípio básico a descentralização do poder público e a regulação social das políticas, numa interação negociada entre o setor público e a sociedade civil.

O presente estudo refere-se a reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira que, em 1995, estava diante de uma grave crise com riscos de *déficit* de energia que, por sua vez, levou o Governo Federal a migrar do sistema centralizado e estatal para um novo modelo competitivo e privado. Este enfatiza aspectos relacionados ao livre mercado e ao papel regulador do Estado. De acordo com este modelo, o aparato estatal assumiria os papéis de agente regulador, formulador de políticas públicas e fiscalizador, cedendo espaço ao capital privado na composição dos investimentos demandados pelo setor.

A implantação de um novo modelo implica a efetivação de marcos regulatórios os quais estabelecem as normas, regras e procedimentos norteadores aos agentes que atuam no setor elétrico, de forma a permitir o adequado conhecimento e acompanhamento da evolução de suas regras básicas.

Quais impactos sofreram as pequenas centrais hidrelétricas - PCHs, perante as mudanças propostas pelo Governo? Há transparência nas novas regras implantadas? Quais os agentes que se beneficiaram, ou não, neste novo cenário de incertezas acerca do modelo energético nacional?

Para dirimir tais dúvidas e incertezas, foram efetuados levantamentos junto a institutos e órgãos governamentais que dispõe de informações a respeito de PCHs, dentre os quais, pode-se destacar: Ministério de Minas e Energia (MME); Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS); Universidade de São Paulo - USP / Instituto de Eletrotécnica e Energia - IEE; Centro Nacional de Referência em Pequenos Aproveitamentos Hidroenergéticos (CERPCH) da EFEI - Escola Federal de Engenharia de Itajubá; Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD/IBGE) e o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD).

Foram feitas pesquisas sobre o andamento dos Programas PROINFA e LUZ PARA TODOS, suas políticas de incentivos e principais fontes de financiamento existentes para viabilização das fontes renováveis de energia com especial atenção às PCHs.

A partir das informações existentes diagnosticou-se a atual situação das pequenas centrais hidrelétricas, em face da nova reestruturação do setor elétrico nacional,

mostrando suas perspectivas e questões a serem analisadas e os limites do seu novo modelo concorrencial.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 Reestruturação do setor elétrico no Brasil

A energia elétrica é um bem público. Sendo assim a sua boa utilização interessa a toda a sociedade, afinal, quando são afetados os interesses fundamentais de um grupo social todo o conjunto da sociedade sofre as consequências. A questão da crise no setor de energia elétrica é um problema político, uma vez que ela está diretamente relacionada à convivência social. É um problema da coletividade e, por isso a solução para o problema deve, inevitavelmente, levar em conta os interesses de toda a sociedade. Além de ser um problema de políticas públicas, a questão energética também é um problema de planejamento estratégico, ou seja, de administração pública.

5.1.1 Energia elétrica: uma questão de políticas públicas

A questão de energia elétrica sempre foi vista como uma atividade exclusiva do Estado. Com o início das privatizações, tal questão deixou de ser exclusiva e passou a ser dividida entre o setor público e o setor privado. Com a descentralização característica da política neoliberal, a questão da energia elétrica deixou de fazer parte do setor de atividades exclusivas do Estado e tornou-se parte do setor de serviços não-exclusivos, ou seja, passou a ser parte integrante do setor estratégico da economia brasileira e passou a ser analisada simplesmente através de estudos custo-benefício e custo-efetividade.

A descentralização das atividades estatais tem como fundamento a crença de que as estruturas estatais devem ser altamente flexíveis, pois só assim serão capazes de enfrentar as turbulências e as incertezas da atualidade. É dentro desse contexto que se insere a onda de privatizações do setor elétrico.

A privatização do setor de energia elétrica brasileiro foi feita com o intuito de melhorar a infra-estrutura institucional do Estado para o desenho de suas políticas públicas. Entretanto, em algum momento deste processo o planejamento deixou de ser prioritário o que acabou impossibilitando respostas rápidas no momento em que a crise se pronunciou. O planejamento estratégico do setor elétrico teve seu ponto forte entre as décadas de 1970 e 1980 e foi delegado a um segundo plano a partir dos anos 1990, coincidentemente quando se deu o início do processo de privatizações.

Ora, sabe-se que o processo de decisão de políticas públicas decorre da análise racional das necessidades de uma sociedade, logo, o planejamento e o controle são atividades básicas de racionalização. Em outras palavras, o planejamento está ligado diretamente à questão de escassez de recursos e o controle à melhor forma de utilizar tais recursos. Entretanto, em um contexto de abundância, como foi sempre o caso da energia elétrica no Brasil, estas duas atividades não faziam muito sentido na perspectiva do governo e por isso foram deixadas de lado. Decorre daí a necessidade das decisões não-planejadas tomadas pelo governo devido à crise do setor e ao iminente racionamento de energia elétrica.

O que se percebe é que a crise energética tem sido enfrentada pelo governo brasileiro com extrema lentidão. As análises existentes demonstram que a magnitude da crise não foi compreendida em toda a sua extensão, mas tomada apenas como um exagero por parte dos que se interessam pelo setor. Não foi feito nenhum esforço para se evitar o problema, o resultado é que a energia elétrica torna-se a cada dia um produto escasso e caro. Tal escassez afeta o crescimento da economia do país, o que obriga o governo a racionar o consumo.

Os estudos existentes sobre a questão energética no Brasil caracterizam-se por uma diversidade de opiniões que surge no final da década de 1970 com a crise do petróleo e a necessidade de se encontrar novas fontes de energia. Nesse debate destacam-se principalmente duas vertentes. A primeira afirmava que haveria a médio prazo

um acréscimo de demanda de energia elétrica enquanto que a segunda vertente defendia que as projeções feitas estavam muito além da realidade.

Segundo defensores do primeiro grupo, no período de 1970 a 1978 a taxa de crescimento do consumo de energia elétrica ultrapassava 12% ao ano em média, em 1981 desceu para 2,7% ficando em 6% em 1982. No setor industrial a queda foi ainda muito maior: de 13,7% ao ano entre 1970 e 1978, chegou a apenas 0,3% em 1981 e a 4,2% em 1982. Tais dados, tirados do Balanço Energético Nacional e do Boletim da ELETROBRÁS, são bons indicadores da formação potencial de um excesso de energia elétrica disponível no país, visto que as obras das centrais estavam dimensionadas para atender a uma demanda que crescia em ritmo acelerado.

É interessante observar que, na década de 1980, o planejamento tradicional, quando havia, era feito setorialmente, por formas de energia, de maneira estanque: o petróleo com a Petrobrás, a eletricidade com a ELETROBRÁS e suas subsidiárias, a energia nuclear com a Nuclebrás, etc. Não havia nem mesmo um balanço energético que integrasse oferta e consumo por formas de energia e por finalidades. Não havia, como hoje, um planejamento integrado que incluísse as diversas formas de energia e considerasse possibilidades de substituição de uma pela outra.

O Brasil, em 1984, possuía um sistema de geração quase totalmente hidrelétrico com cerca de 30 milhões de kW, moderno, interligado e extremamente confiável. Segundo Rosa (1984), as projeções que foram feitas na década de 1970 eram superestimadas com relação ao crescimento do consumo e as avaliações pessimistas do enorme potencial hidrelétrico eram apenas formas de pressão, intrigas de oposição. As previsões do consumo de eletricidade que levaram ao dimensionamento, nos anos 1980, da capacidade de geração, em operação e construção foram baseadas em extrapolações exageradas do mercado. Afinal, o potencial hidrelétrico estava estimado em 213 milhões de kW.

Como declarou Rosa (1984), o excesso de energia elétrica no país, na década de 1980 foi causado pela queda do crescimento da demanda muito aquém das previsões, o que tendia a ser agravado pela entrada de novas usinas em conclusão (Itaipu, Angra e Tucuruí). Naquela época, o atendimento de energia elétrica no país caracterizava-se por restringir-se às regiões urbanas. Uma alternativa para este excesso era desacelerar as obras mesmo que estas estivessem em fase de conclusão, pois, assim, eliminava-se a existência

física de uma sobra de energia, mantendo entretanto, a ociosidade de investimentos altíssimos que com um acréscimo de investimento relativamente pequeno estariam disponíveis para atendimentos de novas cargas.

Neste mesmo período, a taxa de crescimento da energia elétrica ultrapassava o dobro daquela do PIB em certos anos da década de 1980, isto é, o coeficiente de elasticidade-renda era superior a 2. Tal coeficiente variava muito ano a ano, o que indicava ser possível tanto um aumento da taxa de crescimento do consumo de energia elétrica como uma aceleração do crescimento do PIB em correspondência no consumo de energia elétrica (1977-1979). Contudo, no período de 1979-81, os dois caíram juntos, mas em 1982 o mercado de energia elétrica reagiu sem correspondência do PIB. É justamente neste período que surge a dualidade de opiniões já mencionadas.

A diferenciação da energia elétrica observada no final dos anos 1970 e início dos 80 pode ser devida a vários fatores. O maior aumento no consumo de energia elétrica ocorre pela implementação de indústrias eletrointensivas, pela substituição de importações, pelo crescimento demográfico aliado à elevação da taxa de urbanização. O menor coeficiente de elasticidade (grau em que a quantidade demandada responde às variações de preço), por outro lado, ocorre pela racionalização e conservação de energia, pela maior participação de indústrias de baixo consumo energético, pelo relativo crescimento do setor de serviços, etc. A tendência dos países, foi diminuir este coeficiente de elasticidade. O Brasil acreditou que deveria seguir o exemplo. Infelizmente, o que ninguém lembrou foi que o país possuía uma realidade diferente da que existia nos países desenvolvidos, pois aqui, ainda não havia uma estabilidade na taxa de urbanização, as indústrias não tinham sido todas implantadas e o crescimento demográfico tinha grandes oscilações. Este foi provavelmente, o primeiro engano das autoridades responsáveis pelas políticas energéticas, ou seja, querer implementar no Brasil uma política que não condizia com a situação existente.

No Simpósio Nacional sobre Fontes Convencionais e Alternativas de Energia, realizado em Brasília no ano de 1980, o deputado Jorge Vargas, integrante da segunda vertente e à época Presidente da Comissão de Minas e Energia, discursando sobre o modelo energético nacional, já falava que o país teria energia hidrelétrica até o ano 2000.

Segundo ele, a distribuição seria a seguinte: na região Norte haveria grandes excedentes de energia; a disponibilidade hidrelétrica do Nordeste acabaria nos anos

1994, mais ou menos, ou seja, já estava em *déficit* hidrelétrico a região Nordeste, considerando-se o horizonte 2000. O Sudeste também estaria em *déficit* e a região Sul teria sobra. Para o deputado Horácio Ortiz, relator geral da Mesa e que também apoiava o segundo grupo, não se fazia necessário preocupar-se com o problema da geração de energia elétrica.

Por outro lado, neste mesmo simpósio, especialistas alertavam para a necessidade de polarizar a mentalidade política do país no sentido de fazer-se sentir que não se podia mais procrastinar uma atitude radical, energética, para viger a curto prazo, que não se poderia combater uma crise que se avolumava ano a ano, com medidas paliativas, anêmicas, desarticuladas e isoladas. Os especialistas alertavam para a necessidade de pesquisas, visando a diminuição da perda de energia nas linhas de transmissão a longas distâncias, para a necessidade da construção de usinas hidrelétricas, aproveitando as enormes reservas potenciais existentes e principalmente enfatizavam a importância da criação de um único organismo que deliberasse sobre questões energéticas, porquanto o que se verificava eram diversos órgãos deliberando sobre o mesmo assunto, criando paralelismo, confusão, erros, desperdícios e incertezas.

Carvalho e Goldemberg (1980), já previam que a crise energética deveria constituir-se em um dos principais problemas a ser enfrentado nas décadas que viriam. Segundo declararam, o planejamento energético e a definição de uma política para o setor pressupunham uma variedade de estudos especializados, sem os quais o planejamento poderia ficar desvinculado da realidade e a política definida com base nesse planejamento poderia ser ruínosa para a nação.

O governo Fernando Henrique Cardoso (1994/2002) teve que tomar suas decisões, baseando-se pelas circunstâncias e sob pressão de toda a sociedade brasileira. Caso tivesse desenvolvido um sistema de planejamento estratégico, focalizando uma ação concreta e estimulando decisões estratégicas, provavelmente a sociedade não teria tido a necessidade de passar por um programa de racionamento como ocorreu entre os anos 2001/2002. Um dos principais motivos para o estado caótico em que se encontrava o setor era a sua administração estar, em grande parte, nas mãos de empresários e não nas mãos de especialistas capazes de perceber as demandas da sociedade e tomar decisões estratégicas.

O fato é que a privatização do setor energético brasileiro mostrou-se desnecessária, uma vez que a ineficiência das empresas recém-privatizadas, cuja qualidade nos

serviços prestados tem acarretado muita insatisfação aos usuários, juntamente com a invasão de empresas e profissionais estrangeiros inabilitados no setor, colocam em risco a segurança da sociedade e desmantela as equipes técnicas especializadas nacionais, além de aprofundarem mais ainda o desemprego, acabaram por levar o setor a uma situação bastante precária e séria.

5.1.2 Propostas para o fim da crise energética

É um fato que o setor elétrico terá que realizar grandes investimentos em geração e distribuição, para atender a crescente demanda. Uma vez que o Estado se encontra com sua capacidade de investimento esgotada, outras alternativas são necessárias. Uma série de ações precisa ser contemplada pelo planejamento estratégico do setor para tentar solucionar a questão da crise energética.

Na verdade, é possível que nenhuma alternativa tomada isoladamente possa resolver o problema da área, devido à extensão e a profundidade da crise. É preciso que todas as ações sejam combinadas. É óbvio que algumas dessas alternativas são prioritárias, não só pela persistente escassez de recursos, mas também pela importância que assumem as restrições ambientais.

A história do setor elétrico confirma sua importância como elemento formador da infra-estrutura econômica do país, bem como seu papel de pólo dinâmico da economia, características que deverão ser preservadas em suas linhas básicas de atuação.

Em resposta à crise energética anunciada, um programa de uso racional, de geração e transmissão, como propósito de eliminar os problemas associados com o mercado consumidor e capaz de assegurar um bom desempenho do setor elétrico deve ser criado imediatamente.

No Brasil, a evolução da co-geração vem ocorrendo principalmente nas indústrias de grande porte e o principal problema a ser enfrentado diz respeito às regulamentações que ainda não estão definidas e claras. Existem questões pendentes, entre as quais, tarifa de reserva, valor cobrado pela concessionária que garante ao empreendedor da co-geração o fornecimento de energia via rede, em caso de pane ou de parada programada para manutenção do sistema de co-geração, e ainda a falta de uma definição para a tarifa de venda

de excedentes de eletricidade, quando a planta operar gerando uma capacidade maior que a necessária para a indústria, neste caso injetando eletricidade na rede.

Em suma, trata-se, de um lado, de otimizar o sistema hidrelétrico já instalado e, de outro, de implementar fontes energéticas alternativas, entre elas as termelétricas, utilizando definitivamente o gás natural, as PCHs, eólicas, a biomassa, sem contudo, esquecer o álcool de cana-de-açúcar, e consolidando o programa nuclear para o mesmo fim.

5.2 Agentes setoriais do sistema elétrico brasileiro e o papel do Estado¹

5.2.1 O Ministério de Minas e Energia - MME

Órgão do Poder Executivo responsável pelas políticas governamentais, tem sob sua atuação assuntos ligados a: a) geologia, recursos minerais e energéticos; b) mineração e metalurgia; c) petróleo, combustível e energia elétrica, inclusive nuclear.

Compete ao MME, em harmonia com as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), elaborar políticas, programas governamentais, metas e instrumentos para a prestação dos serviços públicos de energia elétrica aos consumidores.

Tem ainda sob sua responsabilidade o planejamento indicativo da expansão do sistema de geração e determinativo do sistema de transmissão. O planejamento indicativo da geração consiste em um guia para que os investidores possam detectar oportunidades de negócios, seja em termelétricas, hidrelétricas ou outras fontes de energia.

5.2.2 A Agência Nacional de Energia elétrica - ANEEL

O Estado, como já foi dito, passa a execução de serviços públicos à iniciativa privada, através de concessões e permissões, mas mantém a titularidade destes. Com objetivo de controlar e fiscalizar os serviços públicos concedidos, o Estado cria agências reguladoras. Desta forma a sociedade passa a ter à sua disposição instrumentos para

¹ CAMPOS, C. M. *Introdução ao direito de energia elétrica*. São Paulo: Ícone, 2001

preservação de seus interesses. As atividades, desempenhadas pelas agências, são de extrema importância para que os interesses, públicos e privados, sejam equilibrados, assegurando aos consumidores, hipossuficientes na relação de consumo, uma proteção efetiva.

A ANEEL foi instituída como uma autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia – MME, com sede e foro no Distrito Federal, tendo sua estrutura regimental aprovada pelo Decreto nº 2.335 de 6 de outubro de 1997.

A finalidade da ANEEL é regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica de acordo com as políticas e diretrizes do governo federal, promovendo a articulação com os Estados-Membros e o Distrito Federal, para a otimização do aproveitamento energético dos cursos de água e a compatibilização com a política nacional de recursos hídricos.

Esta articulação, entre os entes da Federação, é de extrema importância. As bacias fluviais, normalmente, avançam as fronteiras interestaduais e, às vezes, as internacionais. O aproveitamento individual dos recursos hídricos, de um determinado rio, não pode prejudicar o aproveitamento da bacia hidrográfica como um todo.

A Lei nº 8.987/95, em seus artigos 29 e 30, dispõe sobre os encargos do poder concedente, que no caso da energia elétrica deve ser suportado pela ANEEL. Cabe à esta, portanto, regulamentar o serviço concedido e fiscalizar permanentemente a sua prestação; aplicar as penalidades regulamentares e contratuais; intervir na prestação do serviço; extinguir a concessão; homologar reajustes e proceder a revisão das tarifas; zelar pela boa qualidade do serviço, recebendo, apurando e solucionando queixas e reclamações dos usuários, cientificando estes dentro do prazo de 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.

Objetivando a execução do serviço, é de competência da ANEEL, declarar de utilidade pública os bens necessários ou obra pública, promovendo inclusive desapropriações, diretamente ou mediante outorga de poderes à concessionária, atendendo sempre ao artigo 5º, inciso XXIV da Constituição Federal (BRASIL, 1988).

A ANEEL, para exercício de suas atribuições legais, tem pleno acesso aos dados relativos à administração, contabilidade, recursos técnicos, econômicos e

financeiros das concessionárias. Da mesma forma, a agência pode realizar convênios, com outras entidades, para a execução dos atos de fiscalização.

O rol de competências da ANEEL, na forma da lei, é o seguinte:

- implementar as políticas e diretrizes do governo federal , para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos, expedindo os atos regulamentares necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela Lei nº 9.074/95;
- promover as licitações destinadas à contratação de concessionárias de serviço público para a produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;
- definir o aproveitamento ótimo dos potenciais hidráulicos;
- celebrar e gerir contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica e uso de bem público;
- expedir autorizações previstas em lei;
- dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionárias, permissionárias, autorizadas, produtores independentes e autoprodutores, bem como entre esses agentes e seus consumidores;
- fixar os critérios para cálculo do preço de transporte de energia, pelo sistema de transmissão e distribuição, fornecido pelo gerador ao consumidor, e arbitrar seus valores, nos casos de negociação frustrada, entre os agentes envolvidos;
- articular com o órgão regulador do setor de combustíveis fósseis e gás natural, ANP – Agência Nacional do Petróleo, os critérios para fixação dos preços de transporte desses combustíveis, quando destinados à geração de energia elétrica, e para arbitramento de seus valores, nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos;
- estabelecer, com vistas a propiciar concorrência efetiva, entre os agentes, e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica, restrições, limites ou condições para empresas, grupos empresariais e acionistas, quanto à obtenção e transferência de concessões, permissões e autorizações, à concentração societária e à realização de negócios entre si, zelando pelo cumprimento da legislação de defesa da concorrência, articulando sempre que necessário com a Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça;
- fixar multas administrativas, a serem impostas aos concessionários, permissionários e

autorizados de instalações e serviços de energia elétrica, observando o limite, por infração, de 2% sobre o faturamento, ou valor estimado da energia produzida nos casos de autoprodução e produção independente, correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do auto de infração, ou estimados para o mesmo período caso o infrator não esteja em operação ou esteja operando por período inferior a doze meses.

A Diretoria da ANEEL é composta por um Diretor Geral e quatro Diretores, nomeados pelo Presidente da República. A Lei nº 9.986/2000 dispõe sobre a gestão de recursos humanos das agências reguladoras.

As receitas, para manutenção da estrutura organizacional da ANEEL, provêm de:

- recursos oriundos da cobrança da taxa de fiscalização sobre serviços de energia elétrica;
- recursos ordinários do Tesouro Nacional consignados no Orçamento Fiscal da União;
- produto da venda de publicações, taxas de licitação e concursos públicos;
- rendimentos de operações financeiras;
- recursos provenientes de convênios, acordos ou contratos;
- doações, legados, subvenções;
- valores apurados na venda ou aluguel de bens móveis e imóveis de sua propriedade.

5.2.3 O Operador Nacional do Sistema Elétrico Interligado – ONS

O ONS foi criado pelo artigo 13 da Lei nº 9.648/98. A ANEEL autorizou o ONS, pessoa jurídica de direito privado, integrada por titulares de concessão, permissão ou autorização, consumidores livres, a executar as suas atividades através da Resolução 351 de 11/11/1998. Estas atividades consistem da coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados.

São atribuições do ONS:

- planejamento e programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;
- supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos;
- supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais;

- contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares;
- encaminhar propostas à ANEEL visando ampliações das instalações da rede básica de transmissão de energia elétrica, bem como reforço dos sistemas existentes, a serem licitados ou autorizados;
- definição de regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica dos sistemas elétricos interligados a serem aprovadas pela ANEEL.

O sistema elétrico nacional é interligado, com exceção de alguns sistemas isolados na região Norte. Devido esse fato, é possível a troca energética, entre os submercados. Não há possibilidade de armazenar a energia elétrica no sistema, portanto, toda energia gerada é consumida, no mesmo instante. Todos geradores injetam energia no sistema, suprindo os consumidores, espalhados pelo território nacional.

A rede básica dos sistemas elétricos interligados é o conjunto das linhas de transmissão em tensões de 230 kV ou superior, subestações que contenham equipamentos nas mesmas tensões, integrantes de concessões de serviços públicos de energia elétrica. Instalações, com tensões inferiores, podem ser incluídas na rede, desde que interliguem áreas do MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica, e em casos excepcionais, por propositura do ONS, mediante aprovação da ANEEL, quando as instalações forem consideradas relevantes para a operação do sistema.

É competência do ONS, fisicamente, proporcionar o intercâmbio energético entre todos agentes, sem levar em conta aspectos comerciais, visando a continuidade e segurança dos serviços públicos de energia elétrica, preservando sempre os interesses da sociedade. A operação do sistema, de uma maneira geral, consiste na contratação e gerenciamento de serviços de conexão, transmissão e distribuição, determinação de níveis de produção, manobras em circuitos de transmissão etc.

O direito de conexão, ou acesso, ao sistema de transmissão e de distribuição é assegurado aos geradores e consumidores por força do artigo 15, parágrafo 6º da Lei nº 9.074/95, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, de acordo com as condições gerais de contratação do acesso, estipuladas pela ANEEL através da Resolução 281 de 1/10/1999.

Para o exercício do direito de acesso, pode ser realizada, previamente, uma consulta, para que haja, entre o agente interessado e o ONS, troca de informações, facilitando, assim, ao acessante, o desenvolvimento dos estudos de viabilidade do empreendimento e de definição do ponto de conexão.

A conexão pode depender de algumas condições, tais como ampliações, reforços necessários à rede elétrica. Cada condição tem prazos específicos para sua implantação, incluindo inclusive os processos de licitação ou autorização das obras, quando as mesmas forem necessárias na rede básica. Os requisitos técnicos, estabelecidos nos Procedimentos de Rede, e nos Procedimentos de Distribuição, devem ser atendidos.

A solicitação do acesso, feita através de requerimento, acompanhada de dados e informações necessárias à avaliação técnica, deve ser encaminhada ao ONS ou, alternativamente, à concessionária de transmissão/distribuição, para definição das condições contratuais, dos prazos de conexão, dos respectivos encargos, compreendendo o uso e a conexão.

O ONS e os concessionários de transmissão/distribuição devem observar os prazos de definição das condições de acesso, que variam de 30 a 120 dias, desde que dispensável qualquer ampliação para atendimento da conexão, ou se depender de apenas reforço de rede. Quando a conexão implicar em ampliação da rede, o prazo poderá ser dilatado até doze meses, conforme o caso.

Usinas hidrelétricas com potências inferiores a 1 MW e termelétricas inferiores a 5 MW estão dispensadas da solicitação de acesso.

Nas instalações, fora da rede básica, cabe à concessionária de distribuição, cujo acesso está sendo solicitado, a definição e aprovação das condições de acesso.

Os custos, referentes à implantação, operação e manutenção das instalações da conexão fazem parte de negociações bilaterais entre o acessante e a concessionária de transmissão ou distribuição.

A concessionária de transmissão, realiza com o ONS um CPST – Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão, disponibilizando assim as instalações para que sejam utilizadas pelos contratantes do ONS e usuários da transmissão.

Quando a conexão é feita na rede básica, por qualquer dos agentes, deve ser realizado um CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão com o ONS, e um CCT – Contrato de Conexão de Transmissão, com a concessionária de transmissão no ponto de acesso, com interveniência do ONS.

Sendo a conexão, fora da rede básica, a necessidade contratual se resume ao seguinte:

- geradores, importadores e exportadores: deve ser realizado um CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão com o ONS, um CCD – Contrato de Conexão de Distribuição e um CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição, com a concessionária de distribuição no ponto de acesso;
- consumidores livres: deve ser realizado um CCD e um CUSD.

Sendo a conexão, fora da rede básica, com instalações de transmissão disponibilizadas às concessionárias de distribuição, a necessidade contratual se resume ao seguinte:

- geradores, importadores e exportadores: deve ser realizado um CUST, um CCT e um CUSD;
- consumidores livres: deve ser realizado um CCT e um CUSD.

O aproveitamento de potencial hidráulico, superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, classificados como PCH – Pequena Central Hidrelétrica, que tem isenção das tarifas de uso do sistema elétrico, na forma da Lei nº 9.427/96, deve celebrar o CUST, somente com cláusulas técnicas.

Os encargos devidos pelos agentes, com acesso ao sistema, são dois: encargo de uso do sistema e o encargo de conexão.

Como regra geral, usinas termelétricas com capacidade igual ou superior a 30 MW (parcela flexível), incluindo as de co-geração, e usinas hidrelétricas com capacidade igual ou superior a 50 MW, tem sua programação coordenada ou executada pelo ONS.

Usinas com potências inferiores às especificadas na regra geral, poderão ser centralmente despachadas desde que o ONS, após análise específica, julgue necessário.

A critério do ONS, usinas hidrelétricas com capacidade acima de 50 MW poderão ser liberadas do despacho centralizado, desde que, sejam a fio de água, ou possuam reservatórios sem capacidade de regularização efetiva.

O ONS deve definir o despacho das usinas de modo a minimizar o valor esperado do custo de operação do sistema elétrico brasileiro como um todo.

O ONS, visando assegurar o abastecimento energético da sociedade, encaminha à ANEEL, propostas de ampliações das instalações da rede básica de transmissão de energia elétrica, bem como reforço dos sistemas existentes, a serem licitados ou autorizados.

O Ministério das Minas e Energia, através da Portaria MME 150 de 10/5/1999, criou o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE, com atribuição de coordenar a elaboração do planejamento da expansão dos sistemas elétricos brasileiros, de caráter indicativo para o setor elétrico. As propostas do ONS, com o competente crivo da ANEEL, servem de fonte de informação para o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão, realizar os Planos Nacionais de Energia Elétrica de longo prazo.

5.2.4 O Mercado Atacadista de Energia - MAE

O modelo adotado para reestruturação do setor elétrico brasileiro, tem na competitividade seu pilar principal de sustentação. Em consonância com a política adotada pelo governo federal, a Lei nº 9.648/98 estabeleceu o livre mercado de energia elétrica e criou o MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica.

O Decreto 2.655 de 2/7/1998, regulou o novo mercado, estabeleceu que a instituição do MAE fosse realizada através de Acordo de Mercado, firmado entre seus membros. A participação dos agentes, no MAE, é determinada pela Resolução 249 de 11/8/1998 da ANEEL.

O acordo e as regras de mercado, tiveram a homologação da ANEEL, através das Resoluções 18 de 28/1/1999 e 290 de 3/8/2000, respectivamente.

O conceito adotado, para o novo setor elétrico, é caracterizado pela segregação dos serviços, com a obrigatoriedade de desverticalização das atividades de

geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Esse novo formato, objetiva estimular a competição e evita a dominação do mercado, assim como a autonegociação.

A estrutura atual do mercado, tem como participantes setoriais: geradores, transmissores, distribuidores, comercializadores, consumidores livres, agência reguladora (ANEEL) e operador do sistema (ONS).

A figura do comercializador foi uma inovação da legislação. Sendo este novo agente, pessoa jurídica, de propósito específico, não se confunde com os geradores e distribuidores. Atua o comercializador como um intermediador da compra e venda de energia elétrica, entre os produtores, fornecedores e consumidores. Em razão disso, ao comercializador autorizado, é vedado deter ativos vinculados a bens e instalações de energia elétrica.

As condições, para o exercício das atividades das empresas de comercialização de energia elétrica, estão regulamentadas na Resolução 265 de 13/8/1998 da ANEEL.

Para administrar os negócios de energia elétrica, no âmbito do MAE, criou-se a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, a ASMAE. A administradora é uma sociedade sem fins lucrativos, encarregada de contabilizar todas as operações de compra e venda de energia, e de liquidar as operações processadas no mercado de curto prazo.

A ASMAE, funciona, analogamente, como uma bolsa de valores, que processa a compra e venda de energia elétrica em livre mercado, realizadas pelos compradores e vendedores, sem que haja uma vinculação individual de cada operação, no que se refere aos fluxos físicos de energia elétrica, mas sim uma vinculação, a cada período de apuração, dos fluxos financeiros, decorrentes das negociações efetuadas.

Os contratos bilaterais, realizados com preços firmes, são contabilizados pela ASMAE, mas liquidados diretamente entre as partes contratantes. A comercialização de energia, resultante da diferença entre a energia contratada, via contratos bilaterais, e a efetivamente realizada é que terá sua liquidação no MAE, em preços livres, através de um sistema computadorizado denominado Sinercom.

O preço livre, praticado no MAE, denominado de preço *spot*, é determinado por meio de um processo, transparente, definido pelas regras algébricas do

mercado, homologadas pela ANEEL. O preço é calculado para cada submercado, sem considerar as restrições internas dos mesmos. O preço é determinado pela fonte flexível de energia de maior custo, incluída na programação de operação, e esta poderá ser, uma geração hidráulica, térmica, oferta de redução de demanda, energia de submercado adjacente ou fluxos de interconexões internacionais. Uma geração inflexível não está habilitada a estabelecer o preço do MAE.

Oferta de redução de demanda, é o processo pelo qual um consumidor ou comercializador faz opção de reduzir ou desligar sua carga, quando o preço *spot* estiver acima de um determinado valor. O ofertante tem o direito de ser reembolsado custos, de preparação e de operação, para colocar suas instalações à carga reduzida. Este reembolso será feito através da cobrança do Encargo de Serviço do Sistema. Só poderá ser ofertantes consumidores cuja demanda contratada totalize no mínimo 10 MW.

O ONS atua no sistema elétrico interligado sem levar em conta aspectos das comercializações contabilizadas no MAE, em razão disso, criou-se o MRE – Mecanismo de Realocação de Energia. Esse mecanismo é uma espécie de garantia de fornecimento para as usinas hidrelétricas integrantes do sistema. O MRE compartilha os riscos hidrológicos dentre todos os geradores do sistema. Desta forma as usinas hidrelétricas que produzam energia em níveis acima de sua produção assegurada, obrigatoriamente vendem essa energia, a um preço/tarifa regulado, às usinas que tenham gerado em níveis inferiores de sua produção assegurada.

O mercado, mediante o pagamento de um encargo de capacidade, incentivará os geradores a expandirem sua capacidade de geração, passando a ter potências disponíveis, quando solicitados pela operação do sistema.

O encargo total de serviços do sistema, portanto, determinado para cada submercado, pago por toda a demanda, tanto contratada como não contratada, em R\$/MW, com objetivo de recuperar os custos incorridos na manutenção de segurança e da estabilidade do sistema, e é, resumidamente, composto das seguintes parcelas:

- Custos das restrições de transmissão dentro dos submercados;
- Custos de pagamentos referentes a contratos de serviços ancilares;
- Pagamento de encargo de capacidade;
- Pagamento a ofertante de redução de demanda;

- Encargo de serviços de testes de disponibilidade.

Os agentes de mercado ficam sujeitos às penalidades, que serão aplicadas proporcionalmente às perdas acarretadas em decorrência das violações das regras do MAE, quando das seguintes infrações:

- Falsas declarações e re-declarações de disponibilidade;
- Não cumprimento das instruções de despacho do ONS por um gerador;
- Entrega de dados de medição fora do prazo ou com qualidade não aceitável;
- Não cumprimento das instruções de despacho do ONS por um ofertante de redução de demanda.

A desregulamentação do mercado de energia elétrica no Brasil, possibilita o estabelecimento de novas formas de negociação, podendo a energia ser entendida e tratada como uma *commodity*. Neste contexto surge uma série de produtos, de cunho contratual, chamados derivativos, cuja aplicação fundamental visa minimizar os riscos da variação de preços no mercado, sendo esses:

- Contratos a termo;
- Contratos futuros;
- Contrato de opções;
- Contrato *swaps* (permuta).

Todos estes contratos, que têm características puramente financeiras, visam, na realidade, garantir entrega da energia elétrica negociada e minimizar os riscos de flutuações de preço.

A arquitetura de Internet do sistema Sinercom visa permitir que os agentes realizem suas operações em tempo real através da rede mundial de computadores.

Devem participar do MAE os concessionários ou autorizados de geração, importadores e exportadores, de capacidade igual ou superior a 50 kW; também participam os agentes que exerçam a atividade de comercialização de energia elétrica, cujo volume seja igual ou superior a 300 GWh, tendo como referência o ano anterior.

Podem participar do MAE, os concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, que não atinjam os níveis exigidos no parágrafo anterior, bem como os consumidores livres nos termos da Lei nº 9.074/95, a critério da ASMAE.

5.2.5 A Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS

A Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS é uma empresa pública, *holding* das concessionárias de geração e transmissão de energia elétrica de propriedade do Governo Federal, com atuação em todo o território nacional através de suas subsidiárias. Possuidora de 50% do capital da Itaipu Binacional, promove pesquisas no campo da energia elétrica através do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL e opera programas do governo federal na área de energia elétrica, como o PROINFA, o Procel, o LUZ PARA TODOS e o Reluz. Em parceria com os governos estaduais e o BNDES, a ELETROBRÁS participa da administração de empresas concessionárias de energia, com gestão vinculada ao objetivo empresarial, otimizando as condições de privatização dessas empresas. Com a reestruturação do setor elétrico, também surgiram novos agentes no mercado. São os seguintes:

a) Produtor Independente de energia (PIE)

Consideram-se Produtor Independente de Energia Elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do Poder Concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da produção, por sua conta e risco. A entrada no mercado de empresas capazes de ampliar e melhorar as condições de oferta e prestação de serviços, tendo como garantia o livre acesso aos sistemas elétricos e autonomia para realização de contratos bilaterais de compra e venda de energia, configura-se como condição primordial para assegurar o desenvolvimento sustentável do setor.

b) Produtor Independente Autônomo (PIA)

Um produtor independente de energia elétrica é considerado autônomo quando sua sociedade, não sendo ela própria concessionária de qualquer espécie, não é controlada ou coligada de concessionária de serviço público ou de uso de bem público de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, nem de seus controladores ou de outra sociedade controlada ou coligada com o controlador comum.

c) Autoprodutores de Energia Elétrica

Consideram-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. O Autoprodutor pode comercializar, eventual ou temporariamente, seus excedentes de energia elétrica mediante autorização da ANEEL.

d) Agente Comercializador de Energia Elétrica

A comercialização tem por fundamento o estímulo à competição no fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais. Os agentes comercializadores são empresas sem restrições de posse de ativos ou sistemas elétricos e atuam exclusivamente no mercado de compra e venda de energia elétrica, somando-se àqueles que têm o objetivo de disponibilizar energia elétrica para o consumo, aumentando a oferta e reduzindo os custos de aquisição pelo consumidor final. Também podem comercializar energia os importadores e exportadores, os produtores independentes e os concessionários de serviços públicos de geração.

e) Consumidor Livre

Consumidor Livre é o usuário do sistema elétrico a quem é dada a opção de contratação do fornecimento de energia de qualquer empresa concessionária ou autorizada, localizada mesmo fora da área de concessão em que se encontra instalada a unidade consumidora. Até 1995, todos os consumidores de energia elétrica do Brasil eram cativos da empresa concessionária da área geográfica em que se situavam. Nesse ano, a legislação permitiu que os consumidores cuja unidade possuísse demanda igual ou superior a 10.000 kW, atendidas em tensão igual ou maior a 69 kV, passassem a ter o direito de optar por contratar diretamente seu fornecimento de energia elétrica. Os consumidores cuja unidade possuía demanda superior a 3.000 kW, atendidas em tensão igual ou superior a 69 kV, podem optar pela contratação do fornecimento de qualquer empresa concessionária, permissionária ou autorizada para a comercialização. Também têm esse direito os consumidores cuja unidade tenha sido ligada após 1995, atendidos em qualquer tensão, com demanda igual ou superior a 3.000 kW. Atualmente, as PCHs poderão comercializar energia elétrica com consumidores ou

conjunto e consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, independentemente dos prazos de carência constantes do art. 15 da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, observada a regulamentação da ANEEL. Poderão comercializar também, até o limite mínimo de 50 kW, quando o consumidor ou conjunto de consumidores se situarem em sistema elétrico isolado.

5.3 O novo modelo do setor elétrico brasileiro

Para a compreensão do que está acontecendo hoje no setor de energia elétrica brasileiro, é preciso retroceder um pouco na história e fazer um breve retrato deste mercado que começou a se reestruturar a partir de 1993, mas que somente dois anos mais tarde, com a aprovação da lei que trata da concessão dos serviços públicos, obteve as condições necessárias para se organizar de forma competitiva.

Durante a década de 1990, uniram-se todos os fatores que poderiam contribuir para o agravamento de uma crise no setor elétrico: o esgotamento da capacidade de geração de energia elétrica das hidrelétricas existentes, o aquecimento da economia provocado pelo Plano Real, a necessidade de novos investimentos e a escassez de recursos do governo para atender a esta necessidade diante de outras prioridades.

Fazia-se necessário, portanto, encontrar alternativas que viabilizassem uma reforma e expansão do setor, com capitais privados e a entrada de novos agentes, onde o governo assumisse o papel de agente orientador e fiscalizador dos serviços de energia elétrica.

Em 1996, através do Projeto RE-SEB (Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro), iniciou-se a fase de concepção do novo modelo, sob a coordenação da Secretaria Nacional de Energia do Ministério de Minas e Energia, chegando-se à conclusão de que era preciso criar uma Agência Reguladora (ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica), um operador para o sistema (ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico) e um ambiente (MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica), através de uma operadora (ASMAE - Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica), onde fossem transacionadas as compras e vendas de energia elétrica. O Projeto RE-SEB foi concluído em agosto de 1998, com toda a concepção do novo arcabouço setorial definida. No

cenário atual, pode-se dizer que as principais mudanças entre o modelo antigo e o modelo novo são as identificadas na Tabela 1.

Tabela 1. Principais diferenças entre os modelos do setor elétrico brasileiro.

Atividades	Modelo Antigo	Modelo Novo
Financiamentos	Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos (BNDES) e privados
Organizações	Empresas estatais verticalizadas	Concessionárias divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização
Estrutura	Maioria de empresas estatais	Abertura para empresas privadas
Mercado	Monopólios com competição inexistente	Competição na geração e comercialização
Comercialização	Consumidores cativos	Consumidores Livres e Cativos
Política tarifária	Tarifas reguladas	Preços livremente negociados na Geração e Comercialização

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (2004).

Em 2001 o Brasil enfrentou uma crise no abastecimento de energia levando o país a uma situação de racionamento.

Com a necessidade de rápidas providências para enfrentar a escassez de energia, o governo federal criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica.

Esta Câmara teve como objetivo propor e implementar medidas de natureza emergencial, decorrentes da situação hidrológica crítica para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia elétrica. Mediante um processo de aprimoramento do novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE, através da Resolução nº 18, de 22 de junho de 2001, criou o Comitê de Revitalização do

Modelo do Setor Elétrico com a missão de encaminhar propostas para corrigir as disfunções correntes e propor aperfeiçoamentos para o referido modelo.

A instalação do Comitê ocorreu em 27 de junho 2001. Na ocasião ficou acordado que os trabalhos desenvolvidos pelo Comitê deveriam pautar-se na busca de soluções que preservassem os pilares básicos de funcionamento do modelo do setor, a saber, competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica, expansão dos investimentos necessários com base em aportes do setor privado e regulação dos segmentos que são monopólios naturais - transmissão e distribuição de energia elétrica - para garantir a qualidade dos serviços e o suprimento de energia elétrica de forma compatível com as necessidades de desenvolvimento do país.

5.3.1 A nova estrutura²

A reforma do setor provocou o surgimento de novas funções e modificou o conteúdo e a forma de outras atividades. O que tornou necessária a criação de novas entidades com papéis bem definidos:

a) ANEEL

A mudança de papel do Estado no mercado de energia, deixando de ser fundamentalmente executor para se tornar basicamente regulador, exigiu a criação de um órgão altamente capacitado para normatizar e fiscalizar as atividades do setor elétrico.

Assim, foi criada a ANEEL, autarquia vinculada ao Ministério das Minas e Energia, que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalidade de atendimento aos consumidores e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, preservando, sempre, a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria para compatibilizar interesses.

² CONHEÇA o mercado. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, 2004.

A Figura 1 mostra a evolução da capacidade instalada no Brasil de 1990 a 2004, evidenciando a atuação da ANEEL, desde sua criação (dez/1997), no acréscimo anual da geração de energia elétrica no Brasil.

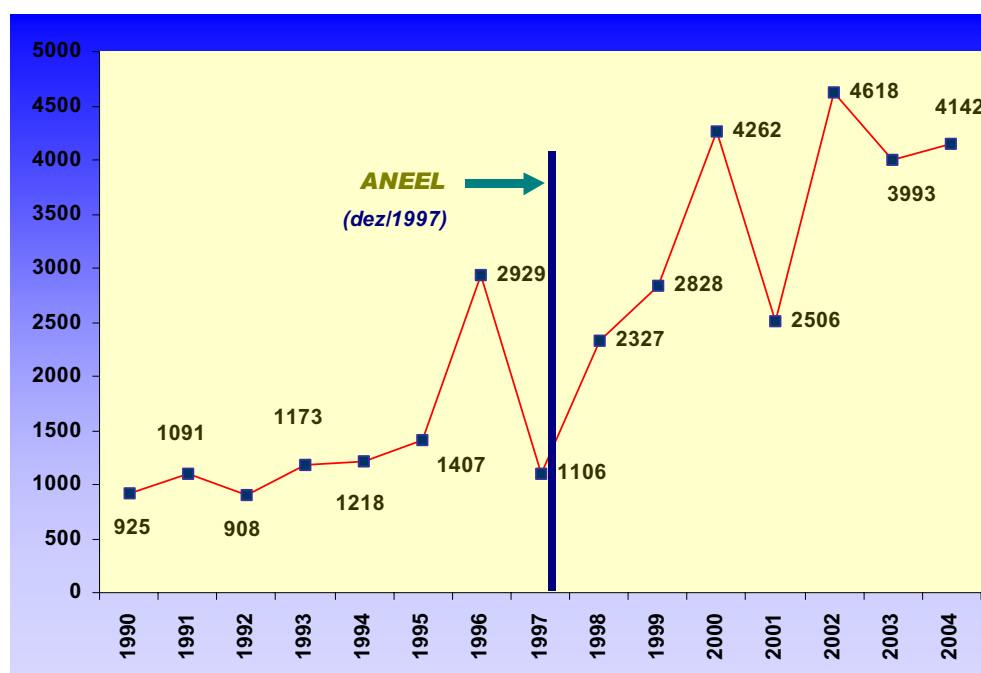


Figura 1 – Acréscimo anual da geração em MW.
Fonte: ANEEL (2005).

b) ONS

O ONS foi criado para operar, supervisionar e controlar a geração e transmissão de energia elétrica no Brasil, com o objetivo de otimizar custos e garantir a confiabilidade do Sistema, definindo ainda as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país.

c) MAE

O MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, uma empresa de direito privado, submetida à regulamentação por parte da ANEEL, foi criada através da Lei nº 10.433 de 24 de Abril de 2002, em substituição à antiga estrutura da ASMAE.

A ASMAE era administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, uma sociedade civil de direito privado, braço operacional do MAE, empresa autorizada da ANEEL.

O MAE da forma como estava constituído, apresentava conflitos de interesses, resultando em paralisia do Mercado e falta de credibilidade. Além disso, não estava desempenhando as atribuições esperadas, comprometendo, assim a expansão da oferta de energia elétrica.

Desta forma o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, dentre as 18 medidas elaboradas, propôs a reestruturação do MAE através do seu Relatório de Progresso nº1.

Assim, com a publicação da Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002, foi autorizada a criação do MAE como pessoa jurídica de direito privado, submetido à regulamentação por parte da ANEEL.

O MAE é responsável por todas as atividades requeridas à administração do Mercado, inclusive financeiras, contábeis e operacionais, sendo as mesmas reguladas e fiscalizadas pela ANEEL.

Nele se processam as atividades comerciais de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais e de um mercado de curto prazo, restrito aos sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste.

O MAE não compra ou vende energia e não tem fins lucrativos. Ele viabiliza as transações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes de mercado.

O MAE é responsável pelas seguintes atividades:

- Promover registro dos contratos e contabilizar as transações no âmbito do MAE, que tenha por objeto a negociação de energia elétrica;
- Promover a liquidação financeira das transações efetuadas no Mercado de Curto Prazo;
- Promover a confiabilidade das operações realizadas no âmbito do MAE;
- Assegurar aos agentes participantes do MAE o acesso aos dados necessários para a conferência da contabilização de suas transações no MAE;
- Prover o acesso às informações sobre as operações realizadas no MAE;
- Receber e processar solicitações e manifestações dos Agentes, referentes às atividades desenvolvidas no âmbito do MAE;

- Elaborar a proposta de orçamento anual para o funcionamento do MAE, efetuando seu gerenciamento e a respectiva prestação de contas ao Conselho de Administração;
- Executar as atividades de apoio às reuniões Conselho de Administração e às sessões da Assembléia Geral do MAE, implementando suas deliberações;
- Elaborar, atualizar de forma controlada, implantar e divulgar as Regras e Procedimentos de Mercado.

d) CCEE

Criada pela Lei nº 10.848 de 15/3/2004, a Câmara de Comercialização de energia Elétrica – CCEE, substitui o MAE. A CCCE passa a ser o órgão responsável responsável pela comercialização de energia dentro do novo modelo do setor. A principal função da Câmara será a realização dos leilões de compra e venda de energia, além das atividades desenvolvidas pelo MAE, anteriormente citadas.

5.3.2 O novo marco regulatório para o setor elétrico brasileiro

Em 2004, o governo federal concluiu a reorganização institucional do setor de energia elétrica. O novo modelo foi aprovado em março com a promulgação das Leis nºs 10.847 e 10.848, regulamentadas por cinco decretos publicados entre maio e agosto. A primeira lei definiu as regras de comercialização de energia elétrica no país, e a segunda criou a Empresa de Pesquisa Energética – EPE (MME, 2004).

O modelo reverteu o quadro de explosão tarifária, de inadimplência, de obras paralisadas e de desestímulo aos investimentos. Ele estabelece a obrigatoriedade de contratação de 100% de energia em leilões transparentes, com menores tarifas e segurança do abastecimento para os consumidores e atratividade para investimentos em novos projetos de geração.

O novo modelo cria o planejamento de longo prazo, define a menor tarifa como critério para as licitações de novos empreendimentos, que terão contratos de venda de energia de longo prazo. Também obriga que novos projetos de geração sejam licitados com licença ambiental prévia.

Outro ponto fundamental do modelo é a universalização do serviço de energia elétrica. Até 2008, pretende-se levar eletricidade a todos os lares brasileiros através do programa LUZ PARA TODOS. O programa LUZ PARA TODOS vem em seqüência ao LUZ NO CAMPO, do governo passado, com uma diferença: o LUZ PARA TODOS será subvencionado pelo Estado.

Importantíssima também, no modelo aprovado, é a introdução de investimentos e pesquisas com fontes alternativas de energia, a biomassa, as pequenas centrais hidrelétricas e a energia eólica. O objetivo é de se garantir o conforto, o lazer, mas principalmente deverá melhorar a produtividade, no caso das áreas rurais, de pequenas e grandes propriedades e assentamentos.

5.4 Pequenas centrais hidrelétricas – PCHs

5.4.1 Introdução

O Brasil tem hoje uma posição privilegiada em matéria de matriz energética, com 82% de sua eletricidade obtida de fontes renováveis, a maior parte de centrais hidrelétricas, e apenas 18% de usinas termelétricas alimentadas com combustíveis fósseis ou nuclear. Bem menos conhecido é o fato de que apenas 2% da eletricidade gerada no país provém de pequenas centrais (PCHs) e, menos ainda, que a crise energética que redundou no chamado apagão deu um grande impulso para a revitalização dessa forma local e ambientalmente menos impactante de geração, que pode nos próximos anos dobrar sua participação no *mix* de eletricidade. Entre os potenciais beneficiados pelos incentivos criados estão sobretudo moradores de regiões isoladas e afastadas da rede interligada de distribuição.

De certa maneira, a retomada das micro e pequenas centrais representa uma volta às origens da hidreletricidade no Brasil. Usinas de poucas centenas de quilowatts (kW) dominaram o panorama nas primeiras oito décadas do setor, desde que entrou em operação a pioneira usina de Ribeirão do Inferno, em Diamantina, Minas Gerais, em 1883.

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 inviabilizaram 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 de água.

Até a década de 1950, as PCHs usualmente eram operadas em sistemas isolados e se constituíam em uma importante fonte de geração de eletricidade no país. Elas só viriam a perder importância, e vertiginosamente, a partir da década de 1960, com a instalação do planejamento centralizado no governo central, a constituição das grandes empresas estatais de geração e distribuição de eletricidade e a construção dos mega projetos hidrelétricos.

Um primeiro movimento de revalorização das PCHs ocorreu na década de 1980, após a primeira crise do petróleo. Foi lançado em 1983 o Plano Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas, mas o excesso de exigências e o rígido controle de tarifas pelo governo federal impediram a idéia de evoluir. Eram então classificadas como PCHs aquelas com potência inferior a 10 MW, conceito que viria a ser modificado somente em 1998, quando a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) elevou esse limite superior para 30 MW, permitindo ao mesmo tempo a dispensa de licitação para empreendimentos que se encaixassem nas categorias de autoprodutor ou produtor independente. Na mesma portaria (número 394, de 4/12/1998), a ANEEL definiu como critério adicional que essas centrais não poderiam ter reservatórios com área total superior a 3 km² na cheia máxima.

A portaria também ditava os critérios para diferenciar microcentrais (até 100 kW) de minicentrais (100 a 1.000 kW) e de pequenas centrais (1.000 a 30.000 kW).

5.4.2 O mercado de energia elétrica brasileiro e a participação das PCHs

O mercado de energia elétrica experimenta um crescimento da ordem de 4,5% ao ano, devendo ultrapassar a casa dos 100 mil MW em 2008. O planejamento governamental de médio prazo prevê a necessidade de investimentos da ordem de R\$ 6 a 7 bilhões/ano para expansão da matriz energética brasileira, em atendimento à demanda do mercado consumidor.

Para o futuro, algumas alterações devem ocorrer na estrutura dos investimentos em energia, incluindo a instalação de centrais termelétricas a gás natural, que

exigem prazos de implementação e investimentos menores que as hidrelétricas. Por outro lado, deverão ser ampliadas as importações de energia da Argentina, Venezuela e Bolívia; e a interligação elétrica entre o Sul e o Norte do Brasil, o que significa maiores investimentos em rede de transmissão.

As principais oportunidades de negócios no mercado de energia elétrica nacional estão ligadas à oferta de novos empreendimentos de geração para exploração pela iniciativa privada e à construção de linhas de transmissão, bem como à privatização de ativos de sistemas de distribuição e de geração. Outro foco se concentra na universalização do atendimento às comunidades isoladas da região Norte do país e ao meio rural, que devem estar concluídos até 2005.

O sistema elétrico brasileiro apresenta como particularidade grandes extensões de linhas de transmissão e um parque produtor de geração predominantemente hidráulica. O mercado consumidor (47,2 milhões de unidades) concentra-se nas regiões Sul e Sudeste, mais industrializadas. A região Norte é atendida de forma intensiva por pequenas centrais geradoras, a maioria termelétricas a óleo diesel.

Ao longo das últimas duas décadas, o consumo de energia elétrica apresentou índices de expansão bem superiores ao Produto Interno Bruto (PIB), fruto do crescimento populacional concentrado nas zonas urbanas, do esforço de aumento da oferta de energia e da modernização da economia. As classes de consumo residencial, comercial e rural obtiveram expressivos ganhos de participação, enquanto o segmento industrial teve participação menor neste crescimento, principalmente pela utilização de tecnologias mais eficientes no uso final da eletricidade, aliada às medidas de racionalização de consumo postas em prática especialmente na década de 1990.

Devido à natureza descentralizada e desconectada da operação das PCHs, não há informações confiáveis sobre o número total dessas centrais em operação no Brasil. Segundo Geraldo Lúcio Tiago Filho (Universidade Federal de Itajubá) e colaboradores, pode haver até mais de mil micro e minicentrais, com potências médias da ordem de 300 kW, mas seu estado de operação e conservação é ignorado (TOLMASQUIM, 2003). Segundo a ANEEL, havia cadastrado em 2002 um total de 349 PCHs em operação no país, um total de 1.468 MW. Outras 42 se encontravam em construção (510 MW) e mais 95 outorgadas (1.240 MW), totalizando 3.219 MW. Isso representa menos da metade do potencial inventariado, da

ordem de 7.316 MW.

A Figura 2 mostra a capacidade instalada das PCHs no período de 1995 a 2003. Nota-se que com o surgimento da ANEEL (1997) e a consolidação do PROINFA, a partir de 2002, aumentos significativos na capacidade instalada das PCHs no Brasil. Desta forma, reforça-se a hipótese de que a atuação da ANEEL em conjunto com os programas governamentais de incentivos às PCHs criaram condições que favoreceram suas instalações.

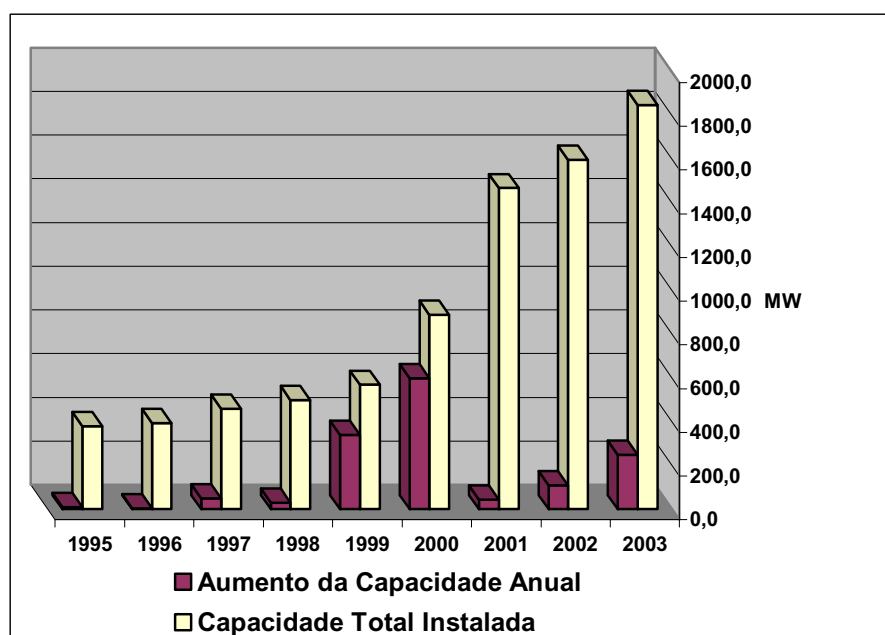


Figura 2 – Capacidade Instalada das PCHs no Brasil
Fonte: ANEEL, 2003.

Na Figura 3 tem-se a distribuição das PCHs no Brasil, onde pode-se observar a maior parte e as de maior porte localizada na região Sul e Sudeste, onde se encontram os melhores aproveitamentos.

Na Figura 4 tem-se a distribuição geográfica dos futuros aproveitamentos das micro e PCHs no Brasil. A maioria delas estão concentradas nas regiões Sul e Sudeste, certamente em razão do relevo acidentado, o que facilita sua implantação. Nas demais regiões, destaca-se o Estado de Mato Grosso.



Figura 3 – Capacidade Instalada das PCHs, por Estados, no Brasil.
Fonte: ANEEL, 2002.



Figura 4 - Futuros aproveitamentos hidrelétricos de pequeno porte (micro e PCHs) no Brasil.
Fonte: ANEEL, 2002.

5.4.3 Benefícios socioeconômicos e ambientais

As PCHs, assim como as usinas hidrelétricas de maior porte, encontram-se em posição muito favorável no que se refere a emissões de carbono, sendo portanto instrumentos importantes para o cumprimento dos cortes previstos no Protocolo de Kyoto e da meta defendida pelo Brasil na Rio+10, em Johannesburg, de obter 10% da energia mundial de fontes renováveis até 2010 (sendo que hoje a proporção está na casa dos 2%).

Por outro lado, por serem empreendimentos de pequeno porte (reservatórios até 3 km²), têm impacto ambiental ainda menor do que suas congêneres de grande porte. Os pontos preocupantes são justamente a emissão do gás-estufa metano, pela decomposição de matéria vegetal nos reservatórios (mas com emissão muito inferior à de termelétricas movidas a combustíveis fósseis), e danos à flora e à fauna do curso d'água, para os quais no entanto devem ser feitos estudos de impacto ambiental e planejadas medidas mitigadoras, como a manutenção de uma vazão mínima. O processo para obtenção da licença ambiental, aliás, que costuma durar de 6 a 8 meses, é visto por investidores como um dos obstáculos para deslanchar essa opção de geração.

As PCHs representam uma forma rápida e eficiente de atender à crescente demanda por energia elétrica e de contribuir para o cumprimento da meta social do programa LUZ PARA TODOS, que prevê o atendimento de todos os cidadãos brasileiros até 2008. Atualmente, são 12 milhões os que não têm acesso à energia elétrica, dos quais 10 milhões na área rural. É justamente para essa população desatendida que a energia das PCHs, ao lado da solar e da biomassa, se apresenta como uma alternativa mais prática do que a integração na rede de distribuição. Na região Norte, por exemplo, 62,5% da população rural – um total de 2,6 milhões de pessoas – carece de acesso a serviços de energia elétrica. No Nordeste, são 39,3% (5,8 milhões de pessoas). Uma usina com potência de 500 kW pode fornecer a energia necessária para iluminar uma vila com 200 famílias, por exemplo.

Apesar do custo relativamente elevado da energia que produzem, que varia de R\$ 51,22/MWh (PCH de 10-30 MW na região Sul) a R\$ 122,57/MWh (MCH até 100 kW no Norte), ficando portanto muitas vezes acima do valor normativo fixado em R\$ 72,45/MWh pela ANEEL, as PCHs se apresentam como uma alternativa atraente para

suprimento da demanda por energia, seja na forma de cooperativas para construir microcentrais e atender comunidades isoladas na área rural, seja na forma de pequenas centrais (acima de 10 MW) para comercialização.

5.4.4 Ações e projetos de PCHs: atuação dos agentes públicos na formulação e implantação de políticas públicas

O marco da ação governamental no sentido de iniciar um movimento nacional para investimento em pequenas centrais elétricas foi a elaboração, entre 1981/1982, do Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas, através do Convênio entre ELETROBRÁS e o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, sob a coordenação da primeira. O manual consolidou a tecnologia nacional nesta área e possibilitou meios para a promoção de estudos, projeto, construção e operação de pequenas centrais hidrelétricas a baixos custos, em curto espaço de tempo.

O passo seguinte foi a elaboração, sob a coordenação da ELETROBRÁS, de uma proposta de Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PNPCH, aprovada pelo Ministério de Minas e Energia - MME em maio de 1984 e consolidada em meados de 1985.

Desde então, foram introduzidos aperfeiçoamentos na legislação que beneficiaram as pequenas centrais elétricas - PCEs, destacando-se os seguintes:

- conceito de produtor independente;
- dispensa de concessão, permissão ou autorização para aproveitamentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1 MW;
- dispensa de concessão, permissão ou autorização para projetos de centrais térmicas com potência igual ou inferior a 5 MW;
- dispensa de concessão precedida por licitação para autoprodutores e produtores independentes que, no caso de geração hidrelétrica com potência igual ou inferior a 25 MW, só necessitam de uma autorização do poder concedente;
- possibilidade de formação de consórcios para exploração de novos aproveitamentos hidrelétricos.

O Brasil, apesar de produzir equipamentos para pequenas centrais hidrelétricas, priorizou o aproveitamento de potenciais hídricos de maior porte, tendo em vista a necessidade de grandes blocos de energia para atendimento aos principais centros de carga do sistema interligado.

Ao contrário, em alguns países verificou-se o emprego em larga escala dessas centrais, o que ensejou um aprimoramento na produção e comercialização de equipamentos empregados para tal finalidade, ao mesmo tempo em que foram criadas facilidades para o desenvolvimento desses projetos, em todas as fases, principalmente na viabilização financeira do empreendimento.

Mais recentemente, em decorrência do acordo bilateral Brasil-China, identificou-se a oportunidade de cooperação técnica entre a ELETROBRÁS e o Ministério de Recursos Hídricos da República Popular da China, no que diz respeito à experiência acumulada por aquele país na produção e disseminação do emprego de pequenas centrais hidrelétricas, cuja participação é significativa na capacidade total instalada em hidreletricidade.

A “Avaliação da Oportunidade e das Condições para Lançamento de um Novo Programa de Implantação e Recuperação de PCHs”, foi objeto de um grupo de trabalho criado pela Portaria DNAEE 776/94 cuja principal recomendação (“É inquestionavelmente oportuno o lançamento de um novo Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas”) impôs que se considerasse prioritária a criação de bases para a instituição do citado Programa Nacional.

Face ao exposto, em 28/05/96, foi instituído o Programa Nacional de Pequenas Centrais Elétricas - PNCE. O Programa é implementado e operacionalizado pela ELETROBRÁS e visa facilitar e incentivar a implantação de Pequenas Centrais Elétricas (PCEs) no país.

Além das hidrelétricas, deve ser destacada também a utilização de pequenas centrais térmicas, quer pelas inovações tecnológicas, onde se verificou expressiva melhoria de seu rendimento com impacto direto nos custos de operação, quer pelos resultados rápidos e confiáveis, propiciando maior atratividade para o investidor privado.

Ressalte-se ainda que outras tecnologias de geração elétrica não convencional têm-se mostrado promissoras com o aumento de sua competitividade. Em

função da tendência declinante dos seus custos, decorrentes do avanço tecnológico e da escala de produção e de utilização, e em face da quase total utilização do potencial energético, principalmente nas regiões onde o mercado de energia elétrica é o mais denso, bem como face às crescentes limitações de controle ecológico para o aproveitamento do potencial remanescente, elas também devem ser consideradas.

O PNCE tem por objetivos: dinamizar a implantação de PCEs para expansão da oferta de energia elétrica a mercados atendidos ou não por concessionária; promover a recuperação/recapitação de PCHs existentes, modernizando suas instalações de forma a tornar a produção de energia mais eficiente e competitiva; captar a poupança privada, em forma de investimentos em autoprodução ou produção independente de energia elétrica.

Dentre suas justificativas as PCEs terão importante papel social na complementação da infra-estrutura agrícola (irrigação e beneficiamento), urbana (pequenos centros) e industrial (áreas isoladas), contribuindo para a geração de emprego e fixação da população local. Também podem ser identificados benefícios para o Setor Elétrico, tais como: complementação local de geração, contribuindo para o suprimento das pontas de carga, regulação de tensão e melhoria da garantia do abastecimento; suprimento aos centros isolados; alternativas à eletrificação rural tradicional; contribuição para redução ou substituição do consumo de derivados de petróleo empregados para geração elétrica; adiamento de investimentos em transmissão.

Outro fator que pode tornar atrativo a presença da PCEs diz respeito às contingências financeiras atuais, justificando, em determinados casos, a adoção de projetos menores, de investimento mais baixo e pequeno prazo de maturação, o que possibilita uma melhor distribuição dos investimentos ao longo do tempo, ampliando as oportunidades de participação do setor privado.

Os projetos de PCEs também ensejam eventualmente o aproveitamento de resíduos industriais e agrícolas para a complementação de geração elétrica, ao mesmo tempo em que reduzem os impactos ambientais.

A dificuldade de equacionamento financeiro para fazer frente à demanda de investimentos necessários à expansão do Setor de Energia Elétrica, requerendo recursos da ordem de 6 bilhões de dólares/ano, em média, conforme o Plano 2015, enseja à ELETROBRÁS o papel importante de agente de desenvolvimento econômico.

A implantação de PCEs surge como medida de segurança para o atendimento da demanda nos próximos anos, passando a se constituir num programa complementar da geração do Setor Elétrico.

Ademais é válido lembrar que a energia elétrica é um dos principais insumos indispensáveis ao processo de desenvolvimento econômico do país.

As PCHs representam um dos principais focos de prioridade da ANEEL no que se refere ao aumento da oferta de energia elétrica no Brasil. Por suas características – usinas com potência instalada superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW e reservatório com área igual ou inferior a 3 km² – esse tipo de empreendimento possibilita um melhor atendimento às necessidades de carga de pequenos centros urbanos, regiões rurais e centros industriais, com o menor índice de impacto ambiental.

A partir de 1998 a construção destas unidades de geração foi estimulada e incrementada por meio de uma série de mecanismos legais e regulatórios. Assim que começou a atuar, a ANEEL abriu um processo de consulta pública para ouvir a população brasileira sobre quais deveriam ser os critérios para definir estas hidrelétricas de pequeno porte. Foi o primeiro passo. Depois viriam as resoluções que facilitariam a integração destes empreendimentos ao sistema elétrico. Na consulta pública, 32 instituições enviaram sugestões à ANEEL. Ao final, a Agência publicou a resolução que estabelece os critérios para o enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de Pequenas Centrais Hidrelétricas.

Recentemente a ANEEL promoveu nova consulta pública, a Audiência – AP-017, com a finalidade de promover alterações e melhorias nos critérios de avaliação de uma PCH.

As resoluções elaboradas pela Agência permitem que a energia gerada, pelas PCHs, entre no sistema de eletrificação sem que o empreendedor pague, integralmente, as taxas pelo uso da rede de transmissão e distribuição. O benefício da isenção total valia para os projetos que entrarem em operação até o final de 2003 e 50% de isenção após essa data. As PCHs são dispensadas, ainda, de remunerar municípios e Estados pelo uso dos recursos hídricos.

Caso sejam implantadas no sistema isolado da região Norte, podem também receber incentivo do Fundo formado com recursos da Conta Consumo de

Combustíveis Fósseis – CCC, para financiar os empreendimentos, caso substituam geradoras térmicas a óleo diesel nos sistemas isolados da Região Norte. A CCC, em vigor desde 1993, arrecada recursos junto às concessionárias de energia elétrica do sistema interligado, para financiar o óleo diesel da geração termelétrica das áreas isoladas, não atendidas pelo serviço de eletrificação; concentrada na região Norte do país. Os recursos da CCC são administrados pela ELETROBRÁS. O papel da ANEEL é fixar os valores das cotas anuais da conta de consumo de combustíveis, recolhidas mensalmente nas contas de luz pelas distribuidoras de energia elétrica.

Em janeiro de 2000, a ELETROBRÁS publicou as “Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas”, valioso instrumento orientador, atualizado pelo resultado de pesquisas na área de engenharia, metodologias e critérios para levantamentos e estudos ambientais, técnicas modernas de projeto e construção de PCHs, bem como a legislação e temas institucionais do setor elétrico brasileiro.

Em 22 de fevereiro de 2001, a ELETROBRÁS com apoio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, lançou o programa PCH-COM, criado para incentivar a comercialização de energia gerada pelas pequenas centrais hidrelétricas. O PCH-COM prevê a garantia de compra de energia pela ELETROBRÁS e o financiamento do BNDES para o empreendimento.

Em relação ao programa de incentivos à PCHs, o governo já havia tentado outra saída para atrair os investidores. A Resolução nº169/2001, que estabelece o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), foi alterada, diminuindo o risco hidrológico da PCH. Mesmo assim, o programa não obteve resultados.

No ano de 2003, a ANEEL lançou o “Guia do Empreendedor de Pequenas Centrais Hidrelétricas” para interessados em investir em geração de energia por meio das PCHs. A publicação contém informações técnicas detalhadas sobre o setor elétrico, procedimentos para outorga de PCHs, benefícios e vantagens dos empreendimentos e outras informações pertinentes e necessárias para auxiliar os empreendedores na decisão de investir em PCHs.

Finalmente, cabe fazer referência ao CERPCH – Centro Nacional de Referência de Pequenas Centrais Hidrelétricas, localizado na Universidade Federal de Engenharia de Itajubá - UNIFEI, foi criado através de convênio assinado em 24 de julho de

1998, buscando atender a resolução do III Encontro para o Desenvolvimento de Energias Solar, Eólica, Biomassa, e Pequenas Centrais Hidrelétricas, realizado sob os auspícios do Fórum Permanente de energias renováveis do Ministério de Ciência e Tecnologia, no qual foram criados também o Centro Brasileiro de Energia Eólica, localizado na Universidade Federal de Pernambuco - UFPE, Centro Brasileiro para o Desenvolvimento de Energia Solar Térmica - GREEN SOLAR, instalado na Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais - PUC-MG, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL e o Centro de Referência em Biomassa – CENBIO, instalado na Universidade de São Paulo – USP.

O CERPCH tem por objetivo promover a divulgação dos pequenos potenciais hidroenergéticos, potenciais hidroenergéticos, através de rede de informação, projetos, pesquisa, desenvolvimento científico e tecnológico e também promover a capacitação e treinamento nesta área de atuação, além da realização de eventos. Desse modo, a empresa tornar-se-á uma interface entre o empreendedor que busca novas oportunidades de negócio no mercado energético e o investidor que busca retornos financeiros atraentes com a construção e aproveitamento de pequenas centrais hidrelétricas - PCHs. Mais adiante, com a necessidade crescente de investimentos e desenvolvimento de projetos na área serão necessários treinamentos, serviços de capacitação e consultorias, nos quais o CERPCH estaria analisando, gerenciando e dando suporte tecnológico.

5.4.5 Programas em andamento: uma análise de políticas públicas

5.4.5.1 O PROINFA e as novas oportunidades para o mercado de PCHs

O Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Geração de Energia Elétrica (PROINFA) é um importante instrumento para a diversificação da matriz energética nacional, garantindo maior confiabilidade e segurança ao abastecimento. O programa, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), estabelece a contratação de 3.300 MW de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), produzidos por fontes eólica,

biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, sendo 1.100 MW de cada fonte. Criado em 26 de abril de 2002, pela Lei nº 10.438, o PROINFA foi revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, que assegurou a participação de um maior número de estados no programa, o incentivo à indústria nacional e a exclusão dos consumidores de baixa renda do pagamento do rateio da compra da nova energia.

Em março de 2004, em solenidade no Palácio do Planalto, o presidente Luiz Inácio Lula da Silva assinou o decreto que regulamentou o PROINFA. Durante a cerimônia, a ministra de Minas e Energia, Dilma Rousseff, assinou a portaria que estabeleceu os valores econômicos para cada fonte de energia beneficiada, tornando públicos os guias de habilitação e autorizando a abertura da chamada pública para a contratação dos projetos pela ELETROBRÁS. A chamada pública foi aberta no dia 6 de abril, onde a ELETROBRÁS recebeu os projetos dos empreendedores interessados até o dia 10 de maio (ELETROBRÁS, 2004).

O PROINFA contará com o suporte do BNDES, que criou um programa de apoio a investimentos em fontes alternativas renováveis de energia elétrica. A linha de crédito prevê financiamento de até 70% do investimento, excluindo apenas bens e serviços importados e a aquisição de terrenos. Os investidores terão que garantir 30% do projeto com capital próprio. As condições do financiamento serão TJLP (taxa de juros de longo prazo) mais 2% de *spread* (taxa de risco) básico e até 1,5% de *spread* de risco ao ano, carência de seis meses após a entrada em operação comercial, amortização por dez anos e não-pagamento de juros durante a construção do empreendimento.

A ELETROBRÁS, no contrato de compra de energia de longo prazo (PPAs), assegurará ao empreendedor uma receita mínima de 70% da energia contratada durante o período de financiamento e proteção integral quanto aos riscos de exposição do mercado de curto prazo. Os contratos terão duração de 20 anos e envolverão projetos selecionados que devem entrar em operação até dezembro de 2006.

Com a implantação do PROINFA, estima-se que serão gerados 150 mil empregos diretos e indiretos durante a construção e a operação dos empreendimentos. Os investimentos previstos do setor privado são da ordem de R\$ 8,6 bilhões. Uma das exigências da Lei nº 10.762 é a obrigatoriedade de um índice mínimo de nacionalização de 60% do custo total de construção dos projetos. O Brasil detém as tecnologias de produção de maquinário

para uso em PCHs e usinas de biomassa e está avançando na tecnologia eólica, com duas fábricas instaladas, uma no Sudeste e outra no Nordeste.

Os critérios de regionalização, previstos na Lei nº 10.762, estabelecem um limite de contratação por Estado de 20% da potência total destinada às fontes eólica e biomassa e 15% para as PCHs, o que possibilita a todos os Estados que tenham vocação e projetos aprovados e licenciados a oportunidade de participarem do programa. A limitação, no entanto, é preliminar, já que, caso não venha a ser contratada a totalidade dos 1.100 MW destinados a cada tecnologia, o potencial não-contratado será distribuído entre os Estados que possuírem as licenças ambientais mais antigas. Para participarem do Programa, os empreendimentos terão de ter licença prévia de instalação.

Em relação ao abastecimento de energia elétrica do país, o PROINFA será um instrumento de complementaridade energética sazonal à energia hidráulica, responsável por mais de 90% da geração do país. Na região Nordeste, a energia eólica servirá como complemento ao abastecimento hidráulico, já que o período de chuvas é inverso ao de ventos. O mesmo ocorrerá com a biomassa nas regiões Sul e Sudeste, onde a colheita de safras propícias à geração de energia elétrica (cana-de-açúcar e arroz, por exemplo) ocorre em período diferente do chuvoso.

A produção de 3,3 mil MW a partir de fontes alternativas renováveis dobrará a participação na matriz de energia elétrica brasileira das fontes eólica, biomassa e PCH, que atualmente respondem por 3,1% do total produzido e, em 2006, podem chegar a 5,9%.

No Brasil, 41% da matriz energética é renovável (Figura 5), enquanto a média mundial é de 14% e nos países desenvolvidos, de apenas 6%, segundo dados do Balanço Energético Nacional – BEN (2003). A entrada de novas fontes renováveis evitará a emissão de 2,5 milhões de toneladas de gás carbônico/ano, ampliando as possibilidades de negócios de Certificação de Redução de Emissão de Carbono, nos termos do Protocolo de Kyoto. O Programa também permitirá maior inserção do pequeno produtor de energia elétrica, diversificando o número de agentes do setor.

A Figura 6 mostra a localização das fontes renováveis (PCHs, biomassa e energia eólica) contempladas pelo PROINFA no Brasil. Em relação às PCHs, observa-se que elas estão concentradas nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

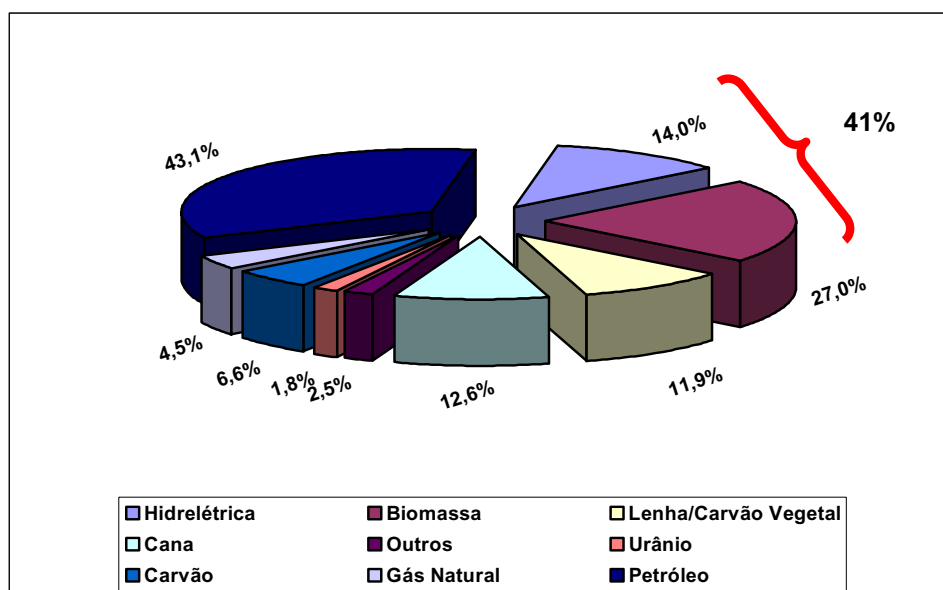


Figura 5 – Matriz energética brasileira.
Fonte: MME/BEN, 2003.

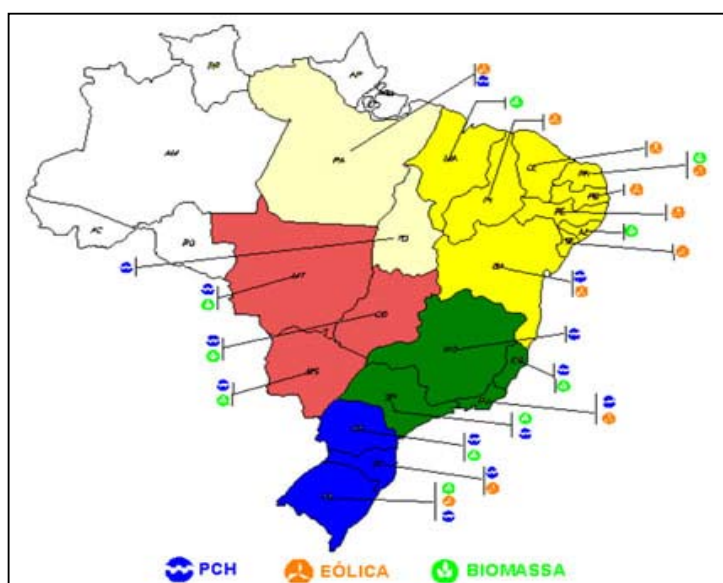


Figura 6 – Mapa de fontes por Estado.
Fonte: ANEEL (2002) - Potencial de geração.

Com o PROINFA, entretanto, criou-se um novo marco na história das PCHs no país. Estabeleceu-se um mercado seguro, com assinatura de contratos de longo prazo

garantidos pela ELETROBRÁS, Valores Econômicos (VE) atrativos e uma linha de financiamento especial do BNDES. Além disso, inova quando exige um índice mínimo de 60% na nacionalização dos equipamentos e serviços. Do incremento previsto de 6.888 MW de capacidade a ser instalada no Brasil em 2006, o PROINFA representará cerca de 48%. Talvez signifique, em MW, a maior inserção concentrada de fontes alternativas renováveis do mundo. Essas condições favoráveis voltaram a injetar ânimo na “veia” dos empreendedores brasileiros, reacendendo o mercado de PCHs no Brasil, só que agora, de forma sustentável (PORTO, 2004).

As PCHs foram incluídas no PROINFA em pé de igualdade com a energia obtida dos ventos (eólica), fotovoltaica e da biomassa. A meta para as PCHs até 2006, na primeira fase do PROINFA, é alcançar a implantação de 1.100 MW. Os incentivos para essa forma de geração de energia elétrica se darão no quadro do subprograma PCH-COM (ou PCH.com), em que a ELETROBRÁS dá garantia de compra da energia da usina e o BNDES disponibiliza os financiamentos. Segundo a Associação de Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica - APMPE, o BNDES tem previsão de fechar contratos para 30 empreendimentos até o final de 2004, para os quais tem recursos da ordem de R\$ 3 bilhões, e outros 30 até julho de 2005 (mais R\$ 3,5 bilhões). A taxa de retorno prevista para os projetos é, em média, de 14%.

Na primeira Chamada Pública do PROINFA, foram apresentados 112 projetos de PCHs que totalizaram uma potência de 1.924,17 MW, superando as expectativas do MME. São projetos eficientes que, em sua maioria, possuem bons fatores de capacidade e atendem às exigências dos órgãos ambientais para mitigação de impactos. Por apresentarem toda a documentação exigida no Guia de Habilitação – PCH de forma correta, ordenada e clara, 91,07% dos projetos candidatos foram habilitados pela ELETROBRÁS. Do total de potência destes projetos, foram selecionados 1.100 MW (62 projetos), seguindo rigorosamente os comandos do artigo 3º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 (Figura 7 e Apêndices 1 e 2).

Na Figura 7 e Apêndice 1, observa-se que os Estados de Goiás, Mato Grosso e Rio Grande do Sul, concentram 43,4% dos aproveitamentos habilitados, com potência instalada de 695.750 kW. Deste total, foram selecionados 465.500 kW, representando

cerca de aproximadamente 41,7% do total da potência instalada e selecionada pelo PROINFA-PCH (Apêndice 2).

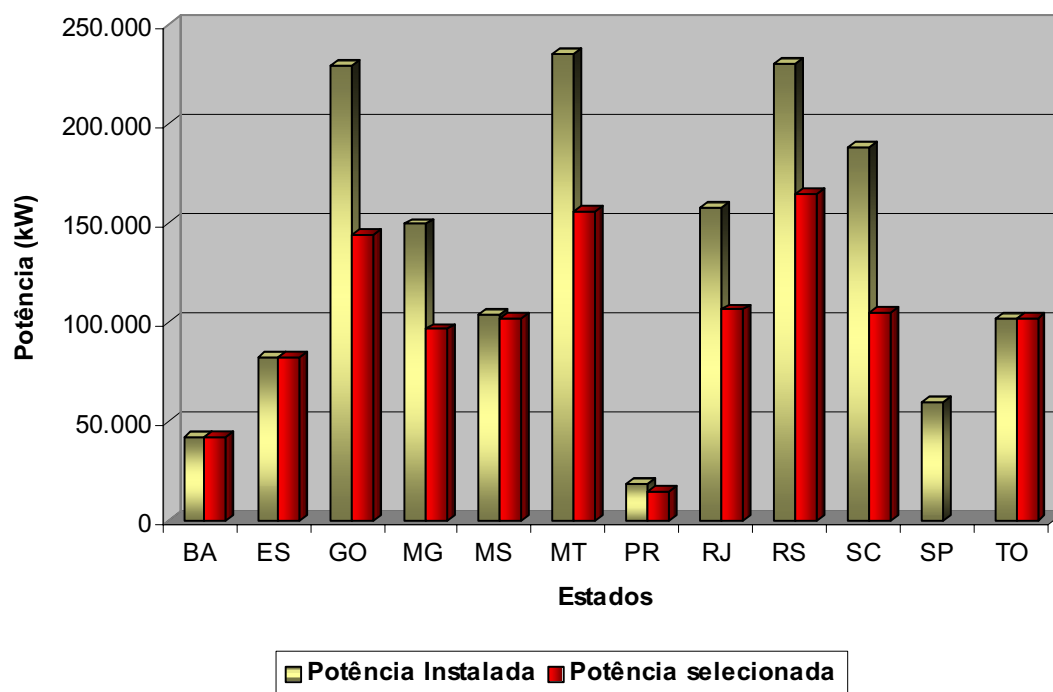


Figura 7 – Aproveitamentos habilitados e selecionados no PROINFA – PCH.
Fonte: Elaboração própria com dados da ELETROBRÁS (2005).

A ELETROBRÁS divulgou no dia 18 de fevereiro de 2005, a lista de usinas eólicas e pequenas centrais hidrelétricas para assinarem contratos no âmbito do PROINFA. A estatal selecionou projetos que totalizam 444,6 MW para cobrir lacuna deixada pelo segmento de biomassa. As empresas selecionadas devem comparecer à companhia entre nos dias úteis compreendidos entre 21 de fevereiro a 7 de março de 2005 para efetivar a contratação. O motivo para a ELETROBRÁS fazer a nova contratação de PCHs e eólica foi a não assinatura de contratos por usinas de biomassa na ocasião da segunda chamada pública. A chamada previa selecionar 774 MW. Como a Lei 10.438/02 – que instituiu o PROINFA – prevê que a estatal contrate projetos remanescentes entre outras fontes, foram convocados 16 empreendimentos – nove PCHs e sete eólicas – para cobrir a cota restante de biomassa (Apêndice 3).

Com a chamada, o PROINFA contratará 1.378,9 MW de usinas eólicas, 1.265,9 MW de PCHs e 655,24 MW de biomassa, totalizando os 3,3 mil MW previstos no programa.

As Figuras 8, 9, 10 e 11 respectivamente, mostram os registros e autorizações (números e potências) das PCHs no Brasil nos anos de 1998 a 2004, segundo a ANEEL (2005).

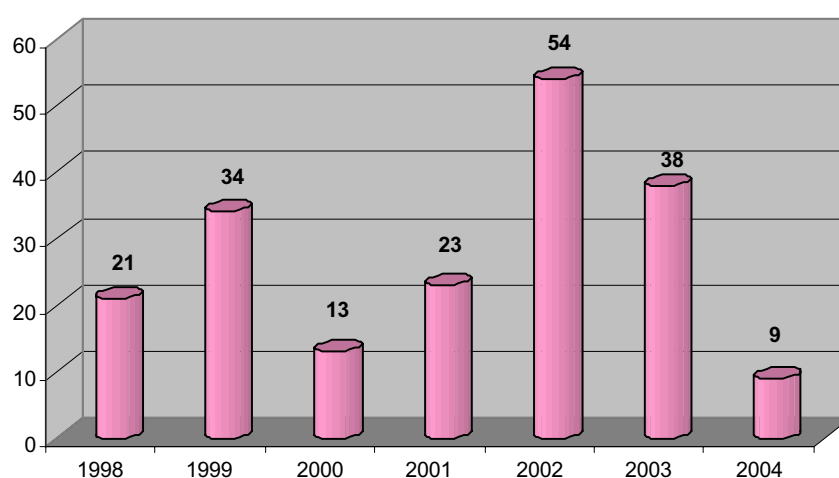


Figura 8 – Número de registros de PCHs.

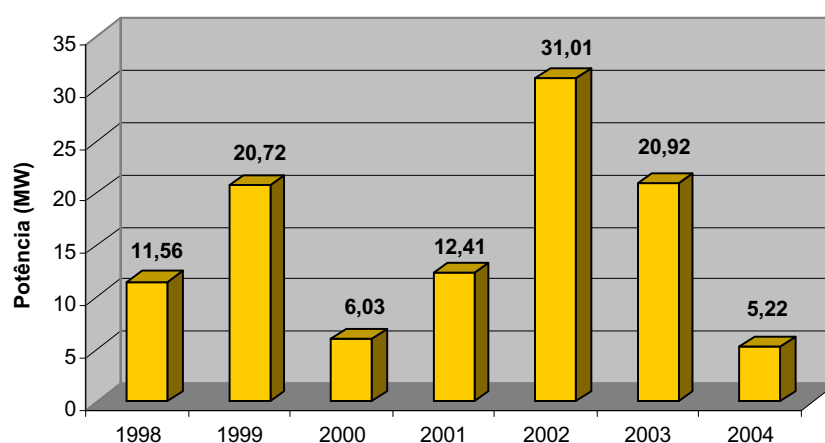


Figura 9 - Potência registros de PCHs.

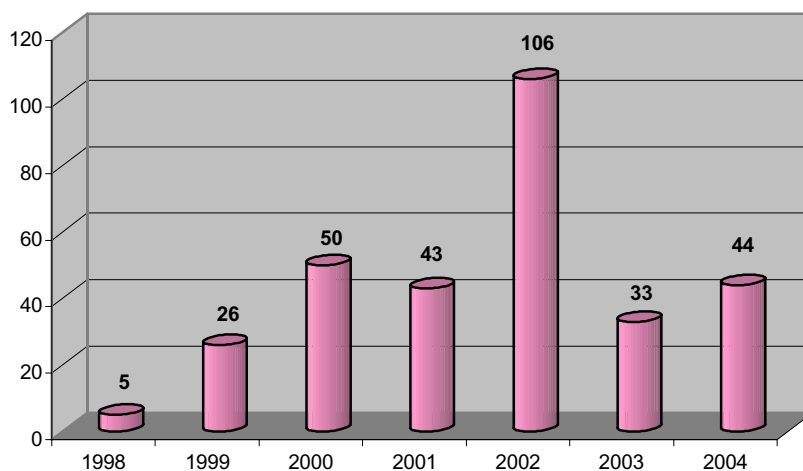


Figura 10 – Número de autorizações de PCHs.

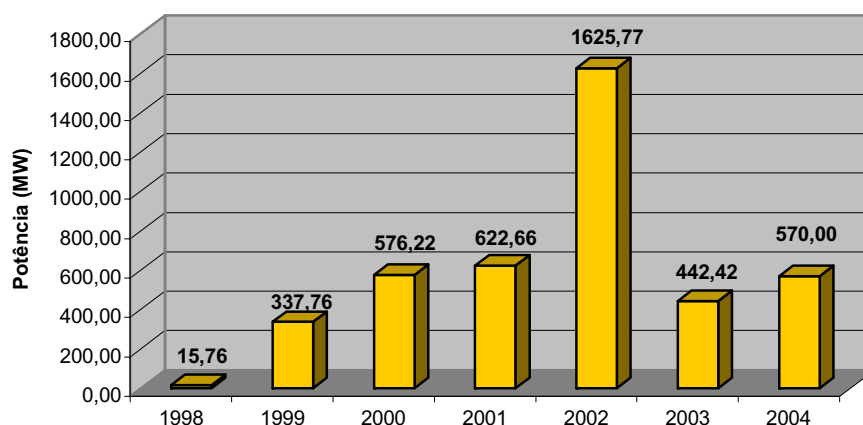


Figura 11 - Potência autorizações de PCHs.

As recentes mudanças institucionais e regulamentares, introduzindo incentivos aos empreendedores interessados e removendo uma série de barreiras à entrada de novos agentes na indústria de energia elétrica, assim como a revisão do conceito de PCHs têm estimulado a proliferação de aproveitamentos hidrelétricos de pequeno porte e baixo impacto ambiental no Brasil. Esses benefícios, somados aos obtidos pelo PROINFA-PCH, impulsionaram os números de registros e autorizações de novos empreendimentos em PCHs,

conforme mostrados nas Figuras 8, 9, 10 e 11, respectivamente. Nota-se que os melhores resultados foram obtidos em 2002, ano em que foi criado o PROINFA.

A ANEEL conta com uma equipe de profissionais voltada a examinar os processos de empreendimentos que dependem de autorização da ANEEL para a sua exploração. Neste bloco estão as PCHs, que produzem até 30 MW cujos procedimentos de Autorização e Registro, são estabelecidos na Resolução ANEEL nº 395/1998.

5.4.5.2 O Programa LUZ PARA TODOS: perspectivas para os empreendimentos em MCHs

O PROINFA foi criado para incentivar a geração de energia através de PCHs (de 1 MW até 30 MW), biomassa e energia eólica por meio da contratação de 3,3 mil MW pela ELETROBRÁS, desde que essas fontes estejam no sistema interligado. As microcentrais hidrelétricas – MCHs, com potência abaixo de 1 MW, não foram incluídas no programa.

O MME pretende estruturar mecanismos de incentivo para a implantação de mini, micro e pico aproveitamentos hidrelétricos, principalmente em sistemas isolados da Amazônia Legal. Tais mecanismos serão incluídos na proposta do Governo de ampliar a participação das energias alternativas renováveis na matriz energética brasileira, e estarão em consonância com os objetivos do Programa Nacional de Universalização de uso de Energia Elétrica – o LUZ PARA TODOS.

O Programa LUZ PARA TODOS, lançado pelo governo federal em novembro de 2003, tem por objetivo levar energia para 12 milhões de brasileiros até 2008. Através do programa, será antecipado em sete anos o objetivo de universalização do Brasil, pois a legislação atual aponta que as concessionárias de energia teriam prazo até dezembro de 2015 para eletrificar as casas de todo o país.

A incidência de domicílios sem energia é maior nas áreas com menor Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) e entre as famílias de baixa renda. Neste caso, a instalação da energia será gratuita. Com o programa, o objetivo é fazer da energia elétrica instrumento para o desenvolvimento econômico das comunidades, reduzindo a pobreza e a

fome. Segundo os dados do governo, cerca de 90% das famílias sem luz têm renda inferior a três salários mínimos e 84% delas vivem em municípios com Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) abaixo da média nacional, que é de 0,766. O mapa da exclusão elétrica coincide com os índices de IDH. Cerca de 84% das pessoas sem energia estão no meio rural e 15%, na área urbana.

A Figura 12 revela os índices de exclusão elétrica rural no Brasil, segundo levantamentos do MME (2004).

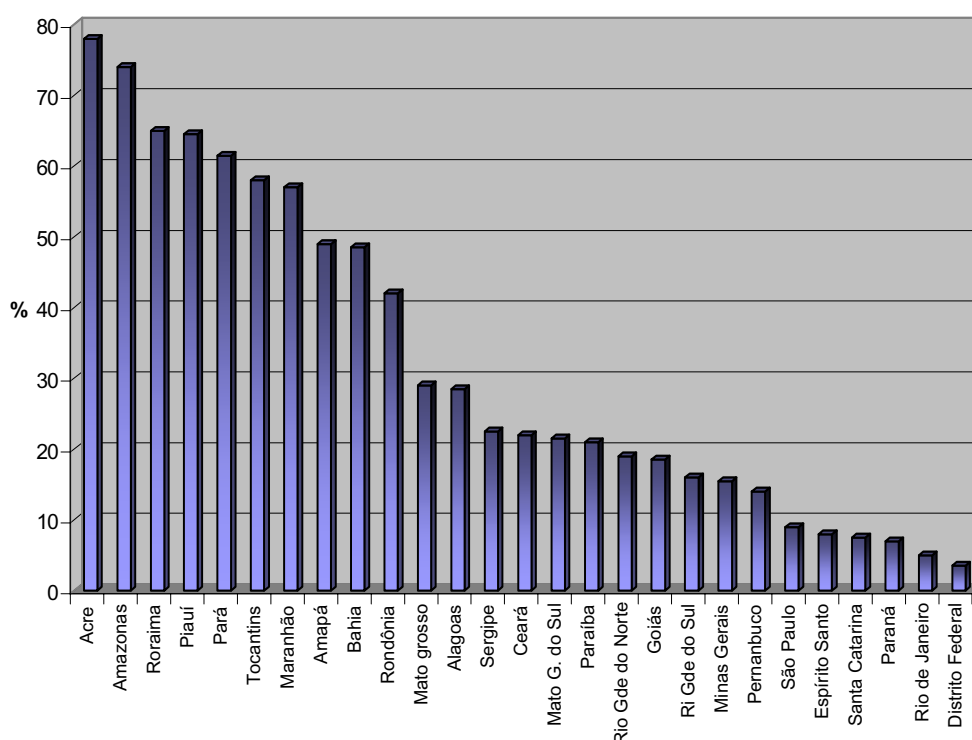


Figura 12 – Índice de exclusão elétrica rural no Brasil.

Fonte: MME, 2004.

Observa-se na Figura 12 que o maior contingente de pessoas sem acesso à luz reside no Nordeste (tendo como referência números absolutos). Só a Bahia concentra 400 mil domicílios. Em termos percentuais, a situação mais grave localiza-se no Norte. O Estado do Amazonas registra o maior índice da exclusão elétrica: cerca de 70% dos domicílios. Essas duas regiões, consideradas prioritárias pelo Programa LUZ PARA TODOS,

receberão a maior parte dos recursos públicos. No Nordeste serão alocados 42% dos R\$ 1,7 bilhão, no Norte 27%, no Sudeste 17%, no Centro-Oeste 9% e no Sul 5%.

“A região Norte é um desafio gigantesco para o Brasil. Em alguns locais, como no interior do Amazonas, não é possível estender redes. Será necessário utilizar sistemas de geração descentralizada, dando preferência às fontes locais e renováveis”, comenta Ramis (2004).

A previsão é de que, através do LUZ PARA TODOS, sejam gerados, de acordo com informações do MME, cerca de 300 mil empregos diretos e indiretos nas comunidades contempladas pelo programa, pois a mão-de-obra a ser contratada para a execução dos serviços será prioritariamente local, além dos equipamentos que serão da indústria nacional.

O LUZ PARA TODOS está orçado em R\$ 7 bilhões e será feito por meio de parceria com as distribuidoras de energia e os governos estaduais. O governo federal destinará R\$ 5,3 bilhões ao programa, e o restante será partilhado entre governos estaduais e agentes do setor. Os recursos federais virão de fundos setoriais de energia, a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e a Reserva Global de Reversão (RGR).

A população rural será a maior beneficiada com o programa, pois o campo concentra 80% dos casos de exclusão elétrica do país. E a utilização de energia elétrica no meio rural representa um dos processos mais importantes a serem incentivados no Brasil, pois é fato que a eletrificação rural é fundamental para levar adiante programas de desenvolvimento de uma região. Dessa forma, ela deve ser vista não só como um fator capaz de aumentar a produtividade no campo, permitindo a melhoria das condições de trabalho, mas também elevando as condições de vida do homem no meio rural.

Alguns resultados positivos já estão sendo obtidos pelo programa LUZ PARA TODOS, que entrou em fase de execução em junho de 2004. A ELETROBRÁS assinou contratos com 36 concessionárias para realização de obras de eletrificação em cerca de 600 mil domicílios, que irão beneficiar 2,8 milhões de pessoas em todo o país e gerar 115 mil empregos diretos e indiretos. Os investimentos previstos para os próximos 18 meses (prazo final da maioria dos contratos) somam R\$ 2,5 bilhões. Desse total, R\$ 1,7 bilhão são recursos federais. O restante será partilhado entre as concessionárias de energia elétrica (R\$ 370 milhões) e os governos estaduais (R\$ 350 milhões). Os recursos federais virão de fundos

setoriais de energia da CDE e da RGR. A maior parte (R\$ 1,3 bilhão) será repassada às concessionárias na forma de subvenção. Somente R\$ 455 milhões serão financiados (RAMIS, 2004).

Embora a regulamentação da ANEEL atribua a responsabilidade de universalização às concessionárias, o governo federal decidiu subsidiar as obras de eletrificação com dois objetivos: antecipar o cumprimento das metas de 2015 para 2008; e mitigar o impacto na tarifa.

O início da execução do programa LUZ PARA TODOS é uma ótima notícia para as empresas do segmento de Distribuição de energia. A demanda de equipamentos e materiais, no período de 2004 a 2005, está estimada em R\$ 1,7 bilhão. As perspectivas para a área de Transmissão também são promissoras. No mês de junho de 2004, a ANEEL finalmente divulgou a resolução que define a responsabilidade pelas obras de interconexão entre linhas de transmissão da rede básica (alta tensão) e a rede de distribuição (média tensão). Com isso, os investimentos represados deverão ser retomados no montante de aproximadamente R\$ 350 milhões.

Além disso, a ANEEL publicou o edital dos leilões de 12 linhas (2.862 km) e seis subestações, os quais foram realizados no dia 30 de setembro de 2004. A entrada em operação dos empreendimentos está prevista para, no máximo 26 meses. Os investimentos foram estimados em R\$ 2,1 bilhões, o que projeta novos negócios já para meados de 2005.

Já o segmento de geração aguarda as regulamentações decorrentes das leis que definem o modelo do setor. Enquanto permanece a espera, os investimentos ficam suspensos. Um estímulo ao setor foram os leilões de energia das novas usinas programado para o último bimestre de 2004. “Outro impulso importante vem do PROINFA, que estabelece a contratação de 3.300 MW de energia no Sistema Interligado Nacional, produzidos por fontes de energia eólica, biomassa e PCHs (1.100 MW de cada fonte)”, assinala Duarte (2004).

Ainda, segundo Duarte (2004), uma previsão feita com base no cronograma de obras já contratadas, indica a necessidade de aquisição de 243 mil transformadores, 1,5 milhão de postes, 161 mil quilômetros de cabos (33 mil toneladas), 548 mil unidades de padrão de medição e 239 mil kits de instalação interna. “A produção de transformadores, disjuntores e cabos de alumínio e cobre poderá crescer 50%. Mas, esse impacto positivo só se concretizará caso as concessionárias respeitem a orientação do MME e

dêem preferências aos fornecedores locais, desde que ofereçam condições isonômicas de preço, qualidade e prazo de entrega”.

Há outra preocupação das empresas do setor: “os projetos de eletrificação não serão paralisados devido a eventual necessidade de reserva de contingenciamento”? Segundo Ramis (2004), esse risco não existe. “O caráter do programa LUZ PARA TODOS é de inclusão social. Ou seja, a energia será utilizada como vetor de desenvolvimento visando reduzir a pobreza e a fome. E por se tratar de uma política prioritária para o governo, não há ameaça de retenção de verbas”, argumenta.

5.4.5.3 Participação das fontes alternativas na geração de energia elétrica no Brasil

Como apresentado na Tabela 2, a participação das fontes alternativas renováveis na capacidade de geração de energia elétrica instalada no Brasil é de apenas 4,75%. Em 2002, ano em que se criou o PROINFA, a participação das renováveis era de aproximadamente 2,5% (Tabela 3). Entre essas fontes, destacam-se a biomassa (notadamente bagaço de cana) e as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

Tabela 2 – Usinas em operação em 2005.

Fonte	Quantidade	Potência (kW)	% (kW)
Eólica	11	28.625	0,03
PCH	251	1.240.025	1,36
Biomassa	252	3.063.218	3,36
Outras	889	86.959.768	95,25
Total	1.403	91.291.636	100

Fonte: ANEEL/BIG, 2005.

Quanto aos empreendimentos em construção, a participação das fontes alternativas renováveis sobe para 10%, com destaque para as PCHs, responsáveis por 7,3% da atual ampliação da capacidade de geração de energia elétrica no país (Tabela 4).

Tabela 3 – Usinas em operação em 2002.

Fonte	Quantidade	Potência (kW)	% (kW)
Eólica	7	21.200	0,03
PCH	202	793.424	1,03
Biomassa	173	1.112.187	1,44
Outras	728	75.294.349	97,50
Total	1.110	77.221.160	100

Fonte: ANEEL/BIG, 2002.

Tabela 4 – Usinas em construção em 2005.

Fonte	Quantidade	Potência (kW)	% (kW)
Eólica	0	0	0
PCH	37	429.262	7,27
Biomassa	5	168.745	2,86
Outras	27	5.306.937	89,87
Total	69	5.904.944	100

Fonte: ANEEL/BIG, 2005.

Já em relação aos projetos outorgados (construção ainda não iniciada), observa-se uma participação bastante expressiva dessas fontes, representando 37,4% da capacidade de geração autorizada pela ANEEL (Tabela 5).

Tabela 5 – Usinas outorgadas entre 1998 e 2004.

Fonte	Quantidade	Potência (kW)	% (kW)
Eólica	147	6.643.823	23,53
PCH	208	3.403.365	12,05
Biomassa	45	517.557	1,83
Outras	128	17.672.743	62,59
Total	528	28.237.488	100

Fonte: ANEEL/BIG, 2005.

Neste caso, destacam-se os projetos eólicos, que representam 23,5% do total outorgado. Ressalta-se, porém, que a outorga em questão é apenas um dos requisitos necessários à implantação dos projetos, de forma que esses números geram apenas expectativas em relação ao aumento da participação dessas fontes.

5.4.5.3.1 Fontes alternativas: necessidades de ajustes para garantir crescimento

Investir em energia renovável no Brasil, contará com enormes oportunidades em função do grande potencial de mercado existente no país. Os segmentos que podem representar novos negócios, segundo especialistas que participaram do Rio 5 - *World Climate & Energy Event*, no Hotel Glória (RJ), são os de geração de energia, a produção de bens de capital e a comercialização de créditos de carbono, no rastro do Protocolo de Kyoto que entrou em vigor em 16 de fevereiro de 2005. Dados do Ministério de Minas e Energia mostram o tamanho do mercado em questão: cerca de 165,8 mil MW.

A energia eólica ainda possui demanda para 143 mil MW - superior aos 91,3 mil MW de capacidade instalada, segundo dados da ANEEL. Já a geração solar pode agregar mais 100 MW e pequenas centrais hidrelétricas abrem espaço para mais 9,79 mil MW. Ainda segundo o MME, a biomassa traz oportunidades para potência da ordem de 13 mil MW - entre bagaço de cana, casca de arroz e madeira, além de outras fontes.

Sem considerar que a geração hídrica - que corresponde a cerca de 80% da matriz energética nacional - é uma fonte renovável, os especialistas são unânimes em ressaltar que o PROINFA foi um grande passo para a implantação de uma política voltada para este tipo de geração. No entanto, existem entraves que, se resolvidos ou não existissem, poderiam permitir a consolidação desse mercado.

Bermann (2005), considera promissor o futuro da energia alternativa no país, mas ainda incerto devido a uma série de fatores. Aponta, por exemplo, a existência de dúvidas quanto à remuneração dos empreendimentos, que possuem alto custo de implantação e operação. Enquanto na Alemanha, o valor a ser pago pela energia é cada vez menor, no Brasil, o comportamento é o oposto. “Entre os valores de referência divulgados no lançamento

do PROINFA, em março de 2004, e os preços em 2005, houve um acréscimo. É um sinal negativo, pois era esperado que o objetivo do governo em promover a modicidade tarifária fosse atingido”, afirma o autor. Os dados atualizados pela ELETROBRÁS para o valor do MWh para as fontes alternativas são de cerca de R\$ 130,00 para PCHs, R\$ 227,00 para eólica e entre R\$ 100,00 e R\$ 187,00 para biomassa, dependendo do resíduo.

Para Bermann (2005), a biomassa é a fonte mais promissora atualmente, principalmente no segmento sucroalcooleiro, com estimativa de 8 mil MW. O especialista diz estar surpreso com o pouco interesse do setor, confirmado com a realização de duas chamadas públicas no PROINFA. Apesar das perspectivas favoráveis, Bermann aponta o fator ambiental como complicador para os projetos de geração eólica. Grande parte do potencial de geração está localizado no Nordeste, lembra o especialista, especificamente em locais de dunas, enquadradas como áreas de preservação permanente. “Haveria a necessidade de uma legislação específica para o assunto. Não vejo mobilização do MME nem do Ministério de Meio Ambiente em torno dessa questão. O risco é que projetos eólicos desenvolvidos tenham problemas que impeçam a instalação”, afirma. Já o mercado de PCHs, considera Bermann, está subdimensionado. Ele sugeriu a revisão dos potenciais hídricos para permitir a geração em bacias de baixo aproveitamento, eliminando inclusive focos de instabilidade social causados pela necessidade de remoção para a formação de lagos.

Para Rose (2005), o país nos últimos anos, entre o racionamento e a implantação do PROINFA, criou boas perspectivas para a geração alternativa. Ressalta ainda que existem empresas alemãs interessadas em investir em projetos de energia alternativa. Sem citar nomes, o dirigente destaca, por exemplo, que uma empresa ligada à produção de energia solar manifestou a intenção de implantar uma fábrica de painéis fotovoltaicos para atender ao mercado interno e às exportações, com investimentos da ordem de R\$ 700 milhões (cerca de 200 milhões de euros).

Aponta ainda o autor a falta de definição regulatória para o segmento como um dos entraves. “Os investidores percebem uma certa instabilidade regulatória, iniciada com a falta de licenciamento ambiental para os empreendimentos. A empresa estrangeira aposta em uma clareza regulatória que falta ao país, especialmente para projetos de longo prazo”.

Um mercado atrativo, por ser pouco explorado no Brasil, é o de biomassa com base em resíduos orgânicos, com ênfase em exploração de dejetos animais para a geração de biogás. Rose (2005) também vê o mercado de biocombustíveis como de muito potencial, ao contrário de outras fontes como eólicas e solar, que possuem demanda, mas já estão mais consolidadas.

Feitosa (2005), ressalta que o sistema de financiamentos no país não dá tratamento igualitário aos eólicos. O especialista explicou que o BNDES não aceita como garantias para concessão de créditos os recebíveis da ELETROBRÁS no PROINFA. Ressalta que o faturamento de empresas eólicas está garantido pelo PROINFA por 20 anos, o que minimiza o risco nestas operações. Feitosa frisou que o BNDES exige do empreendedor garantias reais o que em certos casos torna o financiamento inviável. “No mundo inteiro, o contrato de recebíveis é a garantia da viabilização de empreendimentos. O empresário não pode hipotecar o terreno da geradora porque o local é arrendado”, afirmou o autor.

Outro ponto, segundo Feitosa (2005), é a limitação do mercado em 1,1 mil MW e a não definição da segunda fase do PROINFA, o que inviabiliza qualquer investimento de fabricantes de componentes e equipamentos para atender ao mercado de energia eólica. Destacou como fator positivo o regime de ventos do Nordeste, que permite geração de 75 mil MW.

O livre mercado, especialmente o varejista, também está de olho na expansão das fontes alternativas. Um estudo da Electra Comercializadora de Energia detectou oportunidades para os consumidores especiais (com carga maior ou igual a 500 kW, seja qual for a tensão) nas regiões Sul e Sudeste. Nestes locais, as tarifas de energia no mercado regulado são mais elevadas. Aderir ao mercado varejista, permite negociação direta de preços entre o cliente e o gerador. “Somado ao desconto da TUSD (tarifa de uso do sistema de distribuição), a economia com a contratação de energia direto das usinas de fontes alternativas pode variar de 15% até 30%”, destaca Almeida (2005).

Junto com o nicho de mercado, a energia limpa também pode render outros recursos para o país, com a comercialização dos créditos de carbono. Estudo feito pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) mostra que a América Latina poderá movimentar US\$ 3,5 bilhões por ano, sendo a maior parte deste valor referente a projetos brasileiros. O Ministério

da Ciência e Tecnologia (MCT) calcula que o preço da tonelada de carbono esta na faixa de US\$ 3 a US\$ 5.

A Câmara Brasil-Alemanha, porém, considera que o segmento pode crescer mais com o iminente aumento dos preços da tonelada no mercado. "Uma corrida nesta primeira fase pode fazer os preços do carbono subirem", apontou Rose (2005), diretor da Câmara Brasil-Alemanha. O executivo calcula que o preço da tonelada do carbono possa chegar a US\$ 15.

6 CONCLUSÕES

O principal aspecto positivo do Novo Modelo se refere à recondução do papel do Estado como agente do planejamento energético, na definição de objetivos e diretrizes para a expansão do sistema elétrico no médio e longo prazo.

Conforme o documento do Novo Modelo, a geração hidrelétrica é atualmente a fonte mais competitiva; logo, deverá predominar na expansão de menor custo.

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, foi criado com o objetivo de aumentar a participação, no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN), da energia de Produtores Independentes Autônomos (PIA), baseada nas fontes eólica, PCHs e biomassa. Trata-se, sem dúvida, de um programa promissor com vistas à definição de políticas públicas de fomento às fontes energéticas sustentáveis.

Entretanto, estabelece uma primeira etapa de inclusão de 3.300 MW de forma indistinta com referência às três fontes – eólica, biomassa e PCHs -, não reconhecendo as distintas condições envolvendo custos diferenciados de geração, nem as enormes vantagens que podem advir da geração distribuída, principalmente para o atendimento nas comunidades isoladas do país, distantes das redes de distribuição de energia elétrica.

O acesso de todos os domicílios do país, urbanos e rurais, à eletrificação, em condições adequadas de segurança e confiabilidade é o maior desafio a que se propõe o Novo Modelo.

Embora o programa “LUZ PARA TODOS”, lançado recentemente pelo MME, identifique 12 milhões de brasileiros excluídos dos benefícios de energia elétrica,

estudos recentes apontam que esta exclusão atinge hoje cerca de 4,4 milhões de domicílios, ou 17,6 milhões de habitantes.

A meta de assegurar até o ano 2008 o princípio da equidade para o conjunto da população brasileira, no que se refere ao acesso de eletrificação, impõe a adoção de estratégias de geração distribuída que devem superar as limitações de um mero programa de extensão da rede de distribuição, notadamente nas comunidades isoladas. O sistema de geração distribuída é o marco necessário para o desenvolvimento das energias renováveis. Todavia, o novo modelo se revela extremamente débil na promoção das energias alternativas renováveis.

Atualmente, esforços têm sido dirigidos a incentivar a execução de usinas de menor porte, como as PCHs e mesmo micro/mini-usinas e mesmo a recapacitação de centrais desativadas. Tais esforços estão em consonância com as modificações estruturais em andamento na área de energia elétrica no Brasil: descentralização, privatização, aumento da confiabilidade, menores impactos socioambientais, técnicas modernas para diminuição de custos.

As recentes reformulações ocorridas no setor elétrico brasileiro, criaram, de certa forma, um conjunto de ações positivas que beneficiaram os agentes atuantes nos programas de políticas públicas energéticas.

De um modo geral, os programas governamentais PROINFA e LUZ PARA TODOS, mostram que foram concedidos benefícios e simplificados os procedimentos nos empreendimentos de PCHs, de modo a aumentar ainda mais a atratividade econômico-financeira e a permitir que um número cada vez maior de investidores tenha acesso ao mercado de produção de energia renovável, apesar das incertezas que circundam o atual modelo elétrico brasileiro.

Diante destes cenários conclui-se que o mercado de PCHs apresenta um grande potencial hidrelétrico, sendo altamente atrativo aos investidores estrangeiros e nacionais. Isto implica aos nossos governantes a dedicarem uma atenção especial a estas usinas. O mercado existe, é oportuno e atrativo.

Por fim, a política energética brasileira deve ser obrigatoriamente submetida a um amplo debate democrático, tornando-se compatível com uma política de proteção ambiental e de gestão racional dos recursos naturais. Assim concebida, ela visará ao

desenvolvimento sustentável, tendo como objetivo melhorar a qualidade de vida da população, reduzindo as desigualdades sociais e regionais em harmonia com o meio ambiente, levando sempre em conta as diversidades estaduais e municipais na otimização do emprego das fontes de energia disponíveis localmente.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Informações do Setor Elétrico**. Disponível em: <<http://www.ANEEL.gov.br>>. Acesso em 11 nov. 2004.

_____. **Evolução da capacidade instalada de 1990 a 2004** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <ANEEL@zaz.com.br> em 3 fev. 2005.

_____. **Banco de informações de geração - BIG**. Disponível em: <<http://www.ANEEL.gov.br>>. Acesso em 10 jan. 2005.

_____. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Brasília: ANEEL, 2002.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). CENTRO DE REFERÊNCIA PARA APROVEITAMENTOS HIDROENERGÉTICOS DE PEQUENO PORTE (CERPCH). **Guia de investimentos em pequenos aproveitamentos hidrelétricos no Brasil**. nº 3. Rio de Janeiro: CD-ROM, 1998.

ALMEIDA, A. A. **Fontes alternativas: ajustes para garantir crescimento**. Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Negocios.asp?id=44572>>. Acesso em: 20 fev. 2005.

ANDERSON, P. Balanço do neoliberalismo. In SADER, Emir & GENTILI, Pablo (Orgs.). **Pós-neoliberalismo, políticas sociais e o Estado democrático**. Rio de Janeiro, Paz e Terra, 1995.

ANTUNES, R. **O governo Lula foi ganho pelo projeto das classes dominantes**. Disponível em: <<http://resistir.info>>. Acesso em 10 nov. 2004.

ARRETCHE, M. **Estado federativo e políticas sociais: determinantes da descentralização**. São Paulo: Fapesp/Revan, 2000.

_____. **Avaliação de políticas pública é objeto de pesquisa.** Disponível em: <<http://www.comciencia.br/entrevistas/ppublicas/arretche.htm>>. Acesso em 10 dez. 2002.

_____. Estado e políticas públicas. In: **Anais do 3º Encontro da Associação Brasileira de Ciência Política**, ABCP. 2002a., Niterói, Julho 2002.

BELLUZZO, L. G. **Modelo econômico impede melhorias de políticas públicas.** Disponível em: <<http://www.comciencia.br/entrevistas/ppublicas/belluzzo.htm>>. Acesso em: 10 ago. 2002.

BELLONI, I., MAGALHÃES, H., SOUSA, L. C. **Metodologia de avaliação em políticas públicas.** 2. ed. São Paulo: Cortez (Coleção Questões da Nossa Época; v.75). 2001.

BERMANN, C. **Fontes alternativas: ajustes para garantir crescimento.** Disponível em <<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materiais/Negocios.asp?id=44572>>. Acesso em: 20 fev. 2005.

BIELSCHOWSKY, R. **Energia elétrica: investimentos deprimidos numa transição problemática.** Brasília: CEPAL/MIMEO, 1997.

BUCCI, M. P. D. **Direito administrativo e políticas públicas.** São Paulo: Saraiva, 2002.

BRASIL. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil.** Brasília, DF: Senado, 1988.

CAMPOS, C. M. **Introdução ao direito de energia elétrica.** São Paulo: Ícone, 2001.

CARVALHO, J.; GOLDEMBERG, J. **Economia e Política de energia.** Rio de Janeiro: Olympio, 1980.

COIMBRA, L. Transição para o novo modelo fica para 2005. **Valor Econômico**, 12 nov. 1º caderno, n. 886, 2003.

CONHEÇA o mercado. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.** Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/index.jsp>>. Acesso em: 12 dez. 2004.

COSTA, D. Microcentral hidrelétrica. **CERPCH Notícias (Itajubá – MG)**, n.1, p.4, 1999.

DIAS LEITE, A. **A energia do Brasil.** 2 ed. Rio de Janeiro: Editora Nova Fronteira, 1997.

DINIZ, E.; SOUSA, P. H. **Modelo anterior não andou e ruiu.** Disponível em: <<http://www.oglobo.globo.com/jornal/especiais/energia/110291831.asp>>. Acesso em: 15 nov. 2003.

DYKE, V.V. **Political science: a philosophical analysis.** Stanford University Press, 1960.

DUARTE, N. Impacto positivo. **Revista ABINEE**, p. 20-24, Ago. 2004.

ELETROBRAS. **Plano diretor de meio ambiente do setor elétrico 1991/1993**. Rio de Janeiro: ELETROBRÁS, 1990.

_____. **Plano 2015 – Plano Nacional de Energia Elétrica**, vol. I. Rio de Janeiro, 1994.

_____. **Programa de desenvolvimento e comercialização de energia de pequenas centrais hidrelétricas (PCH-COM)**. Disponível em: <<http://www.eletrobras.gov.br>>. Acesso em: 2 jul. 2001.

_____. **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia elétrica - PROINFA**. Disponível em: <http://www.eletrobras.com.br/EM_Programas_PROINFA/default.asp>. Acesso em: 15/7/2004.

ELETROBRÁS.AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Diretrizes para projetos de pequenas centrais hidrelétricas**. Rio de Janeiro: CD-ROM, 2000.

_____. **PROINFA – PCH: aproveitamentos habilitados**. Disponível em: <http://www.eletrobras.com.br/mostra_arquivo.asp?id=http://www.eletrobras.com.br/downloads/EM_Programas_PROINFA/pch_hab.pdf&tipo=PROINFA>. Acesso em: 22 fev. 2005.

_____. **PROINFA – PCH: aproveitamentos selecionados**. Disponível em: <http://www.eletrobras.com.br/mostra_arquivo.asp?id=http://www.eletrobras.com.br/downloads/EM_Programas_PROINFA/pch_sel.pdf&tipo=PROINFA>. Acesso em: 22 fev. 2005.

_____. **PROINFA – PCH: empreendimentos convocados para contratação**. Disponível em: <http://www.eletrobras.com.br/mostra_arquivo.asp?id=http://www.eletrobras.com.br/downloads/EM_Programas_PROINFA/PROINFA_remanejamento.pdf&tipo=PROINFA>. Acesso em: 20 fev. 2005.

FEITOSA, E. **Fontes alternativas: ajustes para garantir crescimento**. Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Negocios.asp?id=44572>>. Acesso em: 20 fev. 2005.

FERREIRA, C. **Privatização do setor elétrico no Brasil**. In: PINHEIRO, A. C. FUKASAKU, K. A privatização no Brasil: o caso dos serviços de utilidade pública. Rio de Janeiro, BNDES/OCDE, 1999.

FREY, K. Políticas públicas: um debate conceitual e reflexões referentes à prática da análise de políticas no Brasil. **Revista: Planejamento e políticas públicas**. n. 21, Junho 2000.

GALEANO, E. **Lula, presidente de honra Partido dos Trabalhadores**. Disponível em: <<http://www.lutadospovos.hpg.ig.br/lula.htm>>. Acesso em: 5 nov. 2001.

GALVÃO, L. C. R.; REIS, L. B. & UDAETA, M. E. M. Fundamentos para o planejamento integrado de recursos numa região do governo de Estado de São Paulo apontando a energia elétrica. In: **Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia e II Seminário Latino-americano de Energia**, 1996, Rio de Janeiro.

GUERRA, S. A Desregulamentação do Setor Elétrico. **Conjuntura Econômica**, Rio de Janeiro, v. 46, n. 11, p. 51-56, nov. 1992.

HOLCK, C. H. PCHs: um caminho para superar a crise. **São Paulo Energia**. n.59, p.7-9, 1989.

HUGON, P. **História das doutrinas econômicas**. 14. ed. São Paulo: Atlas, 1980.

JOHNSON, B. B.; SAES, F. A. M.; TEIXEIRA, H. J.; WRIGHT, J. T. C. **Serviços Públicos no Brasil - Mudanças e Perspectivas**. São Paulo: Editora Edgard Blücher Ltda, 1996.

KERBAUY, M. T. C. (1998) Avaliação de políticas públicas . In: **Anais do 1º Encontro da ABCP**, 1998, Rio de Janeiro.

LAGO, R., NÓBREGA, A. P. O processo de outorga de autorização-registro de PCHs. **CERPCH Notícias (Itajubá - MG)**, n.11, p. 11, 2001.

LOTERO, R. C; SANTANA, E. A. de. **A reestruturação do setor elétrico brasileiro e o gerenciamento estratégico das empresas**. In: III Congresso brasileiro de planejamento energético, 449, 1998, São Paulo: 1998. p. 301-306.

MERCADANTE, A. Plano Real e o Neoliberalismo Tardio. In: MERCADANTE, A. **O Brasil Pós-Real: A Política Econômica em debate**. Campinas, SP: Unicamp/IE, 1997.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Diretrizes e ações do MME para o setor elétrico**. Brasília, 1996.

_____. **Balanço energético nacional - BEN**. Brasília, 2003

_____. **O Programa LUZ PARA TODOS**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/programs_display.do?chn=683>. Acesso em: 18 jul 2004.

_____. **Energia Elétrica: Leis**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=40>. Acesso em: 10 nov. 2004.

MOREIRA, R. **Globalização e Neoliberalismo**. Disponível em: <http://www.geocities.com/athens/rhodes/7390/Globalizacao_e_neoliberalismo.htm>. Acesso em: 23 mar. 2001.

MULLER, A. C. **Hidrelétricas, meio ambiente e desenvolvimento**. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1995.

PEDONE, L. **Formulação, implantação e avaliação de políticas públicas**. Brasília: Fucep/Enap, 1986.

PEREIRA, J. M. **Finanças públicas: a política orçamentária no Brasil**. São Paulo: Atlas, 1999.

PIRES, J. C. L.; GIAMBIAGI, F.; SALES, A. F.: As perspectivas do setor elétrico após o racionamento. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v. 9, n. 18, p. 163-204, dez. 2003.

PIRES, A. Os riscos da contra-reforma no setor elétrico brasileiro. **Valor Econômico**, 21 jul. 1º Caderno, n. 804, 2003.

PORTO, L. C. **Fontes alternativas de energia: opção para uma política energética sustentável no Brasil**. Organização (Lúcia Schild Ortiz): Campo Grande: Fundação Heinrich Böll/ Coalização Rios Vivos, 2002.

RAMIS, J. N. Impacto positivo. **Revista ABINEE**, p. 20-24, Ago. 2004.

REIS, L. B. **Geração de energia elétrica**. São Paulo: Tec Art, 1998.

ROSA, L. P. (org.). **Energia e crise**. RJ: Vozes, 1984.

ROSE, R. **Fontes alternativas: ajustes para garantir crescimento**. Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Negocios.asp?id=44572>>. Acesso em: 20 fev. 2005.

SALGADO, L. **Agências regulatórias na experiência brasileira: Um panorama do atual desenho institucional**. Rio de Janeiro: IPEA, mar. 2003.

SANDRONI, P. **Novíssimo Dicionário de Economia**. 11.ed. São Paulo: Editora Best Seller, 2003.

SILVEIRA, S., REIS, L. B. **Energia elétrica para o desenvolvimento sustentável**. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 2000.

SIMPÓSIO NACIONAL SOBRE FONTES CONVENCIONAIS E ALTERNATIVAS DE ENERGIA. Brasília: Centro de Documentação e Informação da Câmara dos Deputados, 1980.

TIAGO FILHO, G. L. O eclipse e as PCHs. **CERPCH Notícias (Itajubá – MG)**, n.2, p.2, 1999.

TOLMASQUIM, M. T. (Org). **Fontes renováveis de energia no Brasil**. Rio de Janeiro:

Interciência: CENERGIA, 2003.

VIANA, A. N. C. Pequenas centrais hidrelétricas no meio rural. In: **SIMPÓSIO “TECNOLOGIA E APLICAÇÃO RACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA E DE FONTES RENOVÁVEIS NA AGRICULTURA”**. CONGRESSO BRASILEIRO DE ENGENHARIA AGRÍCOLA, **26**, 1997, Campina Grande: UFPB.

VIANA, A. N. C. Os benefícios de geração através de microcentral hidrelétrica. **CERPCH Notícias (Itajubá – MG)**, n.4, p.7, 1999.

APÊNDICES

Apêndice 1

Tabela 6 –Aproveitamentos habilitados no PROINFA - PCH.

UF	Data de LI	Qualificação	Aproveitamento	P. Inst. (kW)
BA	9/10/2003	PIA	PCH Cachoeira da Lixa	14.800
			PCH Colino 1	11.000
			PCH Colino 2	16.000
			Total BA	41.800
ES	2/8/2001	PIA	PCH São Joaquim	21.000
	2/12/2002	PIA	PCH São Simão	27.000
	26/9/2003	PIA	PCH São Pedro	30.000
	15/10/2003	PIA	PCH Fumaça IV	4.500
			Total ES	82.500
GO	5/2/2001	PIA	PCH Piranha	18.000
	26/12/2001	PIA	PCH Santa Edwiges III	6.500
	2/9/2002	PIA	PCH Mosquitão	30.000
	28/5/2003	PIA	PCH Irara	30.000
	11/6/2003	PIA	PCH Retiro Velho	18.000
	8/7/2003	PIA	PCH Mambáí II	12.000
	31/7/2003	PIA	PCH Jataí	30.000
	18/12/2003	PIA	PCH Goiandira	27.000
			PCH Nova Aurora	21.000
	1/4/2004	PIA	PCH Muçungo	10.000
			PCH Palma	27.000
			Total GO	229.500
MG	10/4/2002	PIA	PCH Bonfante	19.000
	23/5/2003	PIA	PCH Funil	22.500
	30/10/2003	PIA	PCH Carangola	15.000
	5/11/2003	PIA	PCH Cachoeira Grande	10.000
			PCH Cocaís Grande	10.000
	6/5/2004	PIA	PCH Laginha	1.600
			PCH Piedade	11.500
	26/3/2004	NÃO PIA	PCH Cachoeirão	27.000
	30/4/2002	PIA	PCH Areia Branca	20.000
	19/12/2003	PIA	PCH São Gonçalo	13.000
			Total MG	149.600
MS	8/11/2002	PIA	PCH Buriti	30.000
	20/12/2002	PIA	PCH Aquarius	4.200
	10/7/2003	PIA	PCH Ponte Alta	13.000
	14/11/2003	PIA	PCH Alto Sucuriú	29.000
	5/3/2004	PIA	PCH Porto das Pedras	28.030
			Total MS	104.230

Apêndice 1

continuação da Tabela 6 –Aproveitamentos habilitados no PROINFA - PCH.

UF	Data de LI	Qualificação	Aproveitamento	P. Inst. (kW)
MT	9/11/2000	PIA	PCH Nhandu	13.000
			PCH Rochedo	9.000
	3/5/2001	PIA	PCH Salto	15.900
	12/9/2001	PIA	PCH Sen. J. Pinheiro	5.940
	23/11/2001	PIA	PCH Canoa Quebrada	28.000
	13/5/2002	PIA	PCH Eng. José Gelásio da Rocha	23.700
	11/10/2002	PIA	PCH Rondonópolis	26.600
	18/11/2002	PIA	PCH São Tadeu I	18.000
	12/12/2002	PIA	PCH Figueirópolis	22.000
		NÃO PIA	PCH Cidezal	17.100
			PCH Telegráfica	30.000
			PCH Rondon	13.100
			PCH Sapezal	16.200
	23/12/2002	PIA	PCH Paratinga	16.500
	27/2/2003	PIA	PCH Garganta da Jararaca	29.300
	7/5/2003	PIA	PCH Água Branca	10.000
			PCH Água Clara	4.000
			PCH Água Prata	13.300
	27/6/2003	PIA	PCH Água Brava	13.050
	31/10/2003	PIA	PCH Mestre	2.000
			PCH Santa Cecília	3.500
	27/11/2003	PIA	PCH Rancho Queimado 1	5.000
	11/12/2002	NÃO PIA	PCH Parecis	15.400
	11/6/2001	PIA	PCH Zé Fernando	29.100
	6/12/2002	PIA	PCH Sete Quedas	18.000
			Total MT	235.550
PR	25/11/2002	PIA	PCH Novo Horizonte	15.000
	1/3/2004	PIA	PCH Cristalino	4.000
			Total PR	19.000
RJ	30/1/2002	PIA	PCH Tudelândia	2.400
	13/3/2002	PIA	PCH Santa Rosa II	30.000
	10/4/2002	PIA	PCH Monte Serrat	25.000
	11/11/2002	PIA	PCH Santa Fé	30.000
	26/12/2002	PIA	PCH Calheiros	19.000
	5/2/2004	PIA	PCH Monte Alegre	18.600
			PCH Posse	15.800
			PCH São Sebastião	17.200
			Total RJ	158.000

Apêndice 1

continuação da Tabela 6 –Aproveitamentos habilitados no PROINFA - PCH.

UF	Data de LI	Qualificação	Aproveitamento	P. Inst. (kW)
RS	27/5/2002	PIA	PCH São Bernardo	15.000
	3/9/2002	PIA	PCH Carlos Gonzatto	9.000
	9/5/2003	PIA	PCH Esmeralda	22.200
	30/5/2003	PIA	PCH Caçador	22.500
			PCH Cotiporã	19.500
			PCH Linha Emília	19.500
	16/7/2003	PIA	PCH da Ilha	26.000
			PCH Jararaca	28.000
	11/2/2004	PIA	PCH Criúva	20.000
			PCH Palanquinho	19.000
	16/5/2001	PIA	PCH Bom Retiro	30.000
			Total RS	230.700
SC	13/11/2002	PIA	PCH Plano Alto	16.000
	20/11/2002	PIA	PCH Alto Irani	21.000
			PCH Arvoredo	11.000
	2/12/2002	PIA	PCH Ludesia	26.200
	23/12/2002	PIA	PCH Nova Fátima	4.100
			PCH Rio Fortuna	6.850
			PCH São Maurício	2.500
	23/9/2003	PIA	PCH Flor do Sertão	16.500
	10/12/2003	PIA	PCH Salto das Flores	6.700
	17/12/2003	PIA	PCH Santa Laura	15.000
	23/1/2004	PIA	PCH Pira	16.000
	3/3/2004	PIA	PCH Contestado	5.550
			PCH Coronel Araújo	5.550
	10/3/2004	PIA	PCH Rodeio Bonito	14.000
	23/4/2004	PIA	PCH Ibirama	21.000
			Total SC	187.950
SP	25/3/2004	PIA	PCH Lavrinhas	30.000
			PCH Queluz	30.000
				Total SP
TO	30/10/2003	PIA	PCH Boa Sorte	16.000
			PCH Lagoa Grande	21.500
			PCH Porto Franco	30.000
			PCH Riacho Preto	9.300
	21/11/2003	PIA	PCH Água Limpa	14.000
			PCH Areia	11.400
				Total TO
			TOTAL BRASIL	1.601.030

Fonte: Elaboração própria com dados da ELETROBRÁS (2005).

Apêndice 2

Tabela 7 – Aproveitamentos selecionados no Proinfa - PCH.

UF	Empresa	Aproveitamento	Qualificação	Data de LI	P. Inst. (kW)	P. Selec. (kW)
BA	Consórcio Enerbras	PCH Cachoeira da Lixa	PIA	9/10/2003	14.800	14.800
		PCH Colino 1	PIA	9/10/2003	11.000	11.000
		PCH Colino 2	PIA	9/10/2003	16.000	16.000
			Total		41.800	41.800
ES	Centrais Elétricas da Mantiqueira S/A ELETRO RIVER S/A	PCH São Pedro	PIA	26/9/2003	30.000	30.000
		PCH Fumaça IV	PIA	15/10/2003	4.500	4.500
		PCH São Joaquim	PIA	2/8/2001	21.000	21.000
		PCH São Simão	PIA	21/2/2002	27.000	27.000
		Total		82.500	82.500	
GO	Comosa S/A Consórcio Serra Negra Energética Rialma Companhia Energética S/A Rio Corrente S/A Araguaia Centrais Elétricas	PCH Mosquito	PIA	2/9/2002	30.000	30.000
		PCH Piranha	PIA	5/12/2001	18.000	18.000
		PCH Santa Edwiges III	PIA	26/12/2001	6.500	6.500
		PCH Mambai	PIA	8/7/2003	12.000	12.000
		PCH Irara	PIA	28/5/2003	30.000	30.000
		PCH Jatai	PIA	31/7/2003	30.000	30.000
		PCH Retiro Velho	PIA	11/6/2003	18.000	18.000
				Total		144.500
MG	BSB Energética Centrais Elétricas da Mantiqueira S/A ELETRO RIVER S/A HP1 do Brasil	PCH Bonfante	PIA	10/4/2002	19.000	19.000
		PCH Cachoeira Grande	PIA	5/11/2003	10.000	10.000
		PCH Cocais Grande	PIA	5/11/2003	10.000	10.000
		PCH Carangola	PIA	30/10/2003	15.000	15.000
		PCH Funil	PIA	23/2/2003	22.500	22.500
		PCH Areia Branca	PIA	30/4/2002	20.000	20.000
		Total		96.500	96.500	
MS	BSB Energética Cia. Agrícola Sonora Estância Consórcio Ponte Alta DM Construtora de Obras Ltda	PCH Burti	PIA	8/11/2002	30.000	30.000
		PCH Aquarius	PIA	20/12/2002	30.000	30.000
		PCH Ponte Alta	PIA	10/7/2003	13.000	13.000
		PCH Alto Sucuriú	PIA	14/11/2003	29.000	29.000
		Total		102.000	102.000	

Apêndice 2

continuação da Tabela 7 – Aproveitamentos selecionados no Proinfa - PCH.

UF	Empresa	Aproveitamento	Qualificação	Data de LI	P. Inst. (kW)	P. Selec. (kW)
MT	Amper Energia Ltda	PCH Canoa Quebrada	PIA	23/11/2001	28.000	28.000
	Caeté Empr. Energ. Ltda	PCH Sem. J. Pinheiro	PIA	12/9/2001	5.940	5.940
	GERAOESTE - Usinas Elétricas do Oeste Ltda	PCH Zé Fernando	PIA	11/6/2001	29.100	29.100
	Hidropower Energética S/A	PCH Eng. José Gelásio da Rocha	PIA	13/5/2002	23.700	23.700
	Salto Jauru Energética S/A	PCH Salto	PIA	3/5/2001	15.900	15.900
	São Tadeu Energ. Ltda	PCH São Tadeu I	PIA	18/11/2002	18.000	13.760
	Tupan Energia Elétrica Ltda	PCH Rondonópolis	PIA	11/10/2002	26.600	26.600
	Usina Elétrica Nhandu Ltda	PCH NHANDU	PIA	9/11/2000	13.000	13.000
	Total				160.240	156.000
PR	Agro Pastoril Novo Horizonte S/A	PCH Novo Horizonte	PIA	25/11/2002	15.000	15.000
RJ	Total				15.000	15.000
	BSB Energética	PCH Monte Serrat	PIA	10/4/2002	25.000	25.000
	ELETRO RIVER S/A	PCH Santa Fé	PIA	11/11/2002	30.000	30.000
	Faz. Tudelândia	PCH Calheiros	PIA	26/12/2002	19.000	19.000
	Santa Rosa II Geração de Energia Ltda	PCH Tudelândia	PIA	30/1/2002	2.400	2.400
		PCH Santa Rosa II	PIA	13/3/2002	30.000	30.000
RS	Total				106.400	106.400
	Bom Retiro Energia Ltda	PCH Bom Retiro	PIA	16/5/2001	30.000	30.000
	C.J. Energética	PCH São Bernardo	PIA	27/5/2002	15.000	15.000
	Caçador Energética S/A	PCH Caçador	PIA	30/5/2003	22.500	22.500
	CESBE S/A Engenharia e Empreendimentos	PCH Carlos Gonzatto	PIA	3/9/2002	9.000	9.000
	Cotiporã Energética S/A	PCH Cotiporã	PIA	30/5/2003	19.500	19.500
	Hidrotérmica S/A	PCH Jararaca	PIA	16/7/2003	28.000	27.300
	Linha Emília Energética S/A	PCH Linha Emília	PIA	30/5/2003	19.500	19.500
	PCE - Projetos e Consultorias de Engenharia Ltda	PCH Esmeralda	PIA	9/5/2003	22.200	22.200
	Total				165.700	165.000

Apêndice 2

continuação da Tabela 7 – Aproveitamentos selecionados no Proinfa - PCH.

UF	Empresa	Aproveitamento	Qualificação	Data de LI	P. Inst. (kW)	P. Selec. (kW)
SC	C.H. Salto das Flores Ltda	PCH Salto das Flores	PIA	10/12/2003	6.700	750
	Centrais Elétricas da Mantiqueira S/A	PCH Alto Irani	PIA	20/11/2002	21.000	21.000
		PCH Arvoredo	PIA	20/11/2002	11.000	11.000
		PCH Pano Alto	PIA	13/11/2002	16.000	16.000
		Coop. de Eletrif. Rural Vale do Araçá - CERAÇÁ	PIA	23/9/2003	16.500	16.500
	Geradora de Energia Nova Fátima S/A	PCH Nova Fátima	PIA	23/12/2002	4.100	4.100
	Geradora de Energia Rio Fortuna S/A	PCH Rio Fortuna	PIA	23/12/2002	6.850	6.850
	Geradora de Energia São Maurício S/A	PCH São Maurício	PIA	23/12/2002	2.500	2.500
	Ludesa Energética S/A	PCH Ludesa	PIA	2/12/2002	26.200	26.200
	Total				110.850	104.900
TO	Boa Sorte Energética	PCH Boa Sorte	PIA	30/10/2003	16.000	16.000
	CNBO Produtora Energia Elétrica Ltda	PCH Água Limpa	PIA	21/11/2003	14.000	14.000
		PCH Areia Branca	PIA	21/11/2003	11.400	11.400
		Lagoa Grande Energética	PIA	30/10/2003	21.500	21.500
	Porto Franco Energética	PCH Porto Franco	PIA	30/10/2003	30.000	30.000
	Riacho Preto Energética	PCH Riacho Preto	PIA	30/10/2003	9.300	9.300
Total					102.200	102.200
Total Brasil					1.127.690	1.116.800

Fonte: Elaboração própria com dados da Eletrobrás (2005).

Apêndice 3

Tabela 8 – Empreendimentos convocados para a contratação no PROINFA – PCH.

Empresa	Empreendimento	Estado	Data LI	Potência kW	Potência Selecionada (kW)
Eólica Formosa Ltda	UEE Formosa	CE	8/10/2002	104.400	78.600
SIIF Energies do Brasil Ltda	UEE Paracuru	CE	8/10/2002	23.400	23.400
Eólica Icaraizinho Ltda	UEE Icaraizinho	CE	18/10/2002	54.000	54.000
Consórcio Ibó	PCH Sete Quedas	MT	6/12/2002	18.000	6.340
Consórcio Juruena	PCH Parecis	MT	11/12/2002	15.400	15.400
Consórcio Juruena	PCH Cidezal	MT	12/12/2002	17.100	17.100
Consórcio Juruena	PCH Telegráfica	MT	12/12/2002	30.000	30.000
Consórcio Juruena	PCH Rondon	MT	12/12/2002	13.100	13.100
Engecon – Eng. Ger. E Cons. Ltda	PCH Figueirópolis	MT	12/12/2002	22.000	22.000
Consórcio Juruena	PCH Sapezal	MT	12/12/2002	16.200	16.200
Ventos Energia e Tecnologia Ltda	PCH Taiba Albatroz	CE	13/12/2002	16.500	16.500
Paratinga Energia Ltda	PCH Paranatinga I	MT	23/12/2002	16.500	16.500
Servtec Energia Ltda	UEE Bons Ventos	CE	27/12/2002	50.000	50.000
Rio do Sangue Energia Ltda	PCH Garganta da Jararaca	MT	27/2/2003	29.300	29.300
New Energy Options	UEE Alegria II	RN	12/3/2003	100.800	36.300
New Energy Options	UEE Alegria I	RN	12/3/2003	51.000	19.920

	EÓLICA
	PCH

Fonte: ELETROBRÁS, 2005.