

MÔNICA MARCONDES

**ANÁLISE DA PARTICIPAÇÃO DOS AUTOPRODUTORES E PRODUTORES
INDEPENDENTES DE ENERGIA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

São Paulo
2008

MÔNICA MARCONDES

**ANÁLISE DA PARTICIPAÇÃO DOS AUTOPRODUTORES E PRODUTORES
INDEPENDENTES DE ENERGIA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas de Potência.

Orientador: Prof. Dr. **Marco Antonio Saidel**

São Paulo
2008

MÔNICA MARCONDES

**ANÁLISE DA PARTICIPAÇÃO DOS AUTOPRODUTORES E PRODUTORES
INDEPENDENTES DE ENERGIA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas de Potência.

Orientador: Prof. Dr. **Marco Antonio Saidel**

São Paulo
2008

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

São Paulo, de setembro de 2008.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

FICHA CATALOGRÁFICA

Marcondes, Monica

Análise da participação dos autoprodutores e produtores independentes de energia no setor elétrico brasileiro / M.

Marcondes. -- ed.rev. -- São Paulo, 2008.

p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1. Energia elétrica (Regulação) – Brasil 2. Planejamento energético 3. Privatização 4. Política industrial I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II. t.

AGRADECIMENTOS

À minha família pela compreensão.

Ao professor Marco Antonio Saidel, pela orientação e pelo constante estímulo transmitido durante todo o trabalho e pela confiança.

Aos professores Natal e Fernando Amaral pelas discussões e contribuições.

Às amigas Renata e Neide pela prestatividade e apoio.

Aos professores da Escola Politécnica da USP.

O ser humano não é a soma do que ele tem, mas a totalidade do que não tem ainda, do que poderia ter.

Jean Paul Sartre

RESUMO

Historicamente o suprimento de energia elétrica no Brasil, desempenha papel de destaque no crescimento econômico nacional, por conta da sua capacidade de agregar renda através do fomento às grandes indústrias. Sua forte associação na composição da renda nacional preocupa de maneira geral todos os envolvidos e interessados no abastecimento de energia que, na pauta dos últimos governos, discute a priorização dos investimentos para o setor.

O domínio do setor por pequenos investidores consolidou-se até meados da década de 40. Após esse período houve um repasse dos ativos para o Estado que passou a desempenhar o papel de investidor na expansão da oferta. Neste contexto, a construção de grandes empreendimentos como Itaipu e Paulo Afonso foram realizados dentre outros. Com o avanço da economia, as obras existentes tornaram-se insuficientes tendo em vista uma forte ascensão da demanda em todos os segmentos de consumo: industrial, comercial e residencial. A solução para este entrave foi a privatização do setor vislumbrando investimentos da iniciativa privada através de concessões dadas pelo Estado. Buscando maior dinamismo setorial, várias ações foram desencadeadas para sua formatação, que separou as empresas estatais verticalizadas nos setores de geração, distribuição, transmissão e comercialização de energia. As empresas distribuidoras de energia foram pioneiras no processo de transferência de ativos, seguidas pelos setores de transmissão e geração de energia.

Através da abertura proposta pelo governo a partir do PND (Plano Nacional de Desestatização), o setor elétrico brasileiro vem experimentando uma reestruturação baseada em experiências de países como Reino Unido, um dos pioneiros na criação de empresas de geração, transmissão e distribuição independentes, propiciando maior eficiência econômica ao negócio de energia, transferindo a responsabilidade de novos investimentos para os agentes privados.

Um marco regulatório foi criado a fim de estabelecer o papel do Governo neste processo como regulador, definindo regras que propiciem maiores

investimentos para o atendimento da demanda ascendente que vem sendo verificada nos últimos anos.

Com a consolidação de um ambiente competitivo, definiu-se um novo papel para as grandes indústrias do país, o autoprodutor e o produtor independente de energia elétrica, tratado neste trabalho como investidores em energia para auto-consumo, independente da formação jurídica usada para criação da sociedade/consórcio que, a partir deste marco, alterou o comportamento para a aquisição de energia necessária para seu processo de produção.

O objetivo deste trabalho é analisar a evolução recente e as perspectivas dos investimentos em infra-estrutura no Brasil com a participação dos autoprodutores e produtores independentes de energia elétrica na matriz energética nacional, tendo em vista os reais custos de energia após a privatização das empresas de distribuição. Os altos custos de aquisição de energia, de uma maneira geral diminuiriam a competitividade das empresas acostumadas a menores gastos neste setor, criando a figura potencial de um investidor em geração de energia para consumo próprio como forma de assegurar custos gerenciáveis durante o período de sua concessão.

Para isso, procura-se desenvolver uma análise dos dados consolidados do setor, e, o desdobramento dos fatos observados após sua privatização, traçando um paralelo com a energia adquirida pela indústria para o auto-consumo, associada com a política regulatória institucional e o planejamento da oferta de novos projetos de usinas hidrelétricas.

A conclusão do trabalho aponta para a comparação entre as formas de aquisição de energia versus a autoprodução/produção independente que no longo prazo merece destaque na economia e garantia de suprimento para produção industrial.

Palavras-Chave: Autoprodução de energia, competitividade, setor elétrico

ABSTRACT

Historically, the electric power supply in Brazil has a role that stands out in the domestic economic growth, due to its capacity to add revenue through the promotion to large-sized industries. Its strong association in the composition of the domestic revenue is of general concern of all individuals involved and interested in the power supply in Brazil, which, in the norms of recent governances, discuss the priority of the investments for the sector.

The nationalization of the sector, formerly controlled by small-sized private investors, delegated the State the assignment of promoting its development, providing an energy offer that could accompany the demand increases observed in Brazil. On the other hand, the Government invested and assumed the expansion of the generator park in Brazil, with the construction of some significant work, such as Itaipu and Paulo Afonso, among others. With the development of the economy, the existing work became insufficient, taking into account a strong increase of the demand in all levels of consumption: industrial, commercial and residential. The solution for this obstacle was the privatization of the sector, aiming at investments of the private enterprise, through concessions granted by the State Government. With the proposal of stimulating the sector, various actions were taken to format the sector, which separated the verticalized state companies in the power generation, distribution, transmission and commercialization sectors. The companies that distribute power were the pioneers in the process for assets transfer, followed by the power generation and transmission sectors.

Through the opening provided by the Government as from the PND (National Plan for Privatization), the Brazilian electric sector has been experiencing a restructuring, based on experiences of countries such as the United Kingdom, which is a pioneer in the creation of independent distribution, transmission and generation companies, enabling a major efficiency for the power business, and, at the same time, transferring the responsibility of new investments to private agents.

A regulatory limit was created in order to establish the Government role in this process as a regulator, defining rules, providing investments in the sector for compliance with the increasing demand, which was noted in recent years.

With the consolidation of a highly competitive environment, a new role was defined for large-sized industries in Brazil, the self-producer of electric power, which, as from the new regulatory limit, changed substantially its behavior regarding the acquisition of power, necessary for its production process.

The objective of this paper is to analyze the recent development and the investment perspectives in infrastructure in Brazil, with the participation of the self-producers of electric power at the domestic energetic headquarters, which mainly reemerged after the privatization of the distribution companies that, as from their new management, and aiming at the profit of the company, started to collect from the industrial class electric power rates with no subsidies. High power acquisition costs, generally speaking, reduced the competitiveness of the companies used to little expenses in this sector, thus creating the image of an investor in power generation for his own consumption, as a way to assure manageable costs during the period of its concession.

Therefore, there is a search for the development of an analysis of the consolidated data of the sector, and the attainment of the observed post privatization events of the sector, with a comparison with the power acquired by the industry for the self-consumption, associated with the institutional regulatory policy and the indicative planning of the offer of new projects of hydroelectric power plants indicated by the Government.

The conclusion of this paper is focused on the comparison between the various types of conventional power acquisition, involving the purchase of input, with the self-production that, on a long-term basis, should be highlighted in terms of economy and guarantee of supply for the industrial production.

Key-words: Self-production of power, competitiveness, electric sector

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Principais Obras de Geração Implementadas pelo Governo	19
Tabela 2.2- Maiores Empreendimentos Estatais.....	20
Tabela 2.3 – Encadeamento da Indústria de Energia Elétrica.....	28
Tabela 2. 4 – Projeção de Geração e Transmissão de Energia para 2002/2004.....	32
Tabela 2. 5 – Pilares de Sustentação na reestruturação do modelo	36
Tabela 2. 6 - Projetos de Energia Aprovados pelo BNDES – 2003 a 2007	43
Tabela 2. 7 – Potencial Hidrelétrico Brasileiro - MW	44
Tabela 2. 8 - Variáveis Macroeconômicas para o PAC	45
Tabela 2. 9 - Previsão de investimento em infra-estrutura 2007-2010	45
Tabela 3. 1 - Brasil: Principais Empresas Autoprodutoras de Energia Elétrica (Participação em Empreendimentos Hidrelétricos)	56
Tabela 3.2 - Encargos setoriais	63
Tabela 3.3 – Contratos firmados para o ano 2008 - Proinfa.....	69
Tabela 3.4 – Destino dos Percentuais da Receita Operacional Líquida (válido de 28/03/2007 a 31/12/2010)	73
Tabela 3.5 – Destino dos Percentuais da Receita Operacional Líquida (válido a partir de 01/01/2011)	73
Tabela 3.6 – Pagamentos por ESS por Restrição de Operação e Serviços Ancilares.....	76
Tabela 3.7 – Pagamentos por ESS - Segurança Energética.....	76
Tabela 3.8 – Compra e Venda no Mercado de Curto Prazo.....	78
Tabela 4.1 - Sucessão de Atos Legislativos para nova reestruturação setorial.....	90
Tabela 4.2 – Indicadores Econômicos – Previsão EPE.....	96
Tabela 4.3 – Projeção da Demanda de Energia Elétrica. Consumo (TWh)	97
Tabela 4.4 – Potencial Carvão Nacional - MW.....	100
Tabela 4.5 – Potencial de Geração de Eletricidade com processamento de Cana de Açúcar- MW	101
Tabela 4.6 – Geração termelétrica a gás natural no SIN em 2010.....	102
Tabela 4.7 – Expansão da Oferta de Energia Elétrica a Longo Prazo, por Fonte de Geração - MW	103
Tabela 4.8 – PAC Setor Elétrico: projetos de geração por região em 2008.....	107
Tabela 4.9 – PAC Setor Elétrico: projetos de geração por região em 2009.....	107
Tabela 4.10 – PAC Setor Elétrico: projetos de geração por região em 2010.....	108
Tabela 5.1- Participação do BNDES nos Projetos	113
Tabela 5.2 – Custos Marginais de Operação – Rodada do NEWAVE.....	116

Tabela 5.3 – Consolidação dos Dados Anuais de Rodada do Newave	116
Tabela 5.4 – Custos Marginais – Plano Decenal 2007-2016.....	118
Tabela 5.5 – Projeção Tarifas – Ambiente de Contratação Regulada	121
Tabela 5.6 – Amortização da Dívida	125
Tabela 5.7 – Origem e Aplicações dos Recursos do Consórcio.....	126
Tabela 5.8 – Balanço Patrimonial do Consórcio ITASA	128
Tabela 5.9 – Participação dos Acionistas na MAESA	131
Tabela 5.10 – Quadro de Usos e Fontes	133
Tabela 5.11 – Condições e Tipos de Financiamento.....	134
Tabela 5.12 – Condições e Tipos de Financiamento.....	134
Tabela 6.1 – Leilão de Energia A-3/2008 – quadro de usinas habilitadas	141

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Empreendimentos de Geração com Potência Instalada $\geq 1000\text{MW}$	22
Figura 2.2 – Evolução na Tarifação do Setor	23
Figura 2.3 – Reestruturação do Setor Elétrico – Segmentação das Atividades.....	25
Figura 2.4 - Esquematização MAE e ONS	26
Figura 2.5 - Esquematização hierárquica - Agentes Setoriais	37
Figura 2.6 - Visão Geral do Modelo de Contratação	39
Figura 2.7- Esquematização de Contratação de Energia Elétrica (ACL E ACR)	40
Figura 2.8 - Contratações no ACR.....	42
Figura 3.1- Alocação de Energia para Auto-Consumo (APE/PIE)	50
Figura 3.2 - Configuração final das componentes da TUSD e TE	85
Figura 3.3 – Composição da Tarifa de Fio e Encargos - TUSD.....	86
Figura 3.4 – Tipos de Desconto Concedidos	88
Figura 4.1 – Processo de Planejamento e Papel da EPE	92
Figura 4.2 – Rio Madeira na Bacia Amazônica	106
Figura 4.3- Riscos na Expansão do Setor Elétrico	109
Figura 5.1 - Competitividade das fontes de geração de eletricidade	112
Figura 5.2 – Composição Societária da Empresa	123
Figura 5.3 – Composição Acionária da Empresa	130

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1.1 - Estrutura de Oferta de Energia: Brasil	2
Gráfico 1.2- Oferta Interna de Energia: Estrutura de Participação das Fontes Renováveis e Não Renováveis (Brasil, OECD e Mundo – 2005 e 2006)	3
Gráfico 1.3- Matriz de Oferta de Energia Elétrica.....	4
Gráfico 1.4 – Evolução da Participação da Autoprodução na Produção Hídrica	6
Gráfico 2.1 – PIB: Nacional x Indústria no Período de 1900 a 1925.....	14
Gráfico 2. 2 – Energia Armazenada SE/CO - GWh.....	30
Gráfico 2. 3 – Energia Armazenada NE - GWh.....	31
Gráfico 2. 4 – Evolução da Energia Armazenada: SE/CO e NE – Variação 2001/2002	34
Gráfico 2. 5 — Parque Gerador Brasileiro – Energia Hidráulica	47
Gráfico 3. 1 – Autoprodução de Energia – Total de Participação por Fonte.....	48
Gráfico 3. 2 - Evolução do Consumo de Energia na Indústria Brasileira (1976-2007)	51
Gráfico 3. 3 – Evolução do Consumo Industrial e Autoprodução Transportada.....	52
Gráfico 3. 4 - Tarifas de Fornecimento Energia Elétrica – Classe Industrial.....	58
Gráfico 3. 5 - Arrecadação do Governo - Tarifas de energia elétrica.....	61
Gráfico 3.6 - Receita - Setores de Geração, Transmissão e Distribuição.....	62
Gráfico 3.7 - Carga Tributária Energia Elétrica (exceto Encargos Setoriais)	62
Gráfico 3.8 - Carga Encargos Setoriais e Impostos na Receita da Distribuidora	64
Gráfico 3.9 – Valores de Arrecadação X Valor Unitário da RGR.....	65
Gráfico 3.10 – Valores de Arrecadação X Valor Unitário da CCC	67
Gráfico 3.11 – Evolução do Recolhimento da TFSEE e Repasse à ANEEL.....	68
Gráfico 3.12 – Montantes X Custos Médios por Fonte - 2008.....	69
Gráfico 3.13 – Evolução do Recolhimento da CDE (2004-2008).....	71
Gráfico 3.14 – Evolução da Energia Anual Contratada	78
Gráfico 3.15 – Histórico Preço por Liquidação de Diferenças (Curto Prazo)	79
Gráfico 4. 1 – Crescimento do PIB e do Consumo de Energia.....	94
Gráfico 4.2 – Histórico e Previsão do PIB Nacional	95
Gráfico 4.3 – Projeção da Demanda de Energia 2007- 2017	97
Gráfico 4.4 – Projeção da Demanda Consumidores Industriais 2007- 2017	98
Gráfico 4.5 – Projeção da Demanda Total X Participação do Autoprodutor	99
Gráfico 4.6 – Evolução das Obras do PAC	108
Gráfico 5.1 – Projeção do Custo Marginal de Operação	117
Gráfico 5.2 – Projeção dos CMO's da EPE: Trajetórias Inferior e Superior.....	118
Gráfico 5.3 – Comparativo Rodada Newave e Projeção EPE	119

Gráfico 5.4 – Evolução dos Encargos Setoriais	122
Gráfico 5.5 – Evolução do Endividamento do Consórcio ITASA	127
Gráfico 5.6 – Valor dos PPA's firmados entre o Consórcio e Consorciados.....	127
Gráfico 5.7 – Evolução dos Preços de Energia 2008 – 2012	129
Gráfico 5.8 – Orçamento do Valor da Energia (2008)	135
Gráfico 5.9 - Preços de Energia – Consumidor Industrial.....	136
Gráfico 6.1 – Evolução da Carga	140
Gráfico 6.2 – Risco de Déficit.....	141

LISTA DE SIGLAS

ACR:	Ambiente de Contratação Regulada
ACL:	Ambiente de Contratação Livre
AMFORP	American & Foreign Power Company
ANEEL:	Agência Nacional de Energia Elétrica
APE:	Autoprodutor de Energia Elétrica
BACEN:	Banco Central do Brasil
BEN:	Balanço Energético Nacional
BNDES:	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCC:	Conta Consumo Combustível
CCEE:	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCPE:	Comitê Coordenador do Planej. Expansão Sistemas Elétricos
CDE:	Conta Desenvolvimento Energético
CGPAC	Comitê Gestor do Programa de Aceleração do Crescimento
CEA:	Centrais Elétricas de Autoprodução
CMSE:	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE:	Conselho Nacional de Política Energética
DNAEE:	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
ELETROBRÁS:	Centrais Elétricas Brasileiras S/A
EA:	Energia Assegurada
EPE:	Empresa de Pesquisa Energética
IEA:	Internacional Energy Agency
MME:	Ministério de Minas e Energia
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development
ONS:	Operador Nacional do Sistema
PAC	Plano de Aceleração do Crescimento
PCH:	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PND:	Programa Nacional de Desestatização
PIE:	Produtor Independente de Energia
PPI:	Projeto Piloto de Investimentos
PPP:	Parceria Público Privada
PPT:	Programa Prioritário de Termoeletricidade
PROINFA:	Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia
SEB:	Sistema Elétrico Brasileiro
SPE:	Sociedade de Propósito Específico
RESEB:	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
TE:	Tarifa de Energia
TUSD-Fio:	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (Potência)
TUSD-Encargo:	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (Energia)
UBP:	Uso do Bem Público
UHE:	Usina Hidrelétrica
VN:	Valor Normativo

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	1
1.1 MOTIVAÇÃO	1
1.2 OBJETIVO	7
1.3 HIPÓTESES DE TRABALHO E DIRETRIZES GERAIS	8
1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	8
CAPÍTULO 2 - ESTADO DA ARTE	11
2.1 BASE JURÍDICA.....	11
2.2 EVOLUÇÃO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	12
2.3 ANTECEDENTES HISTÓRICOS	13
2.3.1 <i>Nacionalização do Setor de Energia Elétrica</i>	15
2.3.2 <i>A Manutenção do Domínio Estatal no Setor Energético (1980-1996)</i>	22
2.3.3 <i>Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – Governo FHC</i>	23
2.3.4 <i>Racionamento de energia elétrica em 2001 e Crise do Modelo FHC</i>	29
2.3.5 <i>Novo marco regulatório do setor - Modelo Lula</i>	35
2.3.6 <i>Novos Investimentos do Governo no Setor de Energia</i>	44
2.4 COMENTÁRIOS ADICIONAIS	46
CAPÍTULO 3 - CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE AUTOPRODUÇÃO COM BASE NA HIDROELETRICIDADE	48
3.1 UHE'S - INVESTIDORES PRIVADOS DE AUTO-CONSUMO	49
3.1.1 <i>Caracterização da Energia de Auto-Consumo de Energia</i>	50
3.2 ENERGIA X COMPETITIVIDADE DA INDÚSTRIA BRASILEIRA	57
3.3 ENCARGOS SETORIAIS.....	63
3.3.1 <i>Reserva Global de Reversão (RGR)</i> :.....	64
3.3.2 <i>Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC)</i> :.....	66
3.3.3 <i>Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)</i> :.....	67
3.3.4 <i>Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)</i> : ..	68
3.3.5 <i>Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)</i> :.....	70
3.3.6 <i>Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)</i> :.....	71
3.3.7 <i>P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) e Eficiência Energética</i> :	72
3.3.8 <i>Operador Nacional do Sistema (ONS)</i> :.....	73
3.3.9 <i>Encargo de Serviços do Sistema (ESS)</i> :	74
3.4 VANTAGENS AUFERIDAS PELOS AUTOPRODUTORES DE ENERGIA ELÉTRICA	76
3.5 DESVANTAGENS ATRELADAS À ATIVIDADE DE AUTOPRODUÇÃO NO BRASIL	81
3.6 TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA X ATIVIDADE DE AUTOPRODUÇÃO	84
3.6.1 <i>Tarifas de Energia Elétrica</i>	84
3.6.2 <i>Tusd – Unidades Geradoras de Energia</i>	85
3.7 COMENTÁRIOS ADICIONAIS	87
CAPÍTULO 4 - PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	89
4.1 COMPETÊNCIAS DA EMPRESA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO	90
4.2 PROJEÇÃO DA DEMANDA FUTURA	94
4.3 PROJEÇÃO DA OFERTA FUTURA	99

4.4	O PLANO DE ACELERAÇÃO DE CRESCIMENTO VERSUS EPE	103
4.4.1	<i>Projetos Estruturantes</i>	104
4.5	COMENTÁRIOS ADICIONAIS	109
CAPÍTULO 5 - SIMULAÇÃO DE INVESTIMENTOS EM EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS NO BRASIL		112
5.1	PREMISSAS PARA ANÁLISE DOS DADOS.....	115
5.1.1	<i>Custo Marginal de Operação</i>	115
5.1.2	<i>Contratos de Longo Prazo</i>	119
5.1.3	<i>Ambiente de Contratação Cativa</i>	120
5.1.4	<i>Autoprodução/Produção Independente – Com Desconto de Encargos</i>	121
5.1.5	<i>Autoprodução/Produção Independente – Sem Desconto de Encargos</i>	122
5.2	APRESENTAÇÃO - CASO Nº 1 – CONSÓRCIO ITASA	123
5.2.1	<i>Antecedentes históricos</i>	123
5.2.2	<i>Premissas de Análise</i>	124
5.3	APRESENTAÇÃO - CASO Nº 2 – CONSÓRCIO MACHADINHO (MAESA).....	130
5.3.1	<i>Antecedentes históricos</i>	131
5.3.2	<i>Projeto Machadinho – Security Package</i>	132
5.3.3	<i>Estrutura de Capital</i>	133
5.4	COMENTÁRIOS ADICIONAIS	136
CAPÍTULO 6 - CONCLUSÃO.....		138
6.1	VISÃO DOS INVESTIDORES PARA O NEGÓCIO.....	142
REFERÊNCIAS		146
APÊNDICE A – GARANTIA FÍSICA / ENERGIA ASSEGURADA – UHE’S		156

INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

O panorama da evolução da demanda e da oferta de energia vem desafiando o setor de planejamento das empresas energéticas e dos órgãos governamentais nas últimas décadas no Brasil e no mundo. A industrialização dos países e consequente ampliação dos processos industriais e de serviços iniciaram uma discussão a respeito do suprimento de energia para a manutenção e expansão dessas atividades. Desta forma, a viabilização de projetos buscando a sustentabilidade criou um debate nacional sobre as fontes de recursos limpos ainda disponíveis.

A partir da década de 1990, observou-se em todo o mundo uma disposição clara para o aumento da participação da iniciativa privada em projetos de infra-estrutura pública, em substituição ao investimento governamental. A principal motivação para isso nos países desenvolvidos foram os ganhos de eficiência advindos da substituição da administração pública por empresas privadas e uma melhor alocação de riscos. No Brasil, além das questões estruturais que norteiam o planejamento energético nacional, o país vem experimentando um novo modelo setorial, baseado na livre competição dos novos agentes criados a partir do final da década de 90.

O Programa Nacional de Desestatização¹ (PND) foi o precursor desta mudança. Sua instituição iniciou um processo de abertura de mercado objetivando maior competitividade para a indústria nacional. O Decreto nº 1.503, de 25 de maio de 1995, incluiu o Sistema Eletrobrás no Programa PND e orientou as privatizações nos segmentos de geração e distribuição², com o intuito de reduzir os gastos do governo, promovendo maior qualidade na prestação dos serviços.

Neste processo de transição, um dos entraves a que o país esteve sujeito foi o racionamento de energia ocorrido em 2001/2002, que evidenciou os graves

1 O Plano Nacional de Desestatização (PND) foi criado a partir da promulgação da Lei 8.031/90, mas, as mudanças relativas à reestruturação econômica do setor privado, especialmente para a modernização da infra-estrutura e do parque industrial do país deram-se através da Lei 9.491/97, que revogou a lei anterior, alterando os procedimentos relativos ao programa original.

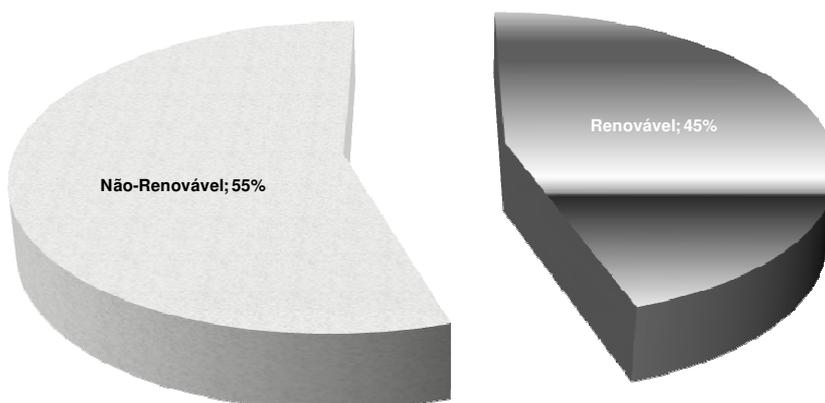
2 Englobava na época da privatização o segmento de transmissão, que também foi privatizado.

problemas resultantes de falhas no planejamento, bem como uma grande incerteza sobre o futuro. Após o racionamento de energia, governo e sociedade vêm debatendo as grandes questões que norteiam o incremento da oferta interna de energia do país, a fim de propiciar a garantia do abastecimento, a modicidade tarifária e a eficiência do sistema.

Atualmente, o Brasil destaca-se como grande produtor de energia renovável e limpa, graças às suas fontes primárias de geração, baseadas em grandes aproveitamentos hidrelétricos. (Gráfico 1.1)

Dados do Balanço Energético Nacional (BEN) de 2007 apontam para uma oferta de energia elétrica renovável de 44,90%, enquanto que mundialmente os valores totalizam 12,70%. Em 2006, a capacidade instalada de geração elétrica foi acrescida de 3.935 MW de hidroeletricidade (2.367 MW de UHE, 228 MW de PCH, 424 MW de derivados de petróleo, 566 MW de biomassa, 143 MW de gás natural e 208 MW de eólica), resultando em 96,9 GW instalados em 31 de dezembro de 2006 (EPE, 2007)

3



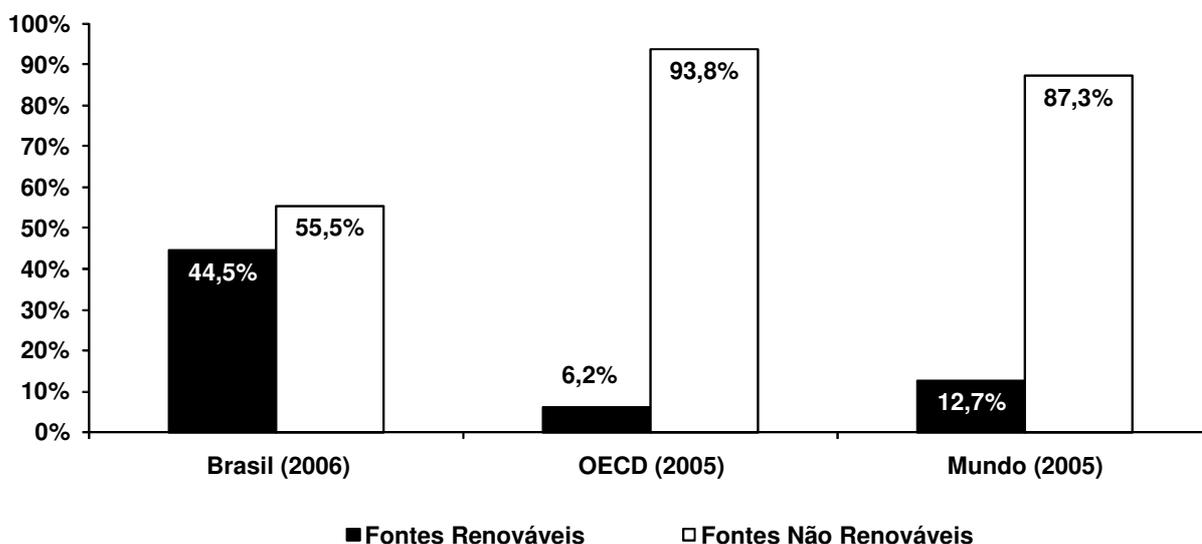
Fonte: BEN 2007 (Ano Base 2006)

Gráfico 1.1 - Estrutura de Oferta de Energia: Brasil

3 Inclui 0,5 GW de capacidade instalada em plataformas de petróleo, não considerados pela ANEEL. Se considerarmos 8,2 GW de importação, a capacidade de oferta de energia elétrica chega a 105,1 GW.

Em relação a 2005, a demanda por energia renovável no Brasil decresceu apenas nos usos da lenha (-1,4%), em razão de recuo na cocção de alimentos pelo maior uso do GLP (BEN 2007). A maior demanda por energia renovável continuou sendo hidráulica para eletricidade, com 14,8% do total da oferta interna de energia. Houve, porém, expressivo aumento da participação dos derivados da cana-de-açúcar, que passou a representar 14,6 % da matriz energética brasileira (9,6% de crescimento).

A participação relativa de energias renováveis manteve-se praticamente estável entre 2005 e 2006, sendo o Brasil o país que mais utiliza fontes renováveis de energia, as chamadas energias limpas.



Fonte: BEN 2007

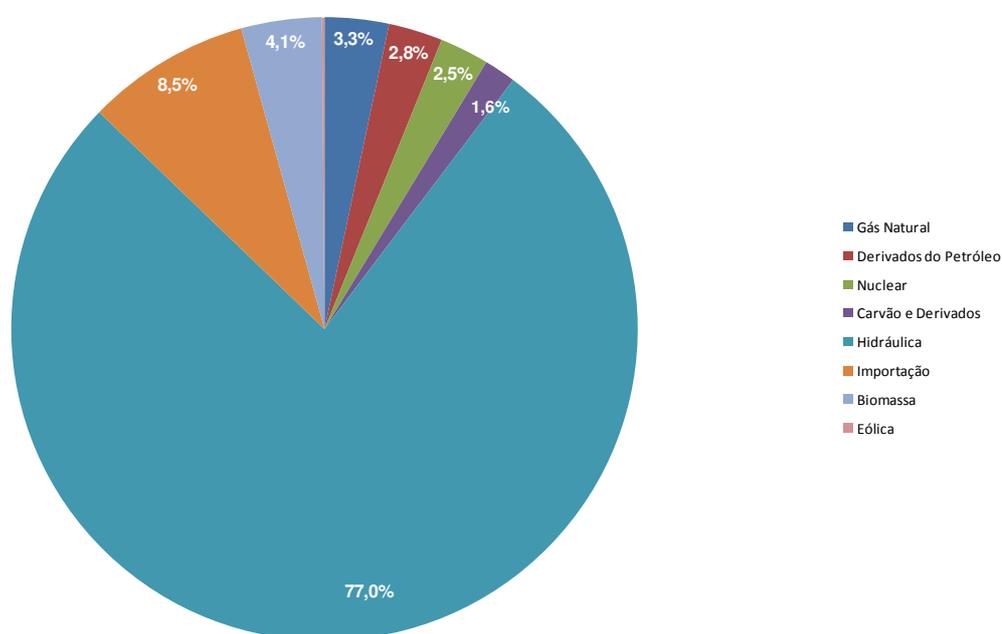
Gráfico 1.2- Oferta Interna de Energia: Estrutura de Participação das Fontes Renováveis e Não Renováveis (Brasil, OECD e Mundo – 2005 e 2006)

Ainda de acordo com dados do BEN 2007, destaca-se a utilização de energias dos países membros da OECD⁴ e o Mundo frente ao Brasil, com forte

⁴ Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OECD) – Organização internacional composta por 30 países comprometidos com a democracia representativa e a economia de livre mercado.

predominância para o uso de energia de origem fóssil. Dados preliminares do BEN 2008 mostram uma pequena evolução da utilização renovável no Brasil para 46,4% alcançada com o uso do etanol, dado pelo aumento da produção da cana, e consequente o aumento da biomassa.

O Gráfico 1.3 apresenta os tipos de fontes de energia utilizadas na matriz de oferta de energia elétrica, com predomínio da energia hidráulica, seguida pelo gás natural, biomassa e energia nuclear dentre outras.



Fonte: BEN 2008 (Dados Preliminares)

Gráfico 1.3- Matriz de Oferta de Energia Elétrica

Este trabalho busca analisar as condições para os investimentos em novos aproveitamentos hidrelétricos após o processo de privatização setorial, viabilizando os projetos de construção de novas usinas com foco na garantia do suprimento do mercado.

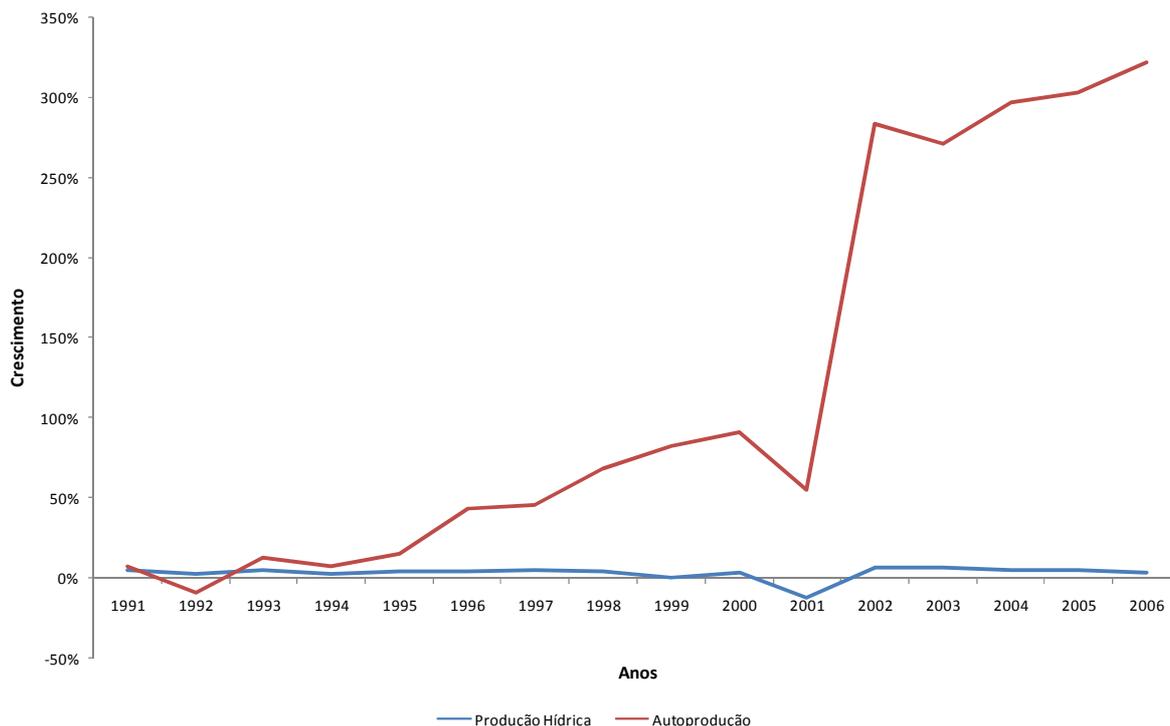
A motivação para esse tipo de estratégia adotada pelo Estado visa o aumento da capacidade instalada de energia elétrica no longo prazo, através da transferência

da responsabilidade da construção para a iniciativa privada, por meio de uma reestruturação setorial.

O Governo Fernando Henrique Cardoso (FHC), precursor desta mudança, estabeleceu o primeiro marco regulatório, desmembrando a indústria de energia nacional em quatro segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, prometendo um avanço que iria garantir crescimento baseado na concorrência, limitando a atuação do Estado, que passou a atuar somente como legislador das regras a que este mercado estaria submetido.

Para o caso específico da geração de energia elétrica, verifica-se ainda a existência de algumas empresas estatais federais detentoras de grande parte do parque de energia hidráulica existente, e, ao mesmo tempo em que isto acontece, é observado forte incentivo para a inserção de novos investidores para os empreendimentos oferecidos pelo Governo Federal. Assim, ressurgiu a figura do autoprodutor de energia elétrica, que, originalmente havia sido criada no Governo Militar de João Figueiredo, pelo Decreto-Lei nº 1872 de 21/5/1981. No novo modelo, o Decreto nº 2003 de 10/9/1996, regulamenta também a Produção Independente de Energia, com autorização da venda de excedentes da energia. A partir da formação de consórcios e/ou isoladamente o produtor da própria energia no Brasil, visando sua segurança energética e competitividade futura, vem se destacando com forte ascensão, propiciada pelo custo de oportunidade⁵ na obtenção de ativos próprios de geração para desenvolvimento das atividades industriais.

⁵ Oportunidade de investimento em detrimento de alternativa menos vantajosa.



Fonte: BEN 2007

Gráfico 1.4 – Evolução da Participação da Autoprodução na Produção Hídrica

Dentre os grupos industriais financiadores das grandes obras de empreendimentos hidrelétricos, destacam-se as indústrias de eletro-intensivos que, pela característica do seu sistema de produção fortemente influenciado pela quantidade de energia apropriada a cada unidade de produto, e com vistas à maximização de produção voltada também ao mercado externo, observou novas alternativas de desenvolvimento de suas atividades, com aplicação de recursos financeiros através da formação de SPE's (Sociedade de Propósito Específico), para produção independente e autoprodução de energia.

O autoprodutor e produtor independente de energia apresentaram um volume significativo no total de produção hídrica de energia, percebendo um aumento de 320% no volume total (Base: 1990). (Gráfico 1.4) Ressalta-se que houve maior intensidade dessa participação após a privatização do setor, que possibilitou maiores vantagens a esse grupo.

O Governo por sua vez, vem cumprindo um papel organizador na condução deste processo, através de leis e intervenções de caráter econômico, que vêm sendo aperfeiçoadas inclusive, com o intuito de dinamizar e propiciar maior

competitividade na indústria de geração de energia, garantindo a estabilidade do sistema com tarifas módicas para o consumidor regulado.

As grandes indústrias organizaram-se através da formação de entidades de classe⁶, visando dar continuidade às vantagens competitivas em relação aos demais envolvidos, através de estratégias de ação junto ao regulador, ou até mesmo interagindo com os demais agentes em prol do bem comum. O desfecho dessa interação entre os agentes aprimoram os métodos e práticas para o desenvolvimento setorial.

1.2 Objetivo

Este trabalho possui o objetivo de identificar os desafios e oportunidades que as indústrias possuem frente à promulgação da Lei 10.848, que consolidou um novo formato para a indústria de energia elétrica, baseado na garantia do suprimento, modicidade tarifária e competitividade dos agentes de geração, distribuição e dos consumidores livres.

Para tanto surgem os investidores de energia elétrica, preocupados com o fornecimento de energia no longo prazo, a custos competitivos e com maior previsibilidade. Em geral, os investidores de energia elétrica têm como característica principal a forte participação do insumo no custo final do produto. Os chamados produtores de commodity passaram a interessar-se pela participação em empreendimentos hidrelétricos com intuito de diminuir os custos de produção. O trabalho versa também sobre a forma que os autoprodutores e produtores independentes de energia hidráulica vêm contribuindo para o incremento de oferta de energia no país, e quais são as eventuais falhas e/ou incentivos que estes causam ao sistema elétrico. Se esses atores não fossem incluídos neste novo contexto setorial elétrico, quais as formas de financiamento da expansão da oferta? Podemos reduzir a participação de grandes grupos industriais no desenvolvimento nacional?

⁶ Atualmente, o setor elétrico possui diversas entidades de classe que interagem em prol dos interesses dos associados. Destacam ABRADÉE, ABRACE, ABIAPE, ABRACEEL, ABRAGET, APINE, entre outros.

1.3 Hipóteses de Trabalho e Diretrizes Gerais

Dentre as alternativas existentes para o próprio suprimento destacam-se diversas formas de auto-suficiência baseadas em co-geração de energia elétrica, biomassa e queima de combustíveis fósseis. Entretanto, novas alternativas baseadas em energia solar, bio-energias estão surgindo no mercado brasileiro. O mapeamento destas fontes de energia elétrica é primordial para o balanço energético nacional que no longo prazo aponta um estrangulamento gradativo associado com a escassez dos recursos existentes.

Historicamente, pode-se destacar a perda de competitividade industrial com retrocessos no processo evolutivo, quando há déficit da oferta de energia para o setor industrial. Na época do racionamento em 2001, observou-se uma redução das atividades industriais que apontaram crescimento irrisório do PIB irrisório, dentre outros desdobramentos.

Com isso, verifica-se cada vez mais a participação de indústrias nos investimentos de infra-estrutura que garantem, em última instância, a oferta de energia nacional. Baseada nesta premissa faz-se necessária a comparação das alternativas de fornecimento energético observando-se o equilíbrio financeiro entre as novas regras de mercado suas conseqüências no longo prazo. O trabalho investiga as funções do Estado como mantenedor dos interesses da sociedade em geral, e os recursos utilizados para garantir o crescimento econômico, mitigando o ônus a ser transferido à sociedade.

1.4 Estrutura da Dissertação

Este trabalho está dividido em sete capítulos que contextualizam a atividade de autoprodução no Brasil. A primeira parte, descrita no Capítulo 2, apresenta as fases que o setor elétrico passou desde o início de suas atividades, suportadas pela iniciativa privada e repassadas para o governo diante da insuficiência para o atendimento do aumento da demanda. São elencados os projetos promovidos pelo governo para o crescimento efetivo da matriz energética brasileira, que se baseava

em demandas muito pequenas para o atendimento de pequenos processos industriais e, que ao longo do tempo tornou-se insuficiente dado o aumento da demanda pelo insumo.

Por sua vez, o governo desenvolveu um programa de ampliação da oferta de energia, satisfazendo o equilíbrio no setor inicialmente. Ao longo dos anos a demanda crescente voltou a gerar apreensão do poder público que optou pela reestruturação do setor após do Plano Nacional de Desestatização (PND), em 1997 no governo FHC. Como consequência da reestruturação setorial, novas regras foram propostas visando maior dinamismo entre os agentes setoriais criados. Diante da não realização dos resultados previstos e, com o advento do racionamento de energia entre o ano de 2001/2002, um novo marco regulatório foi instituído pelo governo Lula, tentando aperfeiçoar as ações sugeridas no governo anterior, porém destacando melhorias em processos considerados precários na administração precursora.

O Capítulo 3 caracteriza a atividade de autoprodução dada às figuras jurídicas de autoprodução e produção independente de energia. Apesar de distintas juridicamente, as duas figuras desempenham o papel de investidores em produção de energia elétrica para consumo próprio. São apresentados os aspectos tarifários que ao longo do tempo tornaram-se decisivos para os investimentos por parte das indústrias de eletro-intensivos, preocupadas em garantir o suprimento de energia no longo prazo, dada as vantagens e desvantagens que norteiam este tipo de investimento, também descritas neste tópico.

O Capítulo 4 analisa o planejamento do setor elétrico, que a partir do Governo Lula centralizou essa atividade na EPE – Empresa de Pesquisas Energéticas, para dar maior subsídio à iniciativa de incremento da oferta de energia, através de estudos de viabilidade e seus desdobramentos, culminando na licitação de obras de geração e transmissão de energia.

A análise de dois empreendimentos de usinas hidrelétricas em regime de autoprodução é o objeto do Capítulo 5, onde são apresentadas as características do investimento desde a sua formação para obtenção de recursos para efetivação das

obras e a aplicação desses recursos nas unidades industriais, através do procedimento de repasse da energia garantida no contrato de concessão dos empreendimentos. Outro ponto abordado é a comparação entre a energia convencional disponibilizada em ambientes de contratação livre e regulada frente à energia para o consumo próprio.

Finalizando, o Capítulo 6 traz comentários finais acerca do assunto à luz das informações que foram levantadas nos capítulos anteriores, fato que mobilizou a sociedade para o problema do abastecimento de energia no longo prazo em virtude das especificidades do modelo brasileiro.

CAPÍTULO 2 - ESTADO DA ARTE

Neste capítulo será apresentado o aspecto jurídico da formação do Estado e suas atribuições perante a sociedade, visando o bem estar coletivo, e desenvolvimento sustentável. Para tanto, algumas disposições da Constituição Federal foram mencionadas com intuito de ambientar em quais bases o Novo Modelo Proposto foi criado na época da reestruturação do setor, de forma a compatibilizar um novo marco regulatório “não-inconstitucional”.

Outro ponto abordado é a evolução histórica das políticas públicas em busca da eficiência dos atores que tentam conduzir um novo processo de gestão setorial culminando em aperfeiçoamentos, com uma proposta de controle da expansão do setor associada a baixos custos totais aos consumidores.

2.1 Base Jurídica

Partindo do princípio que a energia é um serviço público, que Estado deve manter, a base para determinação do modelo institucional inicia-se na caracterização desse serviço pela Constituição Federal⁷, em seus artigos 173 e 175 como segue:

Artigo 173 – Ressalvados os casos previstos nesta Constituição, a exploração direta de atividade econômica pelo Estado só será permitida quando necessária aos imperativos da segurança nacional ou a relevante interesse coletivo, conforme definidos em lei.

Artigo 175 – Incumbe ao poder público, na forma de lei, diretamente ou sob o regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo Único: a lei disporá sobre:

I – o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;

II – os direitos dos usuários;

III – política tarifária;

7 Promulgada em 1988

IV – a obrigação de manter o serviço adequado.

Como sintetiza Mello apud Sauer (2003, p.46),

“Serviço público é toda atividade de oferecimento de utilidade ou comodidade material destinada à satisfação da coletividade em geral, mas fruível singularmente pelos administrados, que o Estado assume como pertinente a seus deveres e presta por si mesmo ou por quem lhe faça às vezes, sob um regime de Direito Público – portanto, consagrador de prerrogativas de supremacia e restrições especiais -, instituídos em favor dos interesses definidos como públicos no sistema normativo.”

Esta expectativa à luz do que foi definido na Carta Magna define o poder do Estado, visando garantir a satisfação dos interesses públicos através da prestação deste serviço.

Outro ponto a ser destacado na Constituição Federal é a definição dos bens da União como segue:

Artigo 20 – São bens da União:

III – os lagos, rios e quaisquer correntes de água em terrenos de seu domínio, ou que banhem mais de um Estado, sirvam de limites com outros países, ou se estendam a território estrangeiro ou dele provenham, bem como terrenos marginais e as praias fluviais;

No seu artigo 21, Inciso XII, diz que *“os serviços de energia elétrica são serviços públicos* privativos do Estado, podendo ser atribuível a terceiro mediante concessão, permissão ou autorização.”

Tendo em vista estas definições da propriedade e papel do Estado em nossa Carta Magna, torna-se extremamente completa a redefinição de papéis para o setor elétrico sem a devida alteração da Constituição Federal. A maioria dos agentes privados aponta este fato como um risco a que estão submetidos, uma vez que grandes mudanças do setor demandariam o acionamento do poder legislativo do país.

2.2 Evolução Institucional do Setor Elétrico Brasileiro

Este tópico procura sintetizar a evolução do setor elétrico brasileiro, arrolando os principais fatos históricos que culminaram na reestruturação setorial, que se iniciou

no governo Fernando Henrique Cardoso, a partir do Plano Nacional de Desestatização (PND), que propunha basicamente o repasse dos setores de infraestrutura para a iniciativa privada. O Estado devido o esgotamento de recursos, não dispunha de poupança suficiente para novos investimentos nestes setores, implicando em perda de qualidade na prestação dos serviços essenciais e, em perda de competitividade frente aos outros países.

No caso específico do setor elétrico, as privatizações foram acompanhadas por uma grande mudança estrutural no conceito que nos era natural de empresa de energia elétrica. Baseada em processo semelhante ao da Inglaterra, as empresas existentes foram desmembradas em quatro grandes negócios: geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. A justificativa dada pelo governo na época foi o aumento da competitividade que a sistemática apresentada atrairia.

2.3 Antecedentes Históricos

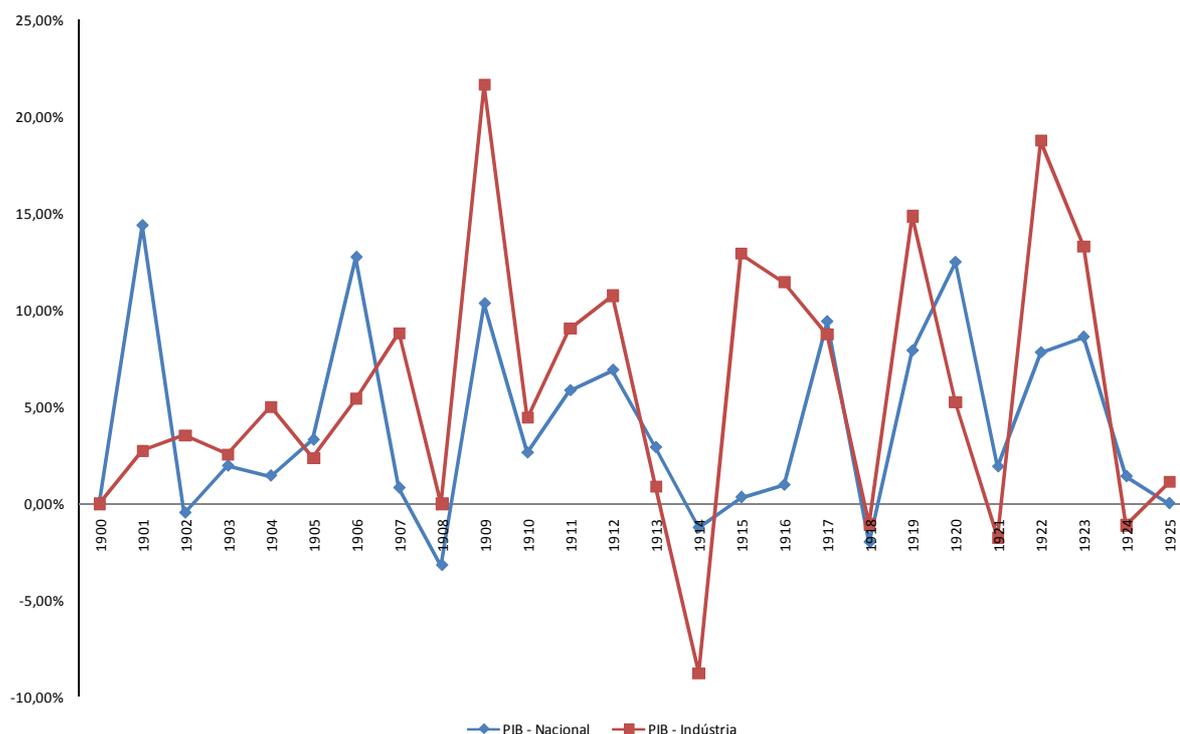
No início do século XX, as empresas de energia elétrica resumiam-se em pequenas centrais que forneciam energia para iluminação de locais públicos e empresas de mineração e beneficiamento agrícola⁸.

A inserção da primeira firma estrangeira no suprimento de energia elétrica (Light) deu-se devido à necessidade de ampliação dos serviços para uso no sistema de transporte em São Paulo e Rio de Janeiro (bondes elétricos), nesta época a concessão outorgada pelo governo brasileiro, dispunha sobre o fornecimento de energia elétrica advinda de hidrelétricas para o atendimento das destas cidades⁹.

8 Segundo Baer (1997), nesta época, a geração era de origem térmica. Em 1907, apenas 4% da energia usada pelo setor industrial consistia em eletricidade; em 1920, essa percentagem havia aumentado para 47%.

9 Baer (1997): “Embora a Light dominasse o mercado de fornecimento de energia nas Cidades de São Paulo e Rio de Janeiro, outras cidades eram servidas por pequenas firmas de propriedade local; em 1920, havia 343 firmas de energia elétrica em operação no Brasil, com base em um arranjo concessionário com os municípios. Seus proprietários geralmente eram comerciantes ou proprietários de terras da região que haviam obtido concessões locais.”

A industrialização brasileira, baseada na substituição das importações teve um forte estímulo com a abertura de várias companhias, favorecidos principalmente pelo advento da Primeira Guerra Mundial. Nesse período a exportação do café sofreu prejuízos, e a conseqüente importação de bens industrializados era difícil, estimulando os investimentos e a produção interna, basicamente indústria de bens de consumo¹⁰.



Fonte: Ipeadata

Gráfico 2.1 – PIB: Nacional x Indústria no Período de 1900 a 1925

Dados do Instituto Euvaldo Lodi (IEL) apontam os dados do 1º censo industrial do Brasil, de 1907 que indicava a existência de 3.998 empresas. O 2º censo¹¹, de 1920, mostrava a existência de 13.336 empresas, totalizando um aumento de um pouco mais de 200% no período. Destaca-se período da 1ª Guerra Mundial quando surgiram quase 6.000 empresas.

10 Até fins do século XIX, a economia brasileira continuou essencialmente agrária e exportadora. Na região amazônica, produzia-se e se exportava borracha. No norte e nordeste, açúcar, algodão, fumo e cacau dominavam. No Rio de Janeiro, Minas Gerais, Espírito Santo e São Paulo, o café ocupava o primeiro lugar. O Rio Grande do Sul exportava para outras regiões do Brasil o charque.

11 O Brasil no 2º censo contava com 30.635.505 habitantes, fábricas empregando mais de 275.000 funcionários. Governo Epitácio Pessoa (28.07.1919 a 15.11.1922).

O Gráfico 2.1 confirma um PIB industrial fortemente atrelado ao crescimento nacional com alguns períodos de declínio tais como observado entre 1913-1914 com redução dos investimentos industriais. A produção, todavia, se expandiu em 1915-1916 com a utilização plena da capacidade instalada, mas começou a declinar em 1917 e o seu crescimento tornou-se negativo no ano seguinte, pela falta de matérias-primas, máquinas e equipamentos importados.

Diante dos resultados da ação com o Estado, observou-se um incentivo ao desenvolvimento industrial através de uma política específica, diversificado ao longo da década de 20.

2.3.1 Nacionalização do Setor de Energia Elétrica

A nacionalização do setor de energia elétrica deu-se de forma gradual. Em meados da década de 40, no Rio Grande do Sul e São Paulo, as concessões municipais foram transferidas para o Estado. No nordeste, o governo federal fundou a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF), que construiu a Usina Hidrelétrica de Paulo Afonso e linhas de transmissão para fornecer eletricidade para região.

Ressalta-se também neste processo a criação do Código de Águas, através do Decreto 24.643 de 10.07.1934, regulamentando a indústria hidroelétrica, através dos processos de concessão, autorização e fiscalização, que seriam assumidos pelo Ministério da Agricultura.

A década de 40 apresentou algumas ações na direção de um planejamento econômico estatal inspirado em modelos estrangeiros. Em 1942, uma missão técnica americana (Missão Taub¹²) elaborou um plano decenal de investimentos para o Brasil, plano que não teve desdobramentos práticos. Na mesma época, a pedido do governo, formou-se um grupo de cooperação entre técnicos americanos e

¹² Missão Técnica Americana do Brasil chefiada por Edward S. Taub, criada para a produção de um plano de investimento. Para os EUA, o Brasil seria uma área de teste para as metodologias para o desenvolvimento econômico.

brasileiros: a Missão Cooke¹³ (1942-43) que apresentou um diagnóstico sobre a evolução da economia nacional.

O setor de energia elétrica foi apontado como um dos principais gargalos que restringiam o crescimento industrial do país. Suas recomendações indicavam a necessidade de um planejamento mais abrangente da expansão, interligando os sistemas de energia elétrica. Sugeriu, ainda, a criação de um banco de investimentos que gerisse recursos de novos impostos e ofertasse recursos de longo prazo para a indústria.

Em 1946, o governo federal apresentou um Plano Nacional de Eletrificação, que reunia as sugestões da Missão Cooke. O plano propunha a concentração dos investimentos em usinas elétricas de pequeno e de médio porte, cabendo ao Estado o papel de coordenador. O desenvolvimento do setor elétrico no período entre 1930-45 caracterizou-se por suas mudanças institucionais tais como o Código de Águas instituído em 1934, que levaram à forte centralização das decisões na esfera federal, em coerência com as mudanças estruturais do Estado brasileiro. As dificuldades do governo federal para regulamentar o Código foram reflexo das características monopolistas do setor e da presença majoritária do capital estrangeiro numa atividade que assumia crescente importância para o desenvolvimento econômico.

Em 1949, o presidente Eurico Gaspar Dutra adotou um plano de desenvolvimento econômico: o plano SALTE¹⁴ que estabeleceu o planejamento de longo prazo em quatro áreas prioritárias: saúde, alimentação, transporte e energia, com recursos provenientes da União e de empréstimos externos. A parte de energia propunha iniciativas relacionadas com a exploração dos recursos existentes. Foram adotadas as recomendações gerais do Plano Nacional de Eletrificação, elaborado por uma comissão especial instituída em 1946, com o apoio do governo às empresas concessionárias. Efetivamente o governo Dutra iniciou a construção de

¹³ O governo brasileiro solicitou a ajuda americana em duas missões - a Missão Cooke (1942), chefiada por Morris L. Cooke e a Missão Abbink (1948) que contribuíram para o diagnóstico das causas do baixo nível de progresso da economia brasileira.

¹⁴ SALTE: Saúde, Alimentação, Transporte e Energia.

Paulo Afonso, e paralelamente amparou a realização de planos estaduais de eletrificação urbana e rural. Entre 1945 e 1950, a capacidade instalada de geração de energia elétrica passou, em todo o país, de 1.340 para 1.800 megawatts (aumento de 40%).

Na década de 50, a estratégia de industrialização baseada na substituição de importações, fez com que o governo adotasse medidas de investimentos em setores liderados pelo Estado, por meio de companhias estatais, necessárias para o desenvolvimento industrial proposto naquela ocasião. Assim, os investimentos em geração e transmissão ficaram a cargo do Estado (companhias federais e estaduais), ao passo que o setor de distribuição ficaria a cargo do setor privado.

Em 1953, foi proposto um Fundo Federal de Eletrificação com o objetivo de financiar investimentos no setor. Os recursos provenientes do fundo deveriam provir de um imposto sobre o consumo de energia e do BNDE (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico). Adicionalmente, a regulamentação do setor elétrico foi formalizada pelo Decreto 41.019 de 26.02.1957, que determinava uma tarifa de energia elétrica para cobertura dos custos e uma remuneração garantida. A lei 5.655 de 20.05.1971 dispunha sobre a remuneração legal do investimento dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica em seu artigo 1º:

“Art. 1º A remuneração legal do investimento, a ser computada no custo do serviço dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica, será de 10% (dez por cento) a 12% (doze por cento), a critério do poder concedente.

§ 1º A diferença entre a remuneração resultante da aplicação do valor percentual aprovado pelo Poder concedente e a efetivamente verificada no resultado do exercício será registrada na Conta de Resultados a Compensar, do concessionário, para fins de compensação dos excessos e insuficiências de remuneração.

§ 2º As importâncias correspondente aos saldos credores da Conta de Resultados a Compensar serão depositados pelo concessionário, a débito do Fundo de Compensação de Resultados, até 30 de abril de cada exercício, em conta vinculada no Banco do Brasil S.A., na sede da empresa, que só poderá ser movimentada, para a sua finalidade, a juízo do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica”.

Verificou-se a partir da década de 60 uma forte concentração estatal nos investimentos para o aumento de capacidade instalada, no sentido de atender a grande demanda reprimida. O governo criou também nesta década a ELETROBRAS, *holding*¹⁵ responsável pela administração das novas empresas do Governo Federal criada com a sanção da Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961. A empresa recém criada passou a substituir o BNDE na administração do Fundo Federal de Eletrificação bem como no planejamento do setor, através da realização de estudos, projetos e até a construção e operação de geradoras, transmissoras e distribuidoras de energia elétrica.

A centralização permitiu o planejamento e a construção de grandes empreendimentos hidráulicos e sistemas de transmissão e interconexão de regiões, diminuindo os custos para o consumidor final tendo em vista a economia de escala associada aos investimentos. Na Tabela 2.1 estão elencadas as principais obras alavancadas pelo Governo Federal:

15 Holding - Empresa de administração que coordena as diversas outras pertencentes ao grupo econômico.

Tabela 2.1 - Principais Obras de Geração Implementadas pelo Governo

USINA	PROPRIEDADE	REGIÃO	INICIO OPERAÇÃO
PAULO AFONSO	CHESF	Nordeste	1.955
FURNAS ¹⁶	FURNAS ¹⁷	Centro-Sul	1.963
FUNIL ¹⁸ (CHEVAP)	FURNAS	Sudeste	1.969
TRÊS MARIAS	CEMIG	Sudeste	1.962
USINAS ELÉTRICAS DE PARANAPANEMA (USELPA)	CESP	Sudeste e Sul	1.958
JUPIÁ ¹⁹ , ILHA SOLTEIRA ²⁰ e TRÊS IRMÃOS ²¹ (CELUSA)	CESP	Sudeste	1974, 1978, 1993

Fonte: Baer (1997)

Outros dois projetos liderados pelo Estado foram as Usinas de Itaipu e Tucuruí no norte do país, que foram fundamentais para formação atual da capacidade instalada brasileira. (Tabela 2.2)

16 A UHE Furnas foi a primeira usina construída pela Empresa, e está localizada no trecho denominado "Corredeiras das Furnas", entre os municípios de São José da Barra e São João Batista do Glória, MG.

17 O governo federal criou as Centrais Elétricas de Furnas em 1957. Embora a Light Power Company Limited (Light) e a American & Foreign Power Company (Amforp) tenham sido acionistas iniciais, sua participação declinou e, no início dos anos 60, sua participação havia caído para 2%. A construção começou em 1958, e a empresa entrou em funcionamento em 1963.

18 A UHE Funil foi planejada desde a década de 30, com o objetivo de permitir a eletrificação de uma estrada de ferro, ligando o Rio de Janeiro, São Paulo e Belo Horizonte. O projeto foi postergado e, somente em 1961, foi iniciada a sua construção pela Chevap (Companhia Hidrelétrica do Vale do Paraíba). Em 1965, a usina foi absorvida pela ELETROBRÁS que, dois anos mais tarde, designou FURNAS para concluir sua construção colocando-a em funcionamento.

19 A UHE Jupia foi iniciada na primeira metade da década de 1960 e finalizada no ano de 1974.

20 Usina de Ilha Solteira é a maior usina hidrelétrica da CESP, foi concluída em 1978.

21 A Usina Três Irmãos é a maior usina construída no Rio Tietê e está localizada entre os municípios de Andradina e Pereira Barreto. O início da operação ocorreu em 1993.

Tabela 2.2- Maiores Empreendimentos Estatais

USINA	PROPRIEDADE	REGIÃO	INICIO OPERAÇÃO
ITAIPU	BINACIONAL	Fronteira Brasil/Paraguai	1984
TUCURUÍ	ELETRONORTE	PA	1984
ILHA SOLTEIRA	CESP	SP e MS	1978
PAULO AFONSO	CHESF	BA	1955 ²²
ITUMBIARA	FURNAS	MG e GO	1981

Fonte: Elaboração Própria

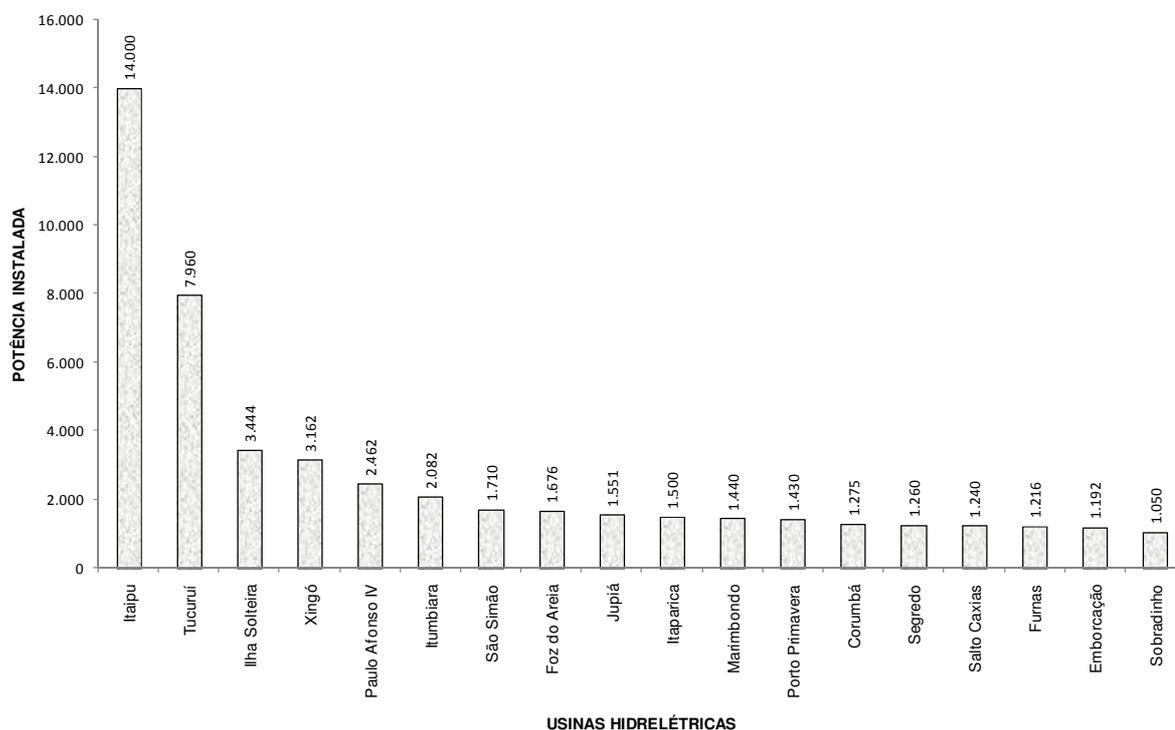
- **Itaipu:** usina hidrelétrica binacional construída pelo Brasil e pelo Paraguai no rio Paraná, no trecho de fronteira entre os dois países, 14 quilômetros ao norte da Ponte da Amizade. A área do projeto se estende desde Foz do Iguaçu, no Brasil, e Ciudad del Este, no Paraguai, ao sul, até Guaíra (Brasil) e Salto del Guairá (Paraguai), ao norte. A potência instalada da Usina é de 14.000 mW (megawatts), com 20 unidades geradoras de 700 mW cada.
- **Tucuruí:** usina hidrelétrica brasileira localizada a 400 km de Belém no estado do Pará, município de Tucuruí. Sua capacidade instalada chega a 8.370 mW e, foi construída para a geração de energia elétrica e para tornar navegável um trecho do rio Tocantins cheio de corredeiras, ultrapassadas através de uma eclusa. Foi concebida segundo as estratégias estabelecidas pela política do Governo Federal para o desenvolvimento da região Norte, a partir da década de 60, em busca do crescimento econômico da região. Seu objetivo foi o de atender o mercado de energia elétrica polarizado por Belém e as elevadas cargas que seriam instaladas em decorrência da implantação de empreendimentos eletro-intensivos, tendo como base o complexo alumínio-alumina. A construção da barragem interrompeu o curso da Hidrovia Araguaia-Tocantins, trecho vital para o escoamento da produção do Centro-

²² Complexo Hidrelétrico de Paulo Afonso é um conjunto de usinas, localizado na cidade de Paulo Afonso, formado pelas usinas de Paulo Afonso I, II, III, IV e Apolônio Sales (Moxotó), que produz 4.279,6 megawatts de energia, gerada a partir da força das águas da Cachoeira de Paulo Afonso.

Oeste do Brasil. Esse desnível deve ser vencido pelas Eclusas de Tucuruí cuja construção foi iniciada em 1981 e por falta de recursos encontra-se ainda incompleta. Acredita-se que com a inclusão da obra no PAC (Programa de Aceleração de Crescimento) sua conclusão se dê até 2010, criando uma alternativa para o transporte de produtos até o Porto de Vila do Conde.

- **Ilha Solteira:** maior usina hidrelétrica do estado de São Paulo e a terceira maior usina do Brasil. Está localizada no rio Paraná, entre os municípios de Ilha Solteira (SP) e Selvíria (MS). Sua potência instalada é de 3.444 MW, com 20 unidades geradoras. Sua barragem tem 5.605 m de comprimento e seu reservatório tem 1.195 km² de extensão.
- **Paulo Afonso:** Complexo hidrelétrico formado pelas usinas de Paulo Afonso I, II, III, IV e Apolônio Sales (Moxotó), e com potência instalada de 4.280 MW.
- **Itumbiara:** A usina está localizada no rio Paranaíba, entre os municípios de Itumbiara (GO) e Araporã (MG), sendo a maior usina do Sistema FURNAS. Conta com seis unidades em operação, totalizando uma capacidade instalada de 2.082 mW.

A Figura 2.1, detalha as usinas hidrelétricas acima de 1.000 MW sob o controle do Estado que, atualmente juntamente com os ativos de geração da iniciativa privada promovem o suprimento do Sistema Interligado Nacional (SIN).



Fonte: ANEEL

Figura 2.1 – Empreendimentos de Geração com Potência Instalada \geq 1000MW

2.3.2 A Manutenção do Domínio Estatal no Setor Energético (1980-1996)

No período de domínio estatal, verifica-se que o setor teve expansão de 6.355 MW, em 1963, para 42.860 MW, em 1984, e 52.741 MW, em 1993. No início da década de 90, o setor era coordenado pela ELETROBRÁS e o sistema possuía quatro operadoras regionais²³ e cerca de sessenta empresas estatais. A ELETROBRÁS era a *holding*, que operavam na geração e na transmissão, as quais representavam perto de 57% da capacidade de geração total. A Empresa também controlava algumas empresas estaduais que operavam, principalmente, na área de distribuição: a Light do Rio de Janeiro e a Escelsa, no Espírito Santo. A capacidade de geração restante estava nas mãos de empresas de propriedade dos governos estaduais, nos quais a Eletrobrás tinha participação minoritária, bem como nas de umas poucas empresas

23 Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), a Central Elétrica de Furnas, a Companhia Hidrelétrica do Vale do Paraíba (Chevap) e a Termoelétrica de Charqueadas S. A. (Termochar).

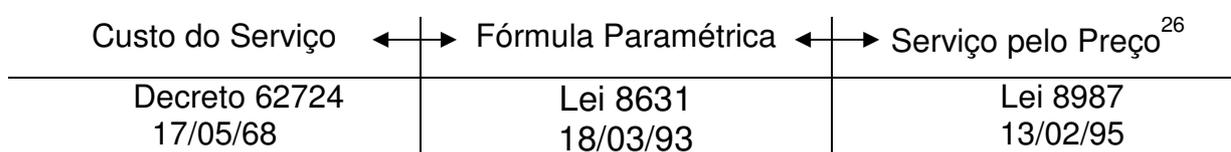
de propriedade de municípios e de investidores privados, as quais operavam principalmente na área de distribuição²⁴.

2.3.3 Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – Governo FHC

A insuficiência de recursos estatais para o desenvolvimento na área de energia foi a maior razão do processo de privatização do setor que previa a transferência dos ativos estatais e responsabilidade de investimento para a iniciativa privada. O processo de privatização do setor elétrico nacional iniciou-se em 1993, após um extenso debate sobre a melhor alternativa para a sua reformulação, necessária para promover a competição, atraindo maiores investimentos e conseqüentemente, o volume necessário de energia no longo prazo.

Goldenberg (2003) destaca um dos motivos para a falência do Estado: a extinção do Imposto Único sobre a Energia Elétrica (IUEE²⁵) e empréstimos compulsórios, após a promulgação da Constituição Federal de 1988. Esses dois instrumentos eram fontes de recursos estatais para o setor que, diante da nova realidade, necessitou cada vez mais de recursos de terceiros, deflagrando um desajuste financeiro, com aumento do endividamento com fornecedores e empreiteiros.

A Lei 8.631 de 04.03.1993 extinguiu o regime de remuneração garantida para as tarifas de fornecimento de energia elétrica, que passou a ser proposto pelos concessionários supridores e homologados pelo Poder Concedente.



Fonte: DNAEE e ANEEL

Figura 2.2 – Evolução na Tarificação do Setor

24 A iniciativa privada basicamente participou com suas instalações já existentes. Cabe ressaltar que como estas empresas estavam concentradas no eixo Rio-São Paulo, elas eram responsáveis por cerca de 50% da distribuição da energia elétrica do país (Araújo, 1974).

25 O imposto único era cobrado sobre toda a energia elétrica entregue ao consumo. Foi instituído através Lei nº 2.308, de 31 de agosto de 1954.

26 Regulação por incentivos

A Figura 2.2 apresenta as alterações que ocorreram na sistemática de cálculo das tarifas de energia elétrica, onde se destaca a nova proposta de serviço pelo custo onde são cobertos os custos de manutenção e operação mais a remuneração do capital investido (taxa interna de retorno)

O Decreto nº 915 de 06.09.1993 autorizou a formação de consórcios de geração hidrelétrica entre as concessionárias e os autoprodutores, visando à retomada dos investimentos em oferta de energia elétrica. Também em 1993, por meio do decreto 1009, foi criado o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (Sintrel), possibilitando o livre acesso ao sistema de transmissão, fundamental no que diz respeito à competitividade proposta pelo governo.

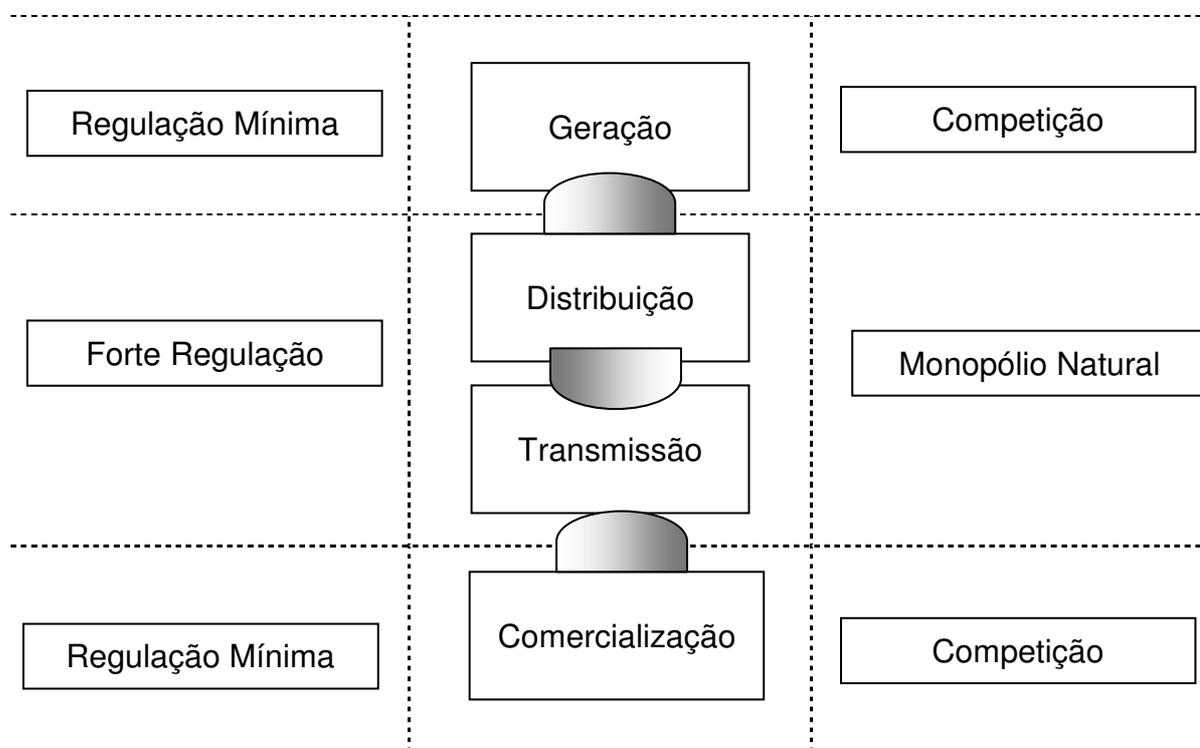
A promulgação da Lei 8.987/95²⁷ de 13.02.1995 deu força ao Programa Nacional de desestatização (PND), iniciando processos de leilões para repasse dos ativos à iniciativa privada. Em complemento a lei nº 8.987 também foi promulgada a Lei nº 9.074, de 07.07.1995, estabelecendo as normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos. Paralelamente, alguns estados alinharam-se às metas nacionais, promovendo a privatização das empresas estaduais.

A reestruturação do setor elétrico brasileiro baseou-se no modelo implantado na Inglaterra, visto como uma reforma liberal, promovendo a competição entre geradores e comercializadores de energia, estimulando maior eficiência e redução dos preços da energia ofertada. O projeto Reforma do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB) teve como objetivo principal a criação dos princípios básicos que norteariam a mudança, através da contratação de uma consultoria Coopers & Lybrand que definiu vários desdobramentos a serem realizados, deixando a cargo do Governo as funções de elaboração de políticas energéticas e de regulamentação do setor.

A Figura 2.3 resume o modelo proposto pela consultoria Coopers & Lybrand para o setor elétrico brasileiro. A criação de novas figuras legais foram destaques na

27 Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos.

reforma promovida pelo governo que ficou com os papéis de regulador e planejador do setor.



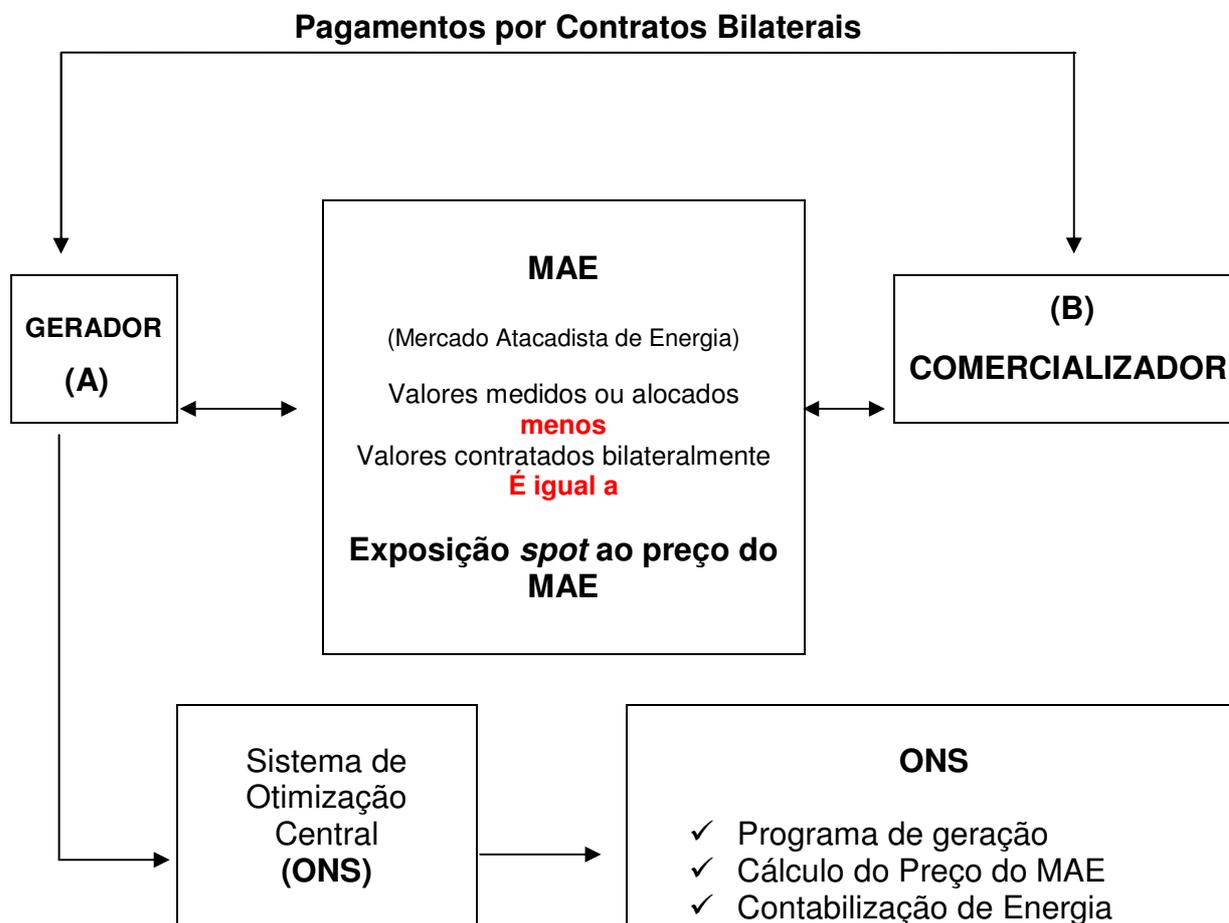
Fonte: ANEEL

Figura 2. 3 – Reestruturação do Setor Elétrico – Segmentação das Atividades

- Ambiente Competitivo – Desverticalização das empresas em Geração, Distribuição, Transmissão e Comercialização a fim de propiciar maior atratividade de investimentos nos diversos setores.
- Criação de um mercado atacadista de energia elétrica e operador independente do sistema elétrico brasileiro. O MAE²⁸ foi criado com a função de intermediar todas as transações de compra e venda de energia elétrica no sistema elétrico interligado, com vistas à adequação das características ao mercado de transmissão brasileiro, subdivido em quatro submercados. (Norte - Isolado, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul).

²⁸ Mercado Atacadista de Energia (MAE): foi criado por meio da Lei 9.648/98 e regulamentado pelo Decreto 2.655/98.

A Figura 2.4 mostra a configuração do MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica, responsável pela contabilização dos contratos firmados no mercado livre de energia e seus possíveis excedentes no final de cada mês.



Legenda:

(A) e (B): Pagamentos ao MAE

Fonte: Relatório - Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico

Figura 2. 4 - Esquematização MAE e ONS

Como o MAE, também foi criado o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), entidade similar ao Operador Independente do Sistema (Independent Operator System – ISO) implementado no contexto internacional. Esta entidade privada é composta por representantes dos diversos agentes do setor, consumidores e do poder concedente, com a responsabilidade de controlar operacionalmente rede básica de transporte de energia elétrica. Assim, os proprietários das redes básicas de transporte cediam os direitos de controle operacional dos seus ativos para o ONS, mediante o pagamento de receitas que remunerassem os custos e os investimentos realizados. As principais funções do ONS foram:

- a) Garantia do livre acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória;
- b) Otimização da operação do sistema elétrico, fazendo o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração;
- c) Incentivo à expansão do sistema ao menor custo;
- d) Administração das redes básicas de transmissão.

2.3.3.1 Regulação do Setor

Na reestruturação proposta para o setor dada a característica de um monopólio natural, com forte controle estatal, apresentando peculiaridades como oferta de energia predominantemente hidráulica, e um sistema de despacho que pressupõe a otimização entre as usinas através de custos futuros viáveis, disciplinados pela complementaridade térmica.

Além disso, a competição deveria ser determinada em uma cadeia industrial onde segmentos regulados e não-regulados participariam de grandes economias de coordenação, dado o encadeamento dos processos desde a geração até o consumo. (Tabela 2.3)

Tabela 2.3 – Encadeamento da Indústria de Energia Elétrica

ATIVIDADES	CARACTERÍSTICAS ECONOMICAS	IMPLICAÇÕES
GERAÇÃO	<ul style="list-style-type: none"> • Economias de escala limitadas²⁹, • Coordenação e complementaridade com a transmissão • Portfólio de tecnologias 	Segmento potencialmente competitivo
TRANSMISSÃO	<ul style="list-style-type: none"> • Externalidades de rede • <i>Sunk costs</i>³⁰ elevados • Economias: de Escala³¹ e de Escopo³² consideráveis • Economia de Coordenação • Idéia de bem público (utilities) • Monopólio natural 	Tendência de baixos investimentos Taxa de retorno limitada Segmento Regulado
COMERCIALIZAÇÃO	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Sunk costs</i> baixos • Economias de escala limitadas • Barreiras à entrada/saída baixas 	Segmento potencialmente competitivo
OPERAÇÃO E DESPACHO	<ul style="list-style-type: none"> • Monopólio 	Segmento Regulado
OUTROS SERVIÇOS: Mercado Atacadista, Mercado de Contratos Financeiros, Manutenção de redes e outros serviços (ancilares)	<ul style="list-style-type: none"> • Noção de bem público e definição de direito de propriedade • Não possuem características econômicas especiais 	Potencialmente competitivo

Fonte OECD (2001)

Conforme relatório OECD de 2001, na análise econômica, a performance ou desempenho de uma indústria mostra sua eficiência em uma determinada estrutura de mercado, e a medida da eficiência pode ser percebida por meio dos preços ao consumidor final, da qualidade dos serviços e dos custos de produção. Embora o processo de reforma da indústria de energia elétrica mundial tenha se iniciado há

29 Benefícios (externalidade positiva) ou Custos impostos (externalidade negativa) sobre uma parte externa à transação comercial.

30 Custos Irrecuperáveis ou Custos Afundados: Representa o custo que não pode ser recuperado mediante a alienação de um bem antes ou após o encerramento das atividades.

31 Maximização de lucro através da organização do processo produtivo.

32 Onerosidade mitigada em detrimento da união de processos de produção.

mais de duas décadas, estudos argumentam que ainda é cedo para analisar o desempenho da indústria em termos de custos, preços e benefícios sociais, ou seja, em termos de eficiência no sentido econômico.

Para condução do modelo recém criado, com forte participação da iniciativa privada, foi criada a ANEEL³³, órgão regulador que substituiu o DNAEE³⁴, com o objetivo de fiscalizar e disciplinar as tarefas do setor elétrico, através de regras e procedimentos inerentes aos novos agentes concessionários de serviços públicos, estruturando regulamentações com a definição do papel de cada agente da indústria de energia elétrica brasileira, com detalhamentos acerca de desdobramentos, técnicos, administrativo e econômico que cada um destes estaria submetido.

2.3.4 Racionamento de energia elétrica em 2001 e Crise do Modelo FHC

Mesmo com o setor reestruturado, no final do ano de 2001, o país enfrentou um grande problema de déficit de oferta, tendo em vista a falta de investimento no setor de geração de energia³⁵.

Em maio de 2001, cálculos do ONS indicaram a necessidade do corte de parte do fornecimento de energia elétrica a fim de impedir o completo esvaziamento dos reservatórios, até a passagem da grande estiagem enfrentada pelo país. Pires (2002).

Efetivamente o racionamento não foi implementado em todo território nacional, já que os reservatórios do subsistema Sul (Região Sul do Brasil) permaneciam com energia armazenada satisfatória para a região. Em 16 de maio de 2001³⁶ a Câmara

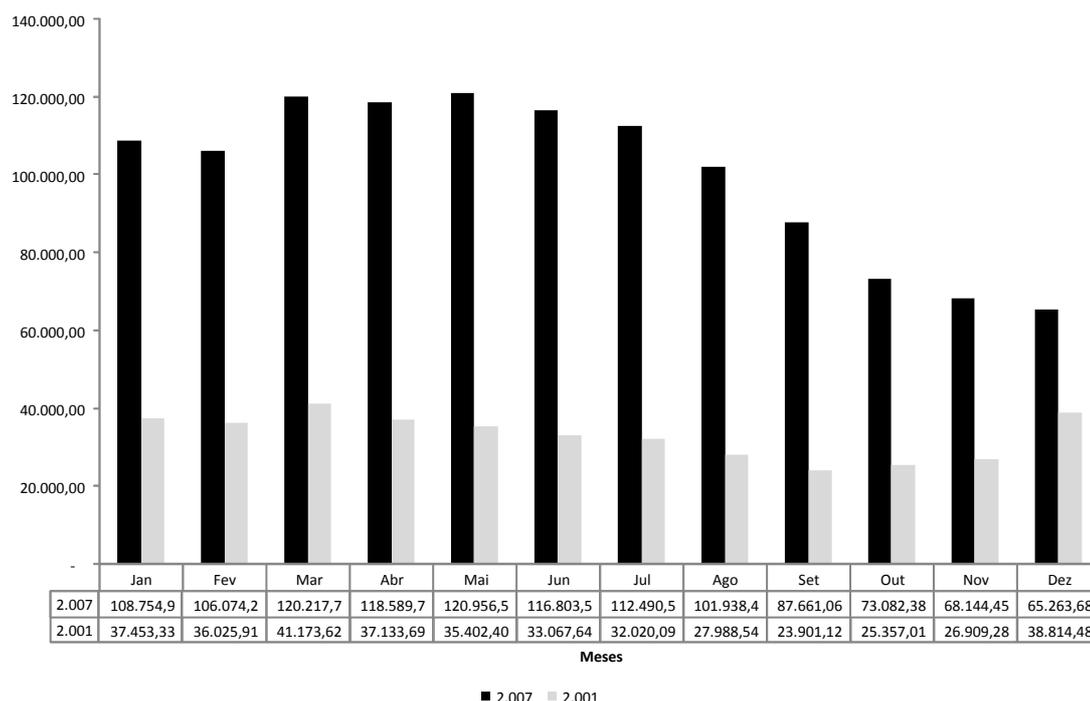
33 ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica, autarquia criada em 1996 pela Lei nº 9.427, é vinculada ao Ministério de Minas e Energia, e tem como missão proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.

34 DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica: Constituído através Lei 4904 de 17/12/1965.

35 Segundo Pires (2002) cerca de 80% do parque gerador brasileiro, pertencem à empresas estatais que não possuíam recursos suficientes para expansão do setor.

36 Resolução CGE nº 1.

de Gestão da Crise de Energia Elétrica³⁷ (CGE) determinou que as concessionárias, permissionárias³⁸ e autorizadas³⁹ de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, localizadas nas Regiões Sudeste, Centro-Oeste (Subsistema SE/CO) e Nordeste (Subsistema NE), adotassem a redução de fornecimento de energia elétrica às unidades consumidoras por elas atendidas.



Fonte: ONS em http://www.ons.org.br/historico/energia_armazenada.aspx Acesso em 05/03/08

Gráfico 2. 2 – Energia Armazenada SE/CO - GWh

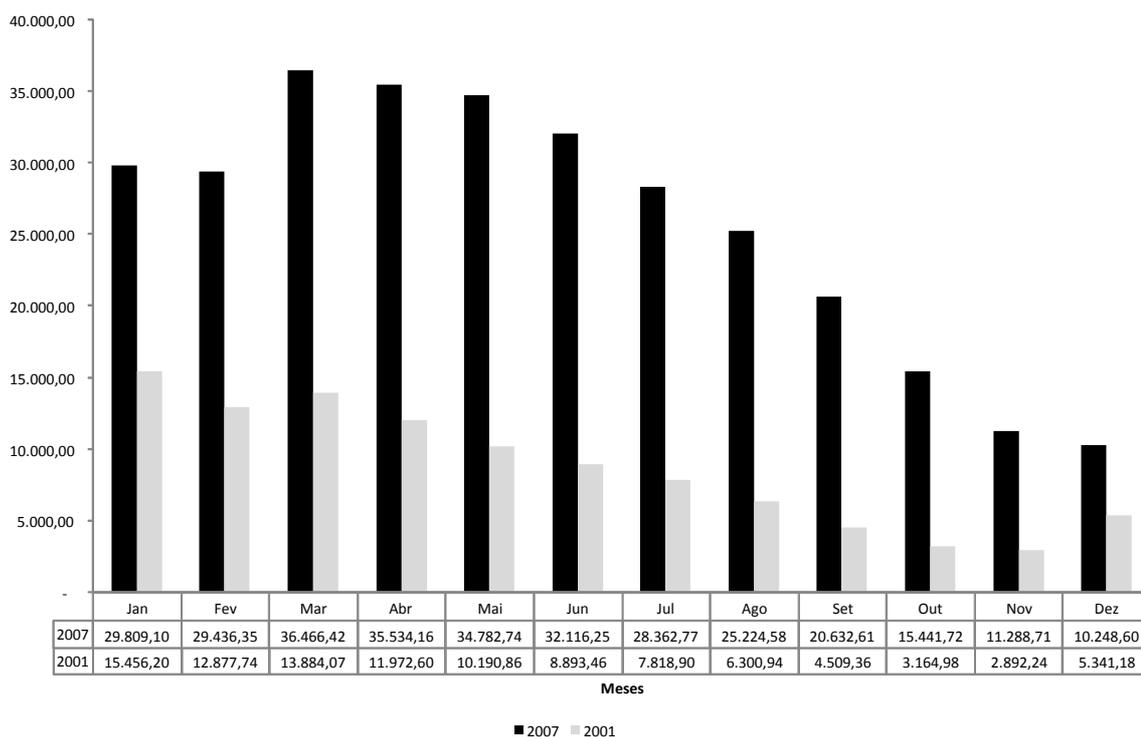
O Gráfico 2.2 compara o volume de energia armazenada⁴⁰ do Subsistema SE/CO em 2001 com os níveis de armazenamento no ano de 2007. Observa-se uma forte estiagem para os reservatórios que em média tiveram um redução de 200% no valor da GWh disponível para o SIN.

37 Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE): Organismo interministerial criado na época do racionamento com objetivo de propor e implementar medidas para solucionar a crise no curto prazo, criando ainda medidas para um desenvolvimento sustentado do setor.

38 Agente titular de permissão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica.

39 Agente titular de autorização federal para prestar o serviço público de geração ou comercialização de energia elétrica.

40 Valoração energética do volume armazenado em um reservatório. O cálculo considera a produtividade do reservatório e das demais usinas hidrelétricas a jusante, descontando-se o volume morto, que é o volume do reservatório que fica abaixo do nível mínimo operativo.



Fonte: ONS em http://www.ons.org.br/historico/energia_armazenada.aspx Acesso em 05/03/08

Gráfico 2.3 – Energia Armazenada NE - GWh

Da mesma forma o Gráfico 2.3 confronta os níveis de energia armazenada para o submercado Nordeste no mesmo período. Uma diferença expressiva é constatada desde o período que antecedeu o racionamento, sendo estendida mesmo depois da determinação da redução do fornecimento em maio de 2001, fato que comprometeu o abastecimento regional.

Segundo Pires (2002), o racionamento foi argumento contrário ao processo de privatização que vinha sendo desenvolvido. Ressalte-se que o racionamento foi “autogerido”, com decisão por parte de cada consumidor de quanto deveria efetivamente reduzir para o atingimento da meta⁴¹ proposta pelo governo. Pires (2002) as metas também foram flexíveis, como forma de proteção ao consumidor residencial, e depois, atenuar a crise no setor produtivo, para que produção e emprego não fossem ameaçados⁴².

41 As metas de redução basearam-se no consumo da unidade consumidora apurado nos meses de maio, junho e julho do ano anterior (2000). Consumidores Residenciais (consumo superior a 100 kWh/mês) e Consumidores Comerciais: 20%. Consumidores Industriais: 20% a 25%.

42 O custo do déficit chegou a atingir o valor de R\$ 684,00 por megawatt - hora (MWh), equivalente na época à U\$ 540,00. Um baixo valor para o custo de déficit tem o efeito de reduzir o custo de déficits futuros, reduzindo o custo de oportunidade de uso da água.

Pires analisou também o sucesso do programa de racionamento adotado pelo governo, com um balanço de economia de energia total poupada pelos consumidores de 38 milhões de MWh, com 79% da economia observada somente na região sudeste. Para ele, parte desse resultado deveu-se basicamente ao programa estrutural de aumento de oferta de energia, que consistiu em um aperfeiçoamento dos mecanismos de acompanhamento e gerenciamento das obras de geração. O programa foi conduzido pelo Ministério de Minas e Energia, sendo parte integrante dos trabalhos de GCE na gestão do racionamento. A CGE baseou seu plano de ação em quatro frentes fundamentais:

1. Racionamento;
2. Programa estratégico de aumento de oferta de energia
3. Programa emergencial de aumento da oferta de energia elétrica (“seguro-apagão”)
4. Revitalização do modelo do setor elétrico.

A Tabela 2.4, quantifica as obras projetadas para o período compreendido entre o ano de 2002 e 2004, que previa o aumento da oferta de energia em caráter emergencial.

Tabela 2. 4 – Projeção de Geração e Transmissão de Energia para 2002/2004

Tipo de Empreendimento	Operação 2001/2002	2002	2003	2004	TOTAL
Ampliação da Oferta MW - (2002/2004)					
Hidrelétricas – com PCH	3.205	1.882	2.432	2.582	10.101
PPT com Cogeração	905	3.375	3.358	1.087	8.725
Termelétricas - CBEE	763	1.390	-	-	2.153
Importação	1.220	1.188	-	-	2.408
Total Oferta	6.903	7.835	5.790	3.669	23.387
Ampliação da Oferta Km e MVA - (2002/2004)					
Linhas de Transmissão (km)	505	1.307	4.383	3.348	9.273
Subestações (MVA)	-	3.347	4.450	1.050	8.847

Legenda:

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PPT – Programa Prioritário de Termoelétricas

CBEE – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial

Fonte MME, Gomide (2003)

Goldenberg (2003) aponta para ineficiência do Estado na implantação do ambiente regulatório, bem como na criação de um mercado livre confiável, paralisando as atividades até então desenvolvidas pela Eletrobrás, contribuindo para derrocada do planejamento energético. Para ele, com a transferência das funções do GCOI⁴³ para o ONS o término do planejamento determinativo e da coordenação dos contratos de suprimentos exercidos pelo GCPS⁴⁴, a criação de novos escalões de decisão como ANEEL e ANA⁴⁵, e de inúmeras legislações incompletas, insuficientes e conflitantes, deixou de existir um interlocutor único e experiente no governo.

É importante lembrar que a hidrologia foi desfavorável entre 2001/2002 e com a transferência dos ativos para o setor privado, houve um atraso do cronograma de obras descrito em planos decenais, mas a maior falha foi a falta de um plano de contingência frente à hidrologia desfavorável, que provocou inúmeros desdobramentos maléficos em toda cadeia da indústria elétrica.

Outro ponto importante foi a ausência de um marco regulatório efetivo que definisse de maneira clara as regras para novos investidores. O detalhamento de políticas regulatórias eficientes que promovessem a competição nos segmentos de geração e comercialização de energia, bem como alternativas de controle aos segmentos que naturalmente caracterizavam-se como monopólios e que seriam cruciais para o desenvolvimento das atividades de transmissão e distribuição de energia elétrica. No caso do sistema de transmissão era essencial o detalhamento do livre acesso dos consumidores na chamada rede básica, desassociando as grandes indústrias do sistema de distribuição em tensões menores. Para o segmento de distribuição de energia elétrica, era necessário definir as condições de fornecimento ao grande mercado cativo (ACR⁴⁶), através da erradicação de

43 GCOI: Grupo Coordenador para Operação Integrada

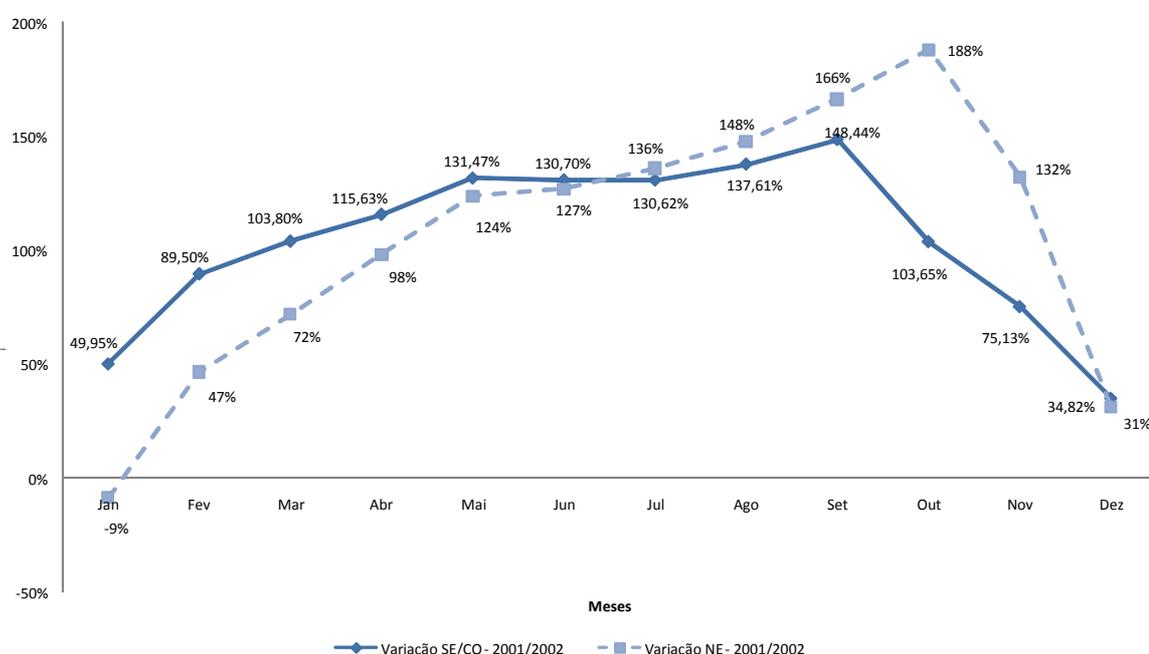
44 GCPS: Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico

45 Agência Nacional de Águas (ANA): Órgão autônomo e com continuidade administrativa, que atua no gerenciamento dos recursos hídricos. Criada pela Lei 9.984 de 17.07.2000.

46 Ambiente de Contratação Regulada (ACR): clientes cativos que compram energia diretamente das distribuidoras locais.

subsídios que anteriormente eram destinados às classes indústrias, promovendo a modicidade tarifária⁴⁷.

A partir de 1º de março de 2002⁴⁸, o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica foi finalizado após análise dos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas das Regiões Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste, que se encontravam acima das curvas-guia de segurança.



Fonte: ONS em http://www.ons.org.br/historico/energia_armazenada.aspx Acesso em 05/03/2008

Gráfico 2. 4 – Evolução da Energia Armazenada: SE/CO e NE – 2001/2002

O Gráfico 2.4 autentica a decisão da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGE), a partir da evolução satisfatória dos níveis de armazenamento de energia a partir do início do ano de 2002, com uma evolução sólida no decorrer do período, fato este que propiciou o fim do racionamento para os dois subsistemas. Com o racionamento surgiu maior conscientização a respeito do uso eficiente do insumo que dentre outros desdobramentos, provocou uma sobre oferta de energia,

47 Modicidade Tarifária: Tarifa Justa repassada ao consumidor final.

48 CGE - RESOLUÇÃO Nº 117, de 19/02/2002.

desequilibrando o mercado como um todo, gerando prejuízo para geradores, distribuidores e consumidores finais de energia que, dependendo da sua condição de contratação sofreram um incremento de 2,9% ou 7,9% em sua conta final.

2.3.5 Novo marco regulatório do setor - Modelo Lula

O governo do presidente Luis Inácio Lula da Silva, herdou de seu antecessor, um modelo de reestruturação com inúmeras deficiências, agravados pelo racionamento ocorrido entre 2001 e 2002. Como resultado de uma solução de curto prazo, viu-se um aumento significativo de usinas termoeletricas⁴⁹ que, a fim de certificar o despacho ótimo, complementavam o sistema hídrico instalado, gerando um incremento no custo do MWh direcionado ao consumidor final. Evidenciou-se a desorganização da coordenação e planejamento sofrida pelo setor, que variou desde a escassez na fase do racionamento até o excesso de oferta, com uma capacidade momentânea de produção superior a demanda nacional.

“Percebeu-se, portanto, que ao final do racionamento não marcou o final da crise do setor elétrico brasileiro. A crise permaneceu latente e, para alguns agentes, acentuou-se. As causas dessa crise tiveram com origem dois problemas básicos: (I) a queda de rentabilidade do setor; (II) as incertezas sobre o marco regulatório futuro”. Tendências (2003, pp.19).

Assim, o governo viu-se obrigado a definir novo marco regulatório estável que pudesse garantir maior segurança no suprimento de energia elétrica, promovendo a modicidade tarifária por meio de contratação eficiente para o atendimento do mercado regulado (cativo), estabelecendo maior inserção social com os programas de universalização da energia elétrica, e ainda estimulando a concorrência, fomentando maiores investimentos privados no setor. O novo modelo buscou a manutenção de pilares que o sustentavam, tais como a desverticalização da indústria, a manutenção de um mercado livre e competitivo, e as figuras do autoprodutor e produtor independente de energia.

49 Cabe ressaltar que o tempo médio para construção de UTE's é menor que das UHE's.

Desta forma, em março de 2004, através das leis 10.847⁵⁰ e 10.848⁵¹, foram estabelecidas as novas regras que norteariam o setor com os seguintes fundamentos elencados abaixo na Tabela 2.5.

Tabela 2. 5 – Pilares de Sustentação na reestruturação do modelo

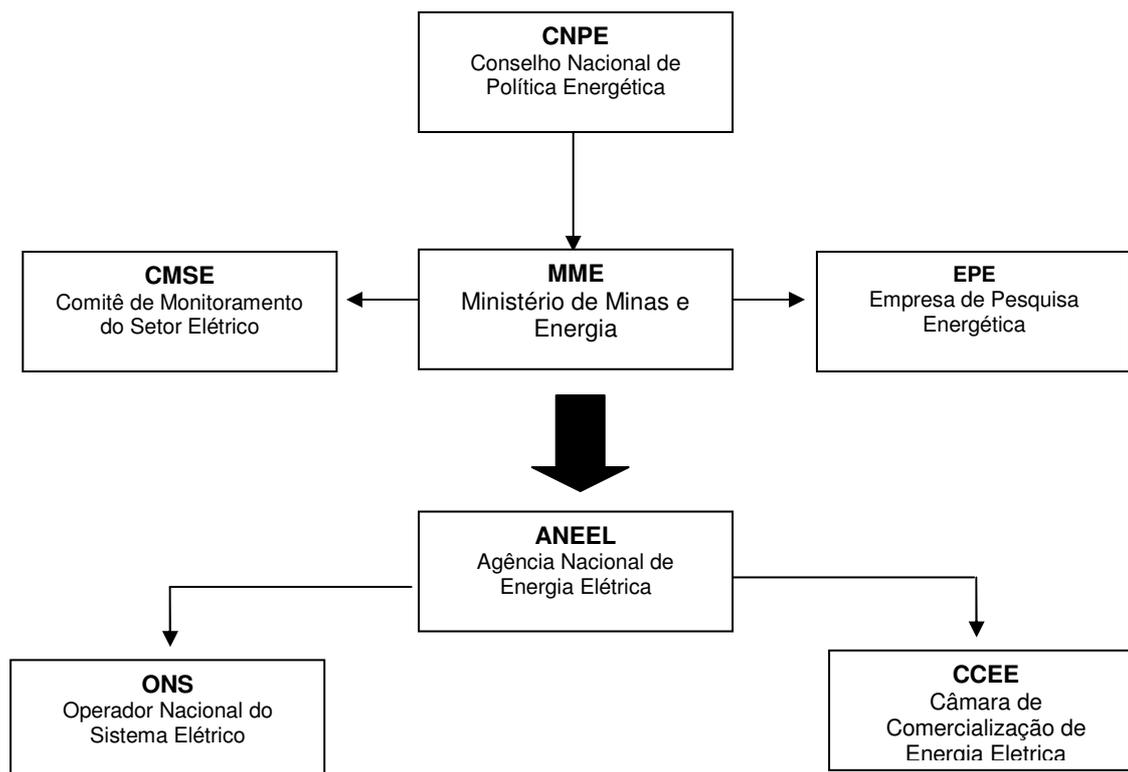
PRINCÍPIOS BÁSICOS	PRESSUPOSTOS
Modicidade Tarifária - “tarifas mais baratas para o povo”	Respeito aos contratos existentes
Universalização - “energia para todos os brasileiros”	Minimizar os custos de transação durante a implantação
Continuidade e qualidade na prestação do serviço	Não criar pressões tarifárias adicionais Incentivar a retomada dos investimentos
Justa remuneração para os investidores – “incentivando a educação”	Implantar de forma gradual o modelo proposto

Fonte: Relatório Price Waterhouse Coopers, [Julho, 2004]

No novo contexto institucional, a proposição do Ministério de Minas Energia apontou novos agentes para a coordenação do planejamento do setor. Enfoque dado pelo novo Governo, em virtude das falhas apresentadas anteriormente. A nova estrutura hierárquica foi configurada na Figura 2.5, com destaque para a manutenção do Mercado Atacadista de Energia, que passou a ser denominado como Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. O Operador Nacional do Sistema também foi mantido no novo desenho para o setor. A inserção da figura de uma empresa responsável pelo planejamento de longo prazo foi o maior destaque no atual modelo.

50 Lei 10.847: Autoriza a criação da EPE – Empresas de Pesquisa Energética

51 Lei 10.848: Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica



Fonte: MME, 2003

Figura 2. 5 - Esquematização hierárquica - Agentes Setoriais

Principais atribuições das entidades:

- **Conselho Nacional de Política Energética:** Formulador da política energética nacional, definindo os critérios básicos para o gerenciamento do setor;
- **Ministério de Minas e Energia:** Assume o exercício de poder concedente, com a função de planejamento do setor. No novo modelo, tem maior poder intervencionista por meio de novas atribuições de monitoramento e nomeação de dirigentes dos demais agentes institucionais;
- **Empresa de Pesquisa Energética**⁵²: Responsável pela execução de estudos da matriz energética com planejamento integrado dos recursos, e expansão do setor
- **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico**⁵³: Responsável pela análise da continuidade e da qualidade de suprimento em um horizonte de cinco anos,

⁵² Lei 10.847/2004.

propondo medidas preventivas de mínimo custo para readequações/restauração das condições de atendimento, incluindo ações no lado da demanda;

- **Agência Nacional de Energia Elétrica:** Reduziu suas atribuições no novo cenário, mas com papel fundamental na fiscalização e arbitragem do setor elétrico;
- **Operador Nacional do Sistema Elétrico:** Manteve seu papel de monitor do despacho otimizado da carga;
- **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**⁵⁴: Substituiu o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, com suas funções e atribuições.

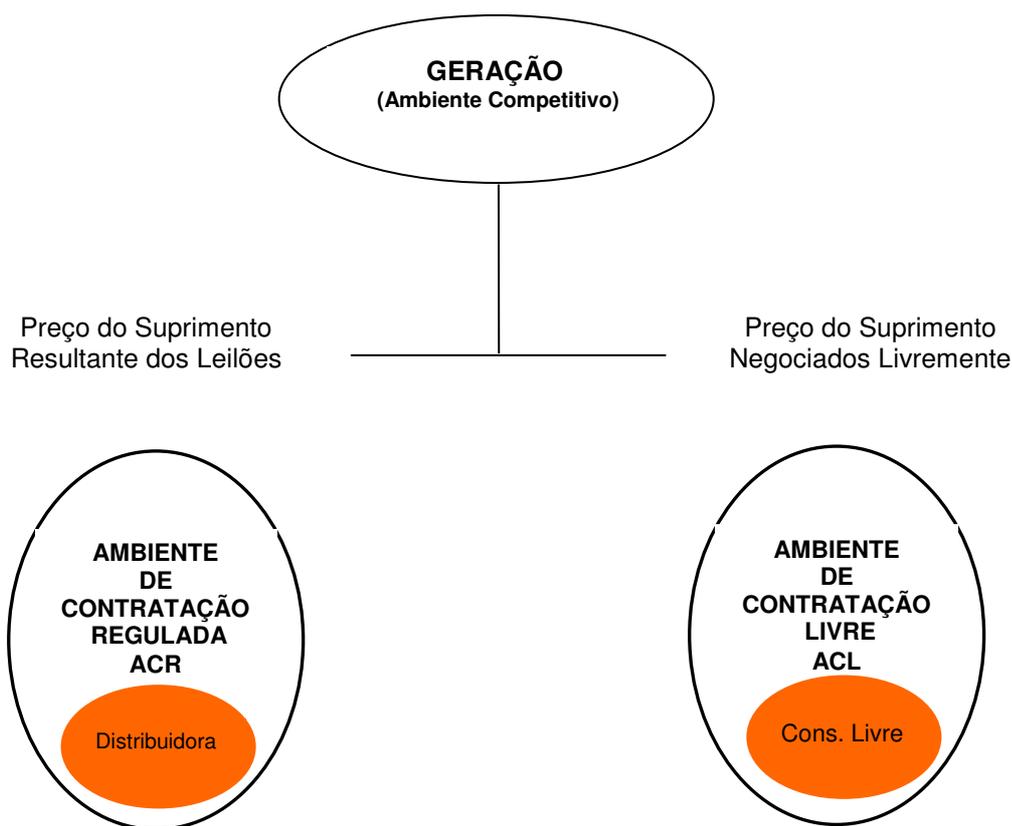
2.3.5.1 Estruturação Operacional do Setor

Quanto à operação do sistema, foram mantidas características específicas adotadas na primeira versão da reestruturação do setor implementada no governo FHC: Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização de energia elétrica. Foram criados dois ambientes de contratação de energia com regras claras para sua aquisição.

A Figura 2.6 esquematiza a proposta do novo marco regulatório, destacando as formas de suprimentos que deveriam compor as contratações no ambiente livre e no regulado.

53 Decreto 5.175/2004.

54 Decreto 5.177/2004



Fonte: ANEEL

Figura 2. 6 - Visão Geral do Modelo de Contratação

Características da Contratação no Ambiente Regulado⁵⁵

No novo modelo a contratação de energia para o atendimento do consumidor cativo, há três tipos de energia para contratação:

- Energia Existente;
- Energia Nova;
- Eventuais ajustes de mercado – “Leilões de Ajuste”

⁵⁵ A contratação regular no ACR é formalizada em contratos bilaterais entre cada gerador e cada distribuidor, e os pagamentos deles decorrentes serão efetuados diretamente entre as partes, sem interferência da CCEE. Exceção: Usina de Itaipu, cuja energia permanece sendo comercializada pela ELETROBRÁS, apenas, para os distribuidores das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul.

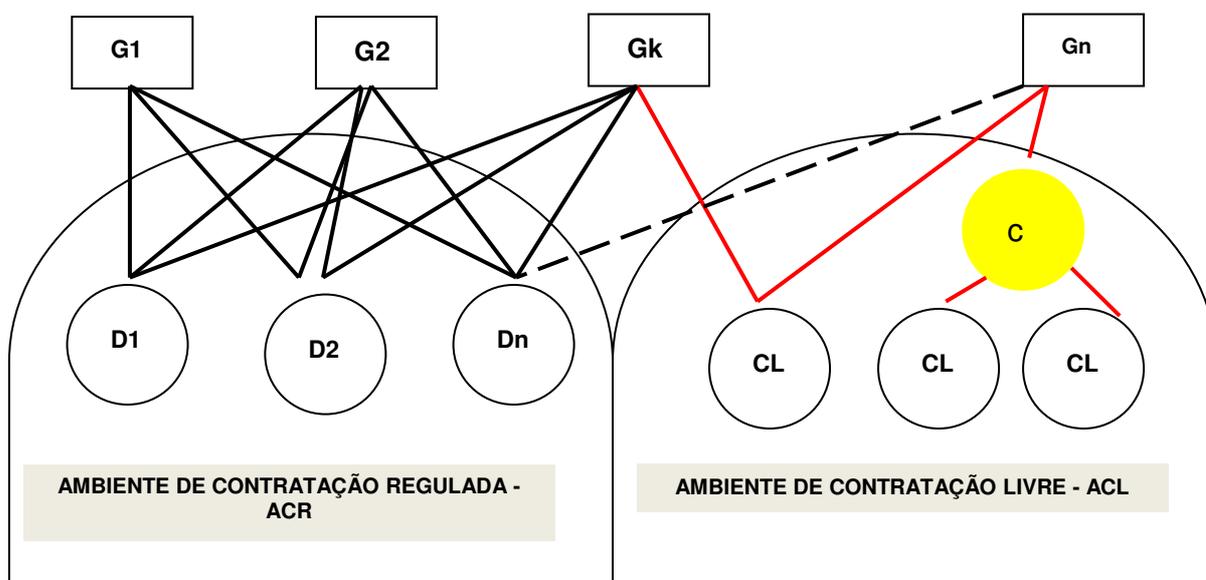
Para o governo, tal iniciativa estabelece o repasse de energia ao consumidor final ao menor custo, propiciando a modicidade tarifária, tema da campanha do então candidato Lula à presidência.

Características da Contratação no Ambiente Livre

Como no modelo antecessor, as contratações do ambiente livre continuaram sendo determinadas bilateralmente, com registro de contratos e contabilização e liquidação finalizada na CCEE.

Características dos Consumidores Livres

Consumidor com carga maior ou igual a três megawatts, compradores de energia de produtores independentes ou comercializadores, com a opção de abranger parte ou totalidade da carga. A Figura 2.7, mostra as diversas maneiras de contratações possíveis nos ambientes de contratação livre e regulado com negociações feitas diretamente entre as distribuidoras e os geradores no ambiente regulado. Já para o ambiente livre, a figura do comercializador de energia também foi considerada como possibilidade de contratação bilateral.



Fonte: ANEEL

Legenda: G = Geradores; D = Distribuidoras; C = Comercializadores; CL = Cliente Livre

Figura 2. 7- Esquematização de Contratação de Energia Elétrica (ACL E ACR)

A Figura 2.8 demonstra a fases dos diferentes tipos de contratação dos distribuidores no ACR para aquisição de energia nova conforme disposto no Decreto 5.163⁵⁶, artigo 19, alterados pelos Decretos 6.048⁵⁷ e 6.210⁵⁸:

Art. 19. A ANEEL promoverá, direta ou indiretamente, licitação na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do SIN, observando as diretrizes fixadas pelo Ministério de Minas e Energia, que contemplarão os montantes por modalidade contratual de energia a serem licitados, prevista no art. 28.

§ 1º Os leilões para compra de energia elétrica de que trata o caput serão promovidos, observado o disposto nos arts. 60 a 64: (Redação dada pelo Decreto nº 6.048, de 2007)

I - nos anos “A-5” e “A-3”, para energia elétrica proveniente de novo empreendimento de geração; (Redação dada pelo Decreto nº 6.048, de 2007)

II - no ano “A-1”, para energia elétrica proveniente de empreendimento de geração existente; e (Redação dada pelo Decreto nº 6.048, de 2007)

III - entre os anos “A-1” e “A-5”, para energia elétrica proveniente dos leilões de compra exclusiva de fontes alternativas. (Incluído pelo Decreto nº 6.048, de 2007)

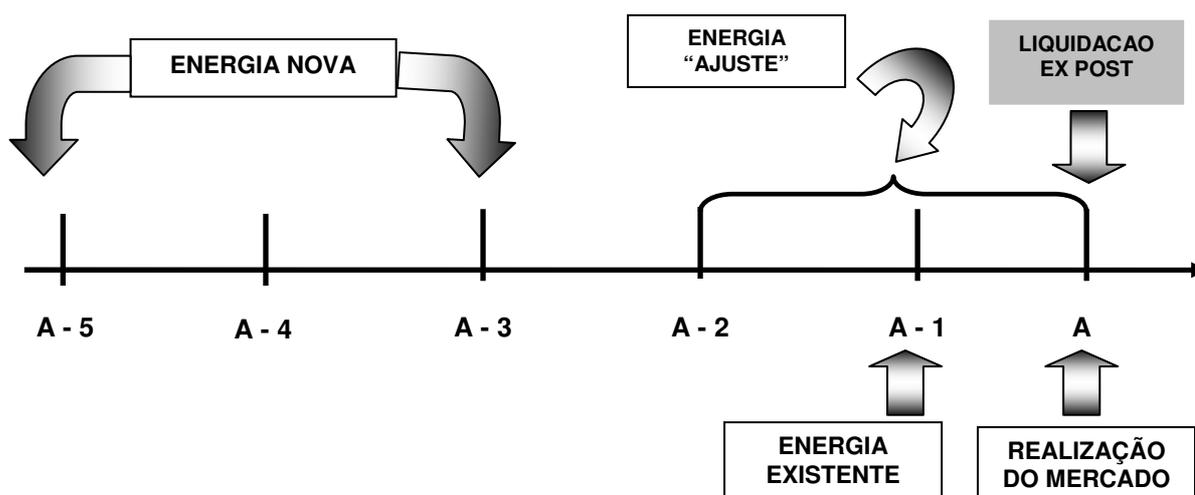
IV - nos anos A-5 e A-3, para energia proveniente de projetos de geração indicados por Resolução do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e aprovada pelo Excelentíssimo Senhor Presidente da República, conforme disposto no inciso VI do art. 2º da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997. (Incluído pelo Decreto nº 6.210, de 2007)

§ 2º O Ministério de Minas e Energia deverá definir o preço máximo de aquisição nos leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes.

⁵⁶ Decreto 5163 de 30.07.2004 - Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica.

⁵⁷ Decreto 6048 de 27.02.2007 - Altera os artigos. 11, 19, 27, 34 e 36 do Decreto no 5.163.

⁵⁸ Altera dispositivos do Decreto no 5.163.



Fonte: ANEEL

Legenda: Liquidação Ex Post = Mês Subseqüente

Figura 2. 8 - Contratações no ACR

2.3.5.2 Novos Investimentos de Oferta de Energia Elétrica

Um dos pilares da definição de um novo marco regulatório também foi o incentivo aos investimentos da iniciativa privada no setor elétrico, tendo em vista o seu incremento irrisório durante o governo FHC, por falta da efetivação de regras específicas e claras que atrairiam mais capital para o setor, extremamente deficitário de investimentos na oferta de energia. Um passo foi dado neste sentido com o Decreto nº 915/93⁵⁹, e através do Decreto nº 2003/96⁶⁰.

O que se viu, porém foi uma falta de planejamento centralizado sem a indicação de grandes obras que pudessem ser atrativas e garantissem o incremento de oferta desejado. A partir da instituição do novo modelo, a criação da EPE teve papel fundamental na indicação de políticas públicas de longo prazo que associam oferta e demanda de energia nacional. Atualmente o órgão tem a função de estudar a matriz energética, com indicações a novos projetos de geração de energia, apresentando aos investidores inúmeros projetos de “energia nova” para atendimento à demanda futura.

⁵⁹ Autoriza a formação de consórcios para geração de energia elétrica.

⁶⁰ Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor

A Tabela 2.6 mostra o volume de investimentos financiados pelo BNDES, levando em consideração o período de reestruturação do setor elétrico. Nota-se que proporcionalmente os investimentos em geração perfazem 63% do total dos investimentos disponibilizados para o setor.

Tabela 2. 6 - Projetos de Energia Aprovados pelo BNDES – 2003 a 2007

R\$ Bilhões

Segmento	Capacidade Instalada MW	Nº de Operações	Financiamento BNDES	Investimento Previsto
GERAÇÃO	11.879	27288	12,5	23,5
Hidrelétricas	8.762	20	7,40	14,70
Termoelétricas	1.524	3	1,10	3,10
PCH	905	45	2,50	3,70
Biomassa	480	17	0,90	1,10
Eólicas	208	3	0,60	0,90
TRANSMISSÃO	7.476 km	27	4,70	7,40
DISTRIBUIÇÃO	-	21	2,90	4,50
TOTAL		136	20,0	35,40

Fonte: Apresentação BNDES – Seminário de Reestruturação do Setor Elétrico – “A atuação do BNDES no setor elétrico brasileiro” [13.09.2007]

O incremento da oferta de energia tem sido indicado pela Empresa de Pesquisas Energéticas e acompanhados pela ANEEL, que contabilizou em seu último relatório um enorme potencial hidrelétrico ainda disponível para aproveitamento. (Tabela 2.7)

Tabela 2. 7 – Potencial Hidrelétrico Brasileiro - MW

Bacia	Aproveitado⁶¹	Inventário⁶²	Estimado⁶³	TOTAL⁶⁴
Amazonas	835	77.058	28.256	106.149
Paraná	41.696	10.742	5.363	57.801
Tocantins/Araguaia	12.198	11.297	4.540	28.035
São Francisco	10.290	5.550	1.917	17.757
Atlântico Sudeste	4.107	9.501	1.120	14.728
Uruguai	5.182	6.482	1.152	12.816
Atlântico Sul	1.637	1.734	2.066	5.437
Atlântico Leste	1.100	1.950	1.037	4.087
Paraguai	499	846	1.757	3.102
Parnaíba	225	819	-	1.044
Atlântico Nordeste Occidental	-	58	318	376
Atlântico Nordeste Oriental	8	127	23	158
TOTAL	77.777	126.164	47.549	251.490
%	30,9	50,2	18,9	100

Fonte: EPE (2008), em:

< <http://epe.gov.br/PNE/Forms/Empreendimento.aspx>> Acesso em 02/04/2008

Observações:

- 1- Potencial aproveitado inclui usinas existentes em dezembro de 2005 e os aproveitamentos em construção ou com concessão outorgada;
- 2- Inventário nesta tabela indica o nível mínimo de estudo do qual foi objeto o potencial;
- 3- Valores consideram apenas 50% da potência de aproveitamentos binacionais.

2.3.6 Novos Investimentos do Governo no Setor de Energia

O segundo mandato do presidente Lula, a partir de uma análise crítica da primeira gestão, impulsionou novas frentes de trabalho com ênfase ao setor de energia elétrica no setor de geração de energia.

São destaques do plano de governo para o mandato 2007- 2010:

- ✓ Emprego da hidroeletricidade como base da expansão da oferta de energia elétrica no Brasil;
- ✓ Aproveitamento do potencial hidráulico da Amazônia, sobretudo das hidrelétricas do Madeira e de Belo Monte, com respeito às normas ambientais;

61 Aproveitamentos realizados até Dez/2005.

62 Potencial Total Avaliado para Bacia.

63 Potencial Remanescente não Individualizado.

64 Potencial Total a ser aproveitado no Longo Prazo (2030).

- ✓ Integração efetiva dos aspectos sócio-ambientais, a partir dos estudos de inventário das bacias hidrográficas, visando minimizar os impactos sócio-ambientais e também preservar o potencial hidrelétrico que o país dispõe;
- ✓ Aprimoramento no processo de planejamento do setor instaurado no primeiro mandato.

Para assegurar as mudanças propostas no sistema elétrico o PAC - O Programa de Aceleração de Crescimento foi lançado em 28 de janeiro de 2007, tendo como objetivo acelerar o crescimento econômico do Brasil, através da previsão de até 2010, sendo uma de suas prioridades o setor de infra-estrutura.

Tabela 2. 8 - Variáveis Macroeconômicas para o PAC

Cenário do PAC	2007	2008	2009	2010
Taxa Selic Nominal	12,2%	11,4%	10,5%	10,1%
Taxa de Inflação	4,1%	4,5%	4,5%	4,5%
Taxa de Crescimento Real do PIB	4,5%	5,0%	5,0%	5,0%
Resultado Primário do % do PIB	4,25%	4,25%	4,25%	4,25%
PPI em % do PIB	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Resultado Nominal em % do PIB	-1,9%	-1,2%	-0,6%	-0,2%
Dívida Líquida do setor público em % do PIB	48,3%	45,8%	42,9%	39,7%

Fonte: PAC

O Programa de Aceleração do Crescimento - PAC, o BNDES projetou as variáveis macroeconômicas que sustentam a redução no valor na taxa de juros de longo prazo (TJLP⁶⁵), que serão em média, 60% inferiores às de 2005. (Tabela 2.8)

Tabela 2. 9 - Previsão de investimento em infra-estrutura 2007-2010

Setor	2007	2008 - 2010	TOTAL
Elétrico	55,0	219,8	274,80

R\$ Bilhões

Fonte: PAC, MME

Visando maior seguridade no suprimento de energia elétrica foram previstos investimentos de mais de 270 bilhões de reais para a área de energia elétrica. (Tabela 2.9). Após esse período estão previstos mais R\$21 bilhões para geração e R\$ 3 bilhões para o setor de transmissão.

⁶⁵ A Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP foi instituída pela Medida Provisória nº 684, de 31.10.94, publicada no Diário Oficial da União em 03.11.94, sendo definida como o custo básico dos financiamentos concedidos pelo BNDES

2.4 Comentários Adicionais

Este capítulo procurou contextualizar o cenário do setor elétrico desde o momento em que a energia elétrica passou a ser um dos pilares para o crescimento econômico. Inúmeras dificuldades foram enfrentadas pelo Estado que no início tentou com os recursos nacionais promover o desenvolvimento através de grandes obras que incluíam grande montante de potência instalada na matriz energética nacional.

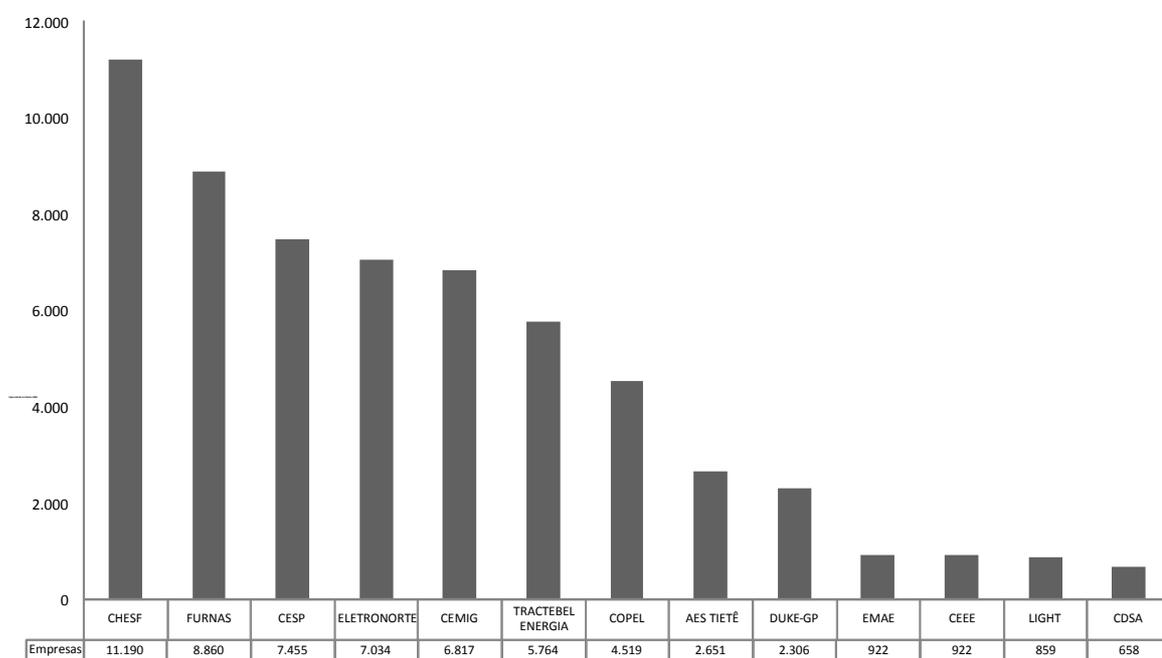
Esta política estadista atribuída ao setor foi responsável pela operacionalização das usinas de Itaipu e Tucuruí, aumentando a oferta de energia. Contudo, a estratégia de manutenção da responsabilidade estatal sobre os ativos de energia tornou-se ineficiente devido alto grau de endividamento do governo que se viu incapaz de investir em novas obras que sustentariam o setor, obrigando-o a promover sua privatização como forma de evitar seu sucateamento, mitigando o crescimento nacional.

O Estado promoveu a reforma setorial, apresentando novas figuras de gestão, propondo maior dinamismo entre os agentes. A reforma proposta foi insuficiente para atrair novos investimentos no setor de geração de energia, pois do ponto de vista estratégico, não houve a segurança quanto à mitigação de riscos do setor no novo ambiente institucional. A falta de novos investimentos em projetos de expansão energética, associadas com a forte estiagem ocorrida no país fez com que um racionamento de energia fosse instaurado a partir de 2001 que embora não tenha sido efetivamente mensurado, cerceou a possibilidade de expansão da indústria nacional minorando o crescimento do país.

Diante dos fatos, foi necessária outra proposta de reestruturação do setor para adequação de pontos inexplorados anteriormente. Dentre eles, destaca-se a aquisição de energia via leilões, de energia para ambiente de contratação regulada (consumidores cativos), a criação de um planejador, responsável pelo equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia através de estudos de médio e longo prazo do comportamento da demanda nacional, indicando novos

empreendimentos de geração e transmissão de energia, visando à segurança no suprimento de energia.

Ressalte-se que o Estado ainda é detentor de grande parte da geração de energia no Brasil, com mais de 70% da capacidade hídrica instalada no país, conforme descrito no gráfico a seguir. Empresas como a CHESF e FURNAS ainda possuem grande importância na matriz energética, sendo até em última instância as maiores concorrentes da indústria privada.



Fonte: ABRAGE (2008)

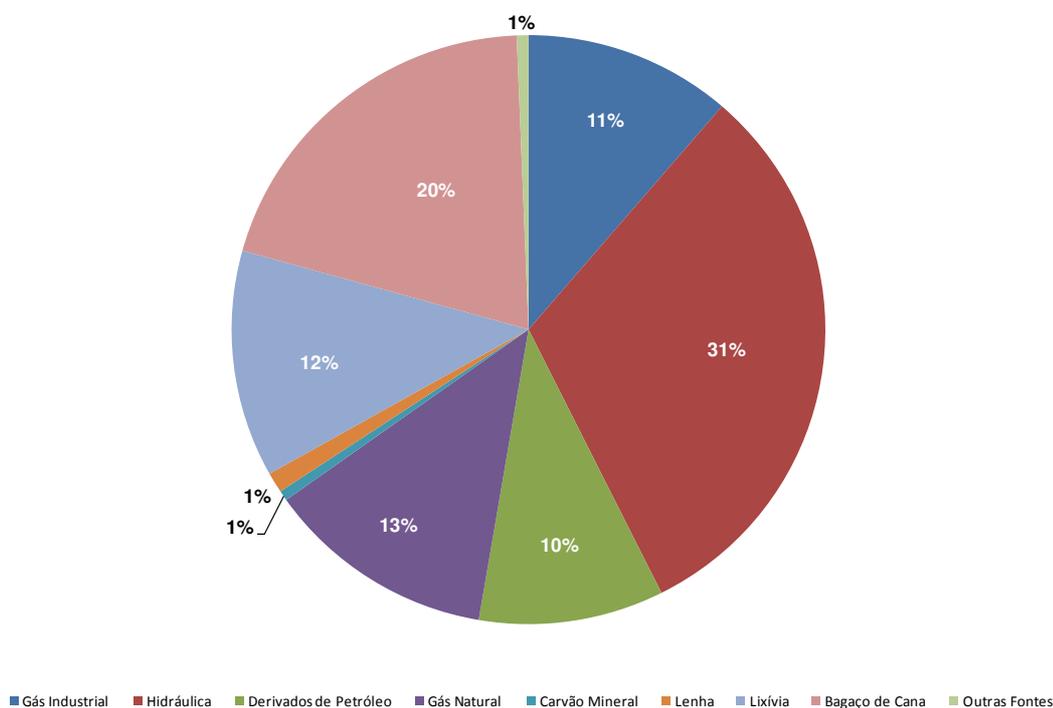
Gráfico 2.5 -- Parque Gerador Brasileiro – Energia Hidráulica

Neste contexto, a figura do investidor de energia para o consumo próprio, fortaleceu ainda mais o debate sobre as possibilidades de expansão da oferta de energia, desencadeada pela iniciativa privada, através de concessões para construção de novos empreendimentos assegurando o suprimento de importante parcela da produção industrial.

CAPÍTULO 3 - CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE AUTOPRODUÇÃO COM BASE NA HIDROELETRICIDADE

O presente Capítulo procura caracterizar o auto-consumo de energia, já descrito no Capítulo 1 independentemente da classificação jurídica adotada pelo órgão regulador atualmente: Autoprodutor e Produtor Independente de energia elétrica⁶⁶, que através de investimentos em usinas hidrelétricas ampliam sua capacidade de abastecimento próprio.

A Autoprodução de maneira geral pode ser classificada como clássica, quando não há o transporte de energia via rede de transmissão ou distribuição. Nestes casos, existe o processo de cogeração de energia a partir de várias fontes, utilizadas para diminuir o volume de energia solicitado da rede.



Fonte: BEN 2007

Gráfico 3. 1 – Autoprodução de Energia – Total de Participação por Fonte

⁶⁶ O produtor independente de energia elétrica tem o direito de comercialização total ou parcial da energia produzida, por sua conta e risco.

O Gráfico 3.1 descreve a participação das diversas fontes de energia para autoprodução de energia elétrica. Dados do Balanço Energético Nacional (BEN 2007) demonstram que a energia hidráulica é a principal fonte de energia, totalizando 13.044 GWh gerados em 2006, seguidos pelo bagaço da cana com 8.357 GWh, Gás Natural com 5.210 GWh, Gás Industrial com 4.713 GWh, derivados do petróleo com 4206 GWh, carvão mineral e outros insumos completam o total de geração com 6.160 GWh.

3.1 UHE's - Investidores Privados de Auto-Consumo

Desde o Governo FHC, observa-se um fluxo de investimentos essencialmente no setor de distribuição, transmissão e, em menor escala no setor de geração de energia onde se destacam as aquisições feitas pela Tractebel, maior geradora privada com 20% da geração total do país, com um total de 13 usinas no seu parque gerador (inclui hidrelétricas e termoelétricas⁶⁷), que agregam 5.860 megawatts no sistema nacional e Duke Energy, com 3% da energia total produzida, com capacidade instalada 2.237 megawatts⁶⁸.

De maneira geral, os empreendimentos hidrelétricos foram impulsionados por diversas características tais como: viabilidade econômica, não poluente e renovável, e pela sua operacionalização flexível dos reservatórios, foram amplamente destacados pelo governo como a solução para o problema de falta de abastecimento de energia no longo prazo suscitando uma concorrência entre o setor de geração e a classe industrial tendo em vista a regulamentação da figura do autoprodutor (APE) e do produtor independente de energia (PIE), pelo Decreto 2003/96.

A figura de autoprodutor consiste em pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo, com a possibilidade de venda de excedentes, mediante a autorização do poder concedente. Destaca-se que o

⁶⁷ UHE's de Salto Santiago, Salto Osório, Itá, Passo Fundo, Cana Brava e Machadinho. UTE's de Willian Arjona, Alegrete, Charqueadas e Jorge Lacerda.

⁶⁸ UHE's de Jurumirim, Chavantes, Salto Grande, Canoas I e II, Capivara, Taquaruçu e Rosana, instaladas ao longo do rio Paranapanema em São Paulo.

autoprodutor de energia está previsto no setor elétrico desde 1981, quando foi promulgado o Decreto Lei 1872.

O produtor independente de energia elétrica é a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

3.1.1 Caracterização da Energia de Auto-Consumo de Energia

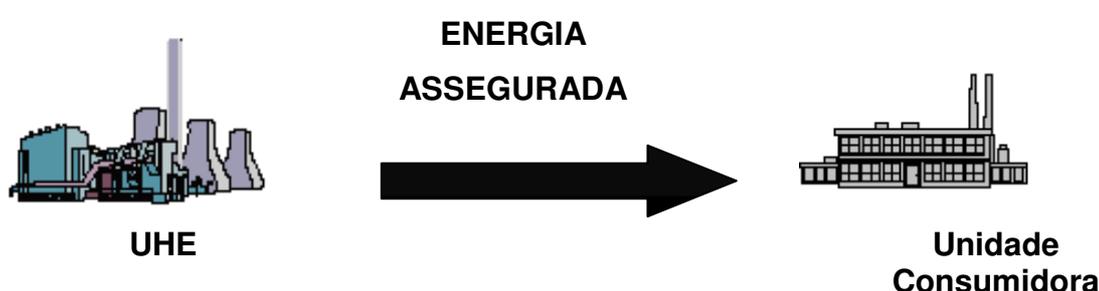


Figura 3. 1- Alocação de Energia para Auto-Consumo (APE/PIE)

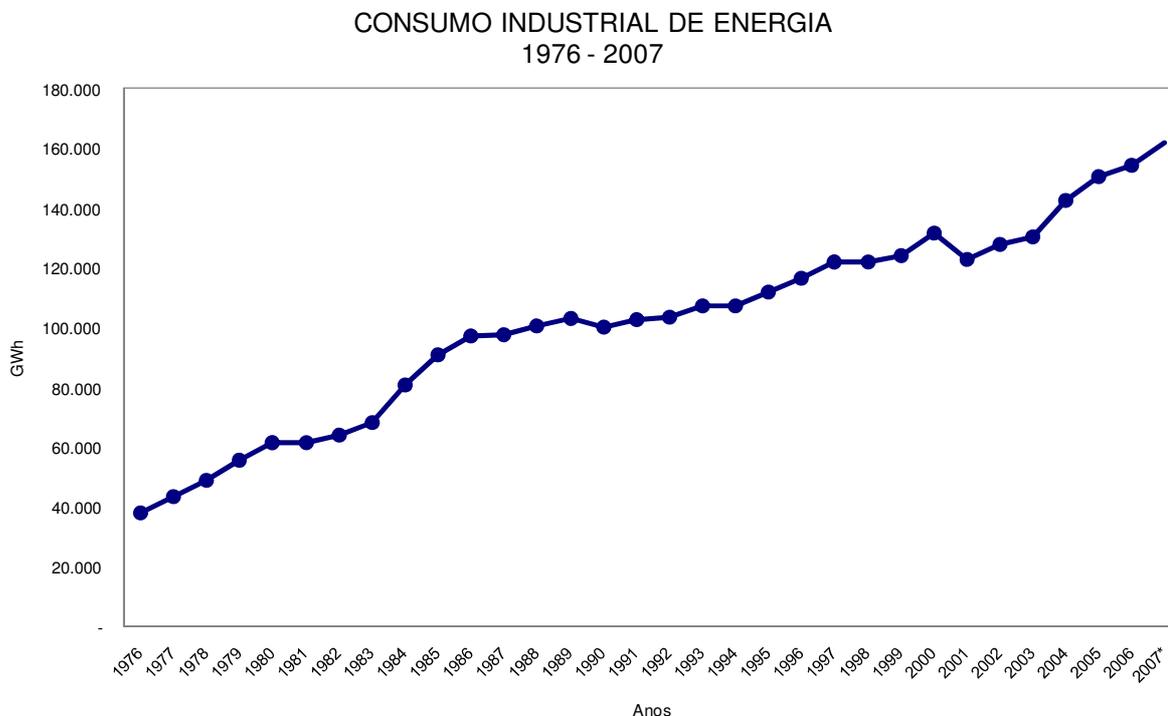
Na prática, o produtor independente e o autoprodutor de energia têm autorização de alocar em sua unidade industrial a totalidade da energia assegurada do empreendimento (UHE), conforme destacado na Figura 3.1. Cabe ressaltar que energia assegurada corresponde ao montante hipotético de energia que pode ser produzida por uma usina com um nível de garantia pré-fixado⁶⁹. Para esta lógica são consideradas as vazões possíveis de determinado reservatório, admitindo-se algum risco de não atendimento da carga. Pela legislação em vigor, o risco determinado pelo regulador é de 5%. Assim a energia assegurada não está associada com a geração real do empreendimento e sim com suas condições de longo prazo. O Apêndice A apresenta respectivamente a potência outorgada e a energia assegurada das usinas hidrelétricas do Brasil.

⁶⁹ Cálculo baseado em critérios aprovados pela ANEEL.

No caso da formação de consórcio ou sociedade de propósito específico, são alocados os MWh, ou *take*⁷⁰ de energia, correspondente à participação do acionista em determinado empreendimento.

A indústria de eletrointeiros, especificamente, passou a organizar-se em consórcios ou isoladamente, com a intenção de associar ao seu negócio o investimento em auto-geração, assegurando desenvolvimento de suas atividades com custos previsíveis no longo prazo ao mesmo tempo em que promove o incremento de oferta de energia para o sistema.

Com base na caracterização deste tipo de atividade de investimento para o consumo próprio, sugeridas pelo grupo no processo de aperfeiçoamento de cobrança incitado pelo poder concedente, ocorreu à deliberação do direito à isenção de pagamentos de encargos do setor sobre a energia alocada nas unidades de consumo.

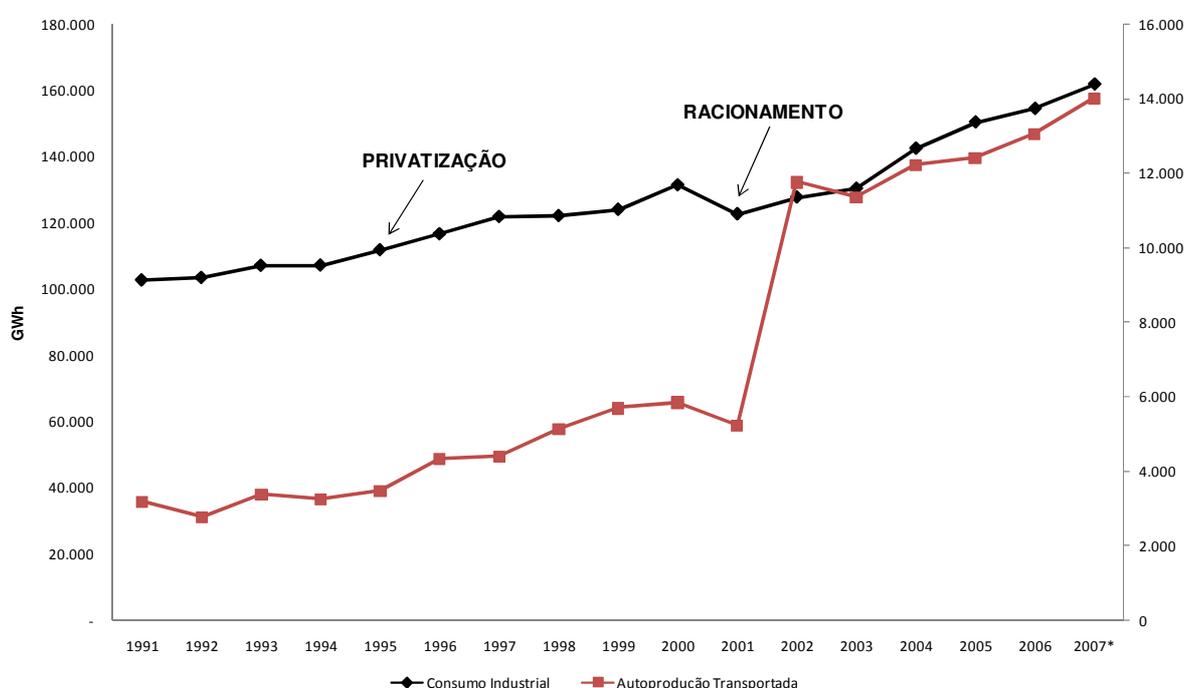


Fonte: Ipeadata , * Observação 2007 – Dados Preliminares

Gráfico 3. 2 - Evolução do Consumo de Energia na Indústria Brasileira

70 Take – Parte proporcional ao investimento feito

O Gráfico 3.2 descreve a trajetória do consumo industrial no período de 1976 – 2007, apresentando uma evolução do consumo já em meados da década de 70, período intitulado como milagre econômico, que se pautava na expansão das indústrias de base brasileiras no primeiro momento, seguindo uma tendência de ascensão até o ano de 2001, quando o Brasil experimentou o racionamento de energia e conseqüentemente a retração deste segmento, recuperando a ascensão a partir de 2002, com o aumento do consumo e a conseqüente retomada do crescimento a partir do ano de 2005.



Fonte: BEN 2007

Gráfico 3.3 – Evolução do Consumo Industrial e Autoprodução Transportada

Adicionalmente, o Gráfico 3.3 ilustra a evolução do consumo da indústria desde 1991 versus a produção hídrica de energia do autoprodutor e produtor independente de energia elétrica. Em relação ao montante total de geração, o volume de autoprodução de energia totalizava em 1991 3.173 GWh (1,46% da produção hídrica total). Após a privatização do setor houve uma redução discreta deste montante (1,36% da produção hídrica total). O período pós racionamento de energia apresentou forte incremento na participação da energia para auto-consumo no

sistema elétrico brasileiro, com um volume de 14.000 GWh (3,77% da produção hídrica total).

Infelizmente, o processo de transferência de responsabilidade da construção de novos ativos de energia para iniciativa privada, não atingiu os níveis de investimento esperados pelo governo devido à instabilidade do setor que, por falta de regras claras, não atraía capital privado para as obras disponíveis. Um dos principais argumentos dos investidores no período do Governo FHC foi o entrave ambiental que eles estavam sujeitos, chegando ao ponto de haver obras embargadas por iniciativa de ONG's ou entidades de classe. Outro ponto abordado foi a cobrança do uso do bem público (UBP) que perfazia volumes vultosos para o vencedor da licitação. Com o novo marco regulatório adotado pelo governo Lula, as regras para licitação das obras foram alteradas:

1. Concessão de licença prévia ambiental⁷¹ como pré-requisito para as licitações das novas usinas hidrelétricas e linhas de transmissão, reduzindo os riscos para o investidor;
2. Arremate pelo proponente que oferecer o menor preço para a energia a ser produzida para o ambiente regulado;
3. Criação do fator alfa que direciona parte da energia do novo empreendimento para o ambiente de contratação regulada (mercado cativo).

As medidas adotadas para garantir maior grau de confiança para os investidores tornaram o processo mais burocrático, aumentando o período entre a licitação e a efetivação da obra. Ressalte-se que os principais fatores que afetaram a atratividade dos projetos licitados foram:

- Demora do órgão ambiental na emissão de pareceres e licenças;
- Mudanças de exigências no processo de licenciamento ambiental;
- Imprevisibilidade dos custos associados (novas demandas ambientais, sociais etc.)

⁷¹ Solicitada pelo proponente na fase inicial do desenvolvimento de Estudo de Viabilidade frente ao órgão ambiental competente. No novo modelo, os estudos de impactos ambientais são atribuídos pela EPE.

Sales (2007) argumenta ainda que as regras para novos investimentos ainda são instáveis com falta de transparência, prejudicando os resultados dos leilões de energia. Sales argumenta ainda para a competição entre as estatais e o investidor privado e assimetria de informações. Este efeito é dado no caso brasileiro pelo motivo do Estado ainda deter grande parte das geradoras de energia do país e ao mesmo tempo ser o determinador de preços tetos para leilões de energia. Configura-se assim um beneficiamento das empresas estatais frente aos investidores privados dada a disponibilidade de informações diretamente ligada à formação de estratégias.

De maneira geral, os investimentos em autoprodução de energia verificados podem ser classificados de duas maneiras:

- **Grandes Projetos Hidrelétricos:** Suportados por grandes indústrias, principalmente do setor eletro-intensivo, conforme destacado na Tabela 3.1, tendo em vista a necessidade de grandes volumes de energia para suas fábricas que maioria das vezes em seu processo de produção contínua com forte participação da energia na composição de custo do seu produto. Estes projetos são caracterizados por grandes áreas de alagamento para armazenamento da energia e obrigatoriamente é objeto de concessão do poder concedente. Para os projetos de grande capacidade instalada, verifica-se a concentração de grandes consumidores de energia elétrica como principais investidores desse nicho de mercado pressionados com a perspectiva de falta de energia, bem como na extinção dos benefícios cruzados nas tarifas de energia, amplamente difundida no período anterior a privatização, que denotava no longo prazo altos custos de produção na fabricação dos produtos.

- **Pequenos Projetos Hidrelétricos:** Suportados por indústrias de menor porte que geralmente utilizam-se da energia de pequenas centrais hidrelétricas (PCH's⁷²) cuja capacidade instalada está entre 1 MW e 30 MW. As áreas dos reservatórios são menores que as dos projetos hidrelétricos de

⁷² Resolução 394 de 04/12/1998.

maior porte, devendo ser inferior a 3 km², causando menos impacto ao meio ambiente. Normalmente, uma PCH opera a fio d'água, não permitindo a regularização do fluxo d'água. Dada a diminuição da capacidade de produção hídrica em períodos de grande estiagem, os custos destes tipos de empreendimentos tendem ser maiores que os grandes projetos que, via de regra, tem a prerrogativa de regularização dos reservatórios, para a otimização do seu uso.

Tabela 3. 1 - Brasil: Principais Empresas Autoprodutoras de Energia Elétrica (Participação em Empreendimentos Hidrelétricos)

Nome	Ramo de Atividade	Capacidade Instalada
Alcoa ⁷³	Aeroespacial, Alumínio primário, Alumina & Produtos químicos, Automotivo, Construção civil, Industrial, Tampas, Transporte comercial	616 MW
Belgo ⁷⁴ (Grupo Arcelor)	Aços Longos ao Carbono, Aços Planos ao Carbono	71MW
BHP Billinton ⁷⁵	Alumínio, Minério de Ferro	179 MW
Camargo Correa	Cimento, Construção Civil	261 MW
CSN	Siderurgia, Mineração, Produtos químicos, Cimento	427 MW
VALE	Mineração, Alumínio, Aço	1.422 MW
GERDAU	Produtos Agropecuários, Construção Civil, Aço	155 MW
NOVELIS ⁷⁶	Alumínio	242 MW
SAMARCO	Mineração, Siderurgia	165 MW
VALESUL ⁷⁷	Alumínio	143 MW
VOTORANTIM ⁷⁸	Aço, Alumínio, Mineração, Cimento, Produtos Químicos, Agroindústria, Papel e Celulose	1.600 MW

Fonte: Abiape < <http://www.abiape.com.br/institucional.asp>> Acesso em 02/04/2008

Para o presidente da Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia Elétrica (Abiape), Mário Luiz Menel da Cunha, uma série de obstáculos são enfrentados pelos produtores de energia para consumo próprio. Dentre eles a especulação imobiliária, a paralisação de obras em razão de ações ajuizadas por organizações não-governamentais (ONGs) e o reassentamento rural.

⁷³ UHE's: Machadinho (258 MW), Estreito(207 MW), Serra do Facão (106 MW), Pai Querê(45 MW)

⁷⁴ UHE Guilman-Amorim (71,4 MW)

⁷⁵ UHE Estreito (179 MW);

⁷⁶ Brecha (12,4 MW), Jurumirim (40 MW), Brito (2,9 MW), Salto (4,24 MW), Caboclo (4,16 MW), Funil (3,6 MW) Cachoeira dos Prazeres (3,83 MW), Caldeirões (15 MW), Fumaça (10,08 MW), Furquim (6 MW), AHE Risoleta Neves (140 MW)

⁷⁷ UHE's:Machadinho (83 MW), Nova Maurício (32 MW), Outras ≤ 30 MW (28 MW).

⁷⁸ Votorantim – Vários Segmentos Companhia Brasileira de Alumínio (Machadinho (275 MW), Alecrim (72 MW), Piraju (70 MW), Itupararanga (55 MW), Ourinhos (44 MW), Canoas I (41 MW), Barra (40 MW), Salto do Iporanga (37 MW), Fumaça (36 MW), Serra do Facão (36 MW), Canoas I (35 MW), Outras ≤ 30 MW (89 MW)), demais segmentos: Votorantim Cimentos, Votorantim Metais (769 MW)

Diante deste panorama, as PCH's foram uma solução paliativa ao insucesso de majoração dos investimentos em grandes empreendimentos hidrelétricos, que ao longo do tempo encontraram entraves nas questões ambientais, e altos custos de transporte da energia gerada até os centros de carga. As pequenas centrais hidrelétricas procuram mitigar a maioria dos obstáculos aos empreendimentos maiores através de várias ferramentas:

- ✓ Autorizações ao invés de concessões propriamente ditas;
- ✓ Mitigação de ônus ambientais, tendo em vista as características dos reservatórios, que na maioria dos casos necessitam de pequenas áreas de inundação;
- ✓ Diminuição dos custos de transporte, uma vez que a energia gerada entra diretamente nas linhas de distribuição de energia;
- ✓ Incentivo ao investimento, através de descontos de 50 a 100% no valor do “fio” para o utilizador da energia.
- ✓ Desobrigação da remuneração de municípios e Estados pelo uso dos recursos hídricos.

3.2 Energia x Competitividade da Indústria Brasileira

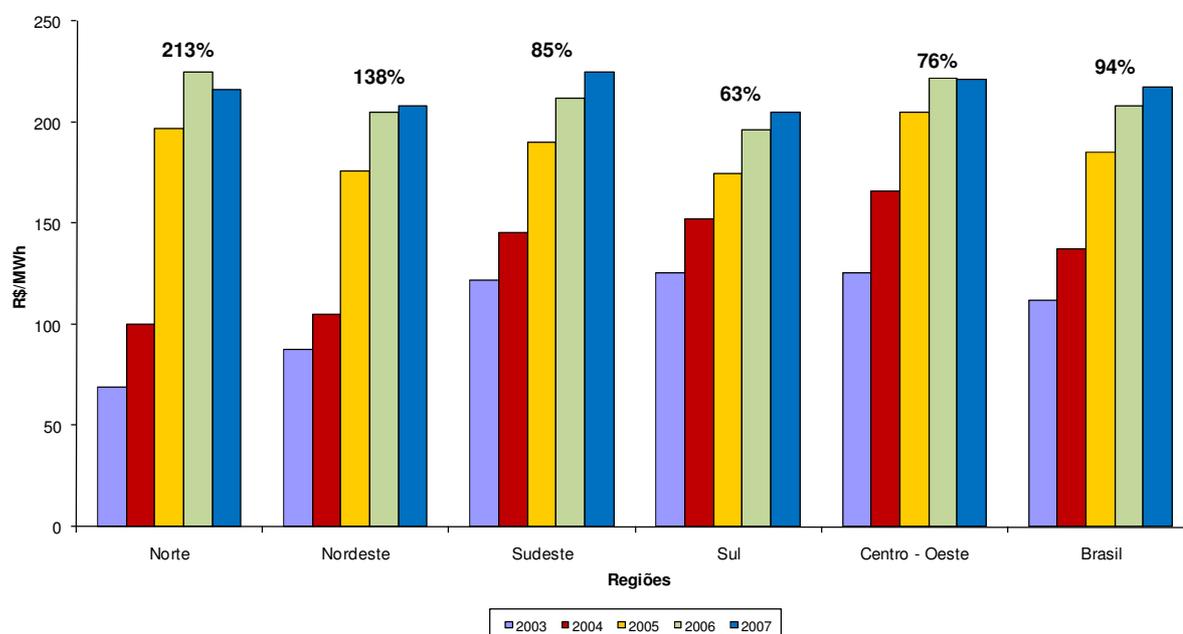
De maneira geral o consumo de energia elétrica possui alta correlação com o crescimento econômico de um país, pois todo crescimento econômico promove um crescimento no abastecimento de energia elétrica, base para a alavancagem da produção industrial. Neste sentido, a energia elétrica é um componente predominante para o crescimento nacional, auxiliando as indústrias no processo de transformação e/ou extração dos seus produtos.

CORREIA Jr. (2007), fundamenta a relação entre energia elétrica e crescimento econômico através de modelos econométricos que sintetizam a existência de uma

correlação significativa entre a renda nacional e o consumo de energia per capita, buscando estabelecer uma elasticidade-renda⁷⁹ da energia.

Recentemente em um trabalho apresentado pela consultoria Price Waterhouse & Coopers (2006), mostrou a grande relevância da energia no PIB nacional. Segundo o relatório, no ano de 2.000, 50% das divisas geradas pelo país com suas exportações tiveram sua ocorrência na indústria de eletro-intensivos.

Um estudo encomendado pela Associação Brasileira de Grandes Consumidores de Energia Elétrica (ABRACE) à FGV mostra a tendência de elevação de preços da energia que, segundo o trabalho aumentou em média 110% para os consumidores desde o ano de 2003, quando foi iniciado o processo de descruzamento tarifário, terminado no ano de 2007 para a maioria das distribuidoras, evidenciado no Gráfico 3.4.



Fonte: ANEEL em <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=98> Acesso em 02/04/2008.

Gráfico 3. 4 - Tarifas de Fornecimento Energia Elétrica – Classe Industrial

79 Elasticidade-renda da demanda informa a variação percentual que ocorrerá na quantidade demandada, dada uma variação de x% em outra variável de interesse. A elasticidade-preço da demanda mede a variação percentual na quantidade demandada de uma mercadoria após uma alteração de x% em seu preço.

Dados disponibilizados pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) apontaram o maior índice de aumento na região norte, seguida pela região nordeste do país. Isto se deve ao fato da região norte ser atendida isoladamente, subsidiada por encargo setorial gerido pelo Governo, tendo uma metodologia própria de repasse de custos aos habitantes locais⁸⁰, que efetivamente contribuem com a tarifa do equivalente hidráulico (TEH) para o pagamento às distribuidoras da região. Atualmente a tarifa de equivalente hidráulico corresponde a R\$ 63,14 por megawatt-hora⁸¹.

A região nordeste do país possui outro problema que impacta nos valores finais das tarifas dos consumidores daquela região. Caracterizada pela falta de reservatórios, a região possui parte de sua geração proveniente de termoelétricas, com custos comparativamente maiores aos custos de energia de origem hídrica. Mesmo sendo parte integrante do sistema interligado, parte dos contratos firmados com as distribuidoras locais com partes relacionadas, ou seja, empresas de geração integrantes do mesmo grupo econômico das empresas de distribuição, como é o caso da UTE Termo Pernambuco, subsidiária do Grupo Iberdrola, detentor da distribuidora Celpe. No dia 16 de abril de 2007, por ocasião do reajuste tarifário da empresa, foi publicada Nota Técnica da ANEEL nº 090/2007, com a composição dos contratos de suprimento de energia autorizados para repasse aos consumidores finais foi verificado que 43% da carteira era composta por contratos de suprimento de energia com preço de R\$ 122,49/MWh, valor 71% maior que o restante da energia contratada através dos leilões de energia velha, que foi de R\$ 71,27/MWh. Cabe observar que com a privatização das empresas de distribuição, os custos de geração de energia – “Parcela A⁸²” – passaram a compor as tarifas de energia da região e o primeiro marco regulatório não tinha nenhum tipo de restrição ao suprimento das distribuidoras com empresas do mesmo grupo empresarial.

As regiões sudeste, centro-oeste e sul apresentaram um aumento menor das tarifas de energia no período, visto que historicamente essas regiões apresentam

80 A região Norte do país tem uma parte de sua energia (térmica) subsidiada por recursos da CCC (Conta Consumo Combustíveis), que é rateado por todo país.

81 Resolução ANEEL 575 de 04/12/2007.

82 Parcela A (Pass Trough)– Custos não gerenciáveis, repassados diretamente aos consumidores finais de energia elétrica.

subsídios menores, que se refletem em aumentos menores para reposição de custos.

Resumindo, o Gráfico 3.4 apresenta as tarifas médias de fornecimento de energia para a classe industrial, no período compreendido entre 2003 e 2007, período designado pelo governo para o realinhamento tarifário⁸³. Define-se como realinhamento tarifário o processo de abertura das tarifas em três partes: uso do fio (transmissão e distribuição), energia (consumo de energia) e encargos setoriais, outrora cobrados de forma consolidada sem muita transparência para o consumidor final.

O reflexo do aumento não foi linear em todo país, acompanhando a realidade econômica de cada região, que na fase anterior à privatização acompanhava as políticas públicas desenvolvidas por cada unidade da federação.

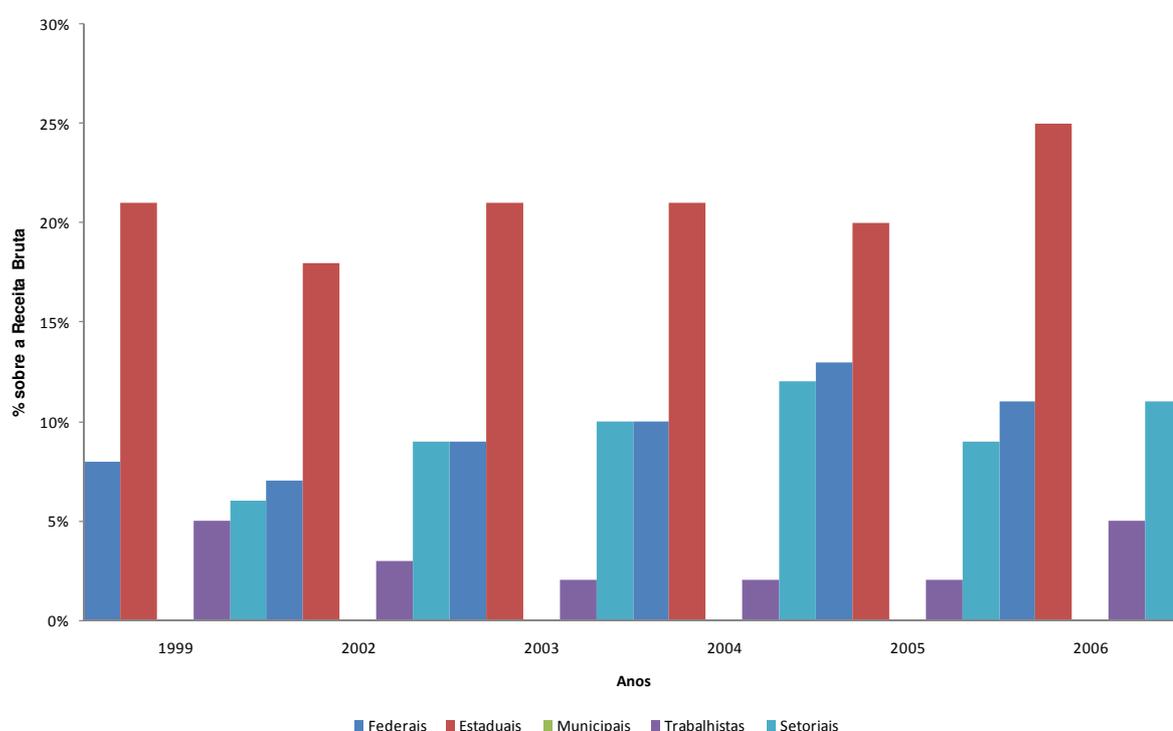
Em entrevista ao jornal Folha de São Paulo, em 31/10/07, o presidente da EPE, Maurício Tolmasquim, reconheceu o aumento da conta de energia para a indústria, ressaltando que a tarifa cobrada anteriormente era muito baixa, pois, segundo ele, havia um subsídio cruzado no setor.

“... O preço cobrado dos grandes consumidores vem aumentando, isso é inquestionável, mas a base era muito baixa. Está se fazendo um reposicionamento da tarifa...”

O realinhamento tarifário aumentou o preço das tarifas, mas esse efeito foi majorado pela participação de grande carga de tributos e encargos setoriais que são repassados aos Estados, União e Municípios. Segundo estudo da Price Waterhouse & Coopers (PWC), o setor elétrico brasileiro é um dos mais tributados do mundo, desestimulando o investimento industrial no mercado interno. O relatório apontou uma carga fiscal total de 44,76% em 2004, de 43,70% em 2005 e estimadas em 51,58% em 2006, subdividida da seguinte forma:

⁸³ O realinhamento tarifário foi um processo de abertura das tarifas de energia iniciado no ano de 200e e tinha o objetivo de eliminar os subsídios que eram disponibilizados para os consumidores. Outra finalidade do realinhamento foi diferenciar as tarifas de uso do “fio” das tarifas de energia.

- Tributos federais, estaduais e municipais (ICMS, PIS/PASEP, COFINS, CPMF⁸⁴, IRPJ e CSL, dentre outros), encargos sociais (INSS, FGTS e outros encargos sociais), que representam 33,07% (2004), 33,32% (2005) e 40,74% (2006) sobre a receita bruta.
- Encargos setoriais (CCC, CDE, RGR, TFSEE, ECE e ONS, dentre outros) que representam 11,69% (2004), 9,38% (2005) e 10,83% (2006) sobre a receita bruta.

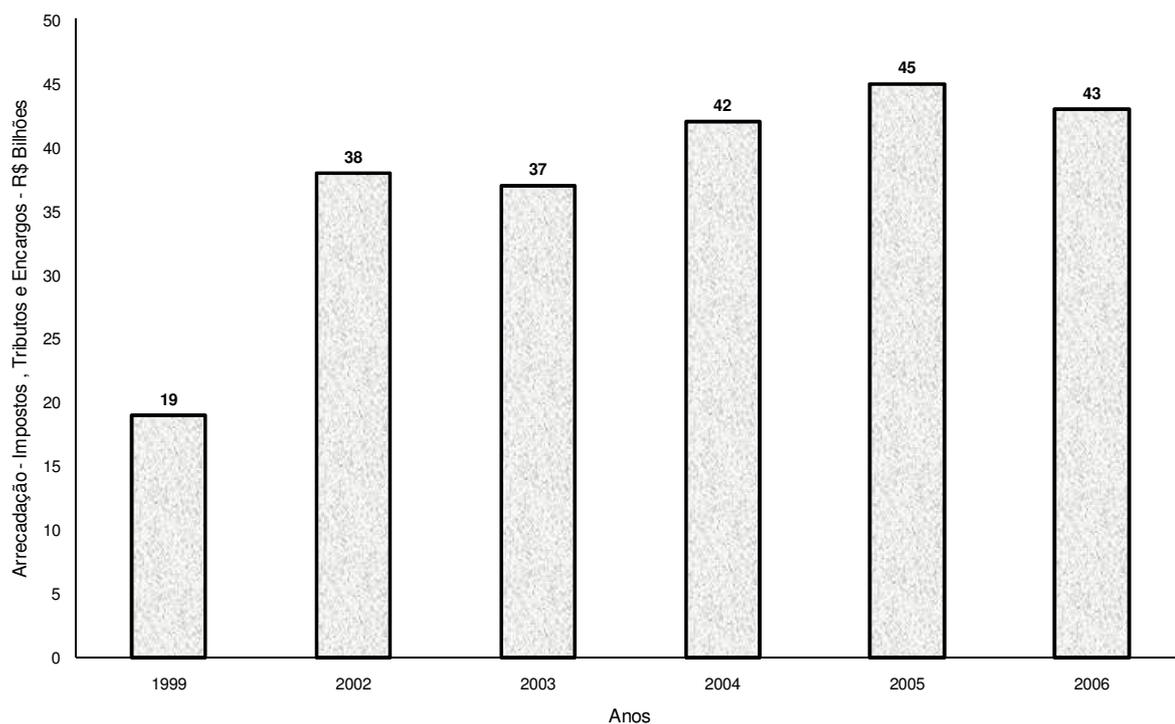


Fonte: Relatório PriceWaterhouse & Coopers (2006)

Gráfico 3.5 - Arrecadação do Governo - Tarifas de energia elétrica

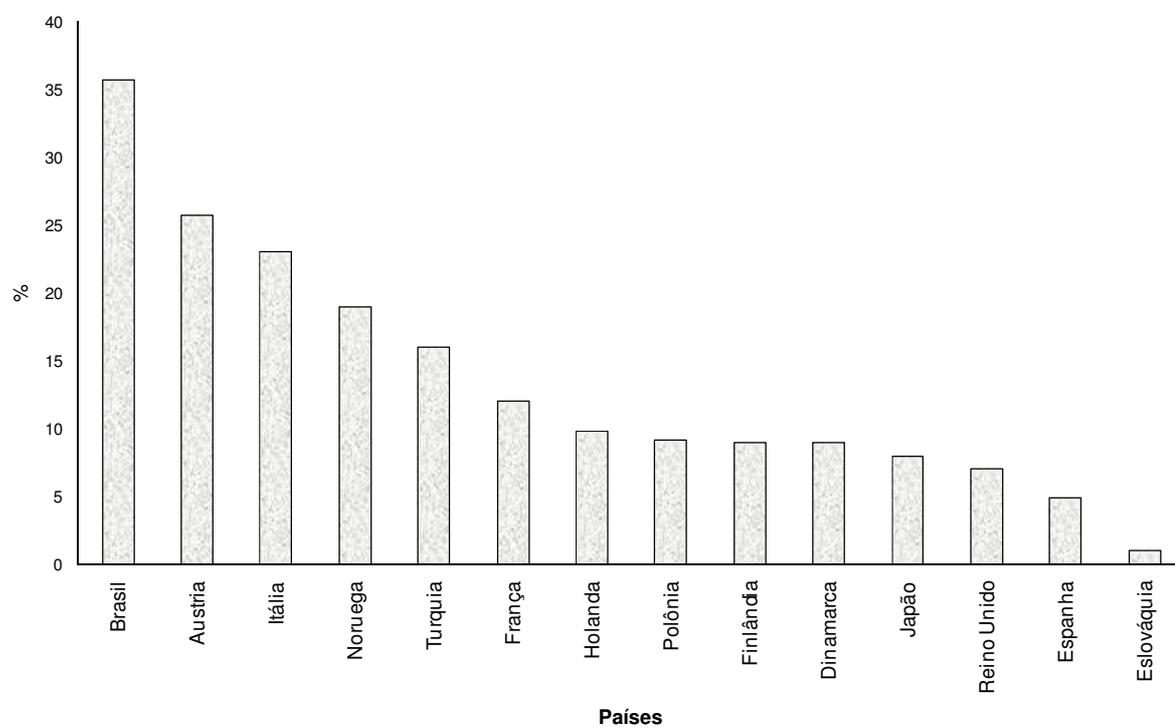
Conforme demonstrado no Gráfico 3.5, houve uma evolução bastante acentuada da carga tributária a partir do ano de 2002, culminando com o percentual de 51,58% estimado para 2006. O relatório ressalta ainda que, comparativamente a outros países, em particular àqueles cujos dados são disponibilizados pela OECD (Organization for Economic Cooperation and Development), pode-se concluir que a energia elétrica no Brasil é demasiadamente tributada.

84 CPMF: Extinta a partir de 2007



Fonte: Relatório PriceWaterhouse & Coopers (2006)

Gráfico 3.6 - Receita - Setores de Geração, Transmissão e Distribuição



Fonte: Relatório PriceWaterhouse & Coopers (2006)

Gráfico 3.7 - Carga Tributária Energia Elétrica (exceto Encargos Setoriais)

Nos Gráficos 3.6 e 3.7 são apresentados os números descritos no trabalho da consultoria que suportam essa conclusão quanto à retenção demasiada de impostos imputados ao setor de energia.

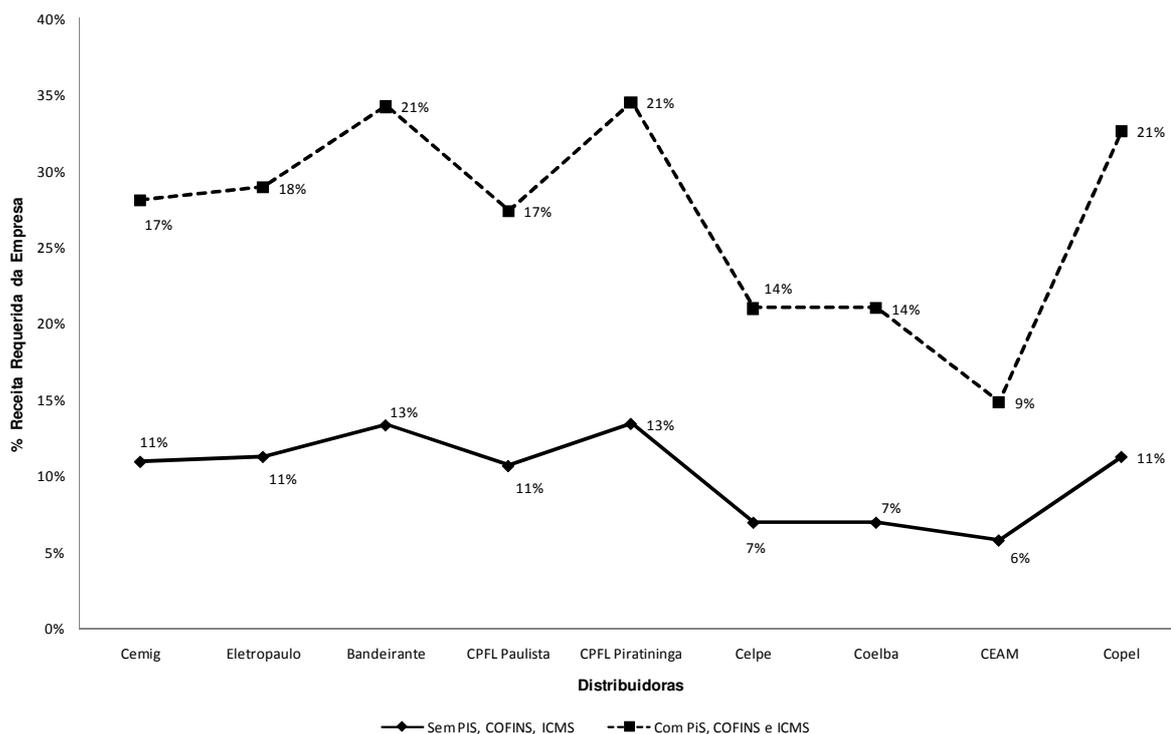
3.3 Encargos Setoriais

Como forma de promover o desenvolvimento do setor de energia, o Governo Brasileiro definiu em lei a criação de encargos específicos para o setor, objetivando a manutenção de subsídios e outras políticas públicas que devido seu caráter social não são absorvidos pela iniciativa privada. Os valores são definidos por resoluções e/ou despachos do órgão regulador. A Tabela 3.2 descreve o histórico dos valores de arrecadação anuais dos encargos atualmente cobrados do consumidor final de energia. Assim, os encargos que compõe as tarifas de energia elétrica são cobrados na conta da concessionária local e repassados ao governo mensalmente.

Tabela 3.2 - Encargos setoriais

ENCARGOS SETORIAIS	2004 (Realizado) R\$ Milhão	2005 (Realizado) R\$ Milhão	2006 (Realizado) R\$ Milhão
Reserva Global de Reversão – RGR	1.177,20	1.181,80	1.282,30
Conta Consumo Combustíveis – CCC	3.322,60	3.419,30	4.525,70
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	220,20	270,80	307,10
PROINFA	-	-	385,17
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	1.455,40	2.044,10	2.283,40
Compensação Financeira pela utilização de Recursos Hídricos – CFURH	779,60	1.003,70	1.100,00
P&D e Eficiência Energética	500,00	381,70	374,00
Encargos de Serviços do Sistema	141,00	172,00	191,60
Operador Nacional do Sistema	8,90	9,60	10,20
Total	7.604,90	8.483,0	10.459,47

Fonte: ANEEL em <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=527> Acesso em 02/04/2008



Fonte: ANEEL

Gráfico 3.8 - Carga Encargos Setoriais e Impostos na Receita da Distribuidora

O Gráfico 3.8 apresenta o volume dos encargos sobre a receita anual requerida para as distribuidoras analisadas. Com a aplicação dos percentuais de PIS/COFINS e ICMS⁸⁵, verifica-se um acréscimo médio de 7% no montante dos financeiros recolhidos. Observa-se também no gráfico uma menor participação dos encargos nas receitas requeridas das distribuidoras localizadas nas regiões Norte e Nordeste do país, em detrimento de uma maior proporção nas distribuidoras das regiões Sul e Sudeste.

3.3.1 Reserva Global de Reversão (RGR):

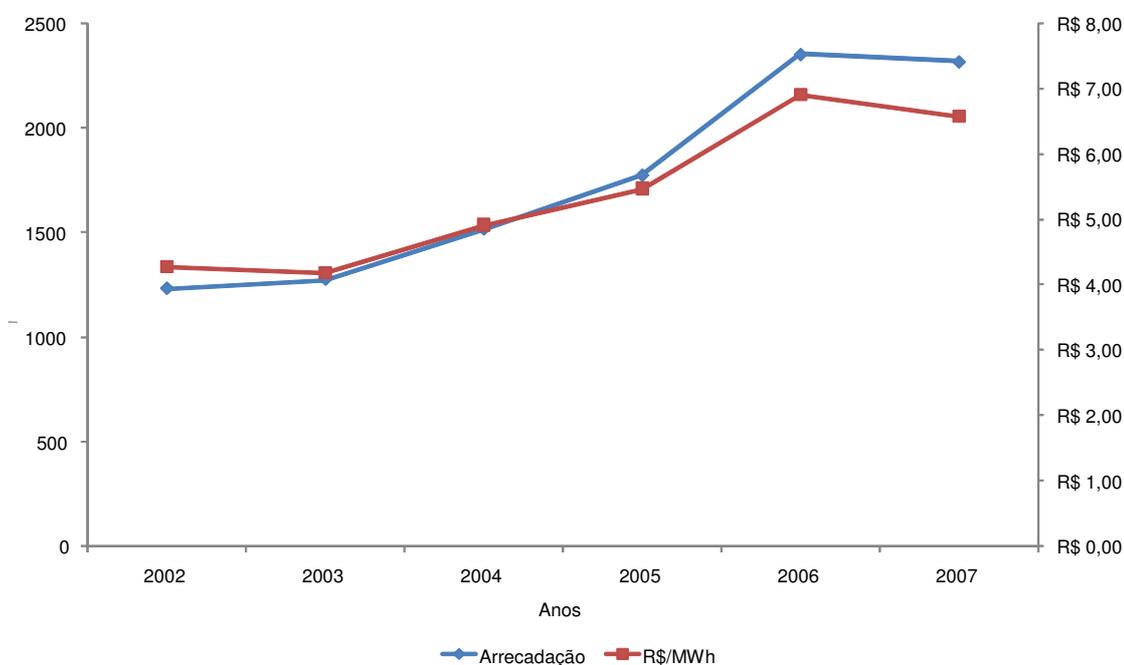
Este encargo foi instituído pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, com a finalidade de constituição de fundo para a cobertura de gastos da União com indenizações de eventuais concessões vinculadas ao serviço público de energia elétrica. Com passar dos anos o encargo perdeu sua característica de provimento de custo de encampação, expansão e melhoria, admitindo novas aplicações para

⁸⁵ Imposto Estadual com alíquotas definidas pelo Estado.

este.⁸⁶ Os novos destinos da RGR (observados o disposto no art. 13 da Lei 9427/96) são:

- Expansão dos serviços de distribuição de energia elétrica, especialmente em áreas urbanas e rurais de baixa renda e para o programa de combate ao desperdício de energia;
- Custeio de instalações de produção de energia de fonte alternativa (eólica, biomassa, solar e PCH's), bem como para projetos de energia nuclear, limitando a 10% do valor do projeto;
- Estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos e potenciais hidráulicos;
- Projetos destinados ao uso eficiente da energia elétrica;

Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade e limitado a 3,0% de sua receita anual, com gestão feita pela ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras.



Fonte: ABRACE

Gráfico 3.9 – Valores de Arrecadação X Valor Unitário da RGR

⁸⁶ Lei 5655/71, alterada posteriormente pelas Leis nº 8631/93, nº 10438/02 e nº 10.848/04.

O Gráfico 3.9 apresenta os valores das contas de RGR homologados pela ANEEL e seus respectivos impactos aos consumidores finais. Os valores expostos em R\$/MWh são de referência, uma vez que nos cálculos das tarifas eles incidem sobre a parcela de “fio” da concessionária⁸⁷.

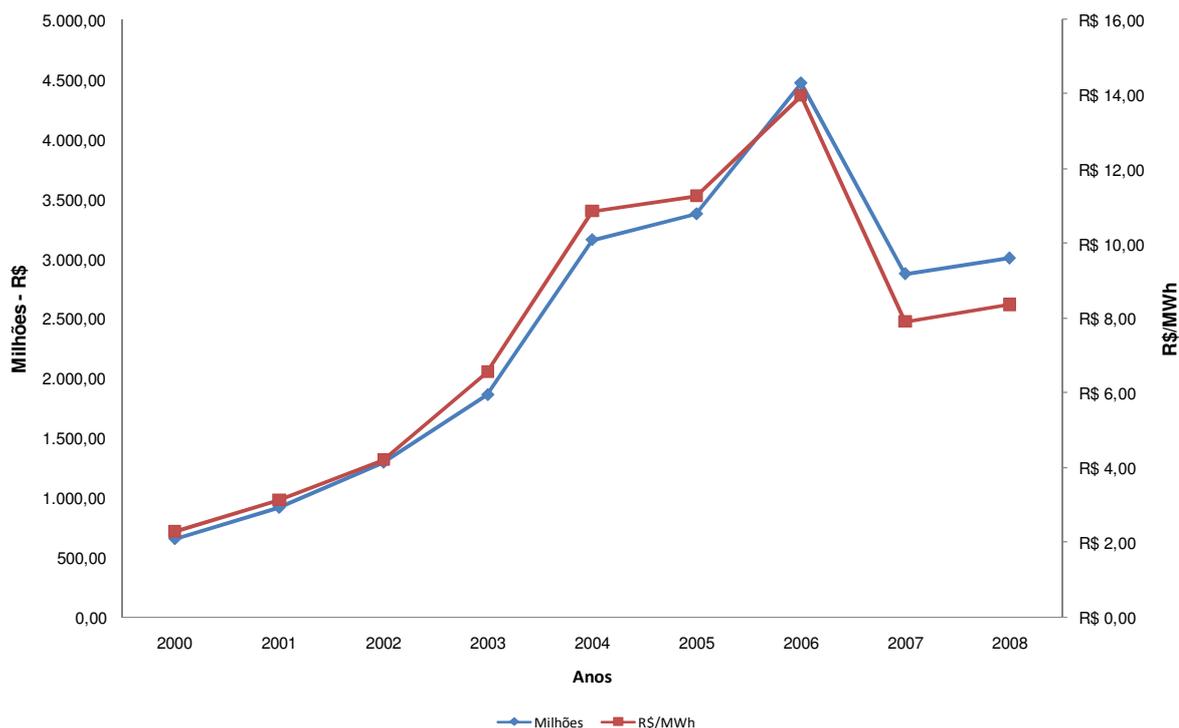
3.3.2 Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC):

Criado pelo Decreto nº 73.102, de 7 de novembro de 1973, com a finalidade de otimizar a geração de energia elétrica através da queima de combustíveis fósseis no sistema elétrico interligado, sendo repassado o custo final à todas as concessionárias atendidas pelo sistema. Posteriormente o objetivo foi ampliado para o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para a geração de energia termoelétrica nos sistemas isolados, especialmente na região norte do país, conforme relata o artigo 8º da Lei nº 8.631/93, ratificado pela Lei 10.848/04, que transferiu para todos os concessionários distribuidores e transmissores de energia atuantes em todo país. (Sistema Isolado e SIN). Na prática o Grupo Técnico Operacional da Região Norte (GTON) prepara anualmente planos de operação dos sistemas isolados, que são suportados por todos os consumidores finais do país, excetuando-se os autoprodutores e produtores independentes de energia que, desde o final de 2005 estão isentos desta cobrança⁸⁸.

O Gráfico 3.10 ilustra os valores de arrecadação do encargo, que no período de 2000 – 2006 apresentou um aumento de 584%, bem maiores que a inflação no mesmo período (IGPM acumulado de 91%). Em 2007 observou-se uma desaceleração no valor total do encargo. O ano de 2008 aponta um aumento de 4,6% em relação ao período anterior. O plano de operação para este último ano trouxe cortes do órgão regulador, que começou a fiscalizar o repasse do ICMS para os subsidiários.

⁸⁷ Os custos do fio são calculados nos valores de potência R\$/kW, dado seu custo marginal para rateio nos diversos níveis tarifários.

⁸⁸ Desconto incidente somente sobre a energia efetivamente alocada pelas UHE's no ponto de consumo. Um eventual compra para cobertura de lastro de consumo tem a incidência do encargo.



Fonte: ABRACE

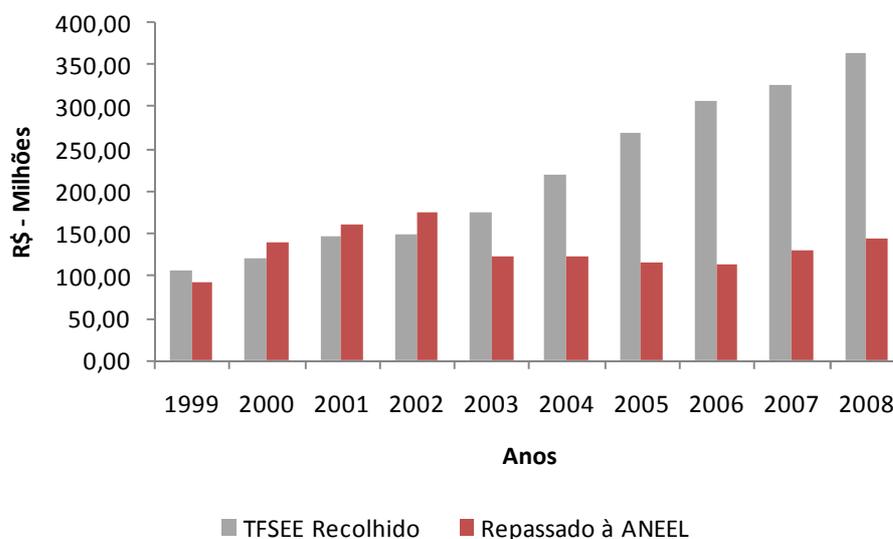
Gráfico 3.10 – Valores de Arrecadação X Valor Unitário da CCC

3.3.3 Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE):

A taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica – TFSEE foi instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, objetivando compor recursos para ANEEL, para cobertura das despesas administrativas e operacionais da agência. A TFSEE é fixada anualmente e paga mensalmente em duodécimos por todos os agentes de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. O Decreto nº 2.410, de 1º de dezembro de 1997, dispõe sobre o cálculo, determinando que cada agente pague o valor equivalente a 0,5% do valor do benefício econômico auferido com a prestação do serviço.

As obrigações anuais referentes ao encargo têm recolhimento feito diretamente ao Tesouro Nacional⁸⁹. Os recursos a serem destinados à ANEEL são tratados em conjunto com outros recursos destinados ao Ministério de Minas e Energia. Assim os valores que efetivamente são repassados à Agência para o desenvolvimento de suas atividades estão sujeitos a decisão do MME.

⁸⁹ O valor do encargo é calculado e publicado pela agência reguladora.



Fonte: ABRACE

Gráfico 3.11 – Evolução do Recolhimento da TFSEE e Repasse à ANEEL

O Gráfico 3.11 mostra a evolução nos valores da Taxa de Fiscalização de energia recolhida desde 1999, que no período apresentou uma variação de 244%, índice maior que o IGP-M do período, que totalizou 110% de variação⁹⁰.

3.3.4 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA):

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA foi criado pela Lei nº 10.438/02, com objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionários de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica. Nota Técnica nº 285/2006-SRE/ANEEL de 23 de novembro de 2006. De maneira geral, os recursos visam aumentar a participação no Sistema Interligado Nacional da energia elétrica produzida por empreendimentos com bases em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCH's) e biomassa. A ELETRBRAS é gestora deste recurso, com a responsabilidade de contratar energia dos empreendimentos qualificados, em contrapartida os custos são divididos obrigatoriamente entre os consumidores finais, cobrados nas tarifas de transporte de energia nas redes de distribuição. Os

⁹⁰ IGP-M: Variação no Período de Dezembro/1999 a Dezembro/2007.

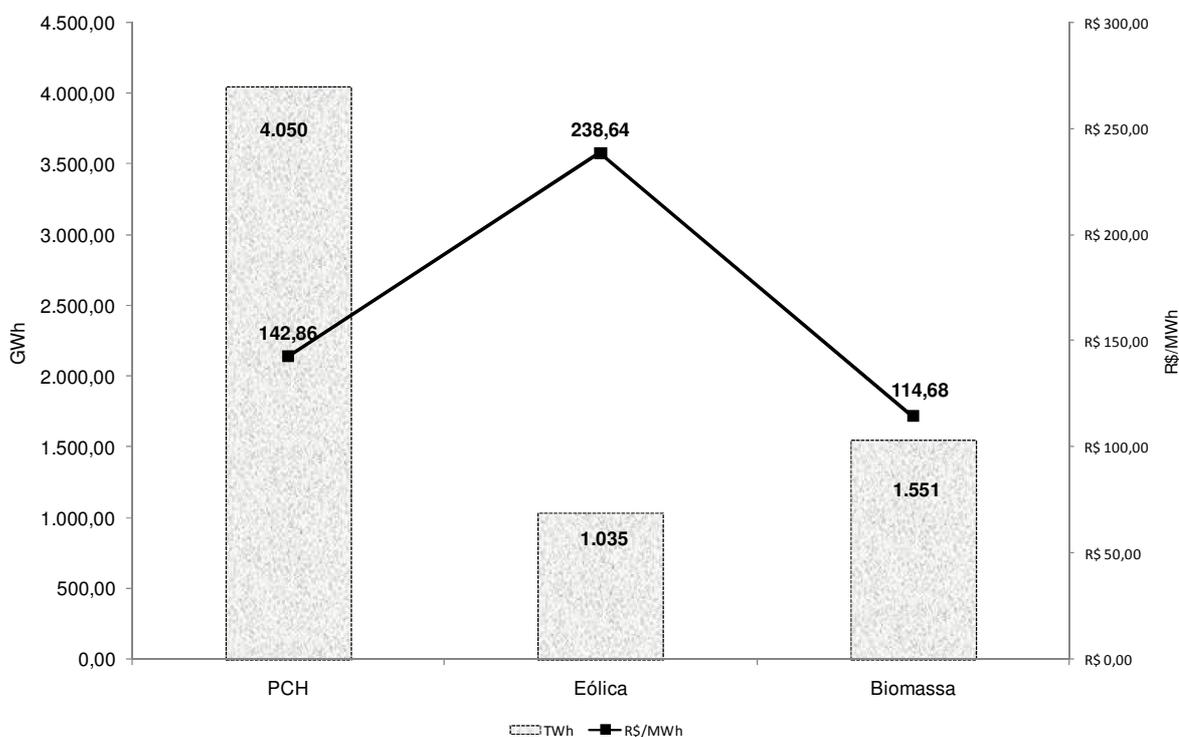
consumidores do sistema isolado e os classificados como subclasse residencial de baixa renda estão isentos deste pagamento. Ressalta-se que os consumidores livres têm o direito a uma cota de energia registrada em seu favor na CCEE em detrimento do pagamento da cota de custeio nas contas de transporte de energia.

Para o ano de 2008 a ELETROBRÁS (Nota Técnica nº 317/2007-SRE/ANEEL) em atendimento ao disposto no Decreto 5.0525 de 30 de março de 2004, apresentou um plano anual que totaliza 757 MW médios em cotas de custeio correspondente a 3220 MW de potência instalada. Os valores contratados por tipo de geração de energia estão dispostos na Tabela 3.3, como segue:

Tabela 3.3 – Contratos firmados para o ano 2008 - Proinfa

Fonte	Número de Empreendimentos	MWh	Custo Anual por Fonte (R\$)
PCH	63	4.049.855,02	578.581.680,31
Eólica	54	1.034.892,07	246.971.099,98
Biomassa	23	1.551.406,44	177.910.906,13
Total	140	6.636.153,53	1.003.463.686,42

Fonte: ANEEL em < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2007567.pdf>> Acesso em 05/03/2008



Fonte: ANEEL em < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2007567.pdf>> Acesso em 07/03/2008

Gráfico 3.12 – Montantes X Custos Médios por Fonte - 2008

O Gráfico 3.10 detalha o volume contratado por fonte de geração e o custo de cada tipo de aquisição de energia. A maior parte da energia proveniente do programa, 61%, advém das pequenas centrais hidrelétricas que possuem um custo médio de R\$ 142,86 o megawatt-hora, seguida pela biomassa com 23% do total contratado de energia, com valor médio de R\$ 114,68 o megawatt-hora, e a energia de fonte eólica com 16% do total da energia ofertada, valorada em R\$ 238,64 por megawatt-hora.

3.3.5 Conta de Desenvolvimento Energético (CDE):

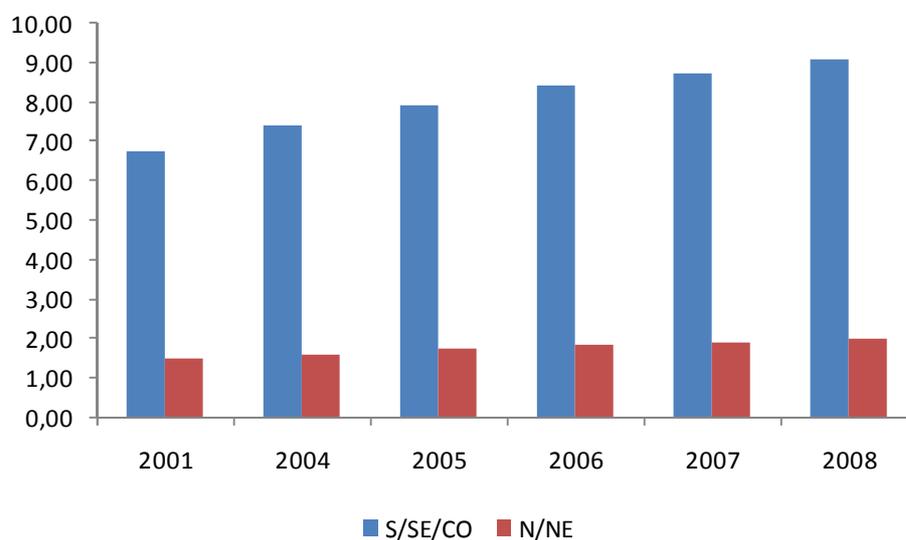
A Conta Desenvolvimento Energético foi estabelecida pela Lei 10.438 de 26 de abril de 2002, e com prazo de duração de 25 anos, tendo finalidade exclusiva de:

- Fornecer recursos para o desenvolvimento energético dos Estados,
- Garantir a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas (eólica, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas) usinas a gás natural e carvão mineral no sistema interligado e,
- Promover a universalização dos serviços de energia elétrica em todo o território nacional.

Os valores desse encargo são homologados anualmente pela ANEEL, cobrados dos consumidores finais de energia. Vale observar que desde julho de 2004, o encargo relativo à CDE, também é de responsabilidade das concessionárias de transmissão que tivessem consumidores livres com instalações de consumo conectadas à Rede Básica, conforme Resolução Normativa nº 74, de 15 de julho de 2004. Outro ponto de destaque é que a Região Nordeste do país contribui com um valor 78% menor que as Regiões Sul, Sudeste e Centro Oeste do país. Os recolhimentos feitos por distribuidoras e transmissoras de energia são repassados à ELETROBRÁS, entidade responsável pela administração do recurso.

A base para a cobrança da CDE foram os valores de CCC (Conta Consumo Combustíveis) referente ao ano de 2001, tendo reajustes anuais na proporção do crescimento de mercado de cada agente. A partir de 2004, com a mudança na

redação da Lei 10.438/02, ficou instituída também a variação do índice de preço ao consumidor amplo – IPCA no reajuste das cotas do encargo a partir de dezembro de 2003.



Fonte: ANEEL (Resoluções e Nota Técnicas) em:
<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/index.cfm> Acesso em 07/03/2008

Gráfico 3.13 – Evolução do Recolhimento da CDE (2004-2008)

3.3.6 Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH):

A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH foi criada pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, instituindo para Estados, Distrito Federal e Municípios uma compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo, gás natural e recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica. Para o cálculo, os concessionários e autorizados que possuam centrais hidrelétricas em operação comercial devem efetuar um desembolso mensal da CFURH, baseados na geração mensal das centrais hidrelétricas.

O valor da compensação é obtido da seguinte forma:

$$CF = GH.TAR.PERC$$

Onde:

- CF = valor da compensação financeira a ser pago em um determinado mês;

- GH = energia elétrica gerada por uma central hidrelétrica em um determinado mês;
- TAR = O valor da Tarifa Atualizada de Referência, no mês determinado;
- PERC = percentual correspondente à compensação financeira, estabelecido em lei.

O valor da TAR é fixado com base no valor médio da energia hidrelétrica adquirida pelas concessionárias de serviço público de distribuição destinada ao atendimento dos seus consumidores cativos, revisados a cada 4 anos⁹¹. Atualmente a TAR está fixada em R\$ 60,04 por megawatt-hora. O valor correspondente a PERC foi estabelecido pela Lei 7.990/89 em 6% e posteriormente foi alterado para 6,75% com a Lei 9.984, de 17 de julho de 2000. A destinação dos recursos destes encargos está distribuída da seguinte forma:

- 6% serão distribuídos entre os Estados, Municípios e órgãos da administração direta da União;
- 0,75% serão destinados ao Ministério no Meio Ambiente, para aplicação na implementação da política nacional de recursos hídricos e do sistema nacional de gerenciamento de recursos hídricos.

3.3.7 P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) e Eficiência Energética:

O programa de Pesquisa e Desenvolvimento foi criado pela Lei nº. 9.991, de 24 de julho de 2000, e regulamentado pela Resolução nº 185, de 21 de maio de 2001, como objetivo de impulsionar a busca por inovações frente aos desafios do setor. Foi estabelecido que as empresas de geração (autoprodutores, produtores independentes e concessionários do serviço público de geração), transmissão e distribuição⁹² têm a obrigação de reverter anualmente o valor mínimo de 1% da receita líquida operacional para ser dividido da seguinte forma:

- Projetos de eficiência energética (PEE);

⁹¹ Anualmente o valor da TAR sofre atualizações, baseadas em um indicador econômico financeiro ajustado às características do setor elétrico.

⁹² Estão isentas desses recolhimentos as empresas que geram energia exclusivamente a partir de instalações eólicas, solares, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada.

- Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D);
- Fundo Nacional de Desenvolvimento da Ciência e Tecnologia;
- Ministério de Minas e Energia.

A Tabela 3.4 detalha a destinação dos valores recolhidos pelo encargo P&D, que, após a Lei 11.465, de 28 de março de 2007, alterou os percentuais de destinação do encargo.

Tabela 3.4 – Destino dos Percentuais da Receita Operacional Líquida (válido de 28/03/2007 a 31/12/2010)

Segmento	Destinação dos Valores em Função da Receita Operacional Líquida				
	P&D (% Rol)	PEE (% Rol)	FNDCT (% Rol)	MME (% Rol)	TOTAL (% Rol)
Distribuição	0,2	0,5	0,2	0,1	1,0
Geração	0,4	0	0,4	0,2	1,0
Transmissão	0,4	0	0,4	0,2	1,0

Fonte: ANEEL

A Tabela 3.5 apresenta as alterações previstas na lei citada anteriormente, com novos percentuais de destino do encargo.

Tabela 3.5 – Destino dos Percentuais da Receita Operacional Líquida (válido a partir de 01/01/2011)

Segmento	Destinação dos Valores em Função da Receita Operacional Líquida				
	P&D (% Rol)	PEE (% Rol)	FNDCT (% Rol)	MME (% Rol)	TOTAL (% Rol)
Distribuição	0,3	0,25	0,3	0,15	1,0
Geração	0,4	-	0,4	0,2	1,0
Transmissão	0,4	-	0,4	0,2	1,0

Fonte: ANEEL

3.3.8 Operador Nacional do Sistema (ONS):

As operações do Operador Nacional do Sistema foram ratificadas pelo Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004. Para o desenvolvimento de suas atribuições o órgão remete anualmente à ANEEL para aprovação o orçamento da instituição com os respectivos valores de contribuições mensais dos seus associados.

3.3.9 Encargo de Serviços do Sistema (ESS):

O Encargo de Serviço de Sistema – ESS representa o custo incorrido para manutenção da estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico, para o atendimento da carga. Dessa forma, o custo do encargo é verificado mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e é pago pelos agentes consumidores aos agentes de geração, que prestam serviços não remunerados pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Até meados de 2007 o encargo dividia-se entre Encargos de Serviços de Restrição de Transmissão e o Encargo de Serviços Ancilares. Os serviços ancilares englobam os gastos com o uso de combustível em reserva de prontidão, gastos com investimentos para prestação de serviços ancilares e gastos com a operação de compensador síncrono. De maneira geral, a maior parte do ESS é direcionada para os geradores despachados pelo ONS, para atendimento às restrições de transmissão.

A partir de 24 de dezembro de 2007, o Conselho Nacional de Política Energética publicou a Resolução nº 8, estabeleceu diretrizes para utilização da Curva de Aversão ao Risco⁹³ (CAR). Com a publicação da Resolução CNPE 08/2007, outras formas duas formas de ESS foram criadas em razão de maior segurança energética:

- Atingimento do nível de segurança da CAR, fazendo-se necessário o despacho de térmicas com preços superiores ao PLD;
- Determinação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico para o despacho de termoelétricas fora da ordem do mérito econômico.

Na prática desde o início do ano de 2008 o encargo tornou-se uma fonte de arrecadação de recursos para cobertura de custos que asseguram a segurança energética do sistema. Dada a predominância hidráulica do parque gerador brasileiro, decidiu-se adotar o modelo de despacho centralizado denominado *tight pool*, em que o ONS determina o montante a ser despachado por cada usina

⁹³ CAR é um mecanismo que estabelece o nível mínimo de armazenamento dos reservatórios das hidrelétricas, necessário à produção de energia com segurança para o SIN.

integrante do sistema interligado, com base em um modelo de otimização do uso da água estocada nos reservatórios.

A divulgação, contabilizações e liquidações referentes aos primeiros meses de 2008 apontaram que o pagamento da parcela de Encargos de Serviços do Sistema – ESS referente à segurança energética estava sendo realizado com base no consumo bruto dos agentes de autoprodução. A Associação de Autoprodutores e Produtores Independentes de Energia – ABIAPE solicitou ao regulador a revisão da formulação algébrica do cálculo do Consumo Médio de Referência⁹⁴ para o Pagamento de Encargo por Razão de Segurança Energética, de modo a considerar apenas o consumo líquido do agente autoprodutor. A principal razão alegada pela Associação foi a grande participação dos autoprodutores na expansão da oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN, contribuindo para a implantação da reserva energética de maneira geral. Em face da argumentação relatada a ANEEL, e por entendimento favorável à justificativa apresentada, houve em 15 de julho de 2008 a homologação da Resolução Normativa nº 324, alterando a regra para a cobrança do Encargo de Serviço de Sistema, em razão da CAR, com a seguinte redação:

“Art. 2º No caso de agente com medição de consumo que possua unidade geradora de energia, a parcela do Encargo de Serviço do Sistema associada ao custo da geração térmica despachada por razão de segurança energética, nos termos do art. 3º da Resolução CNPE nº 008, de 20 de dezembro de 2007, deverá ser calculada de modo a considerar o consumo líquido total do agente, estando a unidade geradora localizada ou não no mesmo ponto de consumo”.

As Tabelas 3.6 e 3.7 permitem observar os volumes de arrecadação do ESS convencional (Tabela 3.6) e ESS – Segurança Energética (Tabela 3.7) que em março de 2008 alcançou o maior valor desde o período de racionamento de energia em 2001.

⁹⁴ Média móvel dos últimos doze meses do consumo das unidades consumidoras.

Tabela 3.6 – Pagamentos por ESS por Restrição de Operação e Serviços Ancilares

Ano	ESS Total (R\$)	R\$/MWh Total
2001	552.834.424	2,21
2002	200.277.391	0,65
2003	186.931.990	0,47
2004	136.065.104	0,37
2005	195041.387	0,50
2006	206.984.685	0,65
2007	23.818.906	0,06

Fonte: ABRACE; CCEE, Mai/2008

Tabela 3.7 – Pagamentos por ESS - Segurança Energética

Mês	ESS Total (R\$)	R\$/MWh Total
Dez/2007	20.869.450,58	0,56
Jan/2008	35.382.795,00	0,96
Fev/2008	282.093.607,46	7,71
Mar/2008	438.342.592,15	12,15
Abr/2008	305.283.273,94	8,74

Fonte: ABRACE; CCEE, Mai/2008

3.4 Vantagens auferidas pelos autoprodutores de energia elétrica

Os produtores de energia elétrica para auto-consumo assumiram um papel fundamental na proposição de novas modalidades de incentivo tarifário dado sua preocupação acentuada para o suprimento da sua energia por um lado e, o investimento em novos empreendimentos energéticos, não suportados pelo Estado devido sua incapacidade financeira.

Dentre as vantagens auferidas pelo “autoprodutor” de energia elétrica estão relacionadas:

1. **Fixação da Tarifa de Energia Elétrica⁹⁵**: O investimento em empreendimentos hidrelétricos propicia ao investidor de autoprodução maior previsibilidade dos custos no longo prazo,

⁹⁵ O termo travamento, refere-se a maior previsibilidade de gasto com energia elétrica que sobre desde a privatização forte ascensão. Outro fator para a “trava” no preço da energia são os leilões de energia promovidos pelo governo que tem demonstrado grande volatilidade nos preços finais.

2. **Diminuição dos contratos de curto prazo:** A redução das negociações no curto prazo mitiga uma possível exposição aos Preços de Liquidação de Diferenças – PLD, e/ou contratos do mercado de curto prazo, que normalmente são negociados com base nos custos marginais de operação. Desde setembro de 2007 os valores do PLD vêm apresentando grande volatilidade devido ao despacho de usinas térmicas que são acionadas para a preservação de reservatórios⁹⁶, elevando os custos de geração de energia que são obrigatoriamente internalizados pelos consumidores de energia de curto prazo para o período.

Em relatório, a CCEE disponibilizou os dados de energia comercializada no Curto Prazo, sujeitas à volatilidade dos PLD's. Observa-se uma diminuição do montante de energia comercializado, o que sugere uma preocupação maior pela exposição dos contratos. (Tabela 3.8)

⁹⁶ Com o problema do suprimento do gás, insuficiente para o abastecimento de térmicas para este insumo agravou mais a operação que precisou despachar usinas a óleo para compor a oferta de energia elétrica.

Tabela 3.8 – Compra e Venda no Mercado de Curto Prazo

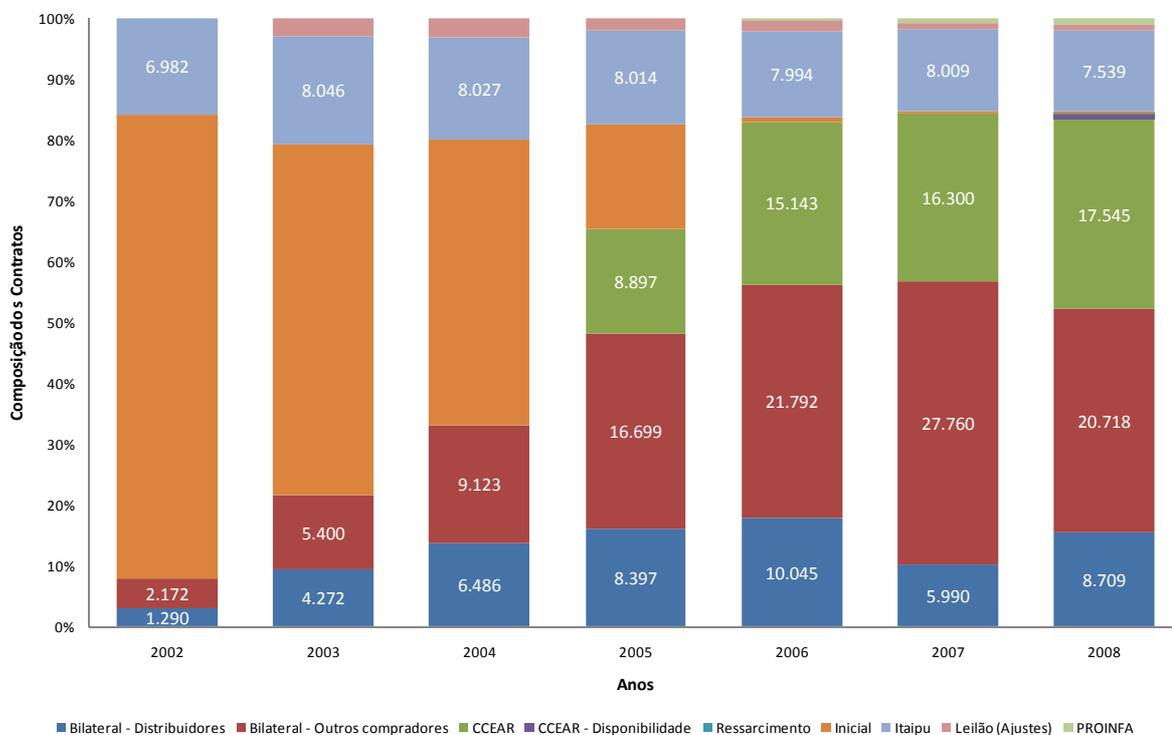
Mês/Ano	Energia MCP (MW médio)	Venda MCP (R\$)	Compra MCP (R\$)	% Energia MCP/Geração Do Mês
mai/07	5.368	222.507.292,21	-272.468.949,32	11%
jun/07	4.659	324.439.711,82	-365.108.431,58	10%
jul/07	3.755	354.775.962,48	-356.405.953,12	8%
ago/07	3.410	111.827.981,90	-119.664.740,80	7%
set/07	2.615	294.796.701,55	-294.941.743,74	5%
out/07	2.740	414.963.996,28	-415.088.302,61	5%
nov/07	2.273	322.764.748,70	-322.764.734,15	5%
dez/07	2.242	351.822.784,96	-351.822.791,86	4%
jan/08	3.365	1.301.413.440,75	-1.292.783.089,61	7%
fev/08	3.596	514.285.036,16	-543.032.617,13	7%
mar/08	3.628	344.889.234,91	-364.609.724,87	7%
abr/08	4.268	209.840.864,79	-258.641.945,03	8%
mai/08	4.229	104.869.698,69	-119.904.335,72	8%

Fonte: CCEE em:

<<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=a39ca5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>> Acesso em 11/08/2008

Legenda: MCP: Mercado de Curto Prazo

Observação: Geração do Mês: Considerado o valor de Geração Líquida

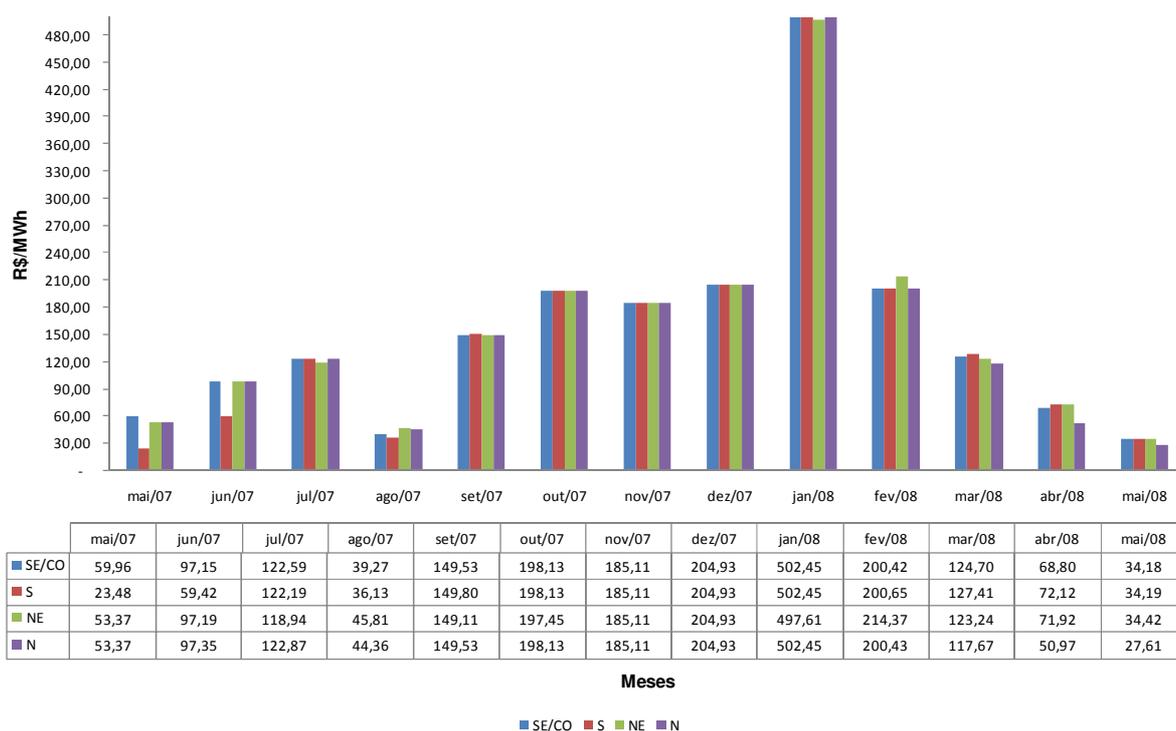


Fonte: CCEE em:

<<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=a39ca5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>> Acesso em 11/08/2008

Gráfico 3.14 – Evolução da Energia Anual Contratada

O Gráfico 3.14 mostra a evolução dos tipos de contratação contabilizados no âmbito da CCEE. Observa-se um aumento no número dos contratos provenientes dos leilões do pool, seguidos dos contratos bilaterais, Itaipu, assegurando a compra de energia por distribuidoras de maneira a reduzir os custos finais para o consumidor final.



Fonte: CCEE em:

<<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=a39ca5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>> Acesso em 11/08/2008

Gráfico 3.15 – Histórico Preço por Liquidação de Diferenças (Curto Prazo)

A evolução e volatilidade dos preços de liquidação de diferenças estão descritos no Gráfico 3.15. Destaca-se no período apontado os valores de janeiro de 2008 que ultrapassaram os R\$ 500,00 por megawatt hora, impulsionado pela forte estiagem no período que acarretou o despacho de usinas a óleo, fora da ordem de mérito.

3. **Diminuição da Contratação da Energia em Ambiente Cativo:** Hoje, as tarifas impostas aos consumidores cativos levam encargos que os consumidores do ambiente de contratação livre/autoprodutores não possuem. Dentre eles estão relacionados energia de Itaipu, transporte Itaipu, perdas da rede básica, e encargos de serviço de sistema. Uma possível contratação neste ambiente implica necessariamente em incrementos do custo, bem como o pagamento dos repasses deliberados pela ANEEL para o ambiente.

• **Equiparação de Direitos do Autoprodutor na formação de SPE⁹⁷:** Conforme art. 26 da Lei 11.488 em 15/6/2007, foi estendido o benefício para fins de pagamento dos encargos setoriais relativos à CDE, ao PROINFA e à CCC_{isolado}, concedido aos autoprodutores e produtores independentes com a homologação da Resolução Normativa 166 de 10 de outubro de 2005. Assim, os empreendimentos cujos sócios tivessem participação em Sociedade de Propósito Específico – SPE constituída para explorar, mediante autorização ou concessão, a produção de energia elétrica com constituição partir da data de publicação da Lei, com a destinação da energia elétrica produzida se dê, no todo ou em parte, para seu uso exclusivo. Com isso, um importante passo foi dado em busca da formação de grupos privados interessados no setor de geração de energia elétrica, através da criação de SPE's que por sua natureza possui atividade restrita, podendo ter prazo de duração determinado tendo como característica principal a possibilidade de isolar o risco financeiro da atividade a que se destina. No último leilão de energia nova proveniente da UHE Santo Antonio, o edital do leilão exigia a formação de SPE para a concorrência, configurando maior competitividade para o consórcio.

O novo marco regulatório instituiu junto com ele a ABIAPE (Associação Brasileira de Investidores em Autoprodução de Energia Elétrica), preocupada em garantir os interesses dos autoprodutores de energia no novo cenário definido para o setor. Dentre as conquistas dos autoprodutores, está relacionada desde a publicação da REH 166⁹⁸ de 10/10/2005, os desconto na parcela de encargo de

97 SPE – Sociedade de Propósito Específico.

98 REH 166/2005: Estabelece as disposições consolidadas relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE).

energia cobrado sobre o consumo de energia elétrica dos consumidores finais de energia (CCC CDE e PROINFA).

3.5 Desvantagens atreladas à atividade de autoprodução no Brasil

Os autoprodutores de energia elétrica de uma maneira geral, obtiveram muitas conquistas desde a instituição do marco regulatório, definido na tentativa de motivar os investimentos em grandes empreendimentos hidrelétricos, através de concessão do serviço.

Na medida em que as novas regras foram sendo esclarecidas pelo Governo, entraves para a efetivação de obras, tendo em vista variáveis exógenas ao processo que podem adiar e/ou dificultar o término e usufruto da concessão no tempo planejado.

Segundo ABIAPE, a falta de investimentos de autoprodução nas obras licitadas não obteve sucesso devido aos seguintes fatores:

1. **Fator Alfa:** Previsto no Decreto 5163, com intuito de equalizar as tarifas futuras de energia em ambiente regulado. A lei destaca que parte da receita proveniente da venda de ativos para o ACL (consumidores livres e autoprodutores), será cobrada dos compradores favorecendo a modicidade tarifária aos consumidores cativos.

$$V = a \cdot x \cdot EA(P_{\text{marginal}} - P_{\text{ofertada}})$$

Onde:

V = Valor da Tarifa para favorecer à modicidade tarifária;

a = Fator de atenuação variável, estabelecido em função dos preços ou quantidades da energia destinada ao consumo próprio, ao ACL e à venda no ACL, cuja forma de cálculo será definida no edital;

x = A fração da energia assegurada da usina destinada ao consumo próprio e à venda no Ambiente de Contratação Livre;

EA = Energia assegurada da usina em MWh/ano;

P_{marginal} = Menor valor entre o custo marginal de referência previsto no edital e o custo marginal resultante do leilão;

Pofertada = Valor ofertado para a energia destinada ao ACR.

2. **Falta de projetos hidrelétricos para licitação:** Atualmente não são verificados grandes empreendimentos hidrelétricos que consigam no curto prazo suprir o abastecimento da indústria em ascensão. A insuficiência de capacidade instalada vem sendo abordada por vários segmentos da sociedade que temem pelo crescimento do país. Um relatório da consultoria TENDÊNCIAS (2003) avalia a indisponibilidade de obras com capacidade instalada vultosas, bem como o atraso de vários projetos por conta de embargos judiciais. Um ponto crítico no debate quanto à instalação de capacidade instalada adicional, foi à grande capacidade ociosa, efeito pós racionamento verificado pelos geradores de energia elétrica. A queda brusca na rentabilidade dos negócios, associados a uma regulamentação ineficiente adiou os possíveis investimentos que deveriam ser feitos na época. O governo por sua vez tentou fomentar alternativas energéticas.
3. **Enfraquecimento do órgão regulador:** Entre o grupo de indústrias é comum o diagnóstico acerca da ANEEL. Todos são unânimes em relatar que o órgão criado em 1998, efetua a regulação do setor de maneira desarticulada, sem a participação dos agentes, comprometendo o desenvolvimento setorial. Em apresentação efetuada pelo instituto ACENDE BRASIL, em 15/10/2007, alguns desvios da ANEEL foram apontados, destacando-se os seguintes pontos:
 - ✓ Indefinição de critérios e a inadequação de regras, facilitando a instabilidade setorial e criando metas inatingíveis (Exemplo: índice de inadimplência incompatível com a realidade brasileira);
 - ✓ Reabertura de processos regulatórios, depois de sua homologação (Exemplo: processo tarifário Cemig e Enersul)
 - ✓ Dificuldade dos agentes no acesso à informação, bem como no recebimento das respostas para contribuições que são sugeridas no processo regulatório.
4. **Enfraquecimento do mercado livre:** Com o cenário futuro indicando grande ascendência dos custos de energia elétrica, torna-se cada vez mais difícil a prática da competitividade requerida no mercado livre. O novo modelo

baseou-se na modicidade tarifária no ambiente de contratação regulada, deixando a mercê das leis de mercado no ambiente livre. Segundo a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), existem atualmente no Brasil cerca de 500 consumidores livres, responsáveis por um quinto de toda energia consumida. Na época da privatização, a principal razão da migração para o ambiente de livre competição era condicionada pela diminuição significativa nos custos com energia elétrica que variam entre 10 – 20%.

Dados de empresas comercializadoras de energia sugerem que o crescimento dos participantes tem perdido fôlego em virtude da falta de conhecimentos de prováveis ganhos por parte das empresas. Em verdade, as grandes corporações já fizeram sua opção pelo ambiente livre devido sua configuração técnica de contratação no período das concessões estatais. O que se vê no horizonte de longo prazo é que as tarifas no ambiente regulado tornando-se cada vez mais competitivas por conta da gestão assistida do governo, associadas ao mesmo tempo pela garantia do suprimento por parte das distribuidoras. Com isso, já é possível verificar o retorno de alguns consumidores para o ambiente de contratação regulada, que nos próximos ciclos de reajuste terão com parte do seu “mix” de compra de energia, os leilões de energia velha, comercializados a preços bem inferiores aos praticados pelo mercado livre.

5. **Meio ambiente:** A questão ambiental tem grande relevância no que diz respeito ao avanço dos empreendimentos hidrelétricos. Procurou-se a partir da regulamentação das novas regras de leilão de energia nova, mitigar as imprevisibilidades associadas com o meio ambiente, através da concessão de licença prévia para as obras licitadas. Mas, de maneira geral verifica-se que o subterfúgio adotado não encerrou a questão. Os desdobramentos relativos à construção das usinas perduram mesmo após o início das obras com custos ambientais adicionais tais como programas de reassentamentos (aumento em relação à quantidade original), compensações ambientais, pedidos das prefeituras regionais, etc.

O presidente do instituto ACENDE BRASIL, em palestra realizada na FIESP em 18/11/2007, reafirmou também o problema relacionado com o uso político do

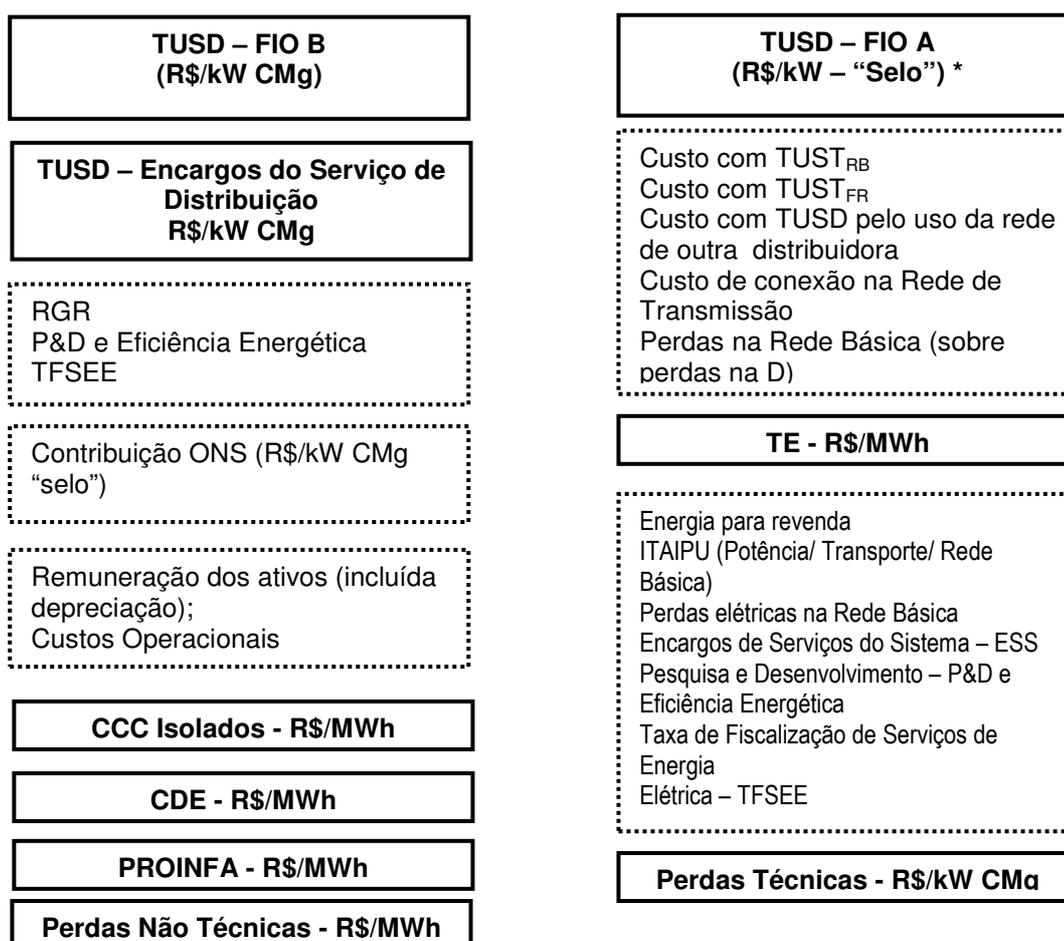
empreendimento, com as ações civis promovidas pelo ministério público, e invasões de “movimentos sociais” que acabam promovendo um atraso significativo das obras aprovadas. Um exemplo disso é a obra para a usina de Estreito (prevista para entrar em operação em novembro de 2010), e teve o empreendimento aprovado pelo IBAMA (licença prévia concedida no início da obra, tendo sido emitida em dezembro de 2006) e, recentemente sua construção paralisada por determinação da justiça do estado do Maranhão, que alegou supostos impactos sobre uma comunidade indígena distante 140 km da obra. Neste caso, a licença prévia não teve peso nenhum, sendo desconsideradas todas as análises técnicas anteriores.

3.6 Tarifa de Energia Elétrica X Atividade de Autoprodução

As tarifas de energia elétrica dos agentes autoprodutores de energia baseiam-se no transporte da carga gerada até a unidade de consumo. As tarifas de um modo geral ganharam destaque com o marco regulatório, promovendo o fim do subsídio do grande consumidor, assegurando tarifas módicas ao consumidor residencial, que ao longo dos anos participavam com os custos que deveriam ser direcionados à classe industrial principalmente.

3.6.1 Tarifas de Energia Elétrica

Sistema de pagamento da geração, transmissão e distribuição da energia, e são dadas a partir da remuneração dos ativos, custos associados ao negócio, encargos setoriais. As tarifas de energia elétrica dos agentes autoprodutores de energia baseiam-se no transporte da carga gerada até a unidade de consumo. De um modo geral, elas ganharam destaque com o marco regulatório que promoveu o fim do subsídio do grande consumidor, assegurando tarifas módicas ao consumidor residencial, que ao longo dos anos participavam com os custos que deveriam ser direcionados à classe industrial principalmente.



Fonte: ANEEL

Figura 3.2 - Configuração final das componentes da TUSD e TE

3.6.2 TUSD – Unidades Geradoras de Energia

A TUSD (Tarifa de uso do sistema de distribuição) foi criada a partir do surgimento do agente “consumidor livre” no mercado de energia elétrica, A lei 9074 de 1995, assegurou a este consumidor o livre acesso ao sistema de distribuição por meio de pagamento de transporte da energia. O primeiro ato regulamentar sobre a TUSD foi emitido pelo DNAEE em 1997 (Portaria 459). Em complementação ao novo sistema de cobrança, no decreto 4562, de dezembro de 2002, foram incluídos no cálculo da tarifa de transporte os encargos setoriais. A tarifa de transporte de energia elétrica foi instituída, adequando as novas necessidades impostas pelo marco regulatório, que passou a quantificar os valores inerentes ao consumo de energia e seu transporte efetivo. No processo de maturação do novo procedimento foi verificado o direcionamento de “custos” embutidos na TUSD, que não eram compatíveis com as atividades do ambiente de contratação livre, tais como a

cobrança do transporte e energia de Itaipu, perdas técnicas de distribuição, dentre outras.

Após exaustivas interações entre agentes e órgão regulador, em 10 de outubro de 2005, foi estabelecida uma nova metodologia de cálculo para o transporte da energia elétrica da unidade geradora até a unidade consumidora, através da homologação da REN 166⁹⁹. O novo método consiste em cobrança sobre a potência contratada e sua energia associada.

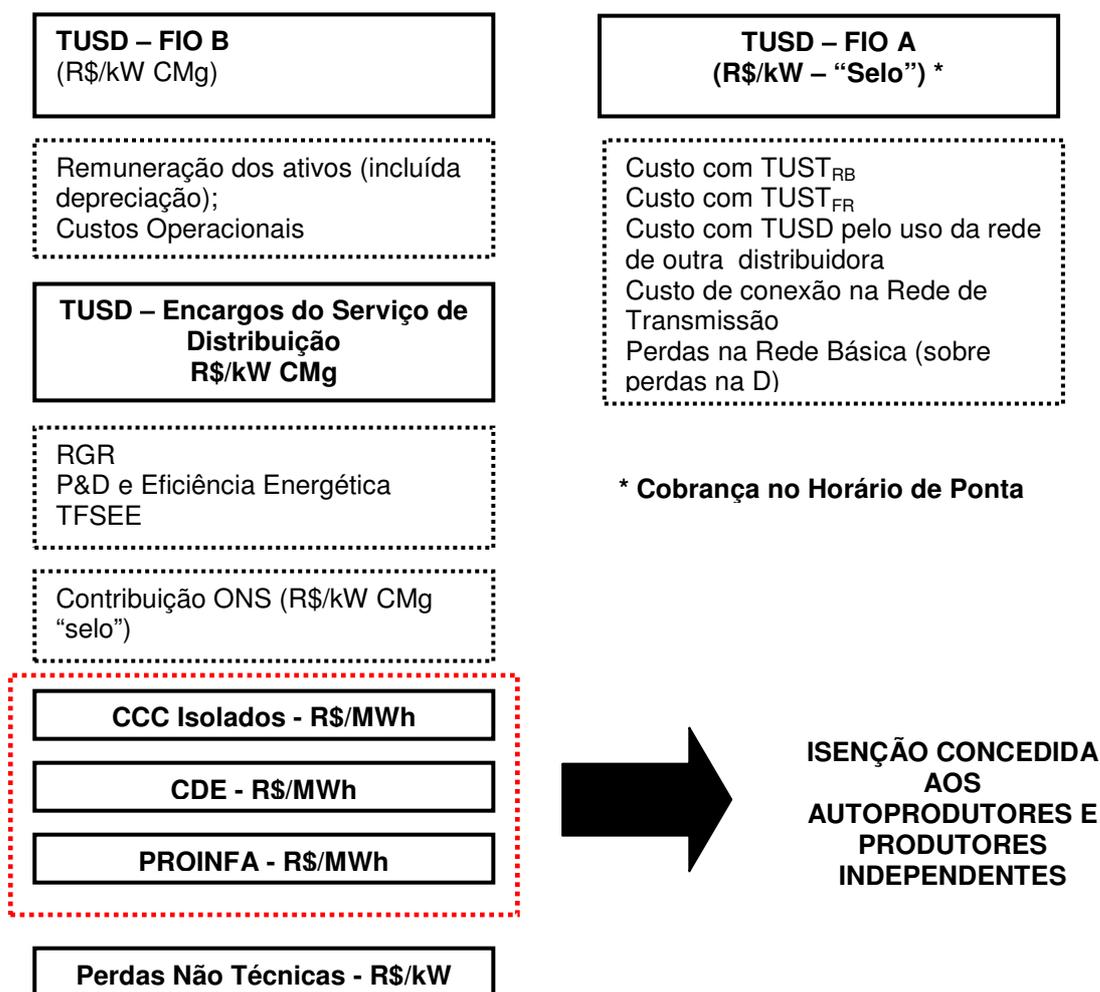


Figura 3.3 – Composição da Tarifa de Fio e Encargos - TUSD

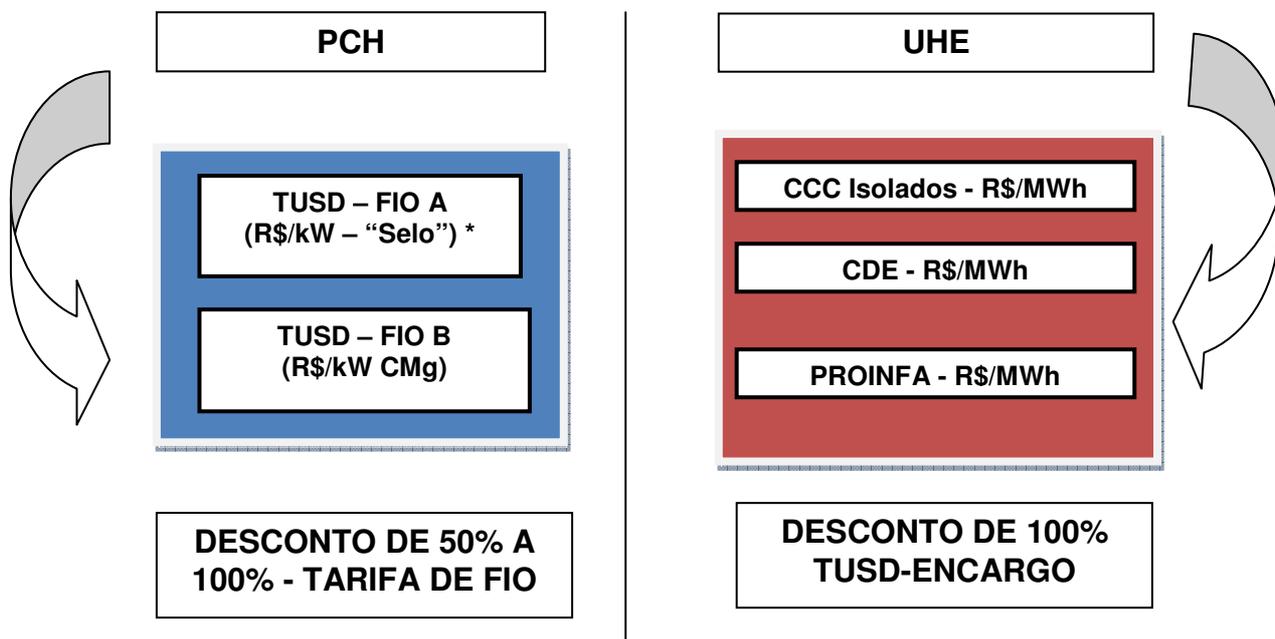
99 REN 166: Estabelece as disposições consolidadas relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE).

3.7 Comentários Adicionais

Neste capítulo procurou-se inserir a figura do autoprodutor de energia no novo ambiente institucional proposto pelo governo, destacando os interesses norteadores de decisão em investimentos de geração própria de energia, que possui sinalizações econômicas favoráveis considerando-se evolução do sistema de tarifação do setor após o impacto do realinhamento tarifário, que extraiu os subsídios concedidos aos consumidores finais de energia. Outro ponto de destaque no capítulo foi a elevação dos encargos setoriais repassados ao governo pelas distribuidoras de energia, para realocação dos recursos em processos de fornecimento de energia dependentes do Estado tendo em vista seu caráter político. Destacam-se os repasses da conta CCC que assegura o fornecimento de energia para o sistema isolado, localizado na região norte do Brasil e o programa Luz para Todos, que propõe a massificação do uso de energia no país.

Da mesma maneira, outra discussão está relacionada com a cobrança do Encargo de Serviço de Sistema, que a partir do início de 2008 onera demasiadamente o setor elétrico, pelo despacho de energia através do acionamento de usinas caras para o sistema. Os repasses desses custos para os consumidores têm característica antieconômicas em um sistema que preza pela modicidade tarifária.

Atualmente, os encargos também compõem a base de cálculo para os impostos repassados aos municípios, estados e federação, imputando ao Brasil o título de grande arrecadador de impostos neste setor. Para o autoprodutor de energia, verifica-se grande incentivo à isenção dos encargos setoriais, regulamentado através da REH 166 de 2005, tendo em vista o investimento em novos empreendimentos de grande porte que aumentaram a oferta de energia no Brasil. Por outro lado, os investimentos em pequenas centrais hidrelétricas também foram contemplados com a regulamentação dada pela resolução nº 247 de 2006, concedendo um desconto não inferior a 50% e podendo chegar a 100% no valor do fio contratado junto à distribuidora local, conforme demonstrado na figura abaixo:



Fonte: Elaboração Própria, dados ANEEL

Figura 3.4 – Tipos de Desconto Concedidos

Os descontos concedidos apresentados na figura anterior são repassados integralmente para os demais consumidores ligados aos distribuidores que concederam o benefício apontado pelo Governo, devido à cláusula de equilíbrio econômico-financeira prevista no contrato de concessão. Isto de certa maneira colabora para o incremento da tarifa de energia final repassados aos consumidores.

Percebe-se que as alterações das regras regulatórias visam aumentar e diversificar a matriz energética, transferindo o ônus à sociedade que arca com desenvolvimento nacional.

CAPÍTULO 4 - PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

No capítulo anterior foram definidas as características intrínsecas aos investimentos em geração de energia para o auto-consumo, contextualizadas em um setor de energia mais competitivo. O novo cenário viabilizou o investimento privado de indústrias preocupadas com a garantia de suprimento de energia no longo prazo, a preços gerenciáveis do ponto de vista econômico-financeiro. Paralelamente a isto, o governo temeroso em garantir uma expansão efetiva da oferta de energia elétrica de maneira sustentável, criou uma instituição de planejamento do setor com a missão de organizar e promover estudos de longo prazo para o equilíbrio da oferta e demanda de energia, associados com as alternativas de suprimento disponíveis.

A atividade de planejamento propicia um suporte quantitativo na formulação das políticas energéticas do governo, sinalizando à sociedade metas de longo prazo, e fornecendo elementos essenciais para uma boa execução da atividade de regulação. Logo, uma estrutura organizacional eficaz para a execução dos exercícios de planejamento deve contemplar estas suas duas características. (Carvalho, 2005)

Historicamente, o planejamento da expansão no setor elétrico brasileiro passou por duas etapas. Num primeiro momento o planejamento foi construído dentro de um ambiente de monopólio estatal, determinativo e alinhado com as políticas públicas do governo para o setor. Durante a década de 1990 o planejamento da expansão da oferta no setor elétrico brasileiro assumiu novas atribuições.

Segundo Bortoleto (2001) os projetos desenvolvimentistas surgiram nos países capitalistas, diante da necessidade de serem atingidos os objetivos econômicos e sociais, impossíveis de serem efetivados apenas pelo jogo de forças de mercado, ou ainda pela pequena participação estatal. No Brasil, é observada grande participação do Estado nos planos de desenvolvimento do setor elétrico desde sua criação. Assim, mesmo com uma nova proposta de regulação para o setor, baseada na

competitividade do setor e na estruturação da relação dos agentes pertencentes a ele, foi necessária a definição clara do papel de planejador do setor elétrico.

Com isso, a partir do marco regulatório, instituído pelo decreto 5163¹⁰⁰ e desdobramentos citados na Tabela 4.1, definiu a atribuição do planejamento nacional da expansão de curto, médio e longo prazo do parque de geração e dos sistemas de transmissão de energia elétrica passou a ser desenvolvida pela EPE que, dentre outras atividades possui principalmente o propósito de sugerir aos agentes (após aprovação do MME) uma série de projetos para avaliação dos investidores interessados.

Tabela 4.1 - Sucessão de Atos Legislativos para nova reestruturação setorial

Lei/Decreto	Data	Regulamentação
Lei n° 10.847	16/03/2004	Autorização para criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE
Lei n° 10.848	16/03/2004	Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica e dá outras providências
Decreto n° 5.163	30/07/2004	Regulamenta a Lei n° 10.848
Decreto n° 5.175	09/08/2004	Criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE
Decreto n° 5.177	12/08/2004	Organização, atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.
Decreto n° 5.184	16/08/2004	Criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e aprovação do Estatuto.

4.1 Competências da Empresa de Planejamento Energético

Segundo decreto 10.847, artigo 4º, compete a EPE:

- ✓ Realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;
- ✓ Elaborar e publicar o balanço energético nacional;
- ✓ Identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos;
- ✓ Dar suporte e participar das articulações relativas ao aproveitamento energético de rios compartilhados com países limítrofes;

100 Decreto 5163 – 30/7/2004 - Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica.

- ✓ Realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos;
- ✓ Obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica, selecionados pela EPE;
- ✓ Elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos;
- ✓ Promover estudos para dar suporte ao gerenciamento da relação reserva e produção de hidrocarbonetos no Brasil, visando à auto-suficiência sustentável;
- ✓ Promover estudos de mercado visando definir cenários de demanda e oferta de petróleo, seus derivados e produtos petroquímicos;
- ✓ Desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e socioambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis;
- ✓ Efetuar o acompanhamento da execução de projetos e estudos de viabilidade realizados por agentes interessados e devidamente autorizados;
- ✓ Elaborar estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil;
- ✓ Desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis;
- ✓ Dar suporte e participar nas articulações visando à integração energética com outros países;
- ✓ Promover estudos e produzir informações para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentável, inclusive, de eficiência energética;
- ✓ Promover planos de metas voltadas para a utilização racional e conservação de energia, podendo estabelecer parcerias de cooperação para este fim;
- ✓ Promover estudos voltados para programas de apoio à modernização e capacitação da indústria nacional, visando maximizar a participação desta no esforço de fornecimento dos bens e equipamentos necessários para a expansão do setor energético; e

- ✓ Desenvolver estudos para incrementar a utilização de carvão mineral nacional.

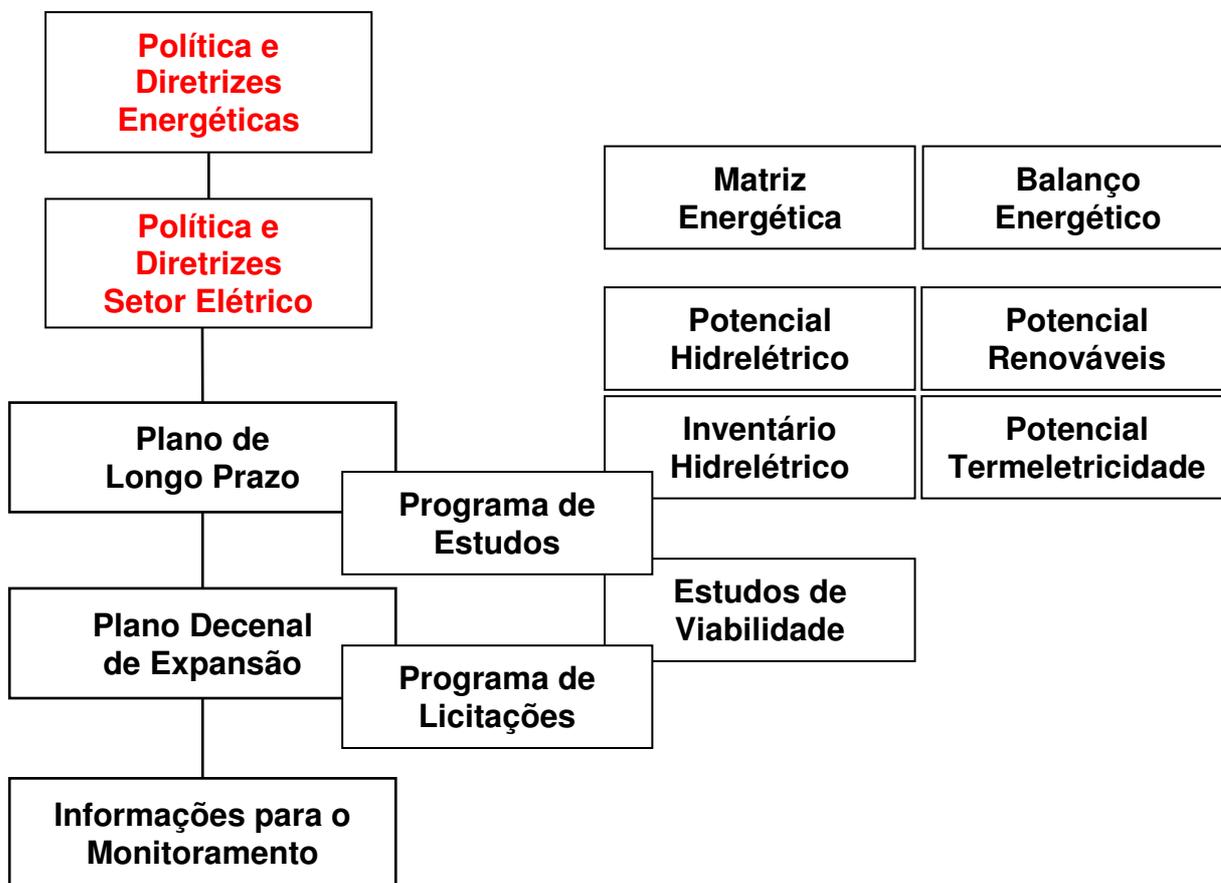


Figura 4.1 – Processo de Planejamento e Papel da EPE

A Figura 4.1, sintetiza o processo de planejamento em que a EPE propõe à sociedade o fornecimento de sinais econômicos de novos projetos aos potenciais empreendedores para os setores de geração e transmissão de energia, apontando alternativas de abastecimento energético, dada a demanda de energia sua possibilidade de evolução em diferentes horizontes temporais. O planejamento da expansão de sistemas elétricos tem como objetivos:

- auxiliar na formulação de políticas públicas,
- estabelecer referências e diretrizes, indicativas ou normativas, de planejamento para os agentes que atuam, direta ou indiretamente, na indústria de energia e,
- propiciar balizadores para a mensuração de indicadores de eficiência e qualidade pelos órgãos reguladores.

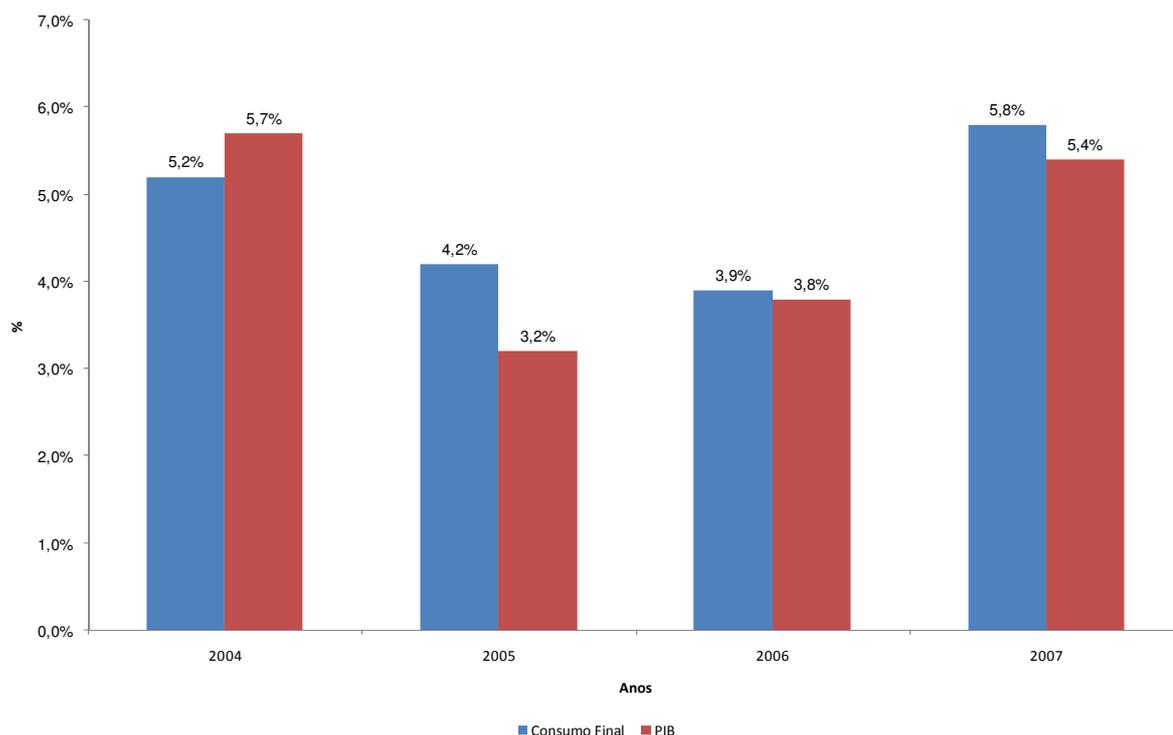
Nos três objetivos, há a análise de diferentes contextos macroeconômicos, sociais e políticos plausíveis no futuro e sobre os quais os investidores de hoje pouco ou nenhum controle possuem. É neste contexto que se situam, por exemplo, as já tradicionais cenarizações sobre crescimentos alto, médio e baixo da economia com a construção de cenários das curvas esperadas de demanda e de oferta de energia elétrica e os custos marginais de operação e de expansão envolvendo melhorias na distribuição de renda, ou incrementos substanciais na competitividade da indústria local. (Carvalho, 2005)

O modelo proposto para a EPE dispõe sobre a necessidade de provisionamento dos montantes que serão demandados em diversos horizontes, obtendo a suposta carga que possa subsidiar a operação, garantindo a expansão e, por conseguinte, assegurando as melhores práticas em estratégias nacionais de desenvolvimento. Para tanto, o dimensionamento para o planejamento da expansão do setor elétrico possui três etapas.

- a) **Planejamento de longo prazo** - horizonte não inferior a vinte anos, observando um ciclo de atividades quadrienal, para definição do Plano de Expansão de Longo Prazo do Setor Elétrico - PELP, que estabelecerá as estratégias de expansão de longo prazo para o setor, para novas fontes de geração, de grandes troncos de transmissão e de desenvolvimento tecnológico e industrial para o país;
- b) **Planejamento de médio prazo** - horizonte não inferior a dez anos, observando um ciclo de atividades anual, em que se definem o Plano Decenal de Expansão dos Sistemas Elétricos – PDE e o Programa Determinativo de Expansão da Transmissão – PDET;
- c) **Monitoramento das condições de atendimento eletro-energético** - cobrindo um horizonte de cinco anos, observando um ciclo permanente de atividades, em que se definem as providências para eventuais ajustes no programa de expansão em andamento.

Segundo Kamimura (2004), é necessário que a EPE utilize uma base macroeconômica em sua totalidade, dispensando as previsões setoriais, que normalmente não representam a real necessidade do país. Efetivamente os estudos

desenvolvidos pela autarquia levam em consideração as variáveis macroeconômicas de longo prazo. Para a EPE, o desempenho atual do consumo de energia elétrica observado paralelamente ao crescimento da economia desautoriza um esboço consumo futuro de energia com base somente no histórico das variáveis comumente lembradas.



Fonte: EPE

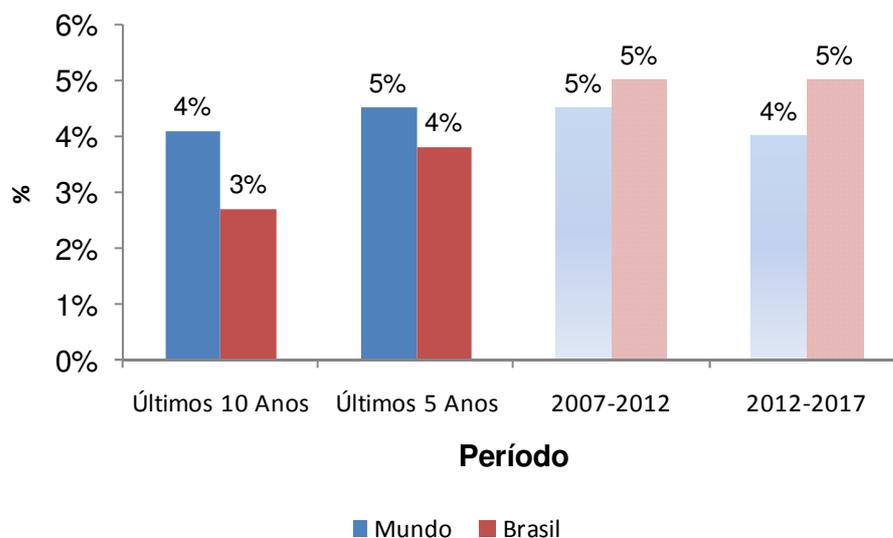
Gráfico 4. 1 – Crescimento do PIB e do Consumo de Energia

4.2 Projeção da Demanda Futura

Segundo a EPE as projeções da demanda de energia elétrica do Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017–PDE 2008-2017 estão fundamentadas no Plano Nacional de Energia 2030 – PNE 2030, estudo de longo prazo elaborado em, onde estão dispostas as estratégias de expansão setorial, com foco no planejamento integrado de recursos energético realizados no âmbito do Governo Brasileiro.

O ciclo de 2008 (dados de 2007), basicamente efetuou uma revisão nas premissas do ciclo anterior, observando a consolidação dos dados de consumo

observados no passado recente. O Gráfico 4.1 detalha o crescimento do produto interno brasileiro que percebeu valores inferiores ao consumo de energia elétrica nos anos de 2005 e 2006. Dessa forma, fica evidenciada que uma análise simplista para aumento do consumo de energia atrelada ao crescimento econômico nacional pode ameaçar os resultados de balanços energéticos no longo prazo.



Fonte: EPE Apud IBGE (estatísticas do PIB); IEA (PIB mundial, estatísticas e previsões)

Obs.: (1) As previsões do PIB Brasil são da EPE; (2) No gráfico, as barras transparentes correspondem a previsões

Gráfico 4.2 – Histórico e Previsão do PIB Nacional

O Gráfico 4.2 sintetiza os resultados de incremento do PIB no Brasil e no mundo, alinhando novas premissas para o ciclo 2008-2017 que prevêem uma variação de 5% no volume do PIB anual para o período, pouco mais que os valores percebidos nos últimos 5 anos.

A Tabela 4.2 resume as demais previsões consolidadas efetuadas pela EPE em conjunto com IBGE, que retratam a evolução da economia para os próximos 10 anos, e conseqüentemente definem a projeção da demanda para os próximos anos.

Tabela 4.2 – Indicadores Econômicos – Previsão EPE

Indicadores	2007	2008	2012	2017
PIB (10 ¹² R\$ [2007])	2,6	2,73	3,32	4,24
População (10 ⁶ hab.)	184	186	194	204,5
Consumo final de energia elétrica (TWh)	412,6	435,1	544,2	706,4
PIB per capita (R\$/hab.)	14.130	14.680	17.110	20.730
Consumo de energia per capita (kWh/hab.)	2.240	2.340	2.805	3.455
Consumo médio por residência (kWh/mês)	148	151	166	185
Intensidade elétrica (kWh/R\$ [2007])	0,159	0,159	0,164	0,167
Elasticidade-renda do consumo de eletricidade			1,14	1,07

Fonte: EPE

A Tabela 4.3 aponta a evolução da demanda do sistema isolado e interligado para o período de 2008-2017. Destaca-se nesse período a interligação de parte do sistema isolado que considera a integração de Rondônia e de Rio Branco (2008) e de Manaus e do Amapá (2012) ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Para a expansão por um PIB de 5% ao ano em média e para o crescimento populacional de 20,5 milhões de pessoas, definidos como premissas, projeta-se, para 2017, o consumo total de eletricidade crescendo em média a 5,5% ao ano. Assim em 2017, o consumo total deverá atingir 706,5 TWh, sendo 604,2 TWh (85,5%) supridos na rede do sistema elétrico e o restante por meio da autoprodução¹⁰¹.

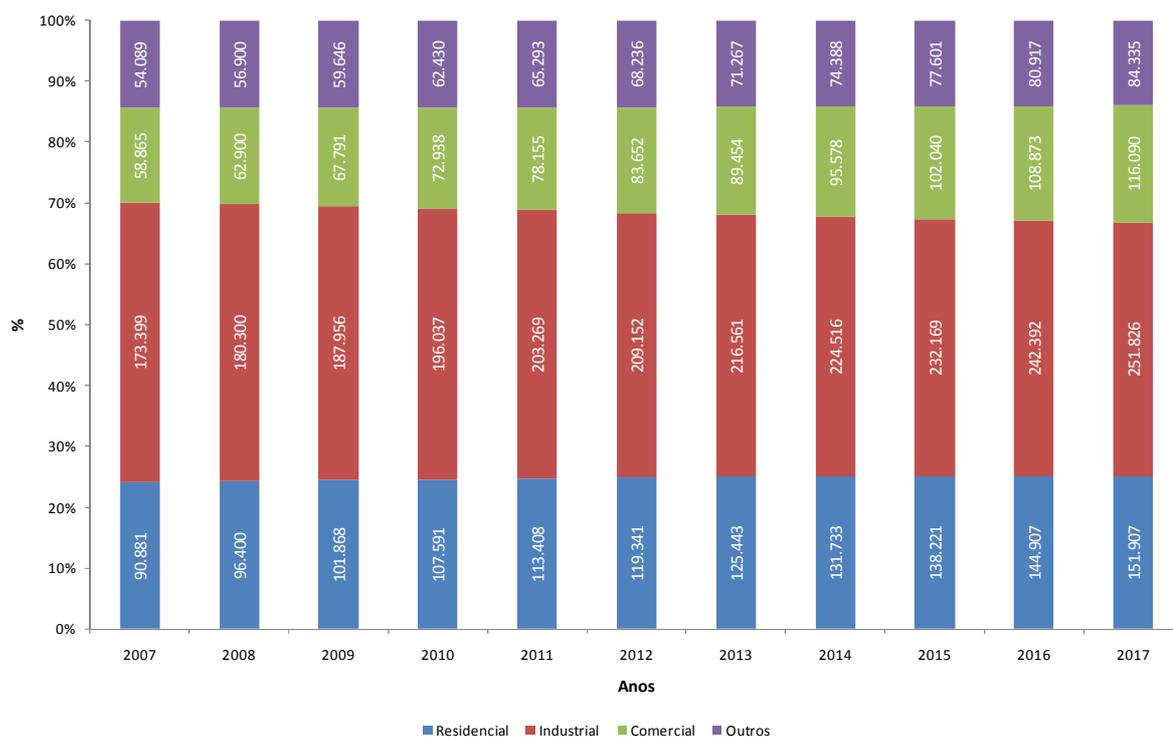
¹⁰¹ Autoprodução clássica: Cogeração essencialmente, energia não transportada.

Tabela 4.3 – Projeção da Demanda de Energia Elétrica. Consumo (TWh)

	2007	2008	2012	2017	Δ% a.a. 2007-17
Sistemas isolados	7,8	8,5	0,5	1,6	-14,9 [*]
Sistema interligado	369,4	387,9	479,9	602,6	5 [*]
Consumo na rede	377,2	396,5	480,4	604,2	4,8
Autoprodução	35,4	38,6	63,8	102,3	11,2
CONSUMO TOTAL	412,6	435,1	544,2	706,5	5,5
% autoprodução	8,60%	8,90%	11,70%	14,50%	

Fonte: EPE

Observações: * desconsidera as interligações previstas (Rondônia-Rio Branco, ao final de 2008 e Manaus-Amapá, em 2012), o consumo nos sistemas isolados cresce à taxa média de 8,4% ao ano e o sistema interligado a 4,7% ao ano.

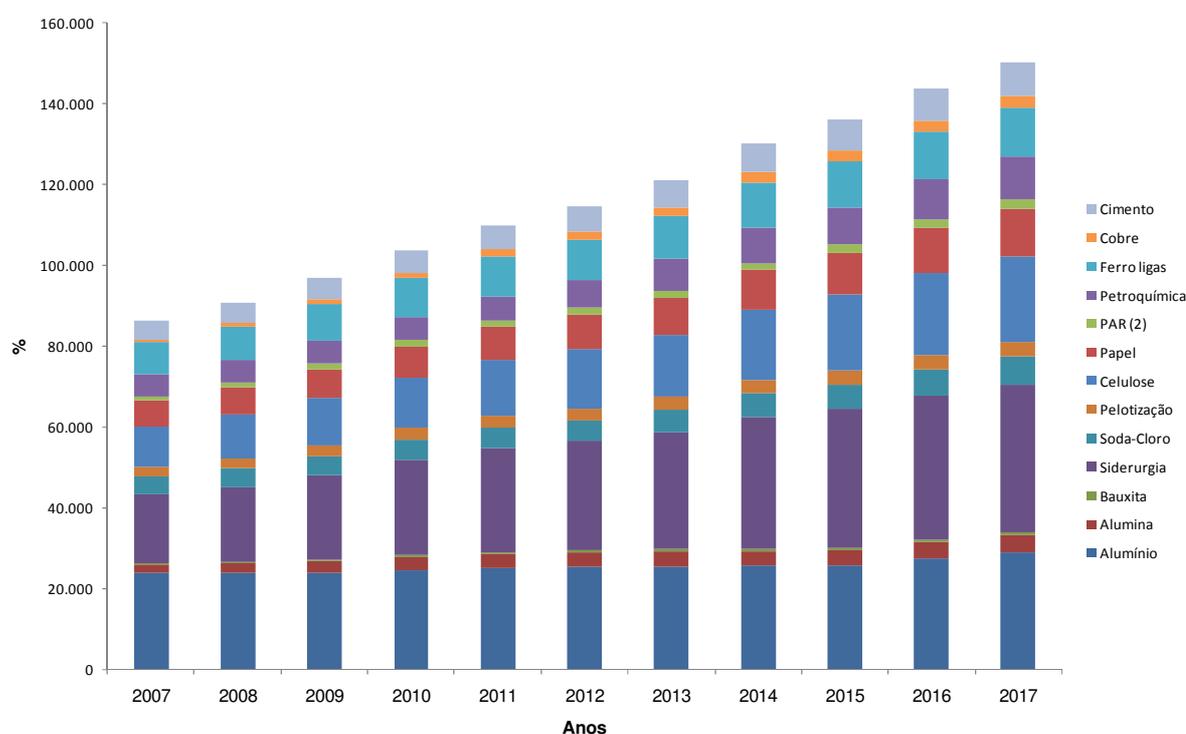


Fonte: EPE, Nota Técnica Den 02/2008 Projeção de Demanda para o Plano Decenal Brasileiro

Gráfico 4.3 – Projeção da Demanda de Energia 2007- 2017

O Gráfico 4.3 detalha a previsão de consumo de energia elétrica por classe. No caso residencial a empresa projetou uma taxa média de 5,3% de crescimento ao ano ao longo do horizonte decenal. Para EPE o aumento da renda e a ampliação na universalização do acesso ao serviço, serão os motivadores do incremento do

consumo para essa classe. Estudos apontam ainda que como resultado, o consumo médio mensal por consumidor residencial chegará a 185 kWh, em 2017, valor apenas 3% superior ao recorde de 180 kWh observado antes do racionamento de 2001. O segmento comercial manterá elevadas taxas de crescimento do consumo de eletricidade, com projeção de expansão de 7% ao ano, em média, elevando a participação da classe no consumo de 16% para 19% em 2017. Ainda segundo a empresa, como resultado do aumento da autoprodução clássica¹⁰², o consumo industrial de eletricidade na rede cresce em ritmo relativamente menor: 3,8% ao ano, em média, ao longo do período analisado. Quando é avaliada a autoprodução, o consumo total da indústria expande-se a 5,4% ao ano.



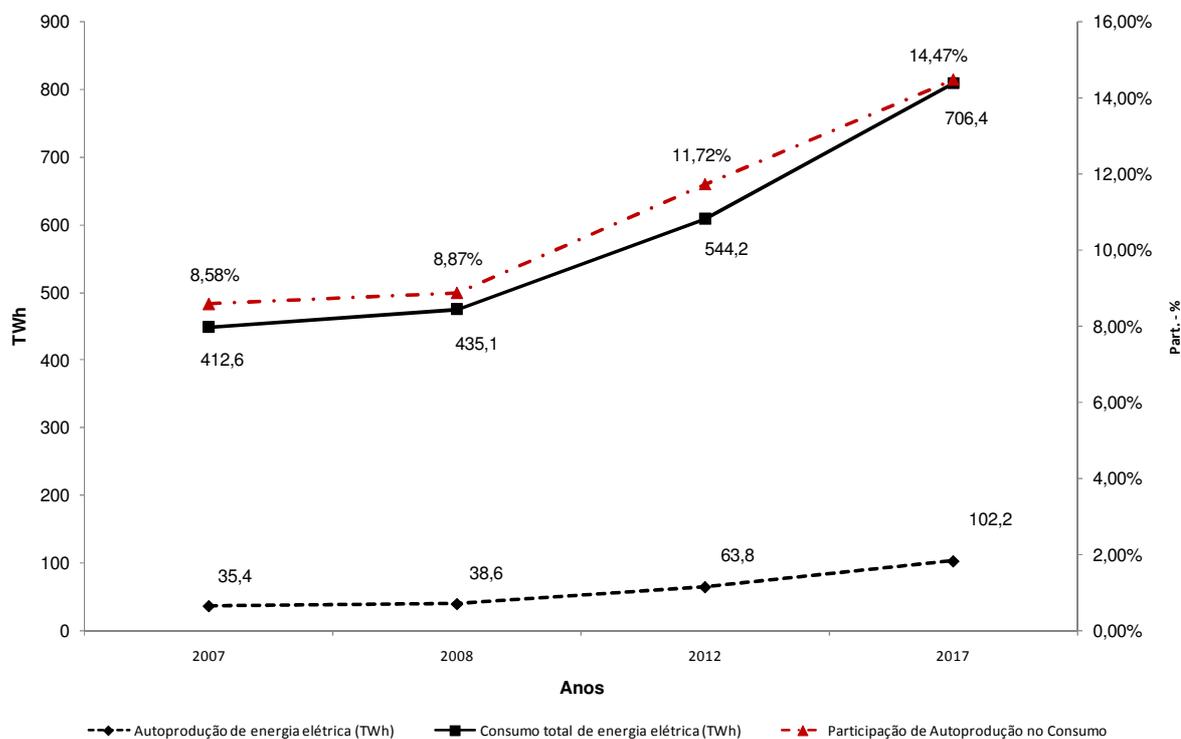
Fonte: EPE, Nota Técnica Den 02/2008 Projeção de Demanda para o Plano Decenal Brasileiro

Gráfico 4.4 – Projeção da Demanda Consumidores Industriais 2007- 2017

O Gráfico 4.4 segrega o consumo industrial por setores industriais. A EPE efetuou a projeção do consumo de energia elétrica dos grandes consumidores industriais levando em consideração as séries históricas e as perspectivas de evolução da capacidade instalada de cada um dos segmentos, que tiveram as

¹⁰² Energia autoproduzida em sítio

perspectivas de evolução futura da produção física, a partir da demanda interna pelos respectivos produtos e dos níveis de exportação e importação. Para cada um desses setores, analisaram-se também os consumos específicos de energia elétrica desses setores (kWh por tonelada).



Fonte: EPE, Nota Técnica Den 02/2008 Projeção de Demanda para o Plano Decenal Brasileiro

Gráfico 4.5 – Projeção da Demanda Total X Participação do Autoprodutor

4.3 Projeção da Oferta Futura

A oferta de energia elétrica baseia-se na perspectiva da utilização dos recursos disponíveis para o suprimento da demanda de energia ao longo dos anos. Nesse sentido a proposição da EPE estrutura-se na análise do planejamento integrado dos recursos.

Com a perspectiva do uso dos recursos hídricos nacionais como fonte primária de energia no horizonte de longo prazo, o potencial de geração de energia elétrica é dado pela potência que poderia ser instalada conforme as hipóteses formuladas para seu aproveitamento, considerando a sua competitividade frente aos demais recursos, associadas às pequenas interferências ambientais.

Da mesma maneira os estudos feitos para o carvão nacional apontaram um bom potencial de geração termelétrica para o insumo. Segundo a EPE, considerando a potência unitária de referência de 500 MW, pode-se dizer que, no estágio tecnológico atual e considerando apenas as reservas ditas medidas, há disponibilidade de carvão nacional para instalação de pelo menos 34 usinas, que operariam com um fator de capacidade médio de 60% por cerca de 35 anos. (Tabela 4.4)

Tabela 4.4 – Potencial Carvão Nacional - MW

RESERVAS	CONSUMO MÉDIO (Kg/MWh)		
	1.200	1.000	800
6,7 x 10 ⁹ t	17.000	20.500	26.000
9,2 x 10 ⁹ t	24.000	29.500	37.500

Fonte: EPE, Plano Nacional de Expansão, em:
< <http://epe.gov.br/PNE/Forms/Empreendimento.aspx>> Acesso em 02/04/2008

Já na discussão do potencial de geração de energia elétrica no Brasil a partir do carvão importado, a questão de maior interesse que se coloca é a quantidade do mineral que seria demandada para suprir tal parque de usinas.

Para o caso específico da cana-de-açúcar existe a possibilidade de capacidade potencial de geração de energia elétrica excedente, isto é, depois de atendidas as necessidades de consumo próprio das instalações do setor sucroalcooleiro podendo atingir, em 2030, 6.830 MW, dos quais 2.480 MW associados à capacidade de processamento existente em 2005 e 4.350 MW à expansão dessa capacidade. (Tabela 4.5)

Tabela 4.5 – Potencial de Geração de Eletricidade com processamento de Cana de Açúcar- MW

INSTALAÇÕES	2005	2010	2020	2030
Instalações existentes em 2005				
Ciclos de baixa eficiência	250	140	90	30
Ciclos com turbinas de contrapressão		1.380	1.260	1.400
Ciclos com condensação e extração		150	420	590
Ciclo combinado			170	460
SUBTOTAL	250	1.670	1.940	2.480
Novas instalações				
Ciclos com turbinas de contrapressão	90	410	1.560	2.770
Ciclos com condensação e extração	10	90	560	1.160
Ciclo combinado			50	420
SUBTOTAL	100	500	2.170	4.350
TOTAL	350	2.170	4.110	6.830

Fonte: EPE, Plano Nacional de Expansão, em
< <http://epe.gov.br/PNE/Forms/empreendimento.aspx>> Acesso em 02/04/2008

O caso do Gás Natural baseia-se na competitividade deste insumo frente às outras fontes de energia, sua competitividade com outros setores da economia e sua disponibilidade propriamente dita. Segundo a EPE no Plano Nacional de Energia – 2030, a Petrobras, em seu Plano de Negócios 2007-2011, estimou que a oferta de gás natural em 2011 possa chegar a 120 milhões de m³ por dia, sendo 70 milhões referentes à produção nacional (parcela entregue ao consumo final) e 50 milhões provenientes de importações: 30 milhões da Bolívia (Gasbol) e 20 milhões via GNL. Ainda segundo o documento da Petrobras, essa oferta atenderia a um mercado distribuído entre indústrias (38 milhões de m³ por dia), geração termelétrica (48 milhões) e outros consumos (34 milhões para residências, setor de serviços e consumo próprio da Petrobras). A Tabela 4.6 aponta as usinas que seriam supridas pelo gás natural.

Tabela 4.6 – Geração termelétrica a gás natural no SIN em 2010

Usina	Sistema ou Subsistema	Status	Potência MW	Início de operação
Parque existente	SIN	O	7.649	-
Termorio	SE/CO	A	123	mar/06
			370	ago/06
Santa Cruz Nova	SE/CO	A	316	fev/07
Vale do Açu	NE	A	340	mar/07
Três Lagoas	SE/CO	C	110	jan/08
Canoas	S	A	90	jan/08
Cubatão	SE/CO	A	216	jan/08
Termonorte II	SE/CO	C	360	jan/08
Araucária	S	I	469	dez/08
TOTAL GERAL	SIN	C	10.043	-
TOTAL excl. bicombustível	SIN		9.214	-

Fonte: EPE, Plano Nacional de Expansão em < <http://epe.gov.br/PNE/Forms/empreendimento.aspx>> Acesso em 02/04/2008

Parque Existente: Usinas em operação em 31/12/2005 com potência de 7649, que inclui 513 MW (Camaçari-NE, 347 MW e Santa Cruz-SE/CO, 166 MW) em termelétricas bicombustível (gás e diesel), que operam com óleo em razão de restrições na oferta de gás. UTE Santa Cruz Nova: Usina bicombustível (gás e diesel), operando com óleo enquanto perdurar restrição na oferta de gás. Termonorte: Usina operando com óleo diesel até a disponibilização do gás natural de Urucu, que passaria a integrar o Sistema Interligado Nacional – SIN com a interligação do sistema Acre-Rondônia. Subsistemas: NE – Nordeste; SE/CO – Sudeste/Centro-Oeste (inclui Acre-Rondônia em 2008); S – Sul.

Status: O – em operação; A – ampliação; C – em construção; I – interligação.

De maneira geral, o governo vem através da EPE, apontando para projetos de energia nova, com base hidráulica e térmica. No caso da hidroeletricidade o que normalmente vem sendo visto são poucos projetos que estão sendo efetivados através dos leilões para geradores de energia, sem um debate maior entre os demais interessados no investimento nesse tipo de projetos. As empresas energointensivas sistematicamente vêm solicitando do governo novas alternativas de investimentos em grandes projetos de geração hidrelétrica, que no passado recente desconsideram a figura do autoprodutor como possível investidor. Para o governo a prioridade é a disponibilização de energia para o ambiente cativo, que através de suas concessionárias locais arrematam parte da energia leiloadada, para atendimento exclusivo do seu mercado. A energia térmica por conta de sua característica de factibilidade no que diz respeito aos prazos de construção vem sendo licitadas, mas sem a avaliação dos desdobramentos econômicos que serão

repassados ao consumidor final, com o uso do combustível associado ao seu funcionamento. A Tabela 4.7 demonstra a projeção da oferta de energia por fonte, que, para o período analisado propõe forte ascensão no primeiro decênio, conservando este crescimento até o final do período.

Tabela 4.7 – Expansão da Oferta de Energia Elétrica a Longo Prazo, por Fonte de Geração - MW

Fonte	Capacidade instalada		Acréscimo	
	2020	2030	2005-2030	2015-2030
Hidrelétricas	116.100	156.300	87.700	57.300
Grande porte	116.100	156.300	87.700	57.300
Térmicas	26.897	39.897	22.945	15.500
Gás natural	14.035	21.035	12.300	8.000
Nuclear	4.347	7.347	5.345	4.000
Carvão	3.015	6.015	4.600	3.500
Outras	5.500	5.500	700	-
Alternativas	8.783	20.322	19.468	15.350
PCH	3.330	7.769	7.000	6.000
Centrais eólicas	2.282	4.682	4.653	3.300
Biomassa da cana	2.971	6.571	6.515	4.750
Resíduos urbanos	200	1.300	1.300	1.300
Importação	8.400	8.400	-	-
TOTAL	160.180	224.919	130.113	88.150

Fonte: EPE, Plano Nacional de Expansão em
< <http://epe.gov.br/PNE/Forms/Empreendimento.aspx>> Acesso em 02/04/2008

4.4 O Plano de Aceleração de Crescimento versus EPE

O Plano de Aceleração do Crescimento (PAC) foi apresentado pelo governo federal à sociedade em janeiro de 2007, tendo como foco no desenvolvimento nacional no período 2007-2010, através de políticas macroeconômicas de estímulo ao investimento. Dessa forma três pilares de sustentação foram considerados para sua execução: incentivo ao investimento privado; aumento do investimento público em infra-estrutura; redução dos obstáculos mitigadores do crescimento.

O plano prevê um montante total de R\$ 503,9 bilhões em investimentos (2007-2010), dos quais R\$ 274,8 bilhões (54,5%) seriam destinados para energia, R\$ 170,8 bilhões (33,9%) para infra-estrutura social e urbana e R\$ 58,3 bilhões (11,6%)

para logística. Segundo governo, as fontes destes recursos prevêm R\$ 436,1 bilhões (86,5%) oriundos das estatais federais e das demais fontes, e R\$ 67,8 bilhões (13,5%) do Orçamento Fiscal e da Seguridade. As obras anunciadas no plano já haviam sido previstas pela EPE nos planos nacional e decenal de energia ou leiloadas anteriormente. De certa forma, a previsão de um investimento não garante sua execução e, neste ponto, o PAC estimulou o crédito aos investidores, com recursos provenientes do BNDES, com taxas de juros mais competitivas, e extensão dos prazos de pagamento. A meta de geração do PAC, no período 2007-2010, é de 12.386 MW, com todos os investimentos do setor elétrico inseridos no programa.

A novidade está em torno da inclusão dos chamados projetos estruturantes com as usinas do Complexo do Rio Madeira, que tem a responsabilidade de dar maior segurança ao setor acrescentando na matriz energética um total de 6.450 MW, diminuindo o déficit energético do país a partir de sua instalação.

4.4.1 Projetos Estruturantes

4.4.1.1 Complexo Rio Madeira

O projeto do Complexo Hidrelétrico do Rio Madeira é composto por duas usinas de grande porte: UHE Jirau (3.300 MW) e UHE Santo Antônio (3.150 MW), com recursos provenientes do rio Madeira está localizado na mesma bacia do Amazonas.

A importância destas usinas é apresentada nos estudos da EPE que apontam um risco de escassez de eletricidade entre 2010-2012. O equilíbrio só será garantido, com as obras das usinas de Jirau e Santo Antônio no Madeira. O problema maior é saber se existem condições políticas, ambientais e financeiras para a construção do empreendimento.

Além das usinas de usinas de Jirau e Santo Antônio adicionarem ao sistema potência de 6.450 MW, ampliando consideravelmente a oferta nacional de eletricidade, ocorrerá uma ampliação física e geográfica do Sistema Interligado

Nacional (SIN) com a construção de novas linhas de transmissão que ampliarão e melhorarão a distribuição regional e nacional de energia elétrica.

A EPE em estudos realizados orçou a usina Santo Antônio em um valor estimado de R\$ 9,5 bilhões, para a usina Jirau o valor foi de R\$ 8,9 bilhões. O BNDES segundo o governo irá financiar cerca de 70% dos projetos, com uma linha de crédito específica para os empreendimentos. Em 12/08/08, o Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis, concedeu licença de instalação da hidrelétrica Santo Antônio (RO, 3.150 MW), o documento aponta, entretanto, 40 condicionantes à sua construção. Entre elas estão a adoção de duas unidades de conservação - os parques nacionais de Mapinguari, no Amazonas, e a Reserva Biológica do Jaru, em Rondônia investimentos de R\$ 30 milhões em obras de saneamento ambiental em Porto Velho; a demarcação e o monitoramento de duas terras indígenas em Rondônia (Karipuna e Karitiana); e investimentos de R\$ 6 milhões em equipamentos para o Corpo de Bombeiros e o Batalhão de Polícia Ambiental.

Estimativas anteriores ao leilão desenvolvidas por agente privados indicavam uma tarifa entre R\$150 a R\$160 o MWh, para o leilão da primeira usina. O resultado do leilão efetuado em 10/12/2007 mostrou efeitos diversos aos que vinham sendo esperados pelos agentes. O preço da energia do consórcio Madeira Energia¹⁰³, vencedor¹⁰⁴ do leilão ficou em R\$ 78,87 o megawatt hora, contrariando as expectativas de uma energia cara que seria repassada ao mercado cativo.

O leilão de energia proveniente da UHE Jirau foi realizado no dia 19/05/2008 e, a despeito das previsões sobre o consórcio vencedor e preços de energia. Com preço de venda final de R\$ 71,30 o megawatt hora, o Consórcio Energia

103 O Consórcio Madeira Energia, formado por Furnas (39%), Cemig GT (10%), por Odebrecht Investimentos em Infra-estrutura (17,6%), Construtora Norberto Odebrecht (1%), Andrade Gutierrez Participações (12,4%) e Fundo de Investimentos e Participações Amazônia Energia - formada por Banif e Santander - (20%)

104 Os vencedores dos leilões ganham as concessões a partir do maior desvio em relação a uma preço-teto definido pelo governo

Sustentável¹⁰⁵ arrematou a obra que tem início de operação previsto para o ano de 2013, com 70% da energia vendida para o mercado cativo durante 30 anos.



Figura 4.2 – Rio Madeira na Bacia Amazônica

4.4.1.1 Usina Belo Monte

Outro grande empreendimento previsto no PAC é a usina de Belo Monte que possui 5.681 MW de potência, é uma obra listada desde o governo FHC como um aproveitamento estratégico para o setor com recursos provenientes do rio Xingu, um rio brasileiro que nasce no estado de Mato Grosso, seguindo pelo estado do Pará e desaguando próximo à foz do rio Amazonas, apresentando características propícias para geração de energia a partir das declividades que apresenta. Outro ponto importante está relacionado com a posição geográfica em que o empreendimento está localizado .

Segundo BERMMAN (2002) a obra necessariamente demanda outros arranjos ao longo da bacia que irão demandar um investimento vultoso desnecessário, uma vez que o investimento é remunerado pela geração efetiva do empreendimento, majorando o preço final de MWh de repasse aos consumidores finais. Ele expõe ainda que a concepção do aproveitamento do potencial hidrelétrico do Xingu não se

¹⁰⁵ O Consórcio Energia Sustentável é formado por (50,1%), Camargo Corrêa Investimentos em Infra-Estrutura S.A. (9,9%), Eletrosul (20%) e Chesf (20%).

modificou ao longo dos anos, e mesmo com a redução da área geral inundada o projeto torna-se inviável economicamente dada às condições de afluência durante ½ ano somente. Por sua vez, a Eletronorte a partir da revisão do estudo realizada nos últimos dois anos, aponta para o fato de que novos estudos comprovaram que Belo Monte pode ser caracterizado como aproveitamento único, com potência instalada de 11.181 MW e área alagada de 440 quilômetros, diferentemente do que havia sido apresentado no inventário realizado nas décadas de 70 e 80, enfatizando que as usinas a montante da Altamira apresentavam potências em torno de 20 mil MW, descartadas na nova versão por questões políticas e sócio-ambientais.

Tabela 4.8 – PAC Setor Elétrico: projetos de geração por região em 2008

Usina	Região	Capacidade (MW)
1. UHE Rondon II	Norte	73,5
2. UTE Vale do Açu	Nordeste	340
3. UTE Cubatão	Sudeste	250
4. UTE Ampliação Três Lagoas	Centro-Oeste	110
5. Outros	Nacional	1.266
Total	–	2.039

Fonte: PAC, Ipeadata

Tabela 4.9 – PAC Setor Elétrico: projetos de geração por região em 2009

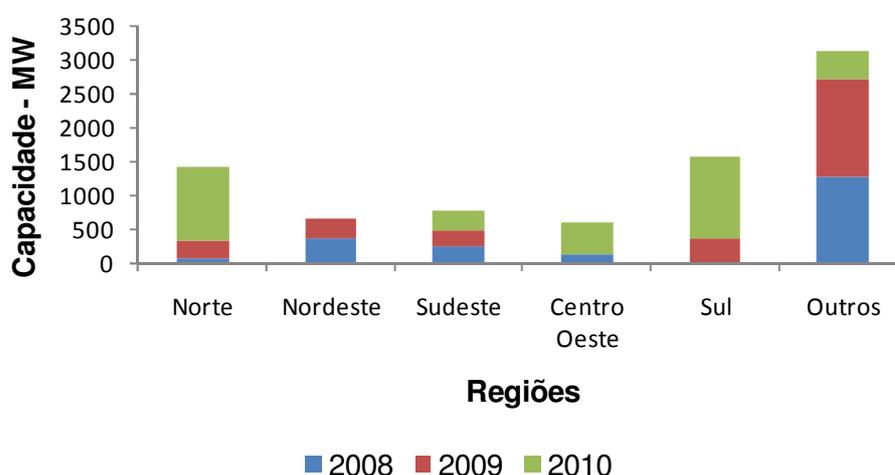
Usina	Região	Capacidade (MW)
1. UHE São Salvador	Norte	243
2. UTE Camaçari Pólo de Apoio	Nordeste	148
3. UTE Camaçari – Muricy I	Nordeste	148
4. UHE Baguari	Sudeste	140
5. UHE Retiro Baixo	Sudeste	82
6. UTE Candiota III	Sul	350
7. Outros	Nacional	1.432
Total	–	2.543

Fonte: PAC, Ipeadata

Tabela 4.10 – PAC Setor Elétrico: projetos de geração por região em 2010

Usina	Região	Capacidade (MW)
1. UHE Estreito	Norte	1.087
2. UHE Simplício	Sudeste	306
3. UHE Foz do Chapecó	Sul	855
4. UHE Mauá	Sul	361
5. UHE Dardanelos	Centro-Oeste	261
6. UHE Serra do Facão	Centro-Oeste	213
7. Outros	Nacional	421
Total	–	3.504

Fonte: PAC, Ipeadata

Obras do PAC Previstas (2008-2010)

Fonte: PAC

Gráfico 4.6 – Evolução das Obras do PAC

A Gráfico 4.6 destaca o cronograma das obras do setor elétrico que serão implementadas entre os anos de 2008 e 2010. Dados do último relatório da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG, já consideram atrasos de algumas obras de empreendimentos hidrelétricos tais como a UHE Rondon II (73,50 MW), por exemplo, teve seu início de operação realocado para o ano de 2009. A UHE Baguari no cronograma apresentado pela agência apresenta somente metade da capacidade instalada para o ano de 2009 (70 MW), com restante previsto para o ano de 2010. A UHE Estreito também tem a entrada parcial no SIN, com 487,63 MW previstos para o ano de 2010 e o restante para o próximo ano.

4.5 Comentários Adicionais

Do ponto de vista técnico, a empresa criada juntamente com marco regulatório tem propondo soluções sustentáveis para o problema da oferta de energia elétrica de um país em ascensão trazendo inclusive novas perspectivas com a finalidade de levantar novas oportunidades para os mercados emergentes, associando-os sempre a uma avaliação de seus impactos nos aspectos sócio-econômicos e ambientais.

Contudo, parte da sociedade questiona o caráter dúbio do Estado, ora planejador e ora investidor, bem como sua deficiência entre o diagnóstico e as ações preventivas à mitigação dos riscos de déficit nacionais de energia.

Consequências são assinaladas por Ildo Sauer em razão da nova configuração dada ao setor elétrico são descritas abaixo:

“Concluindo as reformas estruturais impostas ao setor elétrico no Brasil resultaram em um modelo profundamente agregador de riscos e falhas. Enquanto no modelo anterior os desequilíbrios existentes eram, de certa forma, repartidos por toda sociedade, sob a forma de tarifas e de aumento de carga tributária, no presente, todos os riscos, existentes e percebidos, são repassados diretamente aos consumidores, sob forma de tarifas corrigidas acima da inflação, encargos emergenciais, ou de manipulação de oferta” (SAUER, 2003, p.34).

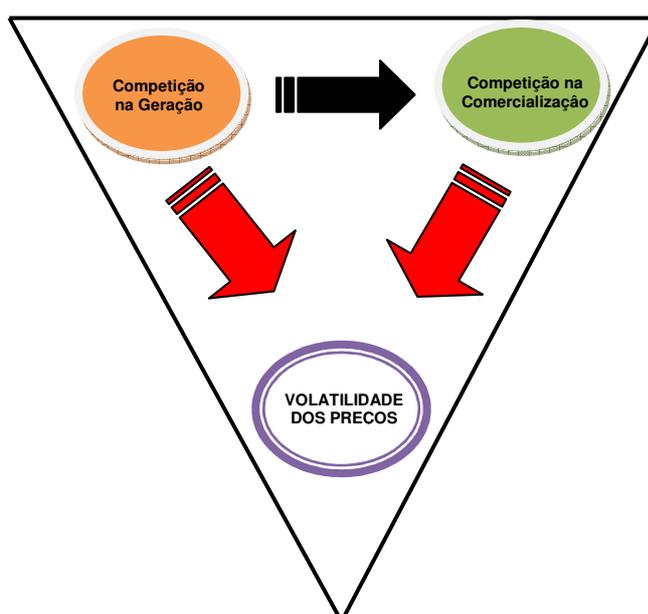


Figura 4.3- Riscos na Expansão do Setor Elétrico

A figura 4.3 descreve a volatilidade dos preços aos consumidores finais, precedidas de uma competição dos agentes de geração e comercialização de energia. Quando o estado assume o papel de gestor dos ativos de geração que atualmente representa mais de 70% do parque gerador, esse efeito não é observado. Com o advento de empresas públicas no setor de geração, é permitida a execução de arranjos antieconômicos que podem comprometer o preço final do produto ofertado frente à gestão do ativo feita pela iniciativa privada.

Para Sauer, no caso brasileiro, um país com uma demanda em expansão, restrição da oferta e graves problemas sociais, as condições para que abusos sejam cometidos são muito prováveis, visto que o setor guarda características de monopólio vertical, passível de acumulação de rendas. Tendo o Estado como regulador e, em algumas vezes investidor, pode acarretar prejuízo para o mercado que pode ser ao mesmo tempo o planejador e o empresário cumprindo os dois papéis de maneira simultânea com assimetria de informações em relação aos demais interessados, ocasionando uma fuga dos investimentos privados para o setor.

Os riscos apontados por Sauer denotam a grande preocupação na volatilidade dos preços de energia promovida pela vultosa concentração de geradores e comercializadores no setor, que por sua vez sinalizam os preços de energia simplesmente pelas leis de mercado.

Neste contexto surgem os investidores interessados na construção das próprias usinas que, via de regra, tem concessão do governo por um período de 30 anos, prorrogáveis. Isto se deve ao fato das indústrias consumirem quase a metade da energia elétrica produzida no país, necessitando cada vez de energia a baixos custos de produção como única forma de garantir sua competitividade frente aos países emergentes.

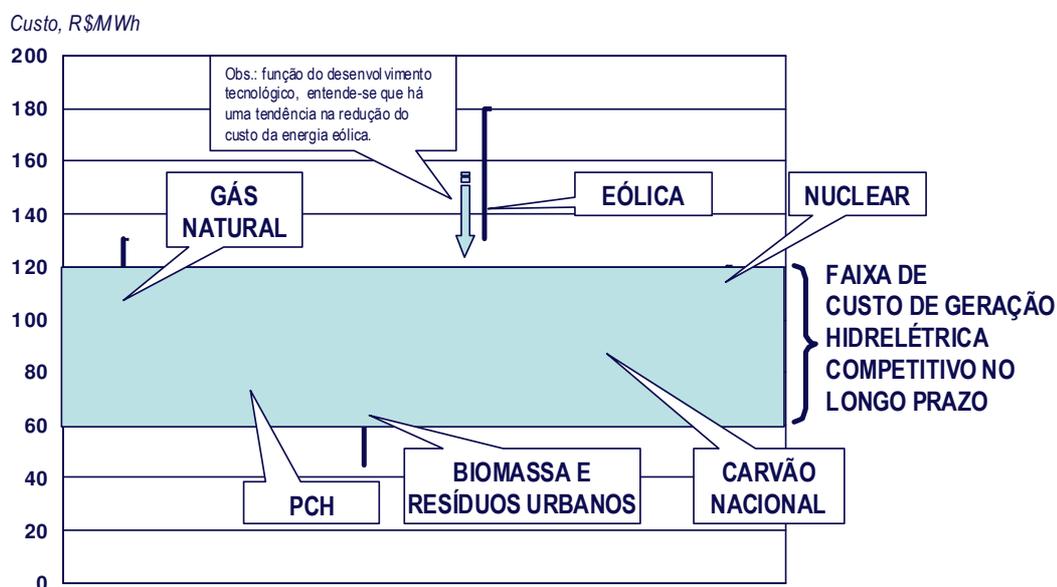
No que diz respeito ao PAC, a análise dos dados de evolução das obras não é suficiente para dimensionar o ganho que o setor auferirá no longo prazo. Um ponto positivo foi o debate quanto às necessidades do país para novas obras que possam contribuir para o incremento da capacidade instalada. A preocupação está, porém,

nos impactos financeiros que essas obras podem ocasionar ao balanço energético nacional. Não existe uma sinalização definida quanto à competitividade das alternativas quando inseridas na matriz energética atual. Aprecia-se a atitude do governo para a questão que esta sendo colocada na pauta nacional com pareceres parciais sobre a evolução do processo.

CAPÍTULO 5 - SIMULAÇÃO DE INVESTIMENTOS EM EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS NO BRASIL

Os investimentos em usinas hidrelétricas por parte da iniciativa privada têm demonstrando forte tendência de expansão desde a privatização das empresas de energia na década de 90. O novo marco regulatório instituído a partir de 2003 possibilitou a inserção de investimentos em autoprodução por parte das indústrias de eletro-intensivos que, na sua maioria vêm a alternativa vantajosa do ponto de vista econômico, tendo em vista a grande volatilidade dos preços, com grande influência do despacho hidro-térmico realizado pelo Operador Nacional do Sistema.

Neste sentido, a grande procura é verificada nas fontes de energia de menor custo, onde estão localizadas as hidrelétricas, biomassa, PCH's entre outras. A Figura 5.1 ilustra as alternativas de suprimento de energia a partir dos custos de produção. A faixa de R\$ 60 a R\$ 120,00 aponta o custo de geração competitivo no longo prazo. Os leilões de energia velha seguiram esta regra com valores entre R\$ 57,00 e R\$ 73,00. Já para os leilões de energia nova, os blocos de energia comercializados tiveram os preços majorados em relação à energia velha.



Observação: Considera custo de investimento, operacionais e combustíveis, taxa de desconto de 8% ao ano (Desconsidera encargos setoriais, custos de financiamento e impostos)

Fonte: EPE

Figura 5.1 - Competitividade das fontes de geração de eletricidade

Com esse movimento apontando para uma forte ascensão dos preços da energia surge a proposta do plano de aceleração do crescimento, em parceria com o BNDES para melhorar as condições de financiamento à geração hídrica, fontes alternativas, termoelétrica e de transmissão motivando a participação de mais investidores privados interessados pelas obras de infra-estrutura energética.

Segundo o diretor da FIESP, Paulo Skaf, se não houvesse o mínimo de confiança no país, ele diz, essas obras não atrairiam o setor privado. Na avaliação do diretor da FIESP, Saturnino Sérgio Silva (2007), os setores de transportes e energia são atrativos neste novo contexto proposto, mas ainda é preciso o aperfeiçoamento de suas regras.

Segundo o BNDES, o nível de participação do Banco em novos projetos para construção de hidroelétricas tem se limitado a 35% do investimento total. A composição do *funding* restante tem se realizado com 30% de recursos próprios e 35% de debêntures lançadas no mercado. Os relatórios da instituição apontam que desde 1995, contratou operações que aumentaram a capacidade instalada do setor em 6.027 MW. Entre os projetos com financiamento apoiados pelo Banco, os mais importantes são os das hidroelétricas Serra da Mesa (GO), com 1.293 MW de potência, Itá (RS), com 1.450 MW, Machadinho (RS), com 1.140 MW, e Lajeado (TO), com 850 MW. Esses projetos envolvem investimentos totais de R\$ 4,29 bilhões e uma participação do Banco de R\$ 1,90 bilhão.

Tabela 5.1- Participação do BNDES nos Projetos

R\$ Mil			
Ano	Operações Contratadas	Investimento Total	Participação BNDES (%)
1995	1.147.708	1.479.577	77,6
1996	1.002.635	3.061.888	32,7
1997	108.172	214.184	50,5
1998	1.065.354	1.885.555	56,5
1999	1.337.375	3.000.841	44,6
2000	1.048.263	3.765.964	27,8
Total	5.709.507	13.408.009	42,6

Fonte: BNDES em:

< http://www.bndes.gov.br/conhecimento/resposta_tip.asp?publicacao=Informes>

Acesso em 02/04/2008.

Observações: Notas: 1) Foram excluídas as operações de antecipação de recursos aos estados por conta de privatização e operações especiais (leilões). 2) O investimento anual médio foi de R\$ 2,2 bilhões no período analisado.

A privatização dos setores de infra-estrutura trouxe novos desafios, diante da necessidade de operar junto a entes privados as concessões de serviço público, que por sua vez tem como premissa a não execução de seus ativos pela característica de vinculação à administração pública, com foco no interesse coletivo. Desta maneira, uma solução jurídica adotada tem sido a figura da garantia de recebíveis, materializada pelo mandato conferido a um agente financeiro que funciona como um agente fiduciário, para reter em conta especial os valores decorrentes dos créditos dos projetos financiados.

Neste sentido, seguindo uma tendência mundial, o Brasil através do BNDES vem disponibilizando financiamento para obras de infra-estrutura via Project Finance¹⁰⁶, que tem como premissa o auxílio financeiro sustentado contratualmente pelo fluxo de caixa de um projeto, que é dado em garantia, que é composto pelos ativos do projeto a serem adquiridos e os valores recebíveis ao longo do projeto.

Segundo FINNERTY (1999), o Project Finance pode ser idealizado “como a captação de recursos para financiar um projeto de investimento de capital economicamente separável, no qual os provedores de recursos vêem o fluxo de caixa vindo do projeto como fonte primária de recursos para atender ao serviço de seus empréstimos e fornecer o retorno sobre o seu capital investido no projeto”. A elaboração e a utilização do Project Finance requerem ações cautelosas que visem determinar a distribuição dos riscos e retornos entre as partes envolvidas de forma equilibrada e aceitável.

106 O Project Finance originou-se no século XIII, quando a Coroa Britânica negociou empréstimo do Frescobaldi, um dos principais banqueiros de investimentos da época, para desenvolver as minas de prata da região de Devon na Inglaterra. Na década de 80 ressurgiu quando era utilizado para financiar a produção de energia na Inglaterra.

5.1 Premissas para Análise dos dados

5.1.1 Custo Marginal de Operação

Atualmente o Preço de Liquidação de Diferenças tem sido usado pelo mercado em geral como fonte de formação de preço da energia futura. Os agentes utilizam-se das indicações dos Custos Marginais de Operação para indicar a tendência dos contratos de longo prazo, sujeitando-se aos preços de operação do sistema hidro-térmico, fortemente atrelado aos níveis dos reservatórios, que dependendo da época do ano sofre maior ou menor complementaridade das usinas abastecidas por combustíveis fósseis, que oneram o sistema como um todo. Para fins de análise estão expostos as previsões de PMO obtidas a partir de projeções do PLD utilizando o programa computacional *NEWAVE*¹⁰⁷ no dia 25/03/2008¹⁰⁸. A Tabela 5.2 apresenta os valores que resultaram da rodada do aplicativo com as médias mensais dos patamares leve, médio e pesado para cada mês do ano por subsistema.

¹⁰⁷ Modelo de otimização para o planejamento de médio prazo (Até 5 anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes, determinando a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio, que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de outras etapas (de mais curto prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. Nesse modelo, faz-se a representação da carga em patamares, e a consideração dos limites de interligação entre os subsistemas.

¹⁰⁸ As premissas de entrada de UHE'S indicadas pelo Governo no Plano Decenal foram mantidas.

Tabela 5.2 – Custos Marginais de Operação – Rodada do NEWAVE

Subsistema Norte												
Anos	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2008				112,56	122,19	132,57	148,61	155,27	158,08	160,01	133,02	135,06
2009	131,63	103,95	66,81	95,19	169,04	174,37	166,43	162,69	178,29	174,28	114,24	138,74
2010	90,00	104,66	132,11	156,69	215,06	246,00	243,79	256,29	271,84	228,52	202,03	185,42
2011	124,73	134,54	148,45	192,37	249,19	251,04	262,95	286,22	272,14	261,41	218,21	213,31
2012	158,64	147,69	148,40	177,03	219,68	255,11	256,00	249,46	234,31	272,98	234,99	211,28
Subsistema Nordeste												
Anos	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2008	-	-	-	93,25	112,68	121,79	131,56	148,17	158,58	160,26	164,06	141,35
2009	128,07	137,66	134,88	131,27	152,16	161,40	164,46	156,58	152,49	171,06	164,35	102,64
2010	72,13	90,83	117,14	141,69	164,25	203,36	223,32	225,30	239,63	257,22	217,26	191,22
2011	154,45	126,79	138,80	155,91	193,94	243,76	242,61	254,30	277,39	265,01	251,04	204,78
2012	174,08	156,27	150,44	154,16	180,07	212,80	238,75	238,72	233,20	228,15	255,61	204,29
Subsistema Sul												
Anos	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2008	-	-	-	97,91	116,37	120,96	130,16	145,46	143,26	142,06	143,16	131,25
2009	138,84	159,37	171,32	164,92	170,13	169,61	168,75	160,42	156,06	166,48	166,25	122,40
2010	89,13	113,42	153,90	192,76	217,22	231,86	257,89	250,59	256,49	265,14	232,50	213,92
2011	179,36	151,09	176,40	202,08	235,96	261,45	262,66	271,69	289,34	271,87	266,38	237,74
2012	213,14	204,19	215,58	232,04	248,02	237,82	264,62	271,11	270,34	272,86	304,13	269,10
Subsistema Sudeste/Centro Oeste												
Anos	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2008	-	-	-	97,18	115,92	122,52	131,75	146,35	146,67	147,76	146,45	131,08
2009	137,05	155,00	164,28	161,49	170,41	172,43	174,40	166,87	165,56	181,95	178,35	125,63
2010	88,87	112,51	153,57	194,53	221,19	241,12	270,89	266,23	283,58	291,85	248,04	217,77
2011	180,52	151,22	175,64	203,22	243,01	273,72	275,59	284,57	312,40	301,91	288,91	241,64
2012	213,76	204,19	213,67	233,09	253,02	247,70	279,55	289,39	298,44	304,38	322,27	275,34

Fonte: PMO ABRIL - 2008 (SINT) 25/3/2008 18:23:15, Níveis previstos p 31-03

Observações: Dados dos três primeiros meses do ano de 2008 já haviam sido realizados.

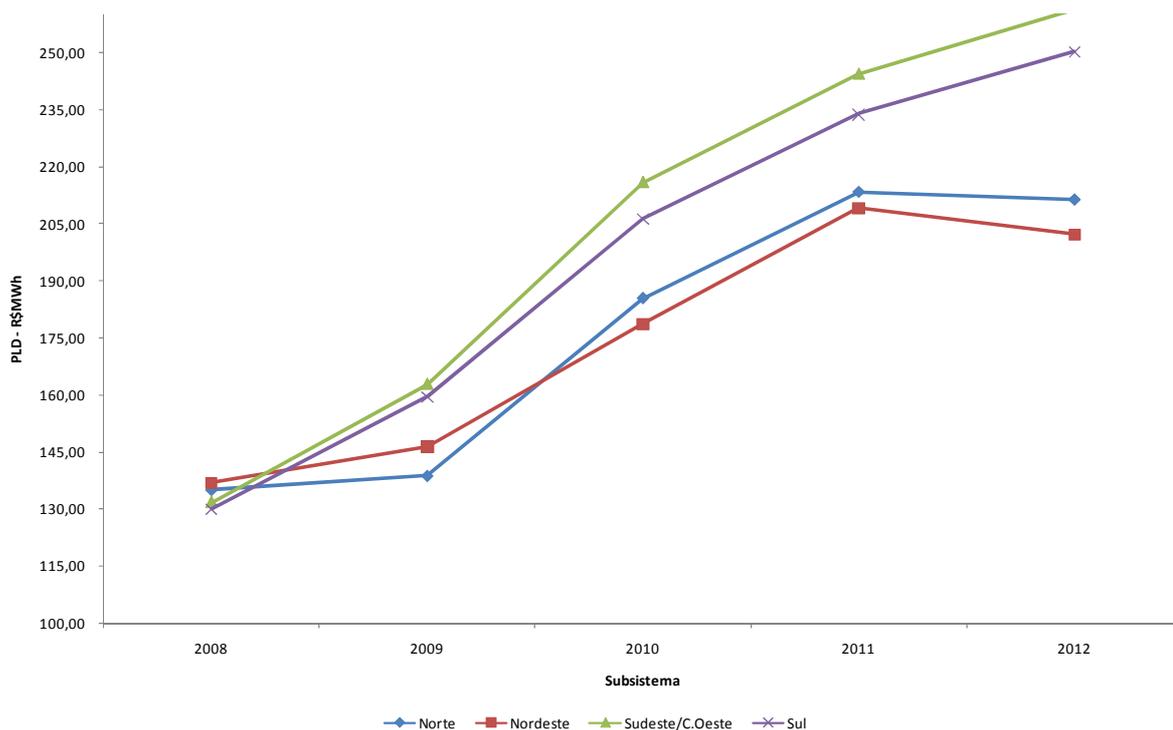
Os dados de saída indicam a grande volatilidade entre os anos. A região que possui maior consumo de carga (Subsistema Sudeste/Centro-Oeste) apresentou nos anos de 2011 e 2012 valores superiores a 300,00 R\$/MWh. A combinação (mix) dos preços de sub-mercados estão descritos na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Consolidação dos Dados Anuais de Rodada do Newave

Anos	Norte	Nordeste	Sudeste/C.Oeste	Sul	Média SIN
2008	135,06	136,86	131,70	130,07	133,42
2009	138,74	146,42	162,79	159,55	151,88
2010	185,42	178,61	215,84	206,23	196,53
2011	213,31	209,06	244,36	233,84	225,14
2012	211,28	202,21	261,23	250,25	231,24

Fonte: PMO ABRIL - 2008 (SINT) 25/3/2008 18:23:15, Níveis previstos p 31-03

Observações: Dados dos três primeiros meses do ano de 2008 já haviam sido realizados.



Fonte: PMO ABRIL - 2008

Gráfico 5.1 – Projeção do Custo Marginal de Operação

O Gráfico 5.1 agrega as médias dos valores do Custo Marginal de Operação discretizados anteriormente na Tabela 5.3. Para efeito de comparação entre a energia proveniente da UHE com os dados de mercado. Outra fonte de informação utilizada foram os valores médios anuais dos custos marginais de operação apontados no Plano Decenal de Expansão 2007-2016, considerando a tolerância de até 140 R\$/MWh, a partir de 2010.

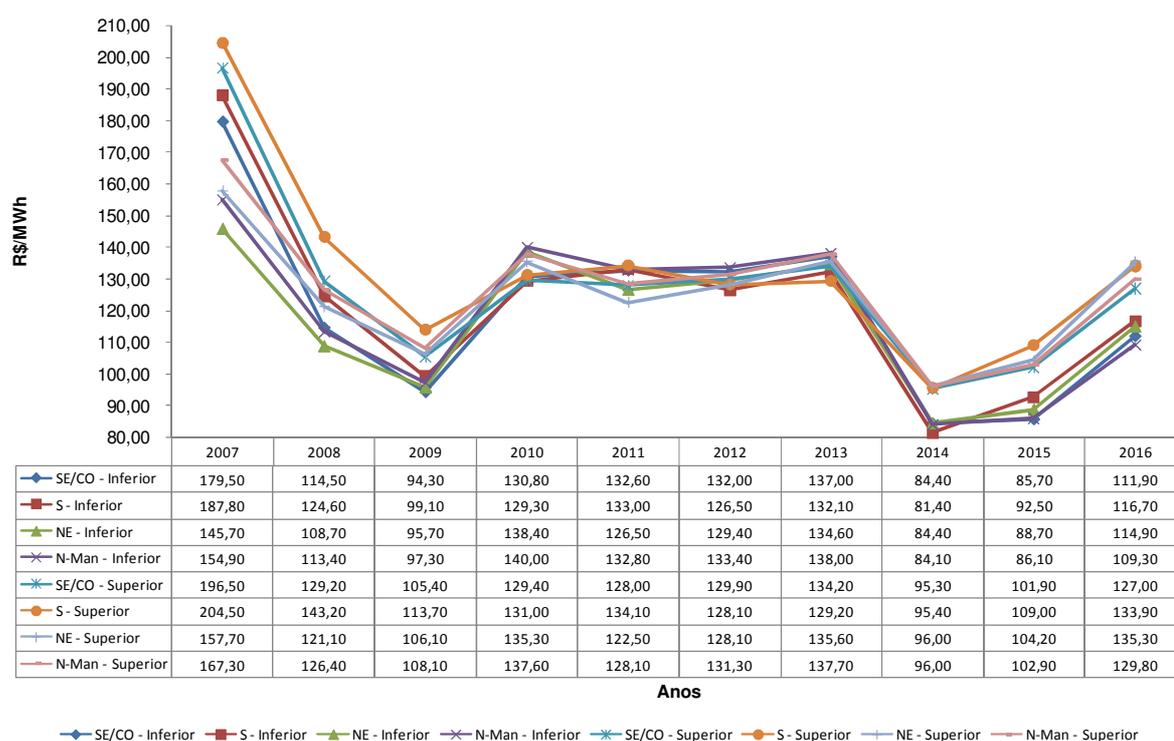
A Tabela 5.4, traz os valores de PLD previstos pela EPE para os casos: pessimista (inferior) e otimista (superior). A diferença entre os dois cenários está basicamente na evolução da oferta de energia elétrica no período de 2007 a 2012.

Tabela 5.4 – Custos Marginais – Plano Decenal 2007-2016

Ano	Custos Marginais de Operação médios anuais (R\$/MWh)							
	Trajetória Inferior				Trajetória Superior			
	SE/CO	S	NE	N/Man	SE/CO	S	NE	N/Man
2007	179,50	187,80	145,70	154,90	196,50	204,50	157,70	167,30
2008	114,50	124,60	108,70	113,40	129,20	143,20	121,10	126,40
2009	94,30	99,10	95,70	97,30	105,40	113,70	106,10	108,10
2010	130,80	129,30	138,40	140,00	129,40	131,00	135,30	137,60
2011	132,60	133,00	126,50	132,80	128,00	134,10	122,50	128,10
2012	132,00	126,50	129,40	133,40	129,90	128,10	128,10	131,30
2013	137,00	132,10	134,60	138,00	134,20	129,20	135,60	137,70
2014	84,40	81,40	84,40	84,10	95,30	95,40	96,00	96,00
2015	85,70	92,50	88,70	86,10	101,90	109,00	104,20	102,90
2016	111,90	116,70	114,90	109,30	127,00	133,90	135,30	129,80

Fonte: EPE, Plano Decenal 2007-2016

Observação: N/Man – Sistema Norte:Manaus



Fonte: EPE, Plano Decenal 2007-2016

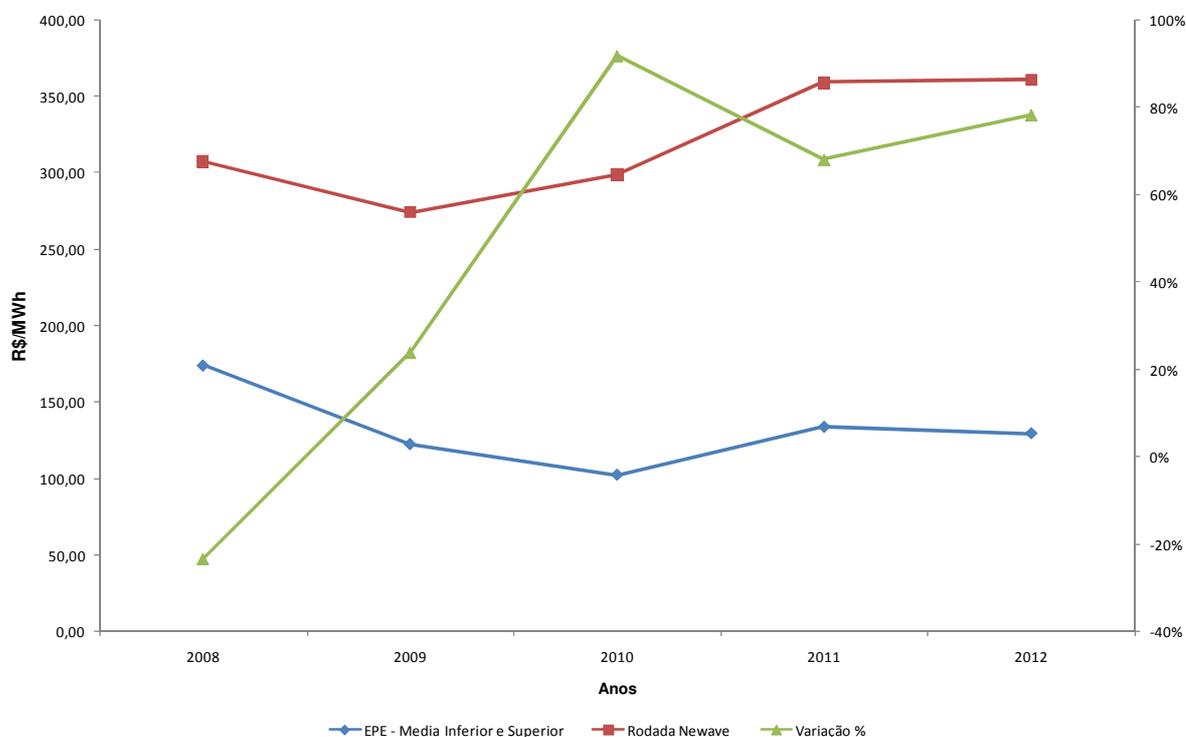
Gráfico 5.2 – Projeção dos CMO's da EPE: Trajetórias Inferior¹⁰⁹ e Superior¹¹⁰

O confronto entre as alternativas de suprimento por submercado de utilização de energia está descrita no Gráfico 5.2. A compilação destes dados é mostrada no

109 Pessimista

110 Otimista

Gráfico 5.3, juntamente com simulação do programa NEWAVE desenvolvida no mês em 25/03/2008.



Fonte: EPE, PMO

Gráfico 5.3 – Comparativo Rodada Newave e Projeção EPE

5.1.2 Contratos de Longo Prazo

Uma das praxes do setor elétrico é a formalização antecipada de contratos de longo prazo, os chamados contratos bilaterais. Geralmente, devida a antecedência em relação à data de início de fornecimento e longo período de duração do contrato, esses contratos apresentam menos aderência aos preços praticados no curto prazo. Em consulta informal às comercializadoras foi obtido um valor médio de R\$ 140,00/MWh para os contrato com prazo superior a dez anos. Os empreendimentos que serão analisados irão levar em consideração o preço do contrato de longo prazo como referência para a decisão de investimentos em ativos de geração em detrimento a acordos bilaterais com período estendido.

5.1.3 Ambiente de Contratação Cativa

Para efeitos de comparação, foram considerados os valores médios de repasse dos mix de compra mais os custos adicionais que o consumidor do Ambiente de Contratação Regulada está sujeito. Ressalte-se que o advento do realinhamento tarifário que foi concluído no ano de 2007 para a maioria das distribuidoras de energia, os valores de energia repassados ao consumidor final são iguais para todos os níveis de tensão. Na formação da tarifa de energia, além dos valores da compra efetuada para a concessionária, são incluídas as despesas com o transporte de Itaipu, bem como perdas na rede básica, encargos de serviço de sistema, P&D, TFSEE. A Tabela 5.5 consolida os dados consistentes de projeção tarifária, a partir do estudo das informações de cada concessionária no ano de 2007, por ocasião dos seus respectivos reajustes tarifários.

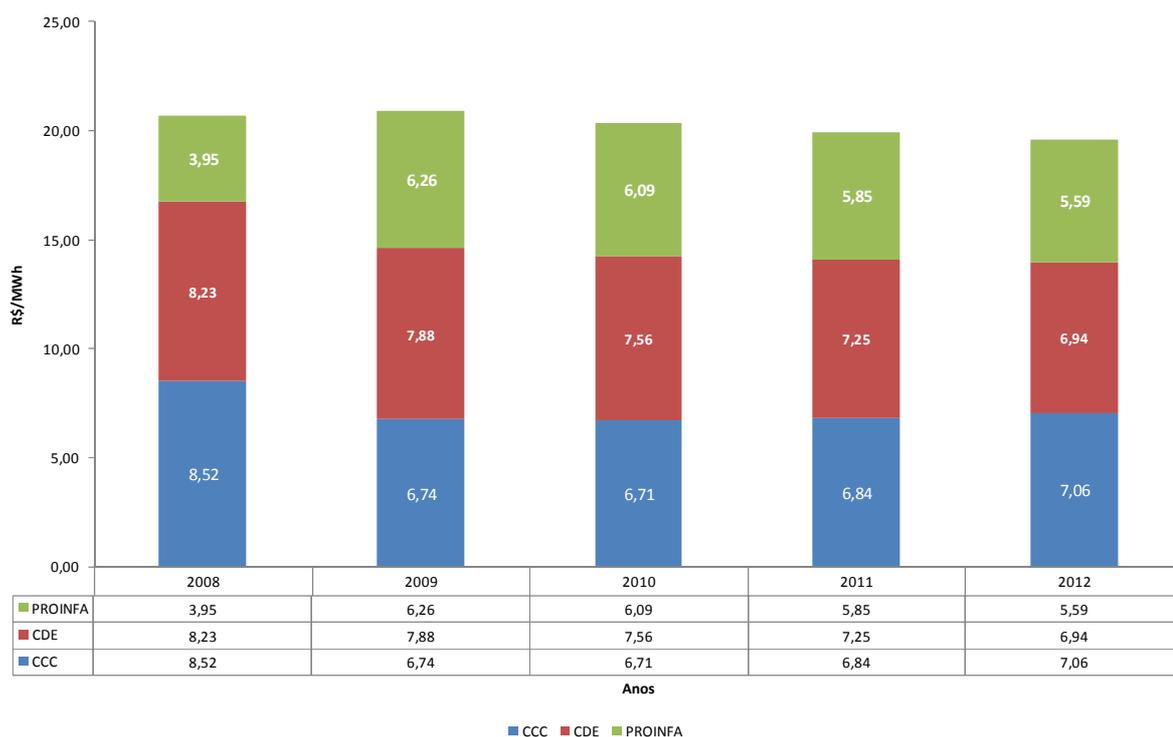
Tabela 5.5 – Projeção Tarifas – Ambiente de Contratação Regulada

	R\$/MWh			
CONCESSIONÁRIA	2008	2009	2010	2011
AES SUL	119,45	119,18	123,90	125,52
AMPLA / CERJ	129,97	132,86	134,54	135,02
BANDEIRANTE	113,41	113,49	118,37	118,02
CEB	123,07	125,05	124,35	123,77
CEEE	123,14	124,37	124,77	124,28
CELESC	135,56	132,15	132,50	133,92
CELPE	124,85	125,84	131,63	131,15
CELTINS	148,80	150,75	151,82	150,87
CEMAT	140,41	139,94	140,16	139,20
CEMIG	136,94	129,87	132,54	134,88
COELCE	96,84	97,97	102,65	104,19
COPEL DISTRIBUIÇÃO	110,20	111,63	113,49	114,13
CPFL	140,27	141,61	141,18	139,52
ELEKTRO	107,78	110,36	112,19	112,72
ELETROPAULO	127,52	127,42	127,86	127,34
ENERGIPE	104,32	114,26	116,16	117,33
ENERSUL	128,60	129,90	130,83	131,23
LIGHT	137,56	138,35	139,57	139,15
NACIONAL	108,44	107,99	109,55	112,66
PIRATININGA	166,45	163,02	161,25	151,16
SAELPA	122,94	126,07	127,90	128,26
COELBA	116,63	120,68	123,26	124,87
CELPA	111,89	116,86	121,86	123,87
ESCELSA	115,06	112,70	121,95	123,21
MEDIA	124,59	125,51	127,68	127,76

Fonte: Elaboração própria, NT diversas da ANEEL

5.1.4 Autoprodução/Produção Independente – Com Desconto de Encargos

Conforme descrito no Capítulo 3, os autoprodutores e produtores independentes a partir da publicação da Resolução Normativa nº 166 de 10 de outubro de 2005, passaram a auferir desconto nos valores correspondentes aos encargos da TUSD que englobam a CCC, CDE e o PROINFA. A partir da análise dos dados de mercado nacionais e as previsões de gastos anuais com os encargos, aponta-se projeção para os valores unitários de cada um dos encargos para o período de análise.



Fonte: Elaboração Própria, relatórios ANEEL e ELETROBRAS

Gráfico 5.4 – Evolução dos Encargos Setoriais

O Gráfico 5.4 revela os valores de CCC, CDE e PROINFA projetados para análise totalizando R\$ 20,70, R\$20,89, R\$ 20,36, R\$ 19,94 e R\$ 19,59, para os anos de 2008 a 2012 respectivamente. Nos valores correspondentes ao MWh estabelecidos por PPA (UHE Itá) e/ou por aporte de recursos (UHE Machadinho), foram descontados os valores da TUSD que os autoprodutores e produtores independentes auferem por MWh para o auto-consumo.

5.1.5 Autoprodução/Produção Independente – Sem Desconto de Encargos

Considerados os valores de PPA (UHE Itá) e dos aportes de recursos (UHE Machadinho), desconsiderando os valores de desconto por MWh auto-consumido. Efetivamente os valores de descontos dados aos autoprodutores são dados na tarifa do fio, mas para fins de comparação, o trabalho deduz no valor da energia direcionada ao consórcio, para que as alternativas (que não possuem desconto de encargo da TUSD, estejam alinhadas)

5.2 Apresentação - Caso nº 1 – Consórcio ITASA

O projeto da hidrelétrica destaca-se pelo pioneirismo na concessão compartilhada de energia e o primeiro project finance da área energética. Os autoprodutores (sócios) desta obra participam nos seguintes contratos: arrendamento, concessão, consórcio, O&M¹¹¹ e transmissão.

Consórcio Itá



Fonte: Site do Consórcio

Figura 5.2 – Composição Societária da Empresa

5.2.1 Antecedentes históricos

O consórcio foi formado a partir da união de empresas interessadas em um investimento de geração que possuía uma estatal liderando o processo de parceria para sua construção. Os desdobramentos finais do processo são descritos a seguir:

- ✓ 1994: Processo licitatório internacional iria definir o parceiro da Eletrosul no empreendimento. O vencedor seria definido através do cálculo do benefício econômico¹¹² total que ofereceria. Venceu o Consórcio Itá Energética S.A. (Itasa), formado pela Companhia Siderúrgica Nacional (CSN), OPP Odebrecht Química S.A. e Companhia de Cimento Itambé.

¹¹¹ Operação e Manutenção

¹¹² Quantidade de energia ofertada equivalente aos investimentos ora realizados, atrelados à quantidade e ao preço de energia excedente a que a estatal teria direito.

- ✓ 1995: Os membros do Consórcio Itá, formado pela Eletrosul (39% de participação) e Itasa (61%), assinaram com o Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica (DNAEE) o contrato que lhes garantiu a concessão para a geração e exploração da energia elétrica em Itá por 35 anos.
- ✓ 1996: Início das obras

5.2.2 Premissas de Análise

Para análise do empreendimento considera-se que todos os estudos que enquadram a definição de objetivos e adequação de critérios para a cobertura do financiamento estão alinhados. O principal objetivo é a avaliação da relação custo-benefício entre o investimento no empreendimento versus alternativas de compra de energia existentes no mercado, baseadas na aquisição do produto no mercado livre e no mercado cativo.

A usina que possui 720 MW médios de energia assegurada, caracterizou-se pelo valor de 1.189 US\$/kW instalado, sendo que 53% do total da obra foi financiado com capital estrangeiro. Quanto aos recursos para investimentos, a companhia dispôs de três fontes básicas, das quais a principal foram recursos do BNDES sob a forma de empréstimo-ponte, tendo sido liberados R\$ 112 milhões durante o ano 2000. Os controladores da empresa aportaram R\$ 12 milhões sob a forma de capital, e as receitas de venda de energia somaram R\$ 44 milhões.

Os financiamentos foram negociados com BNDES e Unibanco ao longo do exercício de 2000, através da montagem de uma estrutura de financiamentos de longo prazo para o projeto, que resultou, em março de 2001, na amortização parcial e alongamento do perfil da dívida de curto prazo da ITASA junto ao BNDES, referente a empréstimos-ponte. Para um saldo devedor dos empréstimos-ponte de R\$ 717,2 milhões em 15 de março de 2001, a operação compreende:

- Amortização direta com recursos próprios da ITASA: R\$ 7,2 milhões;
- Amortização de R\$ 168 milhões via empréstimo-ponte do Unibanco, por sua vez liquidado em 23 de março de 2001 com recursos captados pela ITASA por meio

da emissão de 16.800 debêntures¹¹³ de valor unitário de R\$ 10.000,00, colocadas junto a diversos investidores, com data de emissão de 1º de dezembro de 2000, em duas séries com as seguintes características:

Tabela 5.6 – Amortização da Dívida

	1º Período	2º Período
Amortização	10 parcelas anuais, de 01/12/2004 a 01/12/2013	10 parcelas anuais, de 01/06/2004 a 01/06/2013
Direito de venda (“put” ¹¹⁴ contra o BNDES)	02/12/2003	02/06/2004
Atualização monetária e juros	IGP-M + 11,2% a.a. até 01/12/2003 e IGP-M + 9,4% a.a. após essa data	IGP-M + 11,2% a.a. até 01/06/2004 e IGP-M + 9,4% a.a. após essa data

Fonte Relatório da Administração - ITÁ ENERGÉTICA S.A.

- Amortização via operação de repasse no valor total de R\$ 300 milhões, contratada junto a diversos bancos comerciais;
- Conversão em dívida de longo prazo junto ao próprio BNDES, do saldo não amortizado do empréstimo-ponte, no montante de R\$ 242 milhões.

As condições da operação de repasse, bem como do empréstimo BNDES, foram:

- ✓ Carência de 6 meses, com amortização mensal em 12 anos, iniciando-se em 15/10/2001 e terminando em 15/09/2013;
- ✓ Encargos iguais à variação da TJLP + 3,85% a.a. (repasse) e
- ✓ TJLP¹¹⁵ + 4,0% a.a. (BNDES).

Os financiamentos estão garantidos por:

- 1) Penhor dos direitos emergentes da concessão;
- 2) Penhor dos direitos creditórios da ITASA relativos aos contratos de compra e venda de energia elétrica (“PPAs”) firmados com seus controladores, abrangendo a totalidade da Energia do Projeto Rateada cabível à empresa, pelo prazo de 15 anos;

¹¹³ Debêntures são valores mobiliários emitidos pelas sociedades anônimas, representativas de empréstimos contraídos dando, ao debenturista, idênticos direitos de crédito contra as sociedades.

¹¹⁴ Opção de Venda.

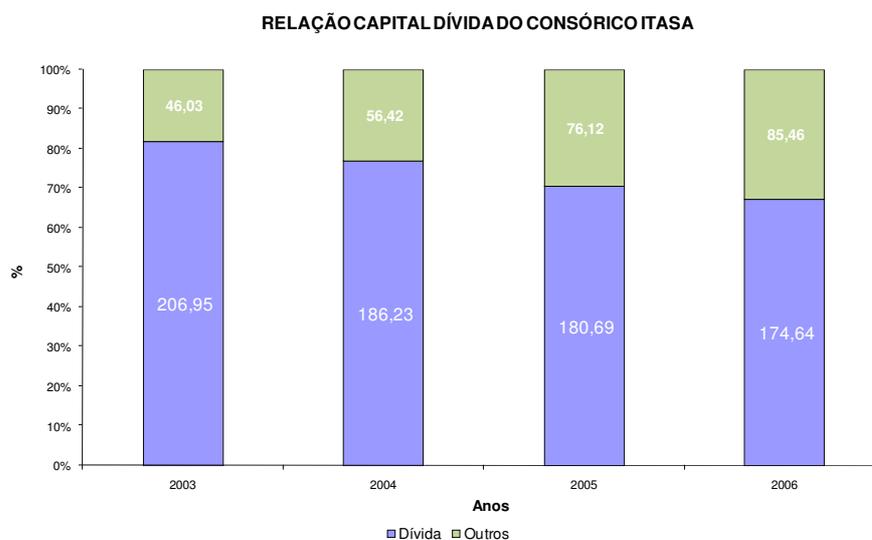
¹¹⁵ A Taxa de Juros de Longo Prazo: custo básico dos financiamentos concedidos pelo BNDES.

3) Caução das ações da ITASA

Tabela 5.7 – Origem e Aplicações dos Recursos do Consórcio

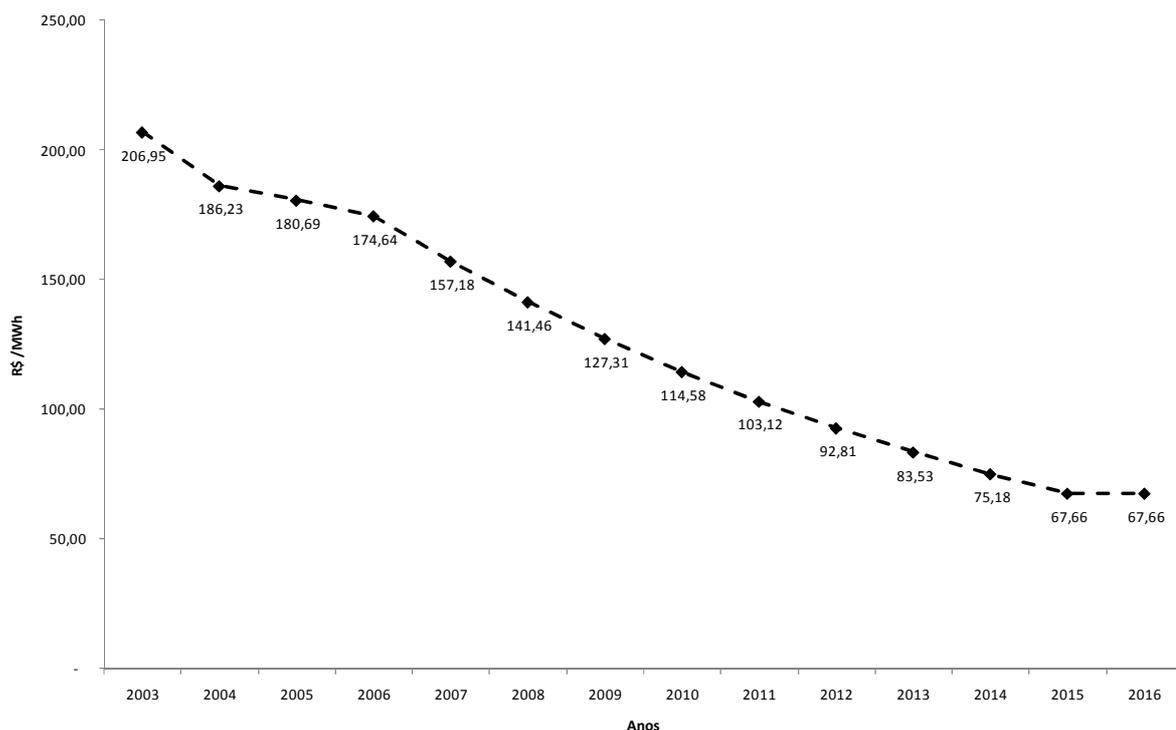
Usos – Fase Final	US\$ milhões	%
Obra	639	75%
Encargos Financeiros	124	14,5%
Despesas Operacionais	27	3,1%
Seguros	19	2,2%
Outros	44	5,2%
Saldo	3	-
Totais - Usos	856	100%
Fonte – Fase Final	US\$ milhões	%
Total Capital Próprio	2167	42%
Aporte dos Acionistas	306	-
Venda de Energia	54	-
Total Capital Terceiros	455	53,2%
BNDES	216	-
Repasse	153	-
Debêntures	86	-
Venda de Energia	33	3,9%
Outros	8	0,9%
Totais - Fontes	856	100%

Fonte: Bonomi (2004)



Fonte: Dados do Consórcio

Gráfico 5.5 – Evolução do Endividamento do Consórcio ITASA



Fonte: EPE, PMO

Gráfico 5.6 – Valor dos PPA's firmados entre o Consórcio e Consorciados

Os Gráficos 5.5 e 5.6, apresentam respectivamente a relação capital e dívida do consórcio e os valores finais da energia elétrica associados à manutenção, operação e pagamento da dívida do empreendimento.

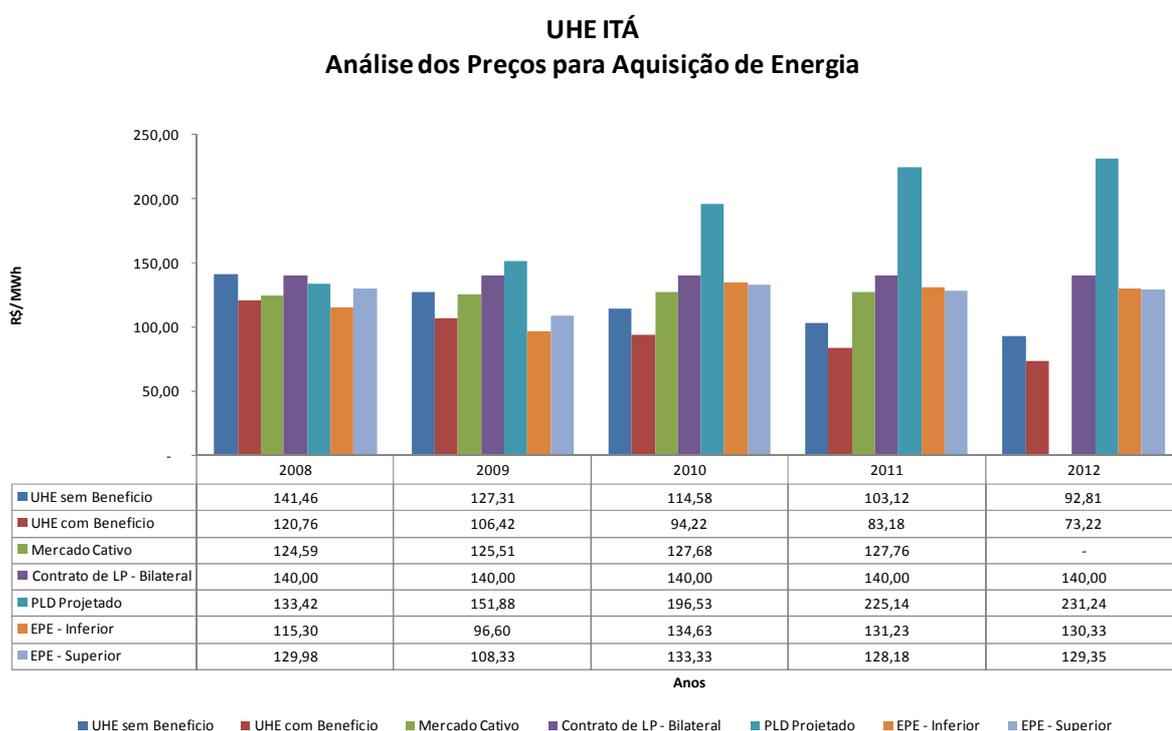
Tabela 5.8 – Balanço Patrimonial do Consórcio ITASA

BALANÇO PATRIMONIAL								
ATIVO	2003	AV	2004	AV	2005	AV	2006	AV
CIRCULANTE	150.252	12%	54.885	5%	66.067	6%	74.786	7%
Disponível e aplicações financeiras	30.727	2%	17.935	2%	39.713	3%	47.846	4%
Duplicatas a receber	25.038	2%	26.357	2%	21.509	2%	22.374	2%
IR e CS a recuperar	546	0%	4.049	0%	704	0%	516	0%
Despesas antecipadas	88.660	7%	2.094	0%	593	0%	361	0%
IR e CS diferidos	5.251	0%	3.430	0%	2.528	0%	3.381	0%
Diversos créditos de curto prazo	30	0%	1.020	0%	1.020	0%	308	0%
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	7.813	1%	13.942	1%	9.521	1%	3.743	0%
Impostos a recuperar	290	0%	269	0%	182	0%	182	0%
IR e contribuição social diferidos	-	0%	11.058	1%	6.436	1%	914	0%
Despesas antecipadas	7.523	1%	-	0%	-	0%	-	0%
Diversos créditos de longo prazo	-	0%	2.615	0%	2.903	0%	2.647	0%
PERMANENTE	1.147.189	88%	1.105.752	94%	1.064.089	93%	1.022.962	93%
Imobilizado bruto	1.034.286	79%	1.007.729	86%	980.947	86%	954.701	87%
Diferido	112.903	9%	98.023	8%	83.142	7%	68.261	6%
TOTAL DO ATIVO	1.305.254	100%	1.174.579	100%	1.139.677	100%	1.101.491	100%
PASSIVO	2003	AV	2004	AV	2005	AV	2006	AV
CIRCULANTE	192.856	15%	108.855	9%	104.004	9%	109.533	10%
Fornecedores	20.446	2%	18.343	2%	15.728	1%	20.617	2%
Empréstimos e financiamentos	52.720	4%	54.429	5%	56.152	5%	56.924	5%
Adiantamentos de clientes	93.109	7%	1.453	0%	-	0%	-	0%
Impostos a pagar	1.665	0%	2.318	0%	2.134	0%	2.052	0%
Salários e encargos a pagar	113	0%	191	0%	293	0%	305	0%
Debêntures	24.803	2%	27.388	2%	20.278	2%	22.595	2%
Dividendos a pagar		0%	3.233	0%	7.919	1%	6.740	1%
Outros		0%	1.500	0%	1.500	0%	300	0%
EXIGÍVEL DE LONGO PRAZO	602.262	46%	545.208	46%	489.732	43%	424.377	39%
Empréstimos e financiamentos	443.105	34%	406.831	35%	367.050	32%	318.264	29%
Debêntures	151.200	12%	134.400	11%	117.600	10%	100.800	9%
Adiantamentos de clientes	7.957	1%	-	0%	-	0%	-	0%
Provisão para contingências		0%	3.977	0%	5.082	0%	5.313	0%
PATRIMÔNIO LIQUIDO	510.136	39%	520.516	44%	545.941	48%	567.581	52%
Capital social	426.300	33%	426.300	36%	426.300	37%	448.710	41%
Reserva de capital	92.139	7%	83.836	7%	83.836	7%	61.426	6%
Reserva de lucros		0%	10.380	1%	35.805	3%	57.445	5%
Lucros (prejuízos) acumulados	-8.303	-1%	-	0%	-	0%	-	0%
TOTAL DO PASSIVO	1.305.254	100%	1.174.579	100%	1.139.677	100%	1.101.491	100%
ENERGIA ASSEGURADA	6.307.200		6.307.200		6.307.200		6.307.200	
R\$/MWh	206,95		186,23		180,69		174,64	

Fonte: Relatório Anual Stand & Poors (2007)

Observações: AV – Análise Vertical

O balanço patrimonial do consórcio aponta para um endividamento total variando entre 6% e 7% do total do passivo da empresa. Tendo em vista que a condição para a captação dos recursos delimitava o prazo de pagamento com término previsto para o ano de 2013, observamos um forte decréscimo do valor do R\$/MWh a partir desta data, concorrendo de maneira eficiente com as outras formas de aquisição de energia suportadas pelo mercado, conforme apresentado no gráfico a seguir.



Fonte: Elaboração Própria

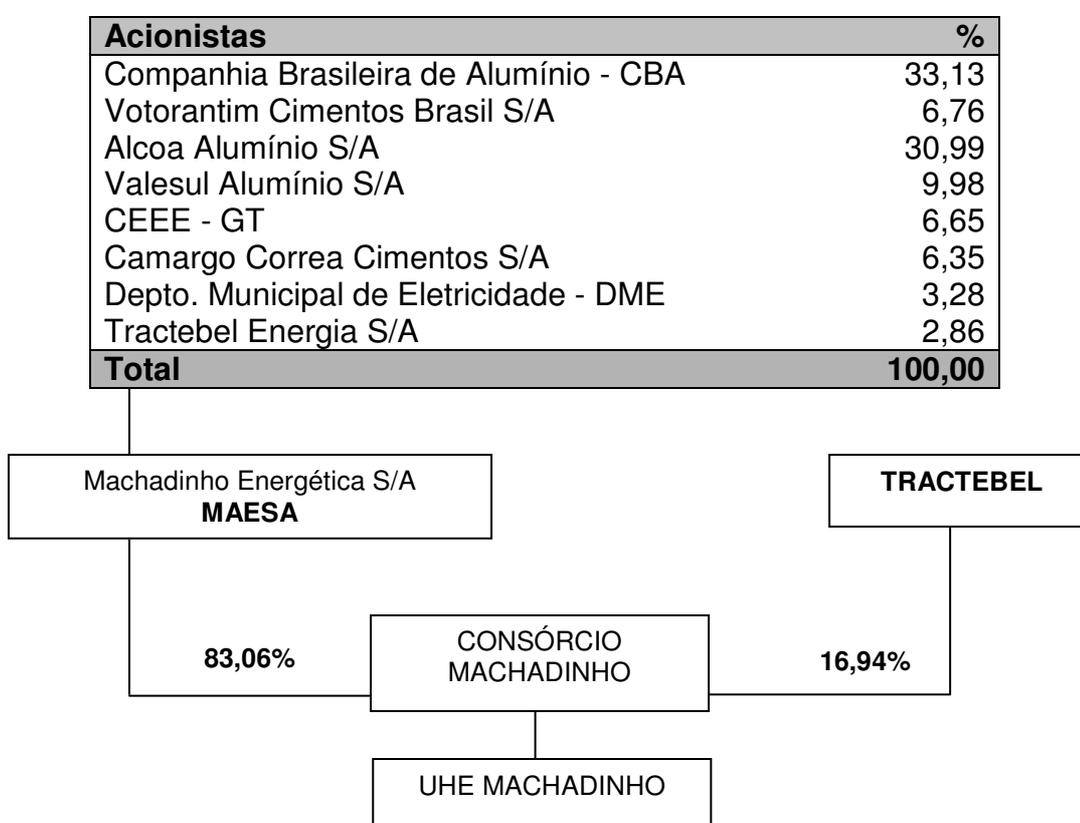
Gráfico 5.7 – Evolução dos Preços de Energia 2008 – 2012

O Gráfico 5.7 tem período de contratação de energia compreendido entre 2008-2012. Os custos atrelados aos diferentes tipos de contratação e/ou aos custos marginais de operação contemporizados para melhor análise do resultado mostram que a energia proveniente deste empreendimento hidrelétrico torna-se competitivo frente às demais alternativas de aquisição. Ressalte-se que no caso dos PPA's firmados entre consórcio e consorciados tem valores que serão reduzidos após pagamento da dívida em meados de 2013. Outro ponto são os descontos dos encargos da TUSD, que viabilizam os investimentos, que geralmente são analisados com o foco no longo prazo, contando ainda com a prerrogativa do prolongamento do contrato de concessão e conseqüentemente maior ganho para o grupo econômico.

5.3 Apresentação - Caso nº 2 – Consórcio Machadinho (MAESA)

A Machadinho Energética S.A. - MAESA é uma sociedade de propósito específico, formada em 4 de março de 1999, com o desígnio de contratar o fornecimento de bens e serviços necessários à implantação da Usina Hidrelétrica de Machadinho (UHE Machadinho), bem como a obtenção do financiamento e fornecimento de garantias correspondentes para a construção do empreendimento.

Consórcio Maesa



Fonte: Site Maesa

Figura 5.3 – Composição Acionária da Empresa

Tabela 5.9 – Participação dos Acionistas na MAESA

Companhias	Consórcio	Energia
	(%)	(MWh)
Companhia Brasileira de Alumínio - CBA	33,14	1.137,91
Alcoa Alumínio S/A	30,99	1.064,31
Valesul Alumínio S/A	9,98	342,85
Votorantim Cimentos Brasil Ltda.	6,76	232,25
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	6,66	228,64
Camargo Corrêa Cimentos S/A	6,35	218,13
Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas – DME-PC	3,29	112,98
Tractebel Energia S/A	2,82	96,93
Total	100	3.434

Fonte: Site MAESA

Observação: Em 03 de Março de 2007 a ANEEL autorizou CELESC a transferir suas ações no capital social da MAESA, bem como sua cota parte no Consórcio Machadinho e na concessão da UHE Machadinho, para as empresas ALCOA, Camargo Cimentos, CEEE-GT, CBA, DME, VALESUL e VCB explorarem a UHE Machadinho.

5.3.1 Antecedentes históricos

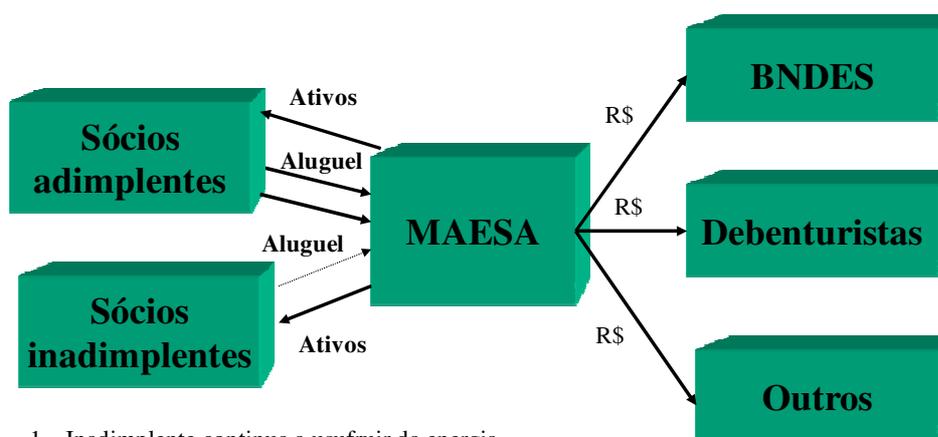
Em 5 de janeiro de 1982, por meio do Decreto nº 86.817, outorgou-se às Centrais Elétricas do Sul do Brasil – Eletrosul a concessão para o aproveitamento de energia hidráulica do Rio Pelotas, denominado Machadinho, localizado entre os Municípios de Maximiliano de Almeida (RS) e Piratuba (SC), sendo a concessão prorrogada e compartilhada pelo Decreto s/nº de 15 de janeiro de 1997. Em julho do mesmo ano, celebrou-se o Contrato de Concessão nº 009/1997 entre a União e as consorciadas integrantes do Consórcio Machadinho, para o compartilhamento da concessão da AHE Machadinho, com 1.140 MW de potência instalada tendo como consorciadas as empresas descritas na Tabela 5.7. A construção da UHE Machadinho contribuiu com um incremento de 1.140MW de potencia instalada ao sistema interligado brasileiro, com 03 (três) máquinas.

Segundo Bonomi (2007), ao longo da execução da obra a Maesa Energética contraiu dívidas e emitiu títulos de longo prazo indexados ao CDI, TJLP e esta de

moedas em montantes de R\$ 320, 305 e 35 milhões respectivamente. Os acionistas da MAESA têm o direito de receber o fornecimento garantido de 3.434 GWh por ano, enquanto a Tractebel Energia S.A. tem direito à energia gerada pelo empreendimento que exceder o volume garantido aos demais consorciados.

5.3.2 Projeto Machadinho – Security Package

Inadimplência até 90 dias: arrendamento/acordo de acionistas



1 – Inadimplente continua a usufruir da energia

2 – Adimplentes acumulam créditos contra inadimplentes

Fonte: Site Maesa

Tabela 5.10 – Quadro de Usos e Fontes

Usos R\$ Milhões		1997	1998	1999	2000	2001	2002	Total	%
1	Projetos e Construções	14,10	102,1	138,69	229,9	148,43	27,36	660,58	65,4
2	Meio Ambiente	0,11	1,82	9,34	31,49	18,49	2,41	63,66	6,3
3	Juros e Desp. Financeiras (*)	0,00	0,00	1,97	30,34	71,91	18,60	122,82	12,2
4	Itens não financiáveis	5,48	13,88	42,77	69,86	22,85	3,62	163,46	16,2
TOTAL DE USOS		19,69	117,80	197,77	361,59	261,68	51,99	1.010,52	100,0
Fontes (R\$ Milhões)		1997	1998	1999	2000	2001	2002	Total	%
1	Empréstimo de Mútuo	-	-	-	163,02	(163,02)	-	0,00	0
2	Capital Próprio	19,68	117,80	197,77	4,55	0,00	-	339,80	33,6
3	Capital de Terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-
3.1	BNDES	-	-	-	170,53	79,37	90,39	340,29	33,7
3.2	DEBÊNTURES	-	-	-	-	320,0	-	320,0	31,7
3.3	Juros capitalizados	-	-	-	23,49	24,04	(38,39)	9,14	0,9
3.4	Receita Financeira	-	-	-	-	1,30	-	1,30	0,1
TOTAL DE FONTES		19,68	117,80	197,77	361,59	261,69	52,0	1010,53	100,0

(*) Durante a construção
 Fonte: Bonomi (2004)

5.3.3 Estrutura de Capital

O empreendimento de 1/3 do capital próprio dos acionistas e 1/3 por financiamento do BNDES e o restante através da emissão de debêntures com as condições elencadas tabela abaixo:

Tabela 5.11 – Condições e Tipos de Financiamento

BNDES	
Prazo	12 anos após carência
Custo	TJLP + 3,5% a.a (90%), cesta de Moeda + 3,5% a.a (10%)
Carência	6 meses após entrada em operação da 3ª máquina
DEBÊNTURES	
Prazo	12 anos
Custo	CDI ¹¹⁶ + 0,43%
Carência	15 meses para os juros e 24 meses para o principal
Put (*)	Contra o BNDES em dez/2004

Fonte: Bonomi (2004)

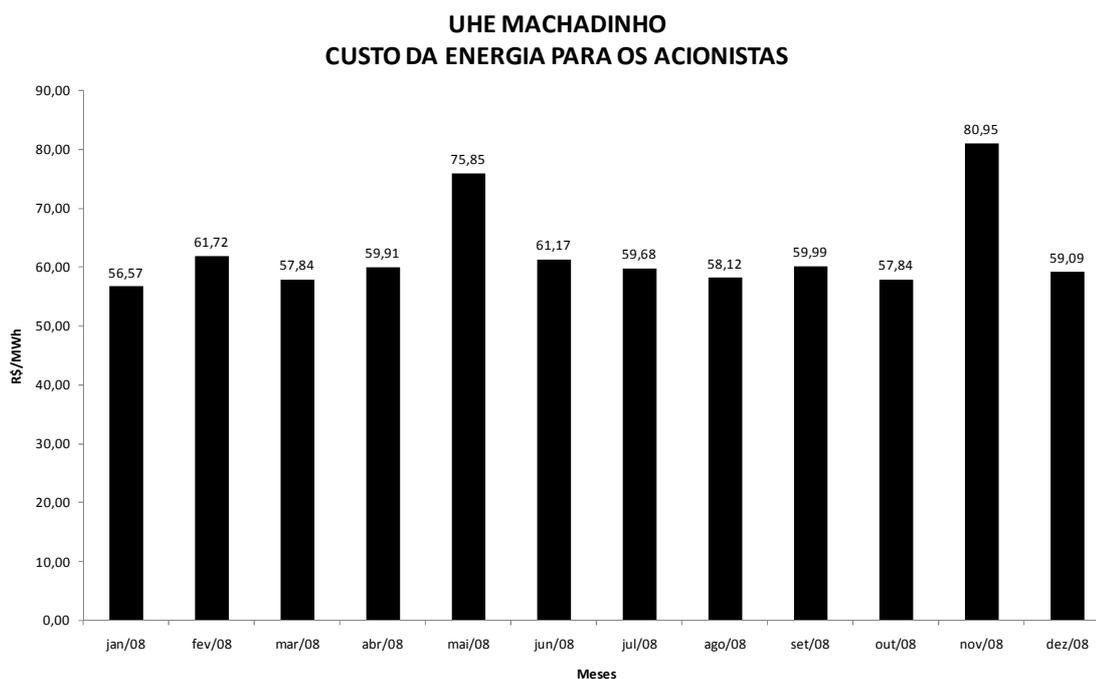
Observações: (*) Opção de Venda irrevogável e irretroatável ao BNDES

As debêntures têm como garantia a fiança dos acionistas descritas abaixo. Todos eles são autoprodutores ou holdings que os controlam, nas seguintes proporções:

Tabela 5.12 – Condições e Tipos de Financiamento

Acionistas	Participação
Hejoassu Administração Ltda. (VOTORANTIM)	43,93%
Alcoa Alumínio S.A.	34,95%
Camargo Corrêa S.A	8,21%
Valesul Alumínio S.A	12,90%

Fonte: Bonomi (2004)

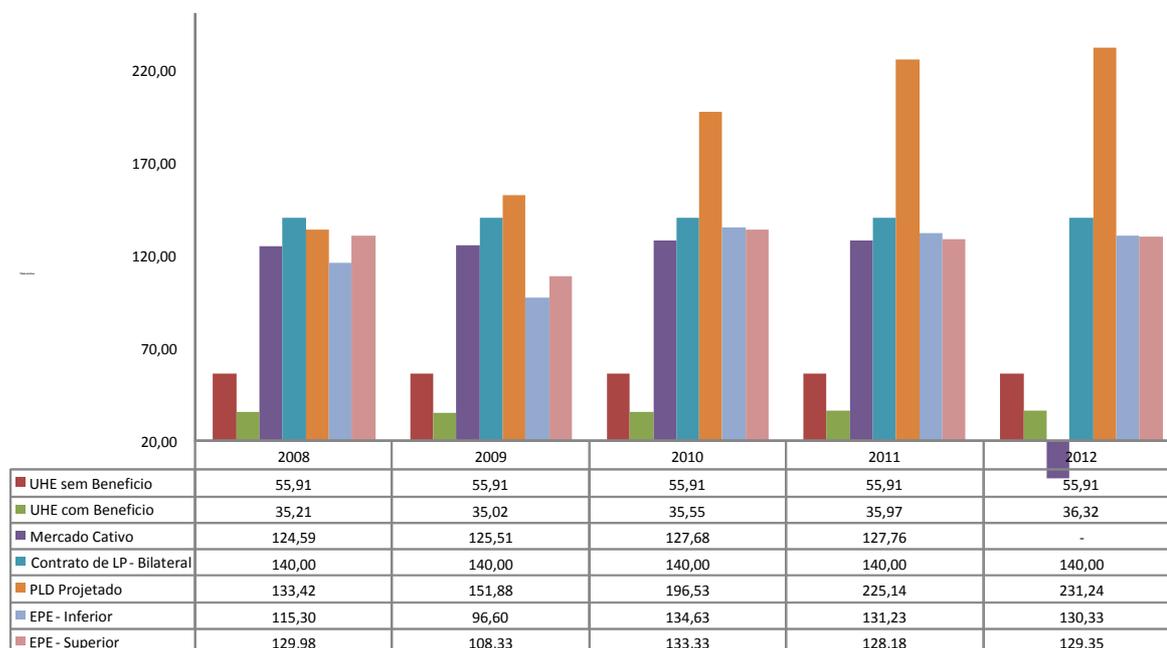


Fonte: Consórcio MAESA (Base: Jan/08)

Gráfico 5.8 – Orçamento do Valor da Energia (2008)

Dada a energia assegurada para a UHE Machadinho e os aportes realizados pela sociedade, temos um valor médio de energia para o ano de 2008 de R\$ 62,39, apontado no Gráfico 5.8. Pode-se observar um valor altamente competitivo frente às demais alternativas de suprimento para os acionistas.

UHE MACHADINHO Análise dos Preços para Aquisição de Energia



Fonte: Elaboração Própria

Gráfico 5.9 - Preços de Energia – Consumidor Industrial

Os dados do Gráfico 5.9 demonstram que a UHE Machadinho opera com grande competitividade frente às alternativas dimensionadas. Cabe lembrar que a UHE detém um valor pequeno de empréstimo a ser pago. Os valores de energia cativa, livre dos custos marginais de operação estão muito além dos gastos da usina. É importante também ressaltar que o custo desta mesma UHE não foi tão favorável logo após o racionamento, quando o país enfrentou um excesso de energia, que derrubou os preços do insumo comercializando energia a preços muito baixos. A obtenção do ativo pelo grupo industrial mostra-se favorável frente às demais formas de suprimento energético.

5.4 Comentários Adicionais

Dadas as condições de composição societária para a formação de consórcios instituídos exclusivamente para a garantia de suprimento de energia elétricas e ressalvadas as condições de risco, que devido às exigências bancárias vem sendo realizadas mitigando riscos atrelados ao negócio, é indiscutível a vantagem em investimentos em autoprodução no Brasil. Outro fator de apreciação são os

descontos concedidos aos autoprodutores que reduzem em média R\$ 20,00/MWh, tornado o valor de energia menor, favorecendo estratégias de longo prazo com custos bem abaixo dos praticados tanto no mercado livre quanto no cativo. Pode-se também evidenciar que com a configuração dada para o setor elétrico, praticamente não existe evasão de receitas pela não utilização do ativo. O mercado de curto prazo absorve o excedente de produção, valorados pelo PLD que é calculado semanalmente a partir do Custo Marginal de produção de energia.

CAPÍTULO 6 - CONCLUSÃO

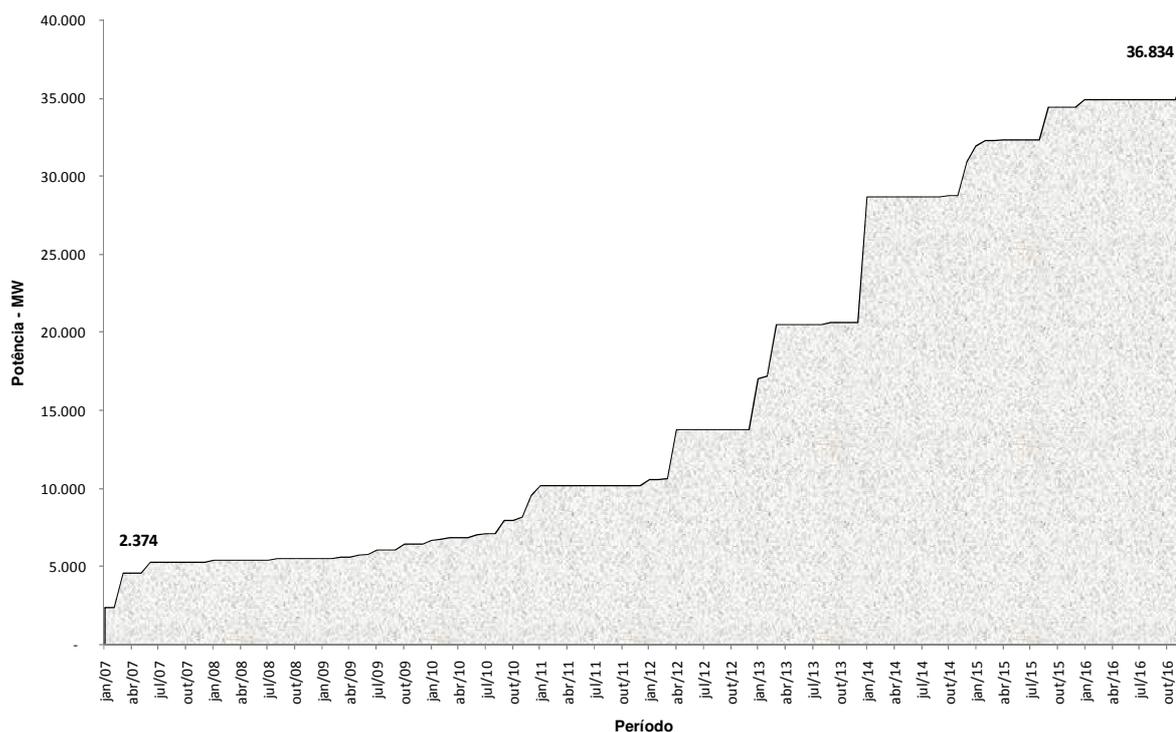
Este trabalho procurou analisar a expansão do setor elétrico sob a ótica do autoprodutor de energia que a partir da reestruturação desencadeada nos anos 90, que tinha a intenção de dinamizar o setor atraindo maiores investimentos não suportados pelo Estado, considerando os montantes necessários para sua ampliação.

A busca pela excelência entre envolvidos e interessados deste processo exigiu reformas que foram alteradas no decorrer de um pouco mais de uma década. O Governo, tentando interagir de forma imparcial a todos os pleitos e ao mesmo tempo assegurando aos investidores tudo o que foi firmado nos contratos de concessão, tendo em vista que projetos de infra-estrutura possuem características próprias que os diferenciam de projetos tradicionais, exigindo maiores garantias, fazendo com que as considerações políticas e regulatórias fossem primordiais para a condução do processo.

Dados históricos destacam esse movimento de privatização e estatização de ativos, que no Brasil refletiram em perdas e ganhos, dado o momento em que foram propostas. A necessidade de incremento de oferta de energia através de novos empreendimentos de geração e transmissão norteou sempre o debate entre o público e o privado, com significativas ações estatais para a solução desse impasse a partir da segunda metade do século XX, com a construção do parque de geração financiado pelo governo com obras como Paulo Afonso, Itaipu, Tucuruí dentre outras. Com a absorção da capacidade ociosa das obras financiadas pelo governo, foram retomados os questionamentos para seu desenvolvimento. A solução encontrada pelo governo para este conflito foi a modernização e privatização setorial iniciada pelo presidente Fernando Henrique Cardoso. A partir do Plano Nacional de Desestatização foram definidas as premissas para setores estratégicos que seriam repassados para administração da iniciativa privada através de concessões para prestação de serviço público. A área de geração, estratégica no processo de desenvolvimento do setor, não teve mudanças muito significativas com o repasse de alguns ativos para iniciativa privada. O setor que originalmente possui maior vulnerabilidade frente aos demais continuou quase que em sua totalidade nas mãos

do governo, cerceando o intuito de alavancar os investimentos demandados para a área.

Com isso, uma nova figura surge com a finalidade de independência no suprimento de energia através de investimentos pontuais em projetos de usinas com concessões de 30 anos, que no longo prazo assegurariam aos seus detentores maior autonomia frente a projetos de expansão: o autoprodutor e produtor independente de energia. Dados da EPE – Empresa de Pesquisas Energéticas apontam uma elevação de 320% no total de energia gerada para consumo próprio entre 1991 e 2006, estimulados por incertezas quanto ao preço futuro do insumo. Com aprovação do Decreto 5163, em 30 de julho de 2004, novas regras para comercialização de energia elétrica, processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, foram criadas. No caso específico dos investidores de autoprodução destacam-se: isenção no pagamento de encargos setoriais (CCC, CDE e PROINFA) em 2005, estabelecendo maior atratividade por essa modalidade de aquisição de energia e, em 2007 a extensão dos benefícios auferidos pelos APE's e PIE's para as SPE's formadas para este fim. Se por um lado o governo agregou a figura de autoprodutor de energia na matriz energética, por outro, cerceou a evolução de sua participação com regras que inviabilizavam a participação desse grupo nos leilões de energia nova, onde os dois maiores empreendimentos foram licitados e vendidos somente para um consórcio formado por geradores de energia.



Fonte: EPE, Plano Decenal 2007-2016

Gráfico 6.1 – Evolução da Carga

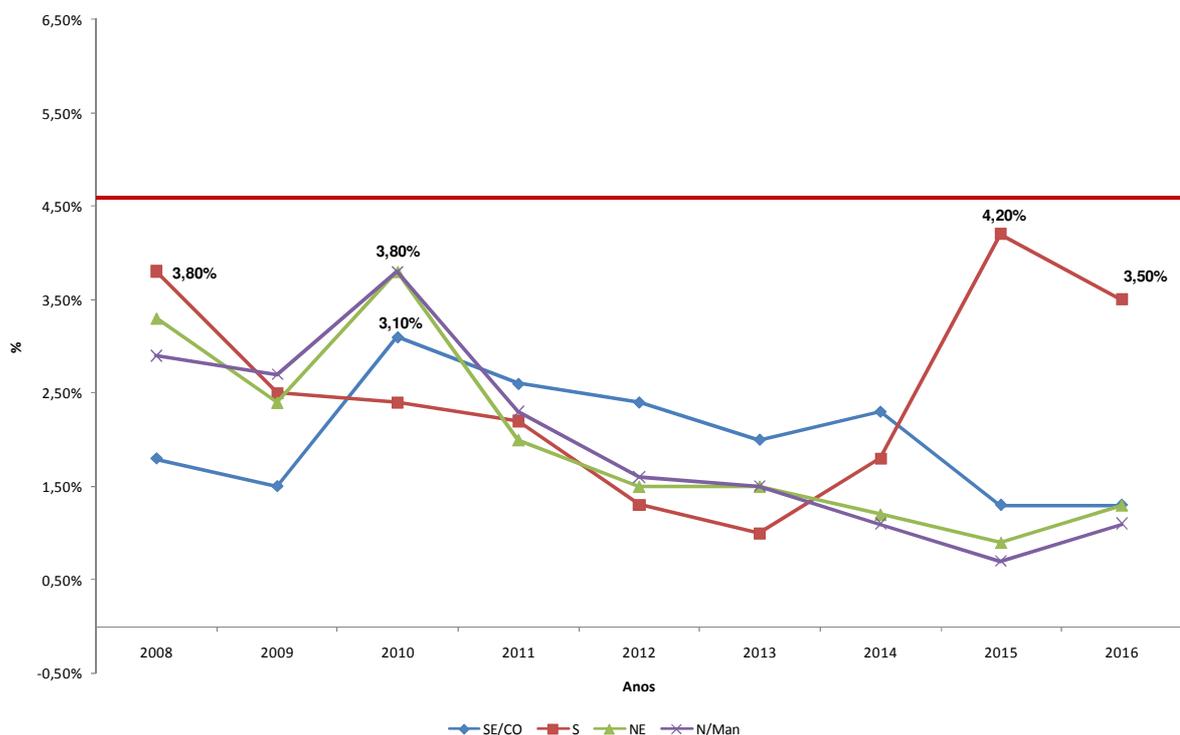
A preocupação do Governo em garantir energia para o Ambiente de Contratação regulada impossibilitou novos aportes de investimentos direcionados para o setor. Vale ressaltar que os últimos resultados de leilão de energia favorecem a modicidade tarifária, mas a imposição de um fator alfa, direcionando parte do ganho pela licitação para o ambiente de contratação regulada (ACR), não levou em consideração os consumidores com foco nos investimentos de energia de longo prazo, visto que os 30% da UHE Santo Antonio e da UHE Jirau, serão fornecidos ao mercado livre através da formalização de contratos bilaterais, e não levam em consideração os benefícios tarifários propostos aos investidores de auto-consumo.

O Gráfico 6.1 identifica as configurações para a entrada de hidrelétrica no SIN. Dentre os empreendimentos a serem inseridos na matriz energética nacional, somente verifica-se um número pequeno de projetos direcionados para os autoprodutores e produtores independentes de energia. Percebe-se uma forte preocupação do governo em garantir o suprimento de energia a qualquer custo, e o direcionamento das grandes obras para grandes grupos empresariais que aceitem a participação do governo na formação dos consórcios com as empresas estatais

atuantes do mercado. Exemplo dessa afirmação é o leilão que será realizado pela Empresa no dia 19/08/2008 que tem mais da metade da capacidade a ser instalada com base na biomassa, seguidos por empreendimentos a óleo para incremento da oferta. (Tabela 6.1).

Tabela 6.1 – Leilão de Energia A-3/2008 – quadro de usinas habilitadas

FONTE	USINAS	OFERTA (MW)	GAR. FÍS. (MWMÉD)
Eólica	48	2.595,10	836,8
Bagaço de cana-de-açúcar	67	3.577,70	1.433,60
Outras biomassas	6	180	143
Gás regaseificado (GNL)	2	504	241,4
Gás natural	1	65,9	34,2
Óleo combustível	47	8.068,80	4.100
Total	171,00	14.991,50	6.789



Fonte: EPE, Plano Decenal 2007-2016

Gráfico 6.2 – Risco de Déficit

O Gráfico 6.2 aponta as previsões de ultrapassagem da curva de aversão ao risco, com uma pequena probabilidade de problemas no abastecimento no ano de 2010. Tais estimativas fazem com que o regulador tenha a preocupação de

assegurar a energia emergencial, deixando de lado uma ação mais efetiva na construção de políticas de longo prazo que considerem todos os grupos interessados no desenvolvimento sustentado do setor. A prática de uma política de garantia de suprimento a qualquer custo além de pouco eficiente, implica em desdobramentos econômicos maléficos para o país no longo prazo. Os repasses sistemáticos de altos custos de energia formam um círculo inflacionário, dado pelo repasse dos custos para a sociedade, que obrigatoriamente absorvem aumentos tarifários acima da inflação.

Assim, com este panorama traçado, podemos traçar algumas ameaças para o desenvolvimento da atividade de auto-consumo, e algumas indagações podem ser consideradas:

O atual planejamento tem sido feito de maneira organizada? Analisando os últimos leilões de energia nova realizados em 2006 e 2007, verifica-se que o grande montante de energia provém de usinas térmicas de energia, ou em alguns casos, de fontes incentivadas de energia, sabidamente mais caras que a energia proveniente de projetos hidrelétricos. Se a prioridade para o governo é a modicidade tarifária, por que o planejador tem classificado como bom o resultado dos leilões? Na prática conseguimos constatar que as ações têm caráter preventivo, temendo um possível racionamento no curto prazo, e como consequência alavancado o preço final da energia. Um efeito reverso ao discurso do governo foi a incapacidade de despacho de hidrelétricas em Jan/2008. Com a forte estiagem atravessada pelo país e a instabilidade quanto à recuperação dos reservatórios propiciou um aumento de custo para o sistema caracterizado pela insuficiência do gás natural para o abastecimento de térmicas que utilizam este insumo.

6.1 Visão dos Investidores para o Negócio

De maneira geral, os grandes consumidores industriais de energia elétrica foram os maiores investidores nos leilões de concessões de novas usinas hidrelétricas, realizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Este grupo, para as quais a energia é insumo essencial para o desenvolvimento e,

preocupados com a possível escassez de energia, que ocasionaria elevação dos preços, participou dos leilões promovidos pelo governo. Mário Menel, presidente da Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia Elétrica (Abiape) apontou:

"As grandes indústrias chegaram a abocanhar até 70% das outorgas em um dos leilões realizados na época". Os autoprodutores já investiram cerca de R\$ 15 bilhões em projetos de geração de eletricidade para consumo próprio, que hoje totalizam 4,3 mil MW de capacidade instalada.

Ressalta-se que o investidor de energia interessado essencialmente no suprimento das unidades consumidoras, em um primeiro momento apesar da segurança de alocação da energia assegurada, viu-se diante de preços de energia mais competitivos no curto prazo logo após o racionamento de energia. O excesso de oferta derrubou os preços de energia que foram bem menores aos do investimento em energia nova. Por essa razão, associada à grande instabilidade setorial não motivaram o volume de negócios esperado pelo governo. A falta de transparência nos ajustes na legislação também corroborou para este desfecho.

Contudo, vê-se um grande movimento de agentes interessados em investimentos de geração de energia, forçados por um mercado cada vez mais competitivo, pela ameaça de falta de energia para o ambiente livre no futuro, bem como a alta volatilidade dos preços desencadeada pela crise do gás instaurada no país. Muitos obstáculos impedem o investimento em energia nova no país. O maior deles e amplamente destacado é de caráter ambiental, seguidos de alta tributação que o setor sofre diante de um marco regulatório em processo de maturação. Hoje o autoprodutor diante das regras instituídas pelo atual governo percebe que de maneira geral a energia proveniente de usinas próprias irá tornar-se mais cara tendo em vista a criação de variáveis promotoras da modicidade tarifária e a priorização de suprimento para o mercado cativo (Ambiente de Contratação Regulada).

O novo ambiente também proporcionou novas experiências que estão sendo desenvolvidos pelo governo através de incentivos financeiros em horizonte menor ao PDEE. O PAC anunciado no início de 2007 propõe um conjunto de obras para o setor com planejamento de quatro anos para os novos empreendimentos que serão oferecidos para os geradores e investidores de energia para o consumo próprio.

Ele pode ser considerado um avanço no processo de planejamento integrado do setor. O último relatório de acompanhamento das obras aponta a evolução 504 projetos na área de geração e transmissão de energia, apresentando evolução para os projetos de em energia provenientes de PCH's e UTE's em sua maioria. Por sua vez é questionável a premissa da modicidade tarifária com a priorização de projetos que prevêem desconto na tarifa de transporte, repassados aos demais consumidores da distribuidora.

Outro ponto é a inflação gerada por essa solução adotada pelo governo. Quando repassamos todos os custos para o mercado como um todo, estamos efetivamente contribuindo para um processo inflacionário que destoa das políticas macroeconômicas nacionais.

Os processos para a revisão das regras dos leilões de energia nova, que impedem a evolução dos investimentos de autoprodutores para o aumento de oferta de energia serão revistos pelo governo? Esta questão tem grande influência nas decisões de longo prazo das empresas, que solicitam maior transparência em todo o planejamento setorial visando benefícios para todos os agentes pertencentes ao Sistema Interligado Nacional.

A questão ambiental será equacionada para os novos empreendimentos? Atualmente esta tem sido a questão mais levantada por parte dos investidores de energia no Brasil.

Exemplos de obras embargadas no período de construção de empreendimento acarretando sérios riscos por parte dos seus gestores são trazidos sempre à tona, na tentativa de sensibilizar o governo em procedimentos menos burocráticos que forneçam mais segurança para os investidores e instituições financeiras que provém os recursos através de mecanismos que atrelam ao financiamento contrato de compra, assegurando o pagamento da dívida firmada.

Outro ponto interessante são os desdobramentos ocasionados por embargos em grandes empreendimentos hidrelétricos que além de atrasar projetos importantes no âmbito nacional, indiretamente estão contribuindo para a inserção de energia que

degrada ainda mais o ecossistema se comparadas todas as alternativas de investimentos e seus impactos ambientais.

Conclui-se, portanto que, de maneira geral existe um anseio nacional por um setor com mais dinamismo e com grau de competitividade que assegure ganhos ao consumidor final de energia. Porém existem ajustes que devem ser analisados para que o êxito seja obtido de maneira isonômica, beneficiando todos os envolvidos no processo. O planejamento energético desenvolvido atualmente no país obteve vários avanços através da abertura de comunicação entre os agentes e o governo, tentando inclusive mitigar riscos inerentes a aspetos ambientais. O exercício de planejamento requer formas organizadas e econômicas para a sociedade. Os investimentos em autoprodução têm que ser vistos como uma evolução natural da capacidade da iniciativa privada suportar os custos de sua implantação, auferindo os benefícios durante o prazo de concessão, garantindo ao país uma evolução sem subterfúgios paliativos, sem medo de apagão ou racionamento, abortando intermináveis debates sobre crises futuras.

REFERÊNCIAS

ABRACE - Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres. **Análise da evolução de encargos setoriais na tarifas de energia elétrica**, [s.l.:s.n.] Jun./2004.

ABRACE - Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres. **O setor elétrico e o livre mercado**, São Paulo: s.n., Ago./1999.

ALVEAL, C.R. **Da crise energética brasileira: saída emergencial e encaminhamento de longo prazo**. In: Seminário de Pesquisa do Instituto de Economia – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro: 20/09/2001.

AMCHAM – Câmara Americana de Comércio. **Relatório sobre a agência nacional de energia elétrica – ANEEL**, São Paulo: Dez./2006.

ARAÚJO, J.L.H. **A questão do investimento no setor elétrico brasileiro: reforma e crise**, NOVA ECONOMIA, v.11, n. 1, p.77-94, Belo Horizonte: Julho/2001.

ARAÚJO, J.L.H. **Regulação de monopólios e mercados: questões básicas**, In: I Seminário Nacional do Núcleo de Economia da Infra-estrutura, Rio de Janeiro, jul./2007.

ARAÚJO, J.L.H.; OLIVEIRA, A. **Questões de política energética brasileira para o fim do século**, Instituto de Estudos Estratégicos, Rio de Janeiro: 1995.

BAGATTOLI, S.G. **Gestão estratégica de energia elétrica e seus reflexos no desenvolvimento regional**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2005.

BALTAZAR, A.C.S. **Qualidade da energia no contexto da reestruturação do setor elétrico brasileiro**, Dissertação (Mestrado) - PIPGE – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

BAHIENSE, D.A. **Investimento do setor elétrico brasileiro no contexto da crise energética**. REVISTA CONJUNTURA E PLANEJAMENTO. [s.l.:s.n.] p. 20-23.

BARBOSA, F.A.A. **Gerenciamento estratégico de energia: estudo de caso**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, 2004.

BENAVIDES, J.; FAINBOIM, I. **Private participation in infrastructure in Colombia: renegotiations and disputes inter-american development bank**, Sustainable Development Department, New York, Out.99.

BERMANN, C. **Os limites dos aproveitamentos energéticos para fins elétricos: uma análise política da questão energética e de suas repercussões sócio-ambientais no Brasil**. Tese (Doutorado) - FEM – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1991.

BERMANN, C. **Energia no Brasil: Para quê? Para quem? – crises e alternativas para um país sustentável**, 2ª edição, São Paulo: 2003.

BERMANN, C. **Impasses e controvérsias da hidroeletricidade**, ESTUDOS AVANÇADOS n. 21 p. 139-153, 2007.

BERMANN, C., **Utilização de gás natural e outras saídas energéticas para a Amazônia**, Entrevista concedida à ONG Amazônia, São Paulo, 12/12/2001.

BERMANN, C. **A perspectiva da sociedade brasileira sobre a definição e implementação de uma política energética sustentável – uma avaliação da política**. In: Seminário Internacional de Fontes Alternativas de Energia e Eficiência Energética – Opção para uma Política Energética Sustentável no Brasil, Câmara dos Deputados, Brasília, DF, 18-20 jun. 2002.

BERMANN, C. **Em busca da eficiência na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica: aspectos da regulação do livre-acesso na distribuição de gás natural**. In: II Seminário Internacional: Reestruturação e Regulação do Setor de Energia Elétrica e Gás Natural, Instituto de Economia – UFRJ, Rio de Janeiro, 13 Set.2007.

BERNARDES, P.; GONÇALVES, C. A. **Uma análise empírica das incertezas associadas à decisão estratégica dos grandes consumidores indústrias de energia elétrica do estado de Minas Gerais em investir no setor**, In: X Seminário de Economia Mineira, Diamantina, 2002.

BONOMI, C.; MALVESSI, O. **Project finance no Brasil: fundamentos e estudo de casos**, 2ª edição, Ed. Atlas, São Paulo: 2004.

BORGES, L.F.X. **O potencial de utilização do project finance no setor elétrico brasileiro**, In: Seminário GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico – Instituto de Economia, Rio de Janeiro, 2007.

BORTOLETO, E.M. **A implantação de grandes hidrelétricas: desenvolvimento, discurso e impactos** – GEOGRAFARES n. 2, 2001.

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

BURATINI, R. **Estado, capitais privados e concorrência no setor elétrico brasileiro: da constituição do modelo estatal à crise do modelo competitivo**. Tese (Doutorado), Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.

CAMARGO, F. J. **Da crise às incertezas: estado agentes privados na indústria brasileira de energia elétrica**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.

CARNEIRO, M. C.F. **Os leilões de longo prazo do novo mercado elétrico brasileiro.** Dissertação (Mestrado) - Instituto de Economia – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

CARVALHO, C.B. **Avaliação crítica do planejamento energético de longo prazo no Brasil, com ênfase no tratamento das incertezas e descentralização do processo.** Tese (Doutorado) - FEM – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2005.

CASTRO, N.J., BRANDÃO, R. **Análise dos determinantes da posição da Eletronorte no leilão do rio Madeira.** IFE n. 2.170. Rio de Janeiro: Dez./2007.

CASTRO, N.J.; GOMES, V.J.F. **A legislação ambiental e o desenvolvimento do setor elétrico no Brasil.** IFE n. 2.165, Rio de Janeiro: 27/11/2007.

CORREIA Jr., C. **O setor elétrico e o grande consumidor, coordenador de energia térmica** In: Workshop ABRACE - O Setor Elétrico e o Grande Consumidor, São Paulo: Outubro/2007.

CORREIA, T.B; BAJAY, S.V.; CORREIA, P.B., **Teoria dos leilões e planejamento do setor elétrico brasileiro.** [s.l.:s.n]: [200?]

COSTA, M. **Como gente grande: O project finance era coisa de gigantes.** REVISTA EXAME, Ed. 727. Ano 34, n.. 23. 15.nov.2000.

COSTA, R.C.; PRATES, C.P. **O papel das fontes renováveis de energia no desenvolvimento do setor energético e barreiras à sua penetração no mercado.** Estudo publicado pelo BNDES, fev./2005.

COSTA, R.C. **Hidroelétricas de grande escala em ecossistemas amazônicos: a Volta Grande do Xingu.** [s.l.:s.n.], [200?].

COUTO, F. **FIESP defende ajustes legais e regulatórios para atrair investimentos em hidrelétricas.** Agência Canal Energia, São Paulo: 09/04/2007.

CRUZ, A. **Projeção de tarifas: consumidores livres x cativos.** In: Workshop ABRACE - O Setor Elétrico e o Grande Consumidor, Out./2007.

DELGADO M. A.P. **A expansão da oferta de energia elétrica pela racionalidade do mercado competitivo a promessa da modicidade tarifária.** Tese (Doutorado) - COPPE - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio Janeiro, 2003.

DOEHLER, F.D. **Avaliação de usinas hidrelétricas.** Artigo Técnico

DUFFY, G. **Brazil gives Amazon dams go-ahead: Brazil has given the initial go-ahead for the construction of two hydro-electric dams to be built on the longest tributary of the Amazon River.** In: BBC News, São Paulo: 10/07/2007.

EPE - Empresa de Pesquisas Energéticas. **Mercado de energia elétrica.** Out./2007.

EPE - Empresa de Pesquisas Energéticas. **Plano decenal de expansão de energia elétrica: 2007-2016**. Ministério de Minas e Energia – Brasília: MME: EPE, 2007.

FEARNSIDE, P. M. **Impactos ambientais da barragem de Tucuruí: lições ainda não aprendidas para o desenvolvimento hidrelétrico na Amazônia**. Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), Manaus: Ago. /2002.

FARIA V.C.S.; BENTO, L.S.; RODRIGUES, A.P. **O papel do project finance na viabilização de projetos de energia elétrica**, PPE/COPPE/UFRJ – Rio de Janeiro Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), Manaus: Ago./2002.

FIESP - Federação das Indústrias do Estado de São Paulo. **Relatório sobre a competitividade da indústria manufatureira – Brasil e países selecionados – DECOMTEC**, 07/04/2006.

FIESP - Federação das Indústrias do Estado de São Paulo. **Pontos fundamentais para indústria na área de energia** – Relatório FIESP/CIESP – Departamento de Infra-estrutura, São Paulo: Jan./2003.

FILHO, F.L.A. **Modelo institucional do setor elétrico brasileiro: análise da capacidade de atração de capital privado para investimentos de geração de energia elétrica**. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

PEGO Fº, B. OSWALDO Jr., J.C.; PEREIRA, F. **Investimento e financiamento da infra-estrutura: 1990/2002**. Texto para discussão nº 680 - BNDES, Brasília: out./1999.

FINNERTY, J.D. **Project finance: engenharia financeira baseada em ativos**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1999.

GOLDEMBERG, J.; PRADO, L.T.S. **Reforma e crise do setor elétrico no período FHC.**, TEMPO SOCIAL – USP, p. 219-235, 2003.

GOLDEMBERG, J.; MOREIRA J.R. **Política energética no Brasil**. ESTUDOS AVANÇADOS 19 (55), p. 215-228, 2005.

IEA – International Energy Agency. **IEA Statistics 2006 - Electricity Information OECD/IEA**. Paris: 2006.

Pinto Jr., H.Q. **Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

Pinto Jr., H.Q.; PIRES, M.C.P. **Assimetria de informações e problemas regulatórios**. Rio de Janeiro: Fev./2000.

KAMIMURA, A., In: Seminário: **O novo modelo do setor elétrico**, São Paulo: 2004.

KELMAN, J. **Kelman vê riscos para 2008 e pede postura mais defensiva.** Jornal Valor Econômico, São Paulo: 20/12/2007.

KUPFER, D. **Tem PPP no PPI do PAC.** Instituto de Economia da UFRJ - Grupo de Indústria e Competitividade. GIC-IE/UFRJ. Valor Econômico, São Paulo: 7/02/ 2007.

LANDI, M. **Energia elétrica e políticas públicas: a experiência do setor elétrico brasileiro no período de 1934 a 2005.** Tese (Doutorado) PIPGE – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

LESSA, C. **Projetos estruturantes e o desenvolvimento nacional.** Valor Econômico, São Paulo: 5/07/ 2006.

LUDMER, P. **Recuar para avançar: entre sacrificar o crescimento da oferta de energia ou destruir a capacidade competitiva das forças produtivas no mapa global; há que diminuir a coleta para seu caixa.** Canal Energia, São Paulo: 06/08/2003.

LUDMER, P. **Crise Brasil x Bolívia e Apagão no Setor Elétrico,** BandNews, São Paulo: 10/05/2006

MANTEGA, G. **O Brasil e a crise internacional.** The Economist Conferences Brasília: Mar./2008.

MEIRELLES, H.C. **Brasil: o desafio do crescimento.** BACEN, Rio de Janeiro, Agosto 2006 MME, Ministério de Minas e Energia – PAC: Infra-estrutura Energética, 2007.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Caderno Setorial de Recursos Hídricos: Geração de Energia Elétrica.** Brasília, DF.

MONTEIRO, J.V. **A promoção do crescimento econômico em 2007-10,** REVISTA DE ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA vol.41, nº2 Rio de Janeiro, Mar/Apr 2007.

NASCIMENTO E.P., PAULA, G.M. **Regulação do Setor elétrico e competitividade: o caso das indústrias de alumínio no Brasil.** Minas Gerais, 2005.

NASCIMENTO, M.V.G. **Energia como fator competitivo para os grandes consumidores e consumidores livres.** In: Workshop ABRACE - O Setor Elétrico e o Grande Consumidor, Outubro/2007.

NASSIF, A.P., PIMENTEL, F. **Estrutura e competitividade da indústria brasileira: o que mudou?** REVISTA DO BNDES v.11, nº 22 pp.3-19, Rio de Janeiro, Dezembro/2004.

NETO, F.A.; BAROSSO Fº, M.; CARVALHO, A.G.; MACEDO, R. **Os efeitos da privatização sobre o desempenho econômico e financeiro das empresas**

privatizadas. Revista Brasileira de Energia, Rio de Janeiro 59 (2) pp. 151-175 Abr-Jun/2005.

NETO, F.A.; BAROSSO F^o, M.; CARVALHO, A.G.; MACEDO, R. **Costs and Benefits of Privatization: Evidence from Brazil** Inter-American Development Bank. working paper R-455, 56 p. June, 2003.

OLIVIERI, C. **Agências regulatórias e federalismo: a gestão descentralizada da regulação no setor de energia.** artigo publicado na RAP n^o 40 p. 567-588, Rio de Janeiro, Jul-Ago/2006.

PAULO G.P.; CAMACHO F. **Custo de capital para expansão da oferta de energia elétrica.** Energia & Petróleo – Cadernos FGV Projetos Ano 1 n^o 1, Rio de Janeiro: Set./2006

PEANO, C.R. **Regulação tarifária do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil: uma análise da metodologia de revisão tarifária adotada pela ANEEL.** Dissertação (Mestrado) - PIPGE – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

PIERONI, F.P. **Impacto das mudanças no marco regulatório do setor elétrico brasileiro nas estratégias de investimentos em autoprodução.** Dissertação (Mestrado) - PIPGE – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

PINHEIRO, M.F.B. **Problemas sociais na implantação de hidrelétricas: seleção de casos recentes no Brasil e casos relevantes em outros países.** Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2007.

PIRES, J.C.L. **Políticas regulatórias no setor de energia elétrica: a experiência dos EUA e da União Européia.** Rio de Janeiro: Out./1999.

PIRES, J.C.L.; PICCINI, M.S. **Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro.** Texto pra Discussão n^o 64, Rio de Janeiro: Jul./1999.

PIRES, J.C.L.; GIAMBIAGI, F.; SALES, A.F. **As perspectivas do setor elétrico após o racionamento.** Texto pra Discussão n^o 97, Rio de Janeiro: Out./2002.

POSSAS, M.L.; PONDE, J.L.; FAGUNDES, J. **Regulação da Concorrência nos setores de Infra-estrutura no Brasil: elementos para um quadro conceitual.** Rio de Janeiro: [2.00?]

PRICEWATERHOUSE & COOPERS. **Estudo sobre o impacto da tarifa de energia elétrica na competitividade da indústria brasileira.** São Paulo: Ago./2006.

REZENDE, S.M; HUBNER, N. **Energia Elétrica: Diversificar as fontes para não faltar.** Valor Econômico, Caderno A, p. 12, São Paulo: 16/8/2007.

ROSA, L.P. **Energia na Contra Mão**. Rio de Janeiro: 12/01/2006.

ROSA, L.P. **Equívocos sobre o leilão de energia**. Artigo publicado no jornal Folha de São Paulo, São Paulo: 13/01/2005.

ROSA, L.P. **Energia no Brasil e no Reino Unido: Possibilidades de Cooperação, artigo apresentado na 4ª mesa Ciência e Tecnologia: Brasil e Reino Unido**. Setembro/1997.

Sachs, I. **A revolução energética do século XXI**. ESTUDOS AVANÇADOS 21 (59), p. 21-38, 2007.

SALES, Cláudio J. D. **O Atual Modelo Institucional do Setor Elétrico e os entraves a maior participação da iniciativa privada**. Relatório produzido pelo Instituto Acende Brasil, apresentado na Federação do Comércio do Estado de São Paulo, São Paulo: 8/4/2007.

SALGADO, L.H. **Agências Regulatórias na Experiência Brasileira: Um panorama do atual desenho institucional**. Texto para discussão nº 941, IPEA, Rio de Janeiro: março/2003.

SALTORATO P. **Uma Análise da Reestruturação do Setor Elétrico Nacional**. In: XXII Encontro Nacional de Engenharia de Produção, Curitiba: Out.2002.

SANTOS C.H.; PIRES, M.C.C. **Qual a sensibilidade do investimento privado a aumentos na carga tributária? - Novas estimativas agregadas e desagregadas a partir dos dados das contas nacionais**. Texto para discussão nº 1314 – IPEA, Brasília: Dezembro/2007.

SAUER, I.; VIEIRA, J.P.; KIRCHNER, C.A.R. **Racionamento de Energia Elétrica Decretado em 2001: Um Estudo sobre as causas e as responsabilidades**. São Paulo: Dez./2001.

SAUER, I. **Um Novo Modelo para o Setor Elétrico Brasileiro**. São Paulo: Dez./2002.

SAUER, I. **A reconstrução do setor elétrico brasileiro**. São Paulo, 300p, 2003.

SAUER, I. **Canal Livre**, TV Bandeirantes, São Paulo, 17/Agosto/2007

SENHORAS, E.M. **Defesa da Concorrência: Políticas e Perspectivas**. Caderno de Pesquisas em Administração, São Paulo: v.10, nº 1, janeiro/março, 2003.

SERRA NEGRA, Carlos Alberto; SERRA NEGRA, Elizabete Marinho. **Manual de trabalhos monográficos de acordo com as Normas da ABNT**. São Paulo: 2004.

SEVÁ, O. **Usinas Hidrelétricas e termelétricas: Roteiro experimental sobre as concepções e modo de funcionamento e sobre algumas das conseqüências**. In: IX Semana de Engenharia Mecânica Unicamp, Campinas, Outubro/2005.

SEVÁ, O. **Tópicos de energia e ideologia no início do século xxi desenvolvimentismo como panacéia? Sustentabilidade como guia de corporações poluidoras?** In: Encontro da Associação Nacional de Pesquisa e Pós – Graduação em Ambiente e Sociedade, Campinas, São Paulo: Nov./2002.

SCHMIDT, C. A.J. **A Demanda por Energia Elétrica no Brasil.** REVISTA BRASILEIRA DE ENERGIA, Rio de Janeiro: 58 (1) p. 67-98, JAN-MAR 2004.

SIFFERT, N. **A Atuação do BNDES NO Setor Elétrico.** In: II Seminário Internacional: Reestruturação e Regulação do Setor de Energia Elétrica e Gás Natural, Instituto de Economia – UFRJ, Rio de Janeiro: 13. Set.2007.

SILVA, S.S., Transportes, Telecomunicações: **Os gargalos da infra-estrutura são assuntos recorrentes quando se fala em crescimento do país,** UOL-News Energia São Paulo, 30/12/2007.

SINISGALLI, P.A. A. **Valoração dos Danos Ambientais de Hidrelétricas: Estudo de Caso.** Tese (Doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas 2005.

SOUSA, A.I., **Encargos e Tributos seu Impacto na Competitividade.** In: Workshop ABRACE - O Setor Elétrico e o Grande Consumidor, São Paulo: Out.2007.

SOUZA, D.L.O.; RODRIGUES, M., REIS, D. **Crise Energética 2001: Providencial e Reflexiva.** REVISTA EDUCAÇÃO & TECNOLOGIA 2001, São Paulo.

SPALDING, E.C. **CBN - Energia Proposta de Redução do Custo da CCC – Sistemas Isolados,** São Paulo, 27/06/2005.

SPALDING, E.C. **Opção Hídrica na Matriz Energética, Workshop ABRACE - O Setor Elétrico e o Grande Consumidor.** Out.2007.

SCHUCK, Ronaldo – **O PAC e o Abastecimento de Energia no Brasil ENASE - 4º Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico,** São Paulo: Set./2007.

TENDÊNCIAS, **O Efeito do Tratamento Diferenciado dos Empreendimentos de Geração no Modelo Proposto.** São Paulo: Nov./2003.
<http://www.abraceel.com.br/documentos/601/o-efeito-do-tratamento-diferenciado-dos-empreendimentos-de-geracao-no-modelo-proposto-janeiro/2004>

TOLMASQUIM, M.; SALES, C.; RACY, S. **Debate TV-Estadão – Energia,** São Paulo: 09/Setembro/2007.

VAINER, C.B., **Recursos Hidráulicos: questões sociais e ambientais.** REVISTA DE ESTUDOS AVANÇADOS. n.21 (59), 2007.

VELLOSO, V.P., **A eletricidade no Brasil sob a perspectiva da história social.** HISTÓRIA, CIÊNCIAS, SAÚDE, vol. 9, p. 705-709, Set-Dez/2002.

YOSHIDA, E., **O ano da infra-estrutura – Anuário da Infra-Estrutura**.REVISTA EXAME, 15/11/2007.

WEBSITES CONSULTADOS

ABIAPE - Associação Brasileira dos Autoprodutores de Energia. Disponível em: <www.apiape.com.br> Acesso em 05/03/2008.

ABRACE - Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres. Disponível em: <www.abrace.org.br>.Acesso em: 05/12/2007

ABRACEEL - Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica. Disponível em: < www.abraceel.com.br > Acesso em: 05/03/2008

ABRAGE - Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica. Disponível em: <www.abrage.com.br>.Acesso em: 02/02/2008.

AGENCIA BRASIL ENERGIA. Disponível em:< www.brasilenergia.com.br > Acesso em: 02/04/2008

AGENCIA DE NOTÍCIA BBC – BRASIL. Disponível em: <www.bbc.co.uk/portuguese> Acesso em: 02/04/2008.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <www.aneel.gov.br> , Varias datas.

Ilumina – Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Energético. Disponível em: <www.ilumina.org.br> Acesso em 12/05/2007.

APINE - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - Disponível em: <www.apine.com.br> Acesso em 03/11/2007.

BACEN – Banco Central do Brasil - Disponível em: < www.bacen.org.br > Acesso em 04/06/2007.

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – Disponível em:< www.bndes.gov.br > Acesso em:Várias datas.

CANAL ENERGIA – Disponível em: <www.canalenergia.com.br> Acesso em:Várias datas.

CBIEE – Câmara Brasileira de Investidores em Energia Elétrica – Disponível em: <www.cbiee.org.br> Acesso em: 23/10/2007.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <www.ccee.org.br> Acesso em várias datas

COGEN-SP – Associação Paulista de Cogeração de Energia. Disponível em: <www.cogensp.org.br>. Acesso:10/09/2007

CONSELHO MUNDIAL DE ENERGIA. Disponível em:< www.worldenergy.org > Acesso em 05/11/2007.

ECONOMIST.<www.economist.com>Acesso em 03/02/2008.

ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras – Disponível em: <www.eletrabras.gov.br> Acesso em várias datas

ENERGIA BRASIL - Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br> > em 06/06/2007

EPE – Empresa de Pesquisa Energética – Disponível em: <www.epe.gov.br> Acesso em várias datas

FGV – Fundação Getúlio Vargas – Disponível em: < www.fgvsp.com.br> Acesso em 09/08/2007

GOVERNO FEDERAL – Disponível em: <www.brasil.gov.br> Acesso em 03/03/2007

FMI – Fundo Monetário Internacional - Disponível em: www.imf.org Acesso em 15/07/2008

IEA – International Energy Agency – < www.iea.com> Acesso em 12/07/2007

INSTITUTO ACENDE BRASIL - Disponível em: <www.acendebrasil.com.br> Acesso em várias datas

INSTITUTO EUVALDO LODI - Disponível em: <<http://www.iel.org.br> > Acesso em 12/03/2008

ITAIPÚ - Itaipu Binacional – Disponível em: < www.itaipu.gov.br> Acesso em 4/11/2007

MME – Ministério de Minas e Energia – Disponível em:< www.mme.gov.br> Acesso em várias datas

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico - Disponível em: <www.ons.org.br> Acesso em várias datas

PORTAL PROJECT FINANCE - Disponível em: <www.people.hbs.edu/besty/projfinportal/index.htm> Acesso em 14/08/2007

ZONA ELÉTRICA. Disponível em: <www.zonaeletrica.com.br>Acesso em 03/01/2008.

APÊNDICE A – GARANTIA FÍSICA / ENERGIA ASSEGURADA – UHE'S

Garantia Física / Energia Assegurada					
Usina	Potência Outorgada (MW)	Garantia Física / Energia Assegurada (MW médios)	Destino da Energia	Proprietário (s)	Município (s)
14 de Julho	100,00	50,00	PIE	100% para Companhia Energética Rio das Antas	Bento Gonçalves - RS Cotiporã - RS
Água Vermelha (José Ermírio de Moraes)	1.396,20	746,00	PIE	100% para AES Tietê S/A	Indiaporã - SP Iturama - MG Ourinhos - SP
Aimorés	330,00	172,00	PIE	49% para CEMIG Geração e Transmissão S/A 51% para Companhia Vale do Rio Doce	Aimorés - MG Baixo Guandu - ES
Americana	30,00	9,00	SP	100% para CPFL Geração de Energia S.A.	Americana - SP
Areal	18,00	9,00	SP	100% para Quanta Geração S/A	Areal - RJ
Bariri (Álvaro de Souza Lima)	143,10	66,00	PIE	100% para AES Tietê S/A	Boracéia - SP
Barra Bonita	140,76	45,00	PIE	100% para AES Tietê S/A	Barra Bonita - SP
Barra do Braúna	39,00	22,00	PIE	100% para Barra do Braúna Energética S.A.	Laranjal - MG Leopoldina - MG
Boa Esperança (Castelo Branco)	237,30	143,00	SP	100% para Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	Guadalupe - PI São João dos Patos - MA
Bracinho	16,50	8,00	SP	100% para Celesc Geração S.A.	Schroeder - SC
Bugres	19,20	10,00	SP	não identificado	Canela - RS
João Camilo Penna (Ex-Cachoeira do Emboque)	21,60	10,44	SP	100% para Zona da Mata Geração S.A.	Raul Soares - MG
Cachoeira Dourada	658,00	415,00	SP	100% para Centrais Elétricas Cachoeira Dourada	Cachoeira Dourada - MG Itumbiara - GO
Caconde	80,49	33,00	PIE	100% para AES Tietê S/A	Caconde - SP
Camargos	46,00	21,00	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Itutinga - MG Nazareno - MG

Garantia Física / Energia Assegurada					
Usina	Potência Outorgada (MW)	Garantia Física / Energia Assegurada (MW médios)	Destino da Energia	Proprietário (s)	Município (s)
Cana Brava	450,00	273,50	PIE	100% para Companhia Energética Meridional	Cavalcante - GO
					Minaçu - GO
Canastra	44,80	24,00	SP	não identificado	Canela - RS
Risoleta Neves (Ex-Candongá)	140,00	64,50	PIE	50% para Companhia Vale do Rio Doce	Rio Doce - MG
				50% para Novelis do Brasil Ltda.	Santa Cruz do Escalvado - MG
Canoas I	82,50	57,00	APE	50,3% para Companhia Brasileira de Alumínio	Cândido Mota - SP
			PIE	49,7% para Duke Energy International, Geração Paranapanema S/A.	Itambaracá - PR
Capivara (Escola de Engenharia Mackenzie)	640,00	330,00	PIE	100% para Duke Energy International, Geração Paranapanema S/A.	Porecatu - PR
					Taciba - SP
Casca III	12,42	7,73	SP	100% para Apiacás Energia S/A	Chapada dos Guimarães - MT
Castro Alves	130,00	64,00	PIE	100% para Companhia Energética Rio das Antas	Nova Pádua - RS
					Nova Roma do Sul - RS
Chaminé	18,00	11,60	SP	100% para Copel Geração e Transmissão S.A.	São José dos Pinhais - PR
Chavantes	414,00	172,00	PIE	100% para Duke Energy International, Geração Paranapanema S/A.	Chavantes - SP
Corumbá I	375,00	209,00	SP	100% para Furnas Centrais Elétricas S/A.	Caldas Novas - GO
					Corumbaíba - GO
Espora	32,00	23,50	PIE	100% para Espora Energética S/A	Aporé - GO
					Serranópolis - GO
Estreito (Luiz Carlos)	1.050,00	495,00	SP	100% para Furnas	Rifaina - SP

Garantia Física / Energia Assegurada					
Usina	Potência Outorgada (MW)	Garantia Física / Energia Assegurada (MW médios)	Destino da Energia	Proprietário (s)	Município (s)
Barreto de Carvalho)				Centrais Elétricas S/A.	Sacramento - MG
Euclides da Cunha	108,89	49,00	PIE	100% para AES Tietê S/A	São José do Rio Pardo - SP
Fontes Novas	131,99	104,00	SP	100% para Light Energia S/A	Piraí - RJ
Governador Bento Munhoz da Rocha Neto (Foz do Areia)	1.676,00	576,00	SP	100% para Copel Geração e Transmissão S.A.	Pinhão - PR
Funil	180,00	89,00	PIE	49% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Lavras - MG
				51% para Companhia Vale do Rio Doce	Perdões - MG
Furnas	1.216,00	598,00	SP	100% para Furnas Centrais Elétricas S/A.	Alpinópolis - MG
Gafanhoto	14,00	6,68	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Divinópolis - MG
Governador Parigot de Souza (Capivari/Cachoeira)	260,00	109,00	SP	100% para Copel Geração e Transmissão S.A.	Antonina - PR
Guaporé	120,00	60,20	APE-COM	36% para Mineração Santa Elina Indústria e Comércio S/A	Pontes e Lacerda - MT
			PIE	64% para Tangará Energia S/A	
Guaricana	36,00	13,60	SP	100% para Copel Geração e Transmissão S.A.	Guaratuba - PR
Guilman-Amorim	140,00	65,90	APE	51% para Arcelor Mittal Brasil S.A.	Antônio Dias - MG
				49% para Samarco Mineração S/A	Nova Era - MG
Henry Borden	889,00	108,00	SP	100% para Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A.	Cubatão - SP
Ibitinga	131,49	74,00	PIE	100% para AES Tietê S/A	Ibitinga - SP
Igarapava	210,00	136,00	APE	5,5% para AngloGold Ashanti Brasil Ltda.	Conquista - MG
			SP	14,5% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Igarapava - SP

Garantia Física / Energia Assegurada					
Usina	Potência Outorgada (MW)	Garantia Física / Energia Assegurada (MW médios)	Destino da Energia	Proprietário (s)	Município (s)
				17,92% para Companhia Siderúrgica Nacional	
				38,15% para Companhia Vale do Rio Doce	
				23,93% para Votorantim Metais Zinco S/A	
Ilha dos Pombos	187,17	115,00	SP	100% para Light Energia S/A	Além Paraíba - MG Carmo - RJ
Ilha Solteira	3.444,00	1.949,00	SP	100% para Companhia Energética de São Paulo	Ilha Solteira - SP Selvíria - MS
Irapé	360,00	206,30	PIE	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Berilo - MG Grão Mogol - MG
Itá	1.450,00	720,00	PIE	60,5% para Itá Energética S/A	Aratiba - RS
				39,5% para Tractebel Energia S/A	Itá - SC
Itaipu (Parte Brasileira)	6.300,00	8.612,00	SP	100% para Itaipu Binacional	Foz do Iguaçu - PR
Luiz Gonzaga (Itaparica)	1.479,60	959,00	SP	100% para Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	Glória - BA Jatobá - PE
Itapebi	450,00	214,30	PIE	100% para Itapebi Geração de Energia S/A	Itapebi - BA
Itumbiara	2.082,00	1.015,00	SP	100% para Furnas Centrais Elétricas S/A.	Araporã - MG Itumbiara - GO
Itumirim	50,00	36,87	PIE	100% para Companhia Energética Itumirim	Aporé - GO
Itutinga	52,00	28,00	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Itutinga - MG Nazareno - MG
Jacuí	180,00	123,00	SP	não identificado	Salto do Jacuí - RS
Jaguará	424,00	336,00	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Rifaina - SP Sacramento - MG

Garantia Física / Energia Assegurada					
Usina	Potência Outorgada (MW)	Garantia Física / Energia Assegurada (MW médios)	Destino da Energia	Proprietário (s)	Município (s)
Jauru	121,50	79,40	APE-COM	10% para Cinco Estrelas Agropecuária e Participações Ltda	Indiavaí - MT
			PIE	90% para Queiroz Galvão Energética S/A.	Jauru - MT
Jupia (Eng° Souza Dias)	1.551,20	886,00	SP	100% para Companhia Energética de São Paulo	Castilho - SP
					Três Lagoas - MS
Jurumirim (Armando Avellanal Laydner)	97,75	47,00	PIE	100% para Duke Energy International, Geração Paranapanema S/A.	Cerqueira César - SP
Luís Eduardo Magalhães (Lajeado)	902,50	526,60	PIE	19,8% para CEB Lajeado S/A	Miracema do Tocantins - TO
				27,4% para EDP Lajeado Energia S/A	Palmas - TO
				1% para Investco S/A	
				6,9% para Paulista Lajeado Energia S/A	
				44,9% para Rede Lajeado Energia S/A	
Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)	32,00	15,00	PIE	100% para AES Tietê S/A	São José do Rio Pardo - SP
Macabu	21,00	7,33	SP	100% para Quanta Geração S/A	Trajano de Moraes - RJ
Machadinho	1.140,00	529,00	APE-COM	25,74% para Alcoa Alumínio S/A	Maximiliano de Almeida - RS
			SP	5,27% para Camargo Corrêa Cimentos S/A	Piratuba - SC
				27,52% para Companhia Brasileira de Alumínio	
				5,53% para Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	

Garantia Física / Energia Assegurada					
Usina	Potência Outorgada (MW)	Garantia Física / Energia Assegurada (MW médios)	Destino da Energia	Proprietário (s)	Município (s)
				2,73% para Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas	
				19,28% para Tractebel Energia S/A	
				8,29% para Valesul Alumínio S/A	
				5,62% para Votorantim Cimentos Brasil Ltda.	
Manso	210,00	92,00	PIE	70% para Furnas Centrais Elétricas S/A.	Chapada dos Guimarães - MT
			SP	30% para Produtores Energéticos de Manso S/A	Rosário Oeste - MT
Marimbondo	1.440,00	726,00	SP	100% para Furnas Centrais Elétricas S/A.	Fronteira - MG
					Icém - SP
Mascarenhas	180,50	127,00	SP	100% para Energest S/A	Aimorés - MG
					Baixo Guandu - ES
Miranda	408,00	202,00	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Indianópolis - MG
					Uberlândia - MG
Murta	120,00	58,00	PIE	100% para Murta Energética S/A	Coronel Murta - MG
Nilo Peçanha	380,03	335,00	SP	100% para Light Energia S/A	Piraí - RJ
Nova Avanhandava (Rui Barbosa)	347,40	139,00	PIE	100% para AES Tietê S/A	Buritama - SP
Nova Ponte	510,00	276,00	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Nova Ponte - MG
Palmeiras	24,40	13,32	SP	100% para Celesc Geração S.A.	Rio dos Cedros - SC

Garantia Física / Energia Assegurada					
Usina	Potência Outorgada (MW)	Garantia Física / Energia Assegurada (MW médios)	Destino da Energia	Proprietário (s)	Município (s)
Paranoá	30,00	13,00	SP	100% para CEB Geração S/A	Brasília - DF
Passo Fundo	220,00	119,00	PIE	100% para Tractebel Energia S/A	Entre Rios do Sul - RS
Passo Real	158,00	68,00	SP	100% para Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	Salto do Jacuí - RS
Paulo Afonso I	180,00	0,01	SP	100% para Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	Delmiro Gouveia - AL
					Paulo Afonso - BA
Marechal Mascarenhas de Moraes (Ex-Peixoto)	476,00	295,00	SP	100% para Furnas Centrais Elétricas S/A.	Ibiraci - MG
					Sacramento - MG
Pereira Passos	99,90	51,00	SP	100% para Light Energia S/A	Piraí - RJ
Piau	18,01	8,00	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Santos Dumont - MG
Picada	50,00	27,00	APE	1% para Paraibuna de Energia Ltda	Juiz de Fora - MG
			PIE	99% para Votorantim Metais Zinco S/A	
Pirajú	70,00	42,50	APE-COM	100% para Companhia Brasileira de Alumínio	Piraju - SP
Ponte de Pedra	176,10	131,60	PIE	100% para Ponte de Pedra Energética S/A	Itiquira - MT
					Sonora - MS
Porto Colômbia	320,00	185,00	SP	100% para Furnas Centrais Elétricas S/A.	Guaira - SP
					Planura - MG
Porto Góes	24,80	4,00	SP	100% para Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A.	Salto - SP
Porto Primavera (Engº Sérgio Motta)	1.540,00	1.017,00	SP	100% para Companhia Energética de São Paulo	Anaurilândia - MS
					Teodoro Sampaio - SP
Promissão (Mário Lopes Leão)	264,00	104,00	PIE	100% para AES Tietê S/A	Ubarana - SP

Garantia Física / Energia Assegurada					
Usina	Potência Outorgada (MW)	Garantia Física / Energia Assegurada (MW médios)	Destino da Energia	Proprietário (s)	Município (s)
Quebra Queixo	120,00	59,70	PIE	100% para Companhia Energética Chapecó	Ipuaçu - SC
					São Domingos - SC
Queimado	105,00	58,00	PIE	17,5% para CEB Participações S/A 82,5% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Cristalina - GO
					Unaí - MG
Rasgão	22,00	5,00	SP	100% para Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A.	Pirapora do Bom Jesus - SP
Rio Bonito	16,80	8,00	SP	100% para Castelo Energética S/A	Santa Maria de Jetibá - ES
Rosal	55,00	30,00	SP	100% para Rosal Energia S/A	Bom Jesus do Itabapoana - RJ
					Guaçuí - ES
					São José do Calçado - ES
Rosana	372,00	177,00	PIE	100% para Duke Energy International, Geração Paranapanema S/A.	Diamante do Norte - PR
					Rosana - SP
Sá Carvalho	78,00	58,00	SP	100% para Sá Carvalho S/A	Antônio Dias - MG
Governador José Richa (Salto Caxias)	1.240,00	605,00	SP	100% para Copel Geração e Transmissão S.A.	Capitão Leônidas Marques - PR
Salto Grande (Lucas Nogueira Garcez)	73,76	55,00	PIE	100% para Duke Energy International, Geração Paranapanema S/A.	Cambará - PR
					Salto Grande - SP
Salto Osório	1.078,00	522,00	PIE	100% para Tractebel Energia S/A	Quedas do Iguaçu - PR
Salto Santiago	1.420,00	723,00	PIE	100% para Tractebel Energia S/A	Saudade do Iguaçu - PR
Santa Branca	56,05	32,00	SP	100% para Light Energia S/A	Jacareí - SP
					Santa Branca - SP
Santa Clara	60,00	28,10	PIE	100% para Companhia Energética Santa Clara	Nanuque - MG
					Serra dos Aimorés - MG

Garantia Física / Energia Assegurada					
Usina	Potência Outorgada (MW)	Garantia Física / Energia Assegurada (MW médios)	Destino da Energia	Proprietário (s)	Município (s)
São Simão	1.710,00	1.281,00	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Santa Vitória - MG
					São Simão - GO
Governador Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	1.260,00	603,00	SP	100% para Copel Geração e Transmissão S.A.	Mangueirinha - PR
Serra da Mesa	1.275,00	671,00	SP	100% para Furnas Centrais Elétricas S/A.	Cavalcante - GO
					Minaçu - GO
Sobradinho	1.050,30	531,00	SP	100% para Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	Juazeiro - BA
Sobragi	60,00	38,00	APE	100% para Siderúrgica Barra Mansa S/A	Belmiro Braga - MG
					Simão Pereira - MG
Suíça	31,59	15,00	SP	100% para Energest S/A	Santa Leopoldina - ES
Taquaruçu (Escola Politécnica)	554,00	201,00	PIE	100% para Duke Energy International, Geração Paranapanema S/A.	Sandovalina - SP
					Santa Inês - PR
Três Irmãos	1.292,00	0,01	SP	100% para Companhia Energética de São Paulo	Pereira Barreto - SP
Tucuruí I e II	8.370,00	4.140,00	SP	100% para Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A.	Tucuruí - PA
Volta Grande	380,00	229,00	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Conceição das Alagoas - MG
					Miguelópolis - SP
Dona Francisca	125,00	78,00	PIE	5% para Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	Agudo - RS
			SP	95% para Dona Francisca Energética S/A	Nova Palma - RS
Itaúba	512,40	190,00	SP	não identificado	Pinhal Grande - RS

Garantia Física / Energia Assegurada					
Usina	Potência Outorgada (MW)	Garantia Física / Energia Assegurada (MW médios)	Destino da Energia	Proprietário (s)	Município (s)
Funil	30,00	15,50	SP	100% para Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	Ubatã - BA
Paulo Afonso II	443,00	0,01	SP	100% para Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	Delmiro Gouveia - AL Paulo Afonso - BA
Paulo Afonso III	794,20	0,01	SP	100% para Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	Delmiro Gouveia - AL Paulo Afonso - BA
Paulo Afonso IV	2.462,40	0,01	SP	100% para Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	Delmiro Gouveia - AL Paulo Afonso - BA
Pedra	20,01	7,20	SP	100% para Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	Jequié - BA
Xingó	3.162,00	2.139,00	SP	100% para Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	Canindé de São Francisco - SE Piranhas - AL
Canoas II	72,00	48,00	APE	50,3% para Companhia Brasileira de Alumínio	Andirá - PR
			PIE	49,7% para Duke Energy International, Geração Paranapanema S/A.	Palmital - SP
Jaguari	11,80	9,00	SP	100% para CPFL Geração de Energia S.A.	Pedreira - SP
Três Marias	396,00	239,00	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Três Marias - MG
Emborcação	1.192,00	497,00	SP	100% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Cascalho Rico - MG
					Catalão - GO
Funil	216,00	121,00	SP	100% para Furnas Centrais Elétricas S/A.	Itatiaia - RJ
Paraibuna	85,00	50,00	SP	100% para Companhia Energética de São Paulo	Paraibuna - SP

Garantia Física / Energia Assegurada					
Usina	Potência Outorgada (MW)	Garantia Física / Energia Assegurada (MW médios)	Destino da Energia	Proprietário (s)	Município (s)
Curuá-Una	30,30	24,00	SP	100% para Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A.	Santarém - PA
Jaguari	27,60	14,00	SP	100% para Companhia Energética de São Paulo	Jacareí - SP
Porto Estrela	112,00	55,80	APE-COM	33,34% para CEMIG Geração e Transmissão S/A	Açucena - MG
			PIE	33,34% para Companhia Vale do Rio Doce	Braúnas - MG
				33,34% para Coteminas S.A.	Joanésia - MG
Itiquira (Casas de Forças I e II)	156,00	107,28	APE-COM	100% para Itiquira Energética S/A	Itiquira - MT
Campos Novos	880,00	377,90	PIE	100% para Campos Novos Energia S/A.	Abdon Batista - SC
					Anita Garibaldi - SC
					Campos Novos - SC
					Celso Ramos - SC
Amador Aguiar I (Ex - Capim Branco I)	240,00	155,00	APE	21,05% para Cemig Capim Branco Energia S/A	Araguari - MG
			PIE	17,89% para Comercial e Agrícola Paineiras Ltda	Uberlândia - MG
				48,42% para Companhia Vale do Rio Doce	
				12,63% para Votorantim Metais Zinco S/A	
Amador Aguiar II (Ex - Capim Branco II)	210,00	131,00	APE	21,05% para Cemig Capim Branco Energia S/A	Araguari - MG
			PIE	17,89% para Comercial e Agrícola Paineiras Ltda	Uberlândia - MG
				48,42% para Companhia Vale do Rio Doce	

Garantia Física / Energia Assegurada					
Usina	Potência Outorgada (MW)	Garantia Física / Energia Assegurada (MW médios)	Destino da Energia	Proprietário (s)	Município (s)
				12,63% para Votorantim Metais Zinco S/A	
Barra Grande	690,00	380,60	PIE	100% para Energética Barra Grande S/A	Anita Garibaldi - SC Esmeralda - RS
São Domingos	12,00	8,00	SP	100% para Celg Geração e Transmissão S.A	São Domingos - GO
Corumbá IV	127,00	76,00	PIE	100% para Corumbá Concessões S/A	Luziânia - GO
Ourinhos	44,00	23,70	PIE	100% para Companhia Brasileira de Alumínio	Jacarezinho - PR Ourinhos - SP
Monte Claro	130,00	59,00	PIE	100% para Companhia Energética Rio das Antas	Bento Gonçalves - RS Veranópolis - RS
Itaocara	195,00	110,00	PIE	100% para Itaocara Energia Ltda	Aperibé - RJ Itaocara - RJ
Assis Chateaubriand (Salto Mimoso)	29,50	20,90	SP	100% para Pantanal Energética Ltda	Ribas do Rio Pardo - MS
Corumbá III	93,60	50,90	PIE	40% para Energética Corumbá III S/A 60% para Geração CIII S.A.	Luziânia - GO
Peixe Angical	452,00	271,00	PIE	100% para Enerpeixe S/A	Peixe - TO São Salvador do Tocantins - TO
Foz do Chapecó	855,00	432,00	PIE	100% para Foz do Chapecó Energia S/A	Águas de Chapecó - SC Alpestre - RS
Serra do Facão	210,00	182,40	APE	50,44% para Alcoa Alumínio S/A	Catalão - GO
			PIE	4,5% para Cia de Cimento Itambé	Davinópolis - GO
				16,97% para Companhia Brasileira de Alumínio	
				10,09% para DME Energética Ltda	
				18% para Votorantim	

Garantia Física / Energia Assegurada					
Usina	Potência Outorgada (MW)	Garantia Física / Energia Assegurada (MW médios)	Destino da Energia	Proprietário (s)	Município (s)
				Cimentos Ltda	
Baú I	110,00	48,90	PIE	100% para Brascan Energética S/A.	Rio Doce - MG
					Santa Cruz do Escalvado - MG
Fundão	120,17	65,80	PIE	100% para Centrais Elétricas do Rio Jordão S/A	Foz do Jordão - PR
					Pinhão - PR
Santa Clara	120,17	69,60	PIE	100% para Centrais Elétricas do Rio Jordão S/A	Candói - PR
					Pinhão - PR
São João	60,00	30,70	PIE	100% para Chopim Energia S.A.	Honório Serpa - PR
Cachoeirinha	45,00	23,20	PIE	100% para Chopim Energia S.A.	Clevelândia - PR
Monjolinho	67,00	43,10	PIE	100% para Monjolinho Energética S/A	Faxinalzinho - RS
					Nonoai - RS
Pai Querê	292,00	186,60	PIE	15,4% para Alcoa Alumínio S/A	Bom Jesus - RS
				4,5% para DME Energética Ltda	Lages - SC
				80,1% para Votorantim Cimentos Ltda	
Salto Pilão	182,30	104,40	PIE	20% para Camargo Corrêa Geração de Energia S.A.	Apiúna - SC
				60% para Companhia Brasileira de Alumínio	Ibirama - SC
				20% para DME Energética Ltda	Lontras - SC
Pedra do Cavalo	160,00	56,40	PIE	100% para Votorantim Cimentos N/NE S/A	Cachoeira - BA
					Governador Mangabeira - BA
Santa Isabel	1.087,00	532,70	PIE	20% para Alcoa Alumínio S/A	Ananás - TO
				20,6% para BHP Billiton Metais S/A	Palestina do Pará - PA
				5,55% para Camargo Corrêa S/A	

Garantia Física / Energia Assegurada					
Usina	Potência Outorgada (MW)	Garantia Física / Energia Assegurada (MW médios)	Destino da Energia	Proprietário (s)	Município (s)
				43,85% para Companhia Vale do Rio Doce	
				10% para Votorantim Cimentos Ltda	
São Salvador	241,00	217,90	PIE	100% para Companhia Energética São Salvador	Paraná - TO São Salvador do Tocantins - TO
Couto Magalhães	150,00	90,30	PIE	49% para Enercouth S/A	Alto Araguaia - MT
				51% para Rede Couto Magalhães Energia S/A	Santa Rita do Araguaia - GO
Caçu	65,00	42,90	PIE	100% para Gerdau Aços Longos S/A	Caçu - GO
Barra dos Coqueiros	90,00	57,30	PIE	100% para Gerdau Aços Longos S/A	Cachoeira Alta - GO
Salto	108,00	63,80	PIE	100% para Rio Verde Energia S/A	Caçu - GO Itarumã - GO
Salto do Rio Verdinho	93,00	58,20	PIE	100% para Rio Verdinho Energia S/A	Caçu - GO Itarumã - GO
São Domingos	48,00	36,90	PIE	100% para Eletrosul Centrais Elétricas S/A	Água Clara - MS Ribas do Rio Pardo - MS
Olho D Água	33,00	26,10	PIE	100% para J. Malucelli Construtora de Obras Ltda	Itajá - GO Itarumã - GO
				4,44% para Camargo Corrêa Geração de Energia S.A.	Aguiarnópolis - TO
Estreito	1.087,00	584,90	PIE	30% para Companhia Vale do Rio Doce	Estreito - MA
				25,49% para Estreito Energia S.A.	
				40,07% para Renova Energia Renovável S.A.	

Fonte: ANEEL em <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/energiaassegurada.asp>> Acesso em 02/04/08. Legenda: P – Serviço Público, PIE – Produção Independente de Energia, APE – Auto produção de Energia