

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO SÓCIO-ECONÔMICO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

CRISTIANE LANDERDAHL DE ALBUQUERQUE

O IMPACTO DA INTRODUÇÃO DA CONCORRÊNCIA NO MERCADO DE
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

FLORIANÓPOLIS
2009

Cristiane Landerdahl de Albuquerque

O IMPACTO DA INTRODUÇÃO DA CONCORRÊNCIA NO MERCADO DE
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Dissertação apresentada ao Curso de
Pós-Graduação em Economia da
Universidade Federal de Santa Catarina
como requisito parcial para a obtenção
do título de Mestre em Economia.

Orientador: Prof. Silvio Antônio Ferraz Cário, Dr.

Florianópolis
2009

ALBUQUERQUE, Cristiane Landerdahl de.

O impacto da introdução da concorrência no mercado de geração de energia elétrica no Brasil / Cristiane Landerdahl de Albuquerque. -- Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, 2009.

Dissertação (Mestrado em Economia) – Universidade Federal de Santa Catarina.

1. Energia Elétrica. 2. Concorrência. 3. Regulação.

O IMPACTO DA INTRODUÇÃO DA CONCORRÊNCIA NO MERCADO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Cristiane Landerdahl de Albuquerque

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Economia e aprovada, na sua forma final, pelo Programa de Pós-Graduação em Economia – Mestrado da Universidade Federal de Santa Catarina.

Prof. Dr. Roberto Meurer
Coordenador do Curso

Apresentada à Comissão Examinadora integrada pelos seguintes professores:

Prof. Dr. Silvio Antônio Ferraz Cário (Orientador) – PPGE/UFSC

Prof. Dr. Paulo de Barros Correia – FEM/UNICAMP

Prof. Milton Biage – CSE/UFSC

AGRADECIMENTOS

Meus sinceros agradecimentos a todos que de qualquer forma contribuíram para esse trabalho. Agradeço, especialmente:

Aos meus pais, Josane e Araken, exemplos que eu busco seguir, pelas sugestões, revisões e apoio e, acima de tudo, por tornar tudo isso possível.

Ao meu marido Ivan, pela paciência, compreensão, companheirismo e incentivo constante.

À minha avó Iracé, que me acolheu com tanto carinho durante o meu período em Florianópolis, pelos almoços, conselhos, orações e companhia.

Aos meus irmãos Josanne e Rodrigo, por sempre acreditarem em mim.

À Nanda, pela atenção e valiosa ajuda não só nesse trabalho, mas sempre que eu precisei.

Ao Professor Silvio, pelo tempo e dedicação prestados ao longo de todo o curso e pela orientação, indispensável para a conclusão desse trabalho.

Aos professores, à Evelyse e aos colegas do mestrado, pela ajuda e companhia.

Aos amigos da Celesc, principalmente Adriano, Nazareno, Hermes, João Batista, Helton e Katinha, pelo apoio durante o período de aulas, pelas sugestões, conversas e por todo o conhecimento repassado, que se tornou a base para o início desse estudo.

Aos colegas do CADE e amigos de Brasília, pelo apoio no final desse trabalho.

*Nossa maior fraqueza é a desistência. O
caminho mais certo para o sucesso é
sempre tentar uma vez mais.*
Thomas Edison

RESUMO

A presente dissertação busca analisar os impactos no setor elétrico brasileiro decorrentes da introdução da concorrência no mercado de geração de energia elétrica a partir do início da reestruturação do setor em 1993. Maior ênfase é dada ao comportamento dos preços de energia elétrica e dos investimentos em geração de energia elétrica de 1993 até o presente. Os resultados da análise dos preços não apontam para uma tendência clara de queda ao longo de todo o período, mas pode ser notada uma tendência de estabilidade, principalmente nos últimos três anos, tanto para a tarifa final de energia elétrica quanto para os preços de geração de energia. Os leilões de energia elétrica, instituídos a partir de 2004, trouxeram maior competitividade e preços reduzidos, tendo mais sucesso que o modelo de livre negociação entre distribuidoras e geradoras, estabelecida no início da reestruturação do setor. Os investimentos em fontes de energia hidrelétrica não aumentaram significativamente, em parte por causa de problemas ambientais. A capacidade instalada de fonte termelétrica cresceu expressivamente e foi amplamente beneficiada pelos leilões de energia elétrica. A participação do governo tem sido importante, tanto por meio de incentivos, quanto pelo investimento direto no setor. Porém, os investimentos devem ser contínuos, visto que a energia que será agregada pelas usinas em construção atualmente só é capaz de atender a demanda de energia até 2023, em um cenário de reduzido crescimento econômico. A introdução da concorrência pode ser benéfica, contudo deve ser acompanhada de mecanismos que incentivem a competitividade no setor.

Palavras-chave: Energia Elétrica. Regulação. Concorrência.

ABSTRACT

The present work analyses the impact on the Brazilian electricity sector from the introduction of competition on the market of electricity generation since the institutional reform initiated in 1993. Emphasis is given to the behavior of the electricity prices and the investments in generation since 1993. The results of the analysis do not point to a clear tendency of a decrease in prices, although a tendency of stability may be noticed, especially in the last three years for the final prices and for the wholesale prices of electricity. The electricity auctions, created in 2004, brought more competitiveness and lower prices and were more successful than the previous model of free negotiation between distributors and generators, which was established in the beginning of the reform. The investments in hydroelectricity did not increase significantly, in part because of environmental problems. The installed capacity of thermoelectricity has grown considerably and was benefited by the electricity auctions. Governmental participation has been very important, be it by incentives or by direct investments in generation. However, investments must be ongoing, for the electricity that will be aggregated by new plants that are now under construction will not be able to supply the future demand beyond 2023, in a scenario of slow economic growth. The introduction of competition can be beneficial, but it must come with mechanisms that can provide incentives for competitiveness in the market.

Key-words: Electricity. Regulation. Competition.

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Tipos de Empreendimento de Hidroeletricidade no Brasil em 2008	77
Tabela 2 - Participação das Fontes de Energia Elétrica na Capacidade de Geração do Brasil em 2008	86
Tabela 3 - Destino da Energia de Usinas Hidrelétricas de Energia e Usinas Termelétricas de Energia em 2008	88
Tabela 4 - Participação das 15 Maiores Empresas no Mercado de Geração de Energia Elétrica do Brasil em Capacidade Instalada em 2008	91
Tabela 5 - Principais Controladores do Mercado de Energia Elétrica no Brasil em Capacidade Instalada em 2008	91
Tabela 6 - Principais Controladores de Usinas Termelétricas de Energia em Capacidade Instalada em 2008	93
Tabela 7 - Principais Controladores do Mercado de Energia Elétrica Destinada ao Serviço Público em Capacidade Instalada em 2008	93
Tabela 8 - Principais Controladores do Mercado de Energia Elétrica Destinado à Produção Independente em Capacidade Instalada em 2008	94
Tabela 9 - Encargos Presentes na Tarifa Final de Energia Elétrica em 2007	102
Tabela 10 - Variação Real das Tarifas de Energia Elétrica segundo as Classes de Consumo pelo IGP-M e pelo IPCA de 1993 a 2006 (%)	106
Tabela 11 - Variação Nominal da Tarifa Média Final de Energia Elétrica por Classe Consumo e do IGP-M e IPCA de Janeiro de 2003 a Março de 2009	109
Tabela 12 - Resultados da Segunda Revisão Tarifária das 15 Maiores Distribuidoras do Brasil em Quantidade de Energia Consumida – 2007 a 2009	113
Tabela 13 - Variação do Componente da Distribuição no Segundo Ciclo de Revisão Tarifária das 10 Maiores Distribuidoras do Brasil – 2007 a 2009	114
Tabela 14 - Variação Nominal dos Componentes da Tarifa Final de Energia Elétrica no Brasil entre 2001 e 2007	115
Tabela 15 - Dados Estatísticos da Amostra de Preço Médio Nominal de Compra de Energia das Distribuidoras Brasileiras – 2003 a 2009	120
Tabela 16 - Resultado dos Leilões de Energia Existente – 2004 a 2008	127
Tabela 17 - Resultados das Primeiras Fases dos Leilões de Energia Nova – 2005 a 2008	129
Tabela 18 - Resultados dos Leilões de Energia Nova – Energia de Hidrelétricas 2005 a 2008	131
Tabela 19 - Resultados de Leilões de Energia Nova – Energia de Outras Fontes 2005 a 2008	132
Tabela 20 - Operações Aprovadas pelo BNDES no Segmento de Geração de Energia Elétrica de 2003 a junho de 2008	146
Tabela 21 - Situação das Usinas do PAC em Fevereiro de 2009	146
Tabela 22 - Usinas do PAC com Obras em Andamento em 2009	147

Tabela 23 - Investimentos Previstos para as Usinas com Novas Outorgas dos Leilões de Energia Nova - 2009.....	150
Tabela 24 - Usinas “Botox” que Iniciaram Construção com os Leilões de Energia - 2009	150
Tabela 25 - UHEs de Empresas Públicas Federais Previstas para Entrar em Operação - 2009	152
Tabela 26 - Principais Participações das Empresas Públicas em Usinas Hidrelétricas em Construção - 2009.....	152
Tabela 27 - Quantidade de Projetos do PROINFA em 2008.....	157
Tabela 28 - Indicadores Econômicos e Energia Elétrica no Brasil de 1970 a 2004.....	162
Tabela 29 - Comparação entre as Taxas de Crescimento Econômico para os Cenários Nacionais Adotados - 2007	166
Tabela 30 - Taxas Médias de Crescimento Estimadas do Consumo de Energia Elétrica no Brasil - 2007	167

Lista de Quadros

Quadro 1 - Principais Usinas Hidrelétricas Brasileiras já Construídas	56
Quadro 2 - Empresas de Energia Elétrica Privatizadas até 2001	60
Quadro 3 - Empresas Públicas e de Economia Mista do Setor Elétrico em 2008.....	69
Quadro 4 - Classificação do Mercado de Acordo com o Índice Herfindahl-Hirshman	92
Quadro 5 - Possíveis Cenários Nacionais Econômicos Futuros.....	166

Lista de Figuras

Figura 1 - Organização Institucional do Setor Elétrico antes da Reforma dos anos 1990 ..	62
Figura 2 - Estrutura da Cadeia de Produção do Setor Elétrico após a Reforma dos anos 1990	63
Figura 3 - Organização Institucional do Setor Elétrico a partir de 1997	64
Figura 4 - Sistema Interligado Nacional.....	65
Figura 5 - Ambientes de Contratação de Energia Elétrica	71
Figura 6 - Sistemática de Liquidação de Energia Elétrica no Mercado de Curto Prazo	72
Figura 7 - Localização das Usinas Hidrelétricas no Brasil em 2008.....	78
Figura 8 - Localização das Usinas Termelétricas no Brasil em 2008	81
Figura 9 - Localização dos Empreendimentos de Energia Eólica no Brasil em 2008.....	85
Figura 10 - Resumo da Sistemática dos Leilões de Energia Existente.....	97
Figura 11 - Esquema de Realização e Suprimento dos Leilões de Energia Nova.....	98
Figura 12 - Taxa de aproveitamento do potencial hidrelétrico por sub-bacia da ANEEL (situação em março de 2003).....	153

Lista de Gráficos

Gráfico 1 - Evolução da Capacidade Instalada do Parque Gerador Brasileiro de 1900 a 1945	51
Gráfico 2 - Evolução da Capacidade Instalada do Parque Gerador Brasileiro de 1940 a 1970	54
Gráfico 3 - Evolução da Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica e de seu Crescimento no Brasil de 1970 a 1990.....	58
Gráfico 4 - Crescimento do Consumo e da Capacidade Instalada de Energia Elétrica no Brasil de 1980 a 2000	68
Gráfico 5 - Evolução da Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica no Brasil de 1990 a 2007	73
Gráfico 6 - Evolução da Capacidade Instalada (MW) e do Crescimento da Capacidade Instalada (%) de Energia Hidrelétrica no Brasil.....	77
Gráfico 7 - Evolução da Capacidade Instalada de Usinas Termelétricas de 1900 a 2007 ..	80
Gráfico 8 - Evolução da Capacidade Instalada de Energia Nuclear no Brasil de 1985 a 2007	83
Gráfico 9 - Evolução da Capacidade Instalada de Energia Eólica no Brasil de 1992 a 2009	84
Gráfico 10 - Evolução da Participação das Principais Fontes de Energia na Geração de Energia Elétrica no Brasil de 1900 a 2007	86
Gráfico 11 - Porcentagem da Capacidade Instalada e do Consumo de Energia Elétrica por Região, excluindo os Sistemas Isolados	87
Gráfico 12 - Valores de IPCA, IGP-M e Tarifa Nominal de Energia Elétrica – 1993 a 2006 (1993 = 100)	104
Gráfico 13 - Evolução da Tarifa Real de Energia Elétrica de 1993 a 2006	105
Gráfico 14 - Tarifa Real Final de Energia Elétrica (IGP-M) por Classe de Consumo.....	106
Gráfico 15 - Tarifa Real Final de Energia Elétrica (IPCA) por Classe de Consumo	106
Gráfico 16 - Tarifa Média Final de Energia Elétrica Deflacionada pelo IGP-M e pelo IPCA de Janeiro de 2003 a Março de 2009	107
Gráfico 17 - Tarifa Média Nominal de Energia Elétrica por Classe de Consumo de Janeiro de 2003 a Março de 2009	109
Gráfico 18 - Tarifa Média Final de Energia Elétrica Deflacionada pelo IPCA por Classe de Consumo.....	110

Gráfico 19 - Tarifa Média Final de Energia Elétrica Deflacionada pelo IGP-M por Classe de Consumo	110
Gráfico 20 - Tarifa Média Nominal de Energia Elétrica por Região do Brasil.....	111
Gráfico 21 - Evolução dos Principais Encargos Setoriais de Energia Elétrica no Brasil ..	116
Gráfico 22 - Participação Estimada dos Encargos Setoriais no Valor da Tarifa Média de Energia Elétrica do Brasil.....	117
Gráfico 23 - Evolução do Valor Total da Recomposição Tarifária Extraordinária e Aumento que Produziu na Tarifa Final de Energia Elétrica no Brasil	118
Gráfico 24 - Preço Médio Nominal de Compra de Energia das Distribuidoras Brasileiras	121
Gráfico 25 - Valores Índice do Preço Médio de Compra de Energia pelas Distribuidoras Brasileiras, IPCA e IGP-M (2003 = 100)	122
Gráfico 26 - Preço Médio de Compra de Energia das Distribuidoras Brasileiras Deflacionado pelo IGP-M e pelo IPCA.....	123
Gráfico 27 - Participação dos Tipos de Contrato na Energia Comprada pelas Distribuidoras Brasileiras e seus Preços.....	124
Gráfico 28 - Preço Médio dos Leilões de Energia Existente.....	128
Gráfico 29 - Preço Médio dos Leilões de Energia Nova por Tipo de Fonte	134
Gráfico 30 - Preço Médio de Todos os Leilões de Energia Realizados até 2008.....	135
Gráfico 31 - Preço Médio dos Leilões com e sem as Usinas do Rio Madeira	136
Gráfico 32 - Número de Consumidores Livres e Participação no Consumo Total de Energia Elétrica.....	138
Gráfico 33 - Consumo Total no Mercado Livre de Energia Elétrica	139
Gráfico 34 - Evolução da Potência Instalada do Brasil e seu Crescimento.....	143
Gráfico 35 - Investimento no Setor de Geração de Energia Elétrica no Brasil	145
Gráfico 36 - Evolução da Potência Instalada de Fontes Hidrelétricas	148
Gráfico 37 - Evolução da Capacidade Instalada de Fonte de Energia Termelétrica	154
Gráfico 38 - Evolução da Capacidade Instalada de Energia Elétrica de Fonte Eólica.....	156
Gráfico 39 - Participação das Regiões do Brasil na Capacidade Instalada (MW) contratada do PROINFA de Projetos de PCHs	158
Gráfico 40 - Participação das Regiões do Brasil na Capacidade Instalada (MW) contratada do PROINFA de Projetos de Biomassa.....	158

Gráfico 41 - Participação das Regiões do Brasil na Capacidade Instalada (MW) contratada do PROINFA de Projetos de Eólica	158
Gráfico 42 - Participação das Regiões do Brasil na Capacidade Instalada (MW) contratada do PROINFA de Todos os Projetos.....	158
Gráfico 43 - Evolução do Consumo de Energia Elétrica no Brasil de 1952 a 2008	161
Gráfico 44 - Evolução da Participação das Regiões do Brasil no Consumo de Energia Elétrica.....	163
Gráfico 45 - Participação de Cada Classe no Consumo Total de Energia Elétrica de 1963 a 2008	164
Gráfico 46 - Projeção do Consumo de Energia Elétrica até 2030	167
Gráfico 47 - Estimativa de Oferta Futura de Energia Elétrica Estimada com Base nos Leilões de Energia Nova.....	168
Gráfico 48 - Estimativa de Oferta Futura de Energia Elétrica Considerando Usinas dos Leilões de Energia Nova, Belo Monte e Outras Usinas em Construção	171
Gráfico 49 - Estimativa de Oferta Futura de Energia Elétrica Considerando Usinas dos Leilões de Energia Nova, Belo Monte, Outras Usinas em Construção e o Desenvolvimento do Restante do Aproveitamento Hídrico Brasileiro	172

Lista de Abreviaturas e Siglas

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ACR - Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BNDE - Banco Nacional de Desenvolvimento

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Social

CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEEE - Comissão Estadual de Energia Elétrica

CGH - Central Geradora Hidrelétrica

CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

CNAEE - Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica

CONESP – Comissão de Nacionalização das Empresas Concessionárias de Serviço Público

CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz

CRC - Conta de Resultados a Compensar

DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

DNPM - Departamento Nacional de Produção Mineral

EDF - *Électricité de France*

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

GCE - Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica

GCOL – Grupo Coordenador para Operação Interligada

IEA – Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency*)

IGP-M - Índice Geral de Preços do Mercado

IPCA - Índice de Preços ao Consumidor Amplo

IRT - Índice de Reposicionamento Tarifário

MAE – Mercado Atacadista de Energia

MIPE - Modelo Integrado de Planejamento Energético

MME – Ministério de Minas e Energia

ONS – Operador Nacional do Sistema

PAC - Programa de Aceleração do Crescimento

PCH - Pequenas Centrais Hidrelétricas

PIB - Produto Interno Bruto

PLD - Preço de Liquidação de Diferenças

PLPT - Programa Luz para Todos

PPT - Programa Prioritário de Termoeletricidade

PROCEL - Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica

PRODEEM - Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios

PROINFA - Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

RESEB - Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

RGR - Reserva Global de Reversão

RTE - Recomposição Tarifária Extraordinária

SIN – Sistema Interligado Nacional

SINTREL - Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica

TUSD - Tarifa de Uso de Distribuição

UHE - Usina Hidrelétrica de Energia

UPB - Uso do Bem Público

UTE - Usinas Termelétricas de Energia

SUMÁRIO

RESUMO.....	vii
ABSTRACT.....	viii
LISTA DE TABELAS.....	ix
LISTA DE QUADROS	xi
LISTA DE FIGURAS.....	xii
LISTA DE GRÁFICOS.....	xiii
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....	xvi
SUMÁRIO.....	xviii
1 INTRODUÇÃO.....	21
1.1 PROBLEMA DE PESQUISA	21
1.2 OBJETIVOS	23
1.2.1 Objetivo Geral	23
1.2.2 Objetivos Específicos	23
1.3 HIPÓTESE.....	24
1.4 METODOLOGIA	24
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO	25
2 REFERENCIAL TEÓRICO.....	27
2.1 ESTRUTURAS DE MERCADO	27
2.2 REGULAÇÃO ECONÔMICA.....	31
2.2.1 Falhas de Mercado e Externalidades	32
2.2.2 Assimetria de Informação e Teoria dos Contratos	33
2.2.3 Monopólio Natural	35
2.3 TEORIA DOS LEILÕES.....	37
2.4 ECONOMIA DA ENERGIA.....	41
2.4.1 Economia do Setor de Energia Elétrica.....	42
2.5 O IMPACTO DA INTRODUÇÃO DA CONCORRÊNCIA EM PAÍSES DA ORGANIZAÇÃO E COOPERAÇÃO DE PARA O DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO	44
2.6 SÍNTESE CONCLUSIVA.....	47

3	HISTÓRICO DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL : UMA SÍNTESE	49
3.1	DO SURGIMENTO DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL À CRISE DOS ANOS 1980	49
3.2	O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO	57
3.3	A CRISE DE ABASTECIMENTO DE 2001	67
3.4	SÍNTESE CONCLUSIVA.....	73
4	PERFIL DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	75
4.1	TIPOS DE ENERGIA NO BRASIL	75
4.1.1	Energia Hidrelétrica.....	75
4.1.2	Energia Termelétrica	78
4.1.3	Energia Nuclear	81
4.1.4	Energia Eólica.....	83
4.1.5	Matriz Energética Brasileira.....	85
4.2	CONCENTRAÇÃO DE MERCADO NO SETOR DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	88
4.2.1	A Importância da Análise de Concentração de Mercado	88
4.2.2	Concentração de Mercado no Setor de Geração de Energia Elétrica	90
4.3	A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	94
4.4	SÍNTESE CONCLUSIVA.....	99
5	ANÁLISE DOS PREÇOS DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA	101
5.1	ANÁLISE DA TARIFA FINAL AO CONSUMIDOR.....	101
5.2	PREÇO MÉDIO DE COMPRA DE ENERGIA DAS DISTRIBUIDORAS	119
5.3	PREÇO DOS LEILÕES	126
5.3.1	Leilões de Energia Existente	126
5.3.2	Leilões de Energia Nova.....	128
5.4	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE	137
5.5	SÍNTESE CONCLUSIVA.....	140
6	ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS NO SETOR DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	142
6.1	INVESTIMENTOS REALIZADOS NO SETOR DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	143
6.1.1	Empreendimentos de Energia Hidrelétrica.....	147
6.1.2	Empreendimentos de Energia Térmica.....	154

6.1.3	Empreendimentos de Outras Fontes de Energia.....	155
6.2	DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	160
6.2.1	Perfil da Demanda de Energia Elétrica no Brasil	160
6.2.2	Projeção de Energia Elétrica segundo Estimativa da EPE.....	164
6.3	OFERTA FUTURA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	168
6.4	SÍNTESE CONCLUSIVA.....	172
7	CONCLUSÃO.....	174
8	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	182

1 INTRODUÇÃO

1.1 PROBLEMA DE PESQUISA

Com o processo de industrialização, iniciado no século XIX e intensificado no século seguinte, e o aumento expressivo da urbanização nas últimas décadas, a energia elétrica desempenha um papel central nas nações atuais. Esse bem mantém uma relação de interdependência com a renda nacional. O crescimento econômico de um país pode aumentar a demanda por energia elétrica, mas uma restrição de oferta desse bem pode limitar o crescimento econômico. Portanto, garantir o adequado fornecimento de energia elétrica é não só necessário, como estratégico para qualquer país.

No Brasil, o setor de energia elétrica passou por diversas mudanças ao longo de sua existência. No início do século XX, existiam somente pequenas empresas locais que produziam e distribuíam a energia para centros urbanos. Logo empresas estrangeiras, como a canadense Light e a americana *American and Foreign Power* (AMFORP) se interessaram pelo setor de energia elétrica brasileiro. Em poucas décadas, essas empresas conseguiram dominar a maior parte dos principais centros econômicos do país.

No entanto, essas empresas eram pouco reguladas pelo Estado e podiam reajustar suas tarifas automaticamente de acordo com a variação cambial. A partir da crise de 1929, os Estados Unidos e vários países da Europa passaram a ser mais atuantes nos seus respectivos setores de energia elétrica. No Brasil, foi promulgado o Código de Águas, que estabelecia a fiscalização das empresas e a propriedade do Estado sobre potenciais hidrelétricos.

A partir da década de 1940, as empresas estrangeiras deixaram de investir no setor, alegando que a regulação existente desestimulava a construção de novas usinas. Assim, tanto a União, quanto os Estados passaram a investir diretamente no setor. A União criou então a Chesf e Furnas, em 1945 e 1957, respectivamente. A Eletrobrás, empresa que se tornou responsável pelo planejamento do setor, foi criada em 1962. Desse modo, o governo passou a desempenhar um papel central de planejamento e investimento no setor.

Na década de 1970, durante o período conhecido como “milagre econômico”, a capacidade instalada cresceu a taxas bastante significativas. A maior parte das maiores usinas hidrelétricas foram construídas ou iniciaram suas construções nesse período. As

empresas Light e AMFORP foram incorporadas pela Eletrobrás em 1964 e 1979, respectivamente.

Contudo, o setor começou a dar sinais de esgotamento logo após a segunda crise do petróleo, em 1979. Os financiamentos externos se tornaram mais difíceis e o governo passou a utilizar o setor como meio de política econômica. A tarifa de energia elétrica foi equalizada em todo o território nacional e era utilizada para o controle da inflação, o que gerou uma significativa redução no seu valor real. Assim, na década de 1980, com o esgotamento das fontes de financiamento e o baixo nível tarifário, desencadeou-se uma crise no setor, com grande inadimplência das empresas e perda de eficiência setorial.

Na década de 1990, com a nova onda mundial liberal que pregava menor participação do Estado na economia, foi iniciada uma reestruturação do setor, que tinha como ponto central a introdução da concorrência onde economicamente viável e o ingresso do capital privado como uma maneira de buscar eficiência. Assim, foi criado o Plano Nacional de Desestatização. A Light e a Escelsa, únicas empresas distribuidoras controladas pelo governo federal, foram as primeiras a entrar no programa.

Outra mudança foi a criação da figura do consumidor livre, que é aquele que pode escolher o seu fornecedor de energia elétrica. Além disso, as distribuidoras foram permitidas a negociar livremente com as geradoras para firmar contratos bilaterais de compras de energia. Foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão regulador do setor, e o Mercado Atacadista de Energia (MAE), responsável por controlar a comercialização no setor, registrar os contratos de energia e administrar o mercado de curto prazo.

A crise de abastecimento de 2001 trouxe ainda novas mudanças ao setor. As privatizações foram interrompidas e as distribuidoras deveriam adquirir energia apenas por meio de leilões. O MAE foi substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que herdou suas funções e ainda ficou responsável pela organização dos leilões.

Dessa forma, o setor de energia elétrica brasileiro foi iniciado por pequenas empresas locais verticalizadas, passou por um período em que foi praticamente tomado pelo capital estrangeiro, com quase nenhuma regulação e algumas décadas depois foi totalmente encampado pelo Estado quando as empresas estrangeiras mostraram-se ineficientes e incapazes de investir no setor. Finalmente, na última década, diversas

empresas foram privatizadas, a concorrência foi estabelecida no mercado de geração e foi criado um mercado livre, em que os próprios consumidores podem escolher seu fornecedor de energia.

Várias linhas de pensamento concordam que a introdução da concorrência em um setor traz ganhos para o consumidor final, por meio da redução de preços e aumento da qualidade, e para a sociedade, por meio do aumento da eficiência e do investimento.

No contexto da nova estrutura do setor de energia elétrica, que vem sendo implantado desde 1993, esse trabalho foca no setor de geração de energia elétrica, em que a concorrência foi introduzida. Visto que a introdução da competição busca a eficiência, pretende-se, no decorrer deste trabalho, responder a seguinte pergunta:

A introdução da concorrência no setor de geração de energia elétrica contribuiu para a redução dos preços deste produto e para o aumento do investimento no setor desde 1993 até o presente?

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Analisar os impactos provocados pela introdução da concorrência no segmento de geração de energia elétrica, no sentido de contribuir com estudos no setor elétrico brasileiro.

1.2.2 Objetivos Específicos

- a) Apresentar a revisão teórica pertinente ao tema de estudo, abordando, principalmente, as estruturas de mercado, padrões de concorrência, teoria da regulação, teoria dos contratos, teoria dos leilões, economia da energia e estudos recentes sobre a reestruturação de mercados de energia elétrica;
- b) Apresentar o histórico do setor elétrico brasileiro, com foco nas privatizações ocorridas na década de 1990 e o marco regulatório implementado desde então;

- c) Analisar e caracterizar o segmento de geração elétrica no Brasil: sua distribuição espacial, concentração de mercado, principais características e regras de funcionamento;
- d) Analisar a trajetória dos preços de energia elétrica de 1993 até o presente e sua tendência para o futuro;
- e) Por fim, analisar a evolução do investimento em geração de energia elétrica e avaliar se os investimentos realizados são suficientes para o atendimento da demanda futura.

1.3 HIPÓTESE

Neste trabalho, parte-se da hipótese que a introdução da concorrência em um mercado incentiva as empresas a buscar inovações e realizar investimentos, contribuindo para a redução dos preços do bem comercializado.

1.4 METODOLOGIA

Para atender o primeiro objetivo, concernente ao referencial teórico, é utilizada a pesquisa bibliográfica, analisando-se a teoria microeconômica clássica, bem como a teoria da regulação, teoria dos leilões, economia da energia e estudos recentes do setor, com base nas obras de Varian (1994), Katz e Rosen (1998), Coase (1952), Salanié (1997), Klemperer (2004), Pinto Jr (2007) e International Energy Agency (2001).

Na elaboração da apresentação histórica do setor elétrico brasileiro, segundo objetivo desse trabalho, é usada não só a pesquisa bibliográfica como também a pesquisa legislativa, coletando-se e compilando-se as normas que regeram as instituições e agentes desse setor, além de dados históricos de capacidade instalada do setor de geração de energia elétrica. Serão usados como fonte de dados a ANEEL, o MME, a CCEE, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e agentes do setor.

No tocante à caracterização do segmento de geração de energia elétrica, que representa o terceiro objetivo desse trabalho, além também da pesquisa bibliográfica, são

utilizados dados a respeito da composição do setor, como número de geradoras, localização das empresas, potência das usinas e organização societária, disponíveis na Eletrobrás, CCEE, Ministério de Minas e Energia, ANEEL e empresas do setor.

Para a análise dos preços do setor, foram coletados dados de preço final da energia elétrica, preço médio de compra de energia das distribuidoras e preços dos leilões de energia realizados até agora. Os preços finais de energia elétrica estão disponíveis no sítio eletrônico do Ipeadata, tendo como fonte a Eletrobrás, e também na ANEEL. Os preços médios de compra de energia elétrica pelas distribuidoras estão disponíveis nas Notas Técnicas emitidas pela ANEEL de Reajustes e Revisões Tarifárias das distribuidoras. Os preços dos leilões de energia elétrica foram coletados no sítio eletrônico da CCEE.

Por fim, para a análise dos investimentos, são utilizados dados de valores financeiros de investimento, capacidade instalada do parque gerador por fonte de energia, e dados dos leilões de energia nova já realizados, disponíveis nos sites eletrônicos da ANEEL, CCEE, Eletrobrás, EPE e Ipeadata. Para a análise da demanda de energia elétrica, tanto passada quanto projetada, são utilizados dados da ANEEL, CCEE e Ipeadata e estudos da EPE. São estimados valores de crescimento da capacidade instalada e produção de energia com base nas fontes e estudos já citados acima.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho conta com sete capítulos. O primeiro capítulo é esta introdução, em que são apresentados o problema de pesquisa, os objetivos e a metodologia.

O segundo capítulo apresenta a revisão teórica pertinente ao objetivo do estudo. São abordadas as principais estruturas de mercado descritas pela microeconomia clássica e um breve histórico da teoria da regulação e seus conceitos. Além disso, são relatadas, no âmbito da teoria dos leilões, as principais formas de leilões e suas características. Por fim, descreve-se a economia da energia e um estudo da *International Energy Agency* a respeito da experiência de outros países com a introdução da concorrência no mercado de geração de energia elétrica.

O histórico do setor de energia é apresentado no terceiro capítulo. A trajetória do setor é descrita desde as primeiras usinas construídas no Brasil até o cenário atual. As principais normas promulgadas, os agentes, órgãos criados e suas funções são descritos,

além de uma explanação sobre a privatização das empresas de energia elétrica no Brasil e a crise de abastecimento em 2001.

No quarto capítulo, são descritas as principais fontes para a produção de energia elétrica no Brasil, bem como suas características, capacidade instalada e distribuição espacial. Ademais, são analisadas a concentração do mercado de geração de energia elétrica e o seu atual funcionamento.

Os preços de energia elétrica são analisados no quinto capítulo. Para isso, é estudada, primeiramente, a tarifa final de energia elétrica, avaliando seus principais componentes. São analisados também o preço médio de compra de energia elétrica das distribuidoras e os preços finais resultantes dos leilões de energia.

O sexto capítulo traz uma análise dos investimentos realizados em geração de energia elétrica, tanto em termos financeiros como em termos de aumento da capacidade instalada. É descrito ainda o perfil de consumo de energia elétrica no Brasil e a projeção de energia elétrica realizada pela EPE. Com base nos investimentos realizados até o momento, é realizada uma projeção da oferta de energia elétrica e comparada à demanda.

Por fim, o sétimo capítulo contém as considerações finais a respeito da reestruturação do setor e, principalmente, dos efeitos da introdução da concorrência nos preços e investimento na geração de energia elétrica.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Com o objetivo de apresentar o referencial teórico relativo ao tema do presente trabalho, na seção 2.1, descreve-se as principais estruturas de mercado conforme a microeconomia clássica; na seção 2.2, aborda-se tópicos da regulação econômica, inclusive seu histórico, falhas de mercado, externalidades, assimetria de informação e monopólio natural; na seção 2.3, faz-se uma breve exposição da teoria dos leilões; na seção 2.4 relata-se a Economia da Energia, inclusive no tocante à eletricidade; na seção 2.5 descreve-se um trabalho da *International Energy Agency* (IEA) a respeito da experiência estrangeira com a concorrência no setor de energia elétrica; e, por fim, na seção 2.6, faz-se a síntese conclusiva do capítulo.

2.1 ESTRUTURAS DE MERCADO

A teoria microeconômica tradicional descreve algumas formas de estrutura de mercado que devem servir como ponto de partida para a análise do estudo proposto. As três principais estruturas de mercado são os mercados competitivos, os monopólios e os oligopólios. A descrição destas estruturas é baseada nas obras de Katz e Rosen (1998) e Varian (1994).

Em um mercado competitivo, ou mercado de concorrência perfeita, há um grande número de firmas, de modo que nenhuma delas possui poder de mercado suficiente para influenciar o valor do preço. Diz-se, portanto, que os produtores são tomadores de preço. Ademais, as firmas não se comportam de maneira estratégica, o que quer dizer que elas não antecipam as ações das outras firmas. O número de consumidores em um mercado competitivo também é elevado, de tal maneira que nenhum comprador consome uma quantidade grande o suficiente do bem para influenciar o preço naquele mercado. Além disso, o bem comercializado no mercado é homogêneo, ou seja, não há diferença, para o consumidor, entre os bens produzidos pelas diferentes firmas. Outro pressuposto é que os consumidores possuem informação perfeita a respeito dos preços praticados pelas firmas. Isso quer dizer que o consumidor consegue notar o aumento de preço de qualquer firma participante no mercado.

Além disso, não há barreiras à entrada nesse mercado, ou seja, qualquer firma pode participar dele. Assim, se o mercado se mostra lucrativo, logo é tomado por novas empresas. Por outro lado, se o rendimento das firmas for baixo, as empresas deixam o

mercado. Nesse mercado, o preço se forma por meio da interação entre a demanda dos consumidores e a oferta das firmas. O valor do preço é o resultado do equilíbrio que se dá quando a quantidade demandada e a ofertada são iguais. Nessa situação, o custo marginal de produzir o bem é igual à receita marginal obtida pelas firmas com a venda daquele bem. Assim, as firmas naquele mercado não auferem lucros extraordinários e não há incentivos para a saída ou entrada de firmas no mercado.

Pode-se dizer, em termos gerais, que esta estrutura de mercado, quando está em equilíbrio, é a mais eficiente, pois maximiza a soma do excedente do consumidor e do excedente do produtor. Isso significa que a diferença entre o benefício total dos consumidores adquirirem o bem e o custo de sua produção é maximizada. Em termos mais simples, em um mercado competitivo em equilíbrio, o consumidor paga o menor preço que o produtor pode ofertar.

O monopólio é a estrutura de mercado que se encontra no outro extremo em relação ao modelo apresentado acima. Em um mercado monopolizado, existe apenas uma firma, responsável por toda a produção do mercado.

Algumas premissas do mercado de concorrência perfeita são consideradas nesta estrutura também. O consumidor tem informação perfeita e age racionalmente. Além disso, um consumidor individual não tem influência sobre o valor do preço. Assim, existe um número bastante elevado de consumidores.

Por outro lado, o produtor não é um tomador de preços, como na concorrência perfeita, e sim determina o preço que irá vender seu bem. O produto vendido no mercado, por sua vez, não possui substitutos próximos. Outro pressuposto é o de que a entrada no mercado é totalmente bloqueada, seja por razões técnicas, econômicas ou legais.

Em um mercado monopolista, já que há uma única firma produtora, a sua receita depende da quantidade que ela irá produzir e vender e da demanda que ela enfrenta no mercado. Considerando que quanto maior o preço, menor a quantidade que os consumidores estão dispostos a comprar, a firma monopolista terá que cobrar um preço menor, quanto maior a quantidade que ela produz. Dessa forma, à medida que a quantidade produzida aumenta, a receita marginal da firma diminui.

Assim como acontece na concorrência perfeita, a firma produz até a quantidade em que o custo marginal de produzir o bem é igual à receita marginal com a sua venda. Porém, neste caso, este valor é inferior ao preço que a firma pode cobrar, dada a demanda do

mercado. Portanto, o preço é maior que o custo marginal e a firma obtém lucros extraordinários. Em consequência disso, a quantidade produzida também é menor do que seria em um mercado competitivo.

Em termos mais simples, um monopolista produz até o ponto em que possa obter a maior receita, dada a quantidade demandada e o seu respectivo preço. O monopolista reconhece que, se aumentar a produção, terá que baixar o preço de um produto que ele teria vendido de qualquer maneira. Em um mercado competitivo, as firmas não conseguem perceber o efeito que sua produção tem no preço e, conseqüentemente, produzem mais do que um monopolista produziria.

Assim, em um mercado monopolista, o consumidor está numa condição pior, já que paga um preço maior do que pagaria em um mercado de concorrência perfeita. Por outro lado, a firma encontra-se em uma situação melhor, já que consegue auferir lucros extraordinários. O efeito total de um mercado completamente concentrado é menos eficiente, já que o excedente total (soma do excedente do consumidor e do produtor) é menor. Em outras palavras, em um mercado monopolista, por causa do preço mais alto, há consumidores que deixam de consumir o bem, cujo benefício em consumi-lo é maior do que o custo marginal de produzi-lo. Portanto, o mercado monopolista é menos eficiente que a concorrência.

O oligopólio pode ser considerado uma extensão do monopólio. Porém, no oligopólio, há, em vez de uma única firma, um grupo pequeno de firmas. Cada firma possui influência suficiente para alterar o preço do mercado. As condições de entrada podem variar de totalmente bloqueada até totalmente livre. Outra diferença do oligopólio é que as firmas agem estrategicamente, ou seja, suas ações são tomadas com base nas ações das outras firmas ou com o que elas esperam que sejam essas ações. Um consumidor individual, como nas duas estruturas de mercado descritas acima, não possui influência sobre o valor do preço. Assim, deve existir um número elevado de consumidores nesse mercado. Além disso, os consumidores possuem informação perfeita.

O produto nesse mercado pode variar desde substitutos perfeitos até bens altamente diferenciados. No entanto, os bens de cada produtor devem ser substitutos próximos o bastante para que cada empresa reconheça a influência que tem sobre as demais.

Existem dois exemplos clássicos de oligopólios envolvendo duas firmas. No primeiro deles, estudado pela primeira vez por Augustin Cournot (apud KATZ e ROSEN,

1998), cada empresa deve escolher a quantidade que irá produzir dada a quantidade que ela espera que a outra empresa produza. Assim, o preço do mercado e, conseqüentemente, a receita de cada firma, depende da escolha de produção de sua concorrente.

Nesse modelo, se supõe que os produtos ofertados pelas firmas são homogêneos, a entrada no mercado é totalmente bloqueada e as duas firmas têm estruturas de custo iguais. Dessa forma, cada produtor age de acordo com a estratégia esperada de seu concorrente. Além disso, as duas empresas reconhecem a sua influência no preço.

O resultado da interação entre as duas empresas e a demanda é uma quantidade produzida maior que numa situação de monopólio, porém menor do que num mercado competitivo. Dessa forma, no modelo de oligopólio de Cournot, o consumidor também se encontra numa situação pior em comparação à concorrência perfeita.

Outro modelo, que utiliza as mesmas premissas do modelo de Cournot é o modelo de oligopólio de Bertrand (apud KATZ e ROSEN, 1998). A diferença é que, nesse modelo, as empresas decidem a que preço vender seu produto. Em um mercado desse tipo, como o produto é homogêneo e os consumidores possuem informação perfeita, a firma que cobrar o menor preço, atenderá todo o mercado e, portanto, o seu concorrente não terá receita alguma.

O resultado desse modelo é que cada firma cobrará o menor preço possível, que é o custo marginal de cada uma, o qual, de acordo com um dos pressupostos, é o mesmo valor para os dois produtores. Assim, o modelo de Bertrand resulta na mesma situação de uma concorrência perfeita e, portanto, o consumidor está numa situação ótima.

Dessa forma, o preço num oligopólio pode ser tanto competitivo (igual ao custo marginal), quanto um preço maior do que o de um mercado de concorrência perfeita, dependendo da ação estratégica das firmas e de qual elemento – preço ou quantidade – as firmas conseguem ajustar com mais facilidade.

É importante destacar também que, em um mercado com poucas empresas atuantes, a formação de um cartel entre elas é facilitada. Isso porque um cartel se sustenta na crença por cada um dos participantes de que todas as firmas vão cumprir o acordo. Em um cartel em que poucas empresas participam é mais fácil as empresas monitorarem as ações de suas concorrentes e perceberem se elas estão ou não seguindo o acordo.

2.2 REGULAÇÃO ECONÔMICA

Deve-se destacar que poucos mercados se aproximam do modelo de concorrência perfeita como descrito acima. Um problema, que será discutido mais adiante neste capítulo, é que raramente os consumidores possuem informação perfeita a respeito dos agentes do mercado. Além disso, em diversos mercados existem barreiras técnicas, econômicas ou legais que limitam o número de firmas participantes.

Nesses casos, em que o mercado opera de maneira distante à socialmente ótima, o governo pode intervir nas atividades das firmas para aproximar o resultado do mercado ao de uma concorrência perfeita. A este tipo de intervenção do Estado, dá-se o nome de regulação.

Pinto e Fiani (2002) definem a regulação como “qualquer ação do governo no sentido de limitar a liberdade de escolha dos agentes econômicos”. O tipo mais conhecido de regulação é a de preço, quando um agente regulador (uma agência do Estado responsável por algum setor da economia) estabelece uma tarifa para algum serviço, como o de eletricidade. Porém, os autores citam diversas outras formas de regulação, como a de quantidade, qualidade, segurança do trabalho, entre outras.

Segundo Fiani (1998), a regulação surgiu no início do século, de forma espontânea e pouco organizada, em resposta às transformações por que passavam as indústrias naquele período. A Grande Depressão de 1929 também gerou uma elevada demanda por intervenção estatal, principalmente nos Estados Unidos.

A partir do final da II Guerra Mundial, com o grande crescimento apresentado pelas economias capitalistas, houve um aperfeiçoamento de instituições regulatórias, com um corpo técnico especializado, e a difusão de práticas regulacionistas.

A década de 1970 foi marcada por uma forte crise, iniciada pelos choques do petróleo. Nesse período, foi necessária uma regulação que garantisse a resposta de setores regulados à elevação de custos, mas que também mantivesse níveis de receita para dar continuidade aos investimentos.

Até então, a regulação econômica se baseava na análise tradicional de bem-estar, cujo teorema central postula que, se houver um número grande de mercados em uma economia e se estes se comportarem competitivamente, então, havendo um equilíbrio, este será um ótimo de Pareto. Sob essa visão, apenas havia a necessidade de se regular

monopólios naturais e, ocasionalmente, as chamadas falhas de mercado. Esses conceitos serão discutidos mais a frente.

Os limites da regulação, porém, começaram a ser questionados, assim como o sentido da ação regulatória. Além das falhas de mercado, surgiu a idéia de falhas de governo, em que dois conceitos básicos se destacam: os grupos de interesse e o *rent-seeking*. Grupos de interesse são associações de membros que buscam, junto ao governo, um objetivo comum. Já o *rent-seeking* seria a busca de renda econômica por meios outros que não o sistema de preços, como, por exemplo, a regulação governamental.

Nos anos 1980, as economias capitalistas foram tomadas por uma onda de desregulação, iniciada nos Estados Unidos e na Inglaterra. Esse período também foi marcado por cortes orçamentários e privatizações. A desregulação atingiu vários setores de diversos países e de maneiras distintas. O diagnóstico era que a regulação excessiva prejudicava a competitividade das empresas. Fiani (1998) aponta que a revisão de literatura para a desregulação desse período foi positiva, porém nem todos os casos foram bem-sucedidos.

No Brasil, a onda de desregulação se traduziu na privatização de diversos setores, inclusive parte do setor de energia elétrica, e na importação de modelos regulatórios da Inglaterra e dos Estados Unidos.

2.2.1 Falhas de Mercado e Externalidades

Falhas de mercado são situações em que um mercado não opera de maneira eficiente. Assim, não há concorrência perfeita e os recursos não são alocados de maneira ótima. É importante, portanto, a intervenção do Estado para que esses mercados operem de forma mais eficiente.

Um exemplo recorrente de falha de mercado são as externalidades. Elas acontecem quando a atividade de um ente econômico afeta diretamente o bem-estar de outro ente, sem que os custos ou benefícios sejam transmitidos por meio de preços de mercado.

A poluição emitida por fábricas é um exemplo clássico de externalidade negativa. O custo para a sociedade de ter o meio ambiente poluído por resíduos não são pagos pela fábrica que os emitiu. Dessa maneira, tal empresa tem o incentivo de produzir mais (e

consequentemente poluir mais) do que o socialmente ótimo. O custo marginal social de produzir o bem é diferente do benefício marginal auferido pela sociedade.

Externalidades podem ser produzidas tanto por empresas quanto por indivíduos. Um morador de um prédio com o som alto de madrugada, por exemplo, gera uma externalidade negativa para seus vizinhos. As externalidades também podem ser positivas. Se alguém planta um belo jardim em sua casa, tanto o morador é beneficiado, quanto seus vizinhos que podem admirar o jardim. A educação é outro exemplo de externalidade positiva. Além dos estudantes se beneficiarem dela, a sociedade também se beneficia com, por exemplo, um voto mais consciente ou a maior probabilidade de uma descoberta científica.

Existem algumas maneiras com as quais o Estado pode tentar inibir a produção de bens que gerem externalidades negativas ou incentivar aqueles que geram externalidades positivas. Uma delas é a regulação. O Estado pode, por exemplo, limitar a quantidade de poluentes emitidos por certo tipo de fábrica.

2.2.2 Assimetria de Informação e Teoria dos Contratos

Assimetrias de informação são as diferenças nas informações em que partes distintas envolvidas em uma mesma transação econômica possuem. Em outras palavras, quando um lado do mercado tem mais informações do que o outro lado, há assimetria de informação. As assimetrias de informação podem alterar significativamente a maneira como os mercados funcionam.

Para a análise de assimetria de informação, as informações relevantes em uma transação econômica comumente são divididas em dois tipos: de características e de ações. As informações a respeito das características do produto (qualidade, durabilidade, etc.) são importantes para estabelecer o seu preço. Geralmente, os produtores possuem informações mais precisas a respeito de seus produtos do que os consumidores. Mas também há o caso inverso, ou seja, em que o comprador possui melhor informação. Um exemplo é o mercado de seguro de vida em que o consumidor tem mais informações a respeito de sua saúde do que a agência de seguros. Existem casos em que o lado da transação menos informado acaba lidando justamente com as partes que lhe trarão maior prejuízo, ou seja, com as partes que ele não gostaria de negociar. Essa situação, em que uma parte da transação não

consegue observar as características do bem, é chamada seleção adversa (KATZ e ROSEN, 1998).

Informações a respeito das ações dos agentes também são relevantes. Por exemplo, ao contratar um seguro de carro, a seguradora não tem informações tão precisas a respeito dos hábitos do motorista quanto o próprio motorista. Dá-se o nome de risco moral às situações em que um dos lados do mercado não pode observar as ações do outro lado.

Problemas de seleção adversa e risco moral podem afetar o mercado negativamente porque, para identificar as características de certo bem ou as ações de certo agente, é preciso incorrer em custos que não seriam necessários se todos tivessem informação perfeita. No mercado de seguros, por exemplo, as agências pedem exames médicos para os potenciais segurados. Se a agência tivesse a mesma informação a respeito da saúde do segurado que o próprio segurado, os exames não seriam necessários.

Tais custos adicionais são chamados custos de transação e passaram a ganhar mais atenção a partir do artigo de Ronald Coase, *The Nature of the Firm*, de 1937¹. Segundo Fiani (2002), “custos de transação são os custos de negociar, redigir e garantir o cumprimento de um contrato”. Assim, o foco da análise dos custos de transação são os contratos. Na microeconomia clássica, os contratos não envolvem custos porque parte-se do pressuposto que todos os agentes têm informação perfeita. Para a análise de custos de transação, suspende-se a hipótese de simetria de informação.

O estudo de custos de transação trouxe relevantes contribuições para a defesa da concorrência e a regulação econômica. Para a defesa da concorrência, a partir dos trabalhos de Oliver Williamson (apud FIANI, 2002), passou-se a considerar que movimentos de integração vertical por parte das empresas poderiam ter com objetivo a redução dos custos de transação e não apenas, como se acreditava até então, a dominação do mercado. Na área de regulação econômica, o estudo dos custos de transação também se mostrou relevante, demonstrando que as concessões não devem substituir a regulação, mas deve ser complementar a esta.

Em face de problemas de assimetria de informação, portanto, o Estado tem um papel importante. O Estado pode, por exemplo, proibir que firmas realizem propaganda enganosa e obrigá-las a fornecer diversas informações sobre seus produtos para os consumidores, como as informações nutricionais em rótulos de alimentos. No mercado de

¹ Esse artigo foi republicado em 1952.

energia elétrica brasileiro, a ANEEL obriga as distribuidoras de energia elétrica a informar diversos dados na conta de luz.

Dessa forma, a assimetria de informação é um dos problemas enfrentados pela microeconomia tradicional, a qual parte do pressuposto de que todos os agentes possuem informação perfeita. Outro problema identificado na microeconomia clássica foi a visão de que a firma seria apenas uma planta de produção, sem interação intra ou inter firma. A partir de tal problema, Coase também mostrou a firma como uma relação orgânica entre agentes, que se realiza por meio de contratos. Tendo as idéias de Coase como base, foi formulada a teoria dos contratos que, segundo Salanié (1997), é um conjunto de ferramentas para estudar a relação entre agentes que possuem níveis de informação diferentes.

A teoria dos contratos, com o auxílio da teoria dos jogos, geralmente descreve a interação entre um pequeno grupo de agentes e as restrições impostas pelo contexto institucional são descritas por meio de contratos. Estes contratos podem ser explícitos e formalizados em acordos escritos ou implícitos se, por exemplo, eles são apoiados em normas comportamentais. No primeiro caso o contrato deve ser garantido por uma terceira pessoa, como o poder judiciário ou um mediador.

2.2.3 Monopólio Natural

O exemplo clássico de um monopólio natural é uma empresa de distribuição de energia elétrica. No monopólio natural, segundo Pinto e Fiani (2002) os custos de produzir determinada quantidade de um bem são menores quando produzidos por uma única firma do que quando produzidos por duas ou mais firmas diferentes. Isso acontece porque existem elevadas economias de escala no mercado, ou seja, quanto maior a quantidade produzida por uma empresa, menor é seu custo marginal.

Assim, a existência de uma única firma no mercado é uma situação mais eficiente. Por esse motivo, numa situação de monopólio natural, o governo deve intervir para que a empresa monopolista possa garantir a receita necessária para sua operação, porém sem que essa abuse de seu poder de monopolista.

Além disso, visto o grande investimento inicial dessa firma e a alta economia de escala, o ponto em que a curva do custo marginal é igual à da demanda pode situar-se abaixo da curva de custo médio e assim, se o monopolista praticasse o preço igual ao custo marginal, poderia incorrer em prejuízo. Portanto, a solução para esse caso seria o preço igualar-se ao ponto de encontro entre as curvas de demanda e de custo médio.

Um caso especial de monopólio natural são as indústrias de rede, que também tem como exemplo a distribuição de energia elétrica. Segundo Fiani e Pinto (2002), “as indústrias de rede exploram a multiplicidade de relações transacionais entre os agentes econômicos situados em diferentes nós da rede, envolvendo um princípio de organização espacial e territorial”.

Existem três elementos que contribuem para esse tipo de organização: (i) a existência de externalidades, pois nesse caso o benefício de um usuário depende do número de usuários ligados à rede; (ii) a importância da economia de escala, demandando a regulação da entrada nesse mercado para evitar a duplicação ineficiente de infra-estrutura; e (iii) a articulação em torno da infra-estrutura, que também demanda uma regulação, pois essas redes envolvem uma conexão direta com o consumidor, gerando importante poder de mercado para essas firmas. As indústrias de rede, assim, necessitam de um serviço de coordenação em função de sua finalidade principal que é o fornecimento de um produto ou serviço por meio da conexão entre produtor e usuário.

Para garantir que as indústrias organizadas como monopólio natural ou indústrias de rede operem do ponto de vista socialmente ótimo, é preciso que haja regulação de entrada, como citado acima, que também se verifica no setor de energia elétrica. Empresas que queiram entrar no setor de geração ou distribuição, por exemplo, devem ter a autorização do Estado.

Essencial também é a regulação de preço nessas indústrias, que podem ser feitas de diversas formas. Uma delas é a regulação por taxa de retorno, em que o regulador estabelece uma taxa de retorno considerada adequada ao prosseguimento das atividades da firma. Nesse caso, o cálculo do preço é feito a cada período com base nas demonstrações contábeis da empresa, da depreciação e da inflação do período. Esse tipo de regulação foi essencial para o crescimento da indústria dos atuais países industrializados depois da Segunda Guerra Mundial, pois assegurava o retorno dos investimentos realizados (PINTO JR., 2007).

Existe também a regulação por custo marginal, que consiste em igualar o preço ao ponto em que a curva de custo marginal da empresa encontra à de demanda do mercado (PINTO JR., 2007). No entanto, esse tipo de mecanismo encontra alguns problemas. Em primeiro lugar, a empresa pode incorrer em prejuízos, já que, como visto acima, o custo marginal da empresa pode estar abaixo de seu custo médio. Outro desafio é definir o custo marginal da empresa e a curva de demanda do mercado, tarefas nada triviais. Uma alternativa é utilizar o *second best* em que o regulador estabelece uma receita para empresa na qual ela tem lucros normais e a perda no excedente total é minimizada. No longo prazo, esse preço tende a igualar o custo médio.

Outra forma de regulação de preço, hoje utilizada no mercado de distribuição de energia elétrica brasileiro, é o preço teto (*price cap*), em que o regulador estabelece um limite máximo para o preço e o reajuste das tarifas é dado por um índice geral de preços, menos um “fator X” que representa os ganhos de produtividade. A criação do *price cap* foi impulsionada pelos problemas advindos da assimetria de informação inerentes à regulação por taxa de retorno, já que, nesse mecanismo, são utilizadas as informações da própria empresa. O *price cap* é considerado uma “regulação por incentivos”, pois estimula a empresa a reduzir seu custo. Isso porque, se a empresa consegue diminuir seus custos abaixo do fator de produtividade, ela se apropria desses ganhos. O problema desse tipo de regulação é que pode levar a uma queda na qualidade.

No entanto, segundo Possas *et al.* (2002), existem setores, como o de energia elétrica, em que parte da cadeia não constitui um monopólio natural, como o mercado de geração de energia elétrica. Nestas situações, onde a regulação e as regras de defesa da concorrência coexistem, o autor defende que dois objetivos fundamentais devem ser buscados: (i) a introdução da concorrência nos mercados onde isso é possível e a “eficiência produtiva, alocativa e seletiva” onde não for; e (ii) mesmo que em alguns setores onde existe o monopólio natural as regras de concorrência e políticas antitruste não possam ser diretamente usadas, elas devem servir como um referencial.

2.3 TEORIA DOS LEILÕES

Outra base teórica relevante para o presente estudo é a teoria dos leilões, uma ramificação da teoria dos jogos utilizada para entender como atuam os agentes em um

mercado de leilão, que também pode ser aplicada a diversos outros mercados. Numa situação de leilão, há um vendedor e diversos compradores e o primeiro não sabe qual é o preço que os compradores estão dispostos a pagar. Dessa maneira, o principal objetivo do leilão é revelar o preço de um determinado bem. Um leilão pode ser usado para vender um ou vários bens.

Existem quatro principais tipos de leilões. No leilão inglês, ou leilão ascendente, os lances são orais (ou seja, os participantes têm acesso a todas as ofertas realizadas) e crescentes até que se chegue ao maior lance que um participante está disposto a pagar. O leilão do tipo holandês, ou leilão descendente, é oral e começa com um preço alto para desencorajar todos os participantes e o preço cai gradativamente até que haja um participante disposto a pagar a quantia sugerida.

Há ainda o leilão de primeiro preço selado, em que todos os lances são secretos e são entregues simultaneamente para o administrador do leilão. Todos os envelopes são abertos e o ganhador é aquele que oferece o maior preço e ele paga exatamente o preço que ofereceu. Por fim, o leilão selado do tipo segundo preço acontece de maneira semelhante ao descrito anteriormente. A diferença é que o ganhador, aquele que ofereceu o maior preço, paga o valor do segundo maior preço oferecido.

Segundo Klemperer (2004), estrategicamente, o leilão descendente é equivalente ao leilão de primeiro preço selado, já que cada participante deve escolher qual é o maior valor que ele está disposto a pagar e anunciar a compra assim que o preço atinja esse valor. Se o participante ganhar, paga exatamente esse valor. Nesse sentido, o leilão ascendente é equivalente ao leilão de segundo-preço de envelope fechado, já que, assim que resta apenas um participante no leilão, o leilão termina e o vencedor acaba pagando o preço máximo que o segundo participante estava disposto a pagar.

Um dos principais aspectos de um leilão é a presença de assimetria de informação. No modelo *private-value*, cada participante sabe qual é o valor do item leilado para si próprio (ou quanto ele está disposto a pagar pelo item), mas não sabe o valor que os outros dão para o mesmo item. No modelo *pure common-value*, o valor real do item é o mesmo para todos, mas cada um tem uma informação diferente sobre qual é realmente esse valor.

Um modelo geral que inclui esses dois casos é um leilão em que parte do valor do bem é privado a cada participante e a outra parte é comum a todos os participantes. Assim, em um leilão aberto desse tipo, há a possibilidade de aprendizagem por parte dos

participantes com os lances de seus adversários. A interação e o aprendizado de cada participante podem alterar o resultado final do certame.

Um ponto central na Teoria dos Leilões é o Teorema de Equivalência das Receitas - TRE (*Revenue Equivalence Theorem*), que afirma o seguinte: “Suponha que cada um de um dado número de potenciais compradores neutros ao risco tenha um valor que está disposto a pagar pelo prêmio privadamente conhecido, independentemente tirado de uma distribuição estritamente crescente e nenhum dos possíveis compradores deseja mais do que um dos k prêmios individuais e indivisíveis. Então, qualquer mecanismo em que (i) os prêmios sempre vão para os k compradores com os valores mais altos e (ii) qualquer participante com o menor valor possível espera zero de excedente, resulta na mesma receita esperada (e resulta em cada participante realizando o mesmo pagamento esperado como uma função de seu valor)” (KLEMPERER, 2004, tradução nossa).²

Portanto, segundo esse teorema, todos os tipos de leilões, sejam ascendentes ou descendentes, selados ou não, *private-value* ou *common-value*, se preencherem essas condições, terão a mesma receita esperada.

Contudo, diversos fatores podem afetar os pressupostos colocados pelo teorema e assim alterar a receita esperada do leilão de acordo com o tipo de leilão realizado. Alguns exemplos são: o grau de aversão ao risco de cada participante ou do próprio leiloeiro, a possível correlação entre os valores dos participantes, vantagens de informação que algum participante possa ter, entre outros.

Segundo Klemperer (2004), muitos aspectos da teoria dos leilões podem ser entendidos pelo relaxamento das condições do TRE. Uma condição que pode ser desconsiderada é a de que o bem leiloadado é indivisível. Existem vários mercados em que é possível a realização de leilões de bens divisíveis. Exemplos são ações no mercado financeiro e a comercialização de energia elétrica. Nesse tipo de leilão os lances podem ser feitos tanto por preços quanto por quantidades.

Uma alternativa para os leilões abertos que pode ser usada para a comercialização de bens divisíveis são os *clock auctions*, em que o leiloeiro informa o preço corrente e os participantes ajustam as quantidades demandadas de acordo com o valor informado. A

² “Assume each of a given number of risk-neutral potential buyers has a privately known valuation independently drawn from a strictly increasing atomless distribution, and that no buyer wants more than one of the k identical indivisible prizes. Then any mechanism in which (i) the prizes always go to the k buyers with the highest valuations and (ii) any bidder with the lowest feasible valuation expects zero surplus, yields the same expected revenue (and results in each bidder making the same expected payment as a function of her valuation)” (KLEMPERER, 2004).

cada período do leilão, o preço corrente é aumentado e os participantes ajustam suas demandas até que o valor ofertado corresponda ao valor demandado. Dessa forma, o custo de determinar o valor do bem é reduzido, já que os participantes podem focar no benefício auferido de cada valor do preço corrente.

Assim, já que em muitos casos os leilões não possuem as condições previstas no TRE, Klemperer (2004) ensina que a escolha do tipo de leilão pode dar resultados diferentes para cada lado do leilão (leiloeiro ou participantes). Nesse sentido, a eficiência do leilão dependerá da escolha de mecanismos que garantam sua atratividade e inibam a colusão entre os participantes.

Nesse sentido, os leilões ascendentes são mais suscetíveis a colusões entre os participantes. Os participantes podem usar as primeiras rodadas, quanto o preço ainda está baixo, para sinalizar para os outros participantes sobre quem deve ganhar cada item. Quando chegarem a um consenso, eles podem tacitamente concordar em terminar o leilão para que o preço pare de subir. Em leilões selados, se repetido muitas vezes, a colusão também pode ocorrer, mas ainda assim é mais fácil acontecer em leilões ascendentes. Em leilões simultâneos de vários bens ou de bens divisíveis a colusão também é facilitada, pois incentiva a divisão dos produtos pelos participantes.

Em relação à entrada de novos participantes, o leilão ascendente, que permite o aprendizado pelos participantes, pode ser mais eficiente e, por isso, um participante com um custo um pouco mais alto (ou qualidade um pouco mais baixa) não entraria nesse leilão. Isso não acontece no leilão de envelope fechado, em que não se pode observar o preço corrente. Em leilões fechados, em que há um único lance, a probabilidade de um participante mais eficiente cometer um erro de avaliação do valor do produto é maior e, conseqüentemente, um participante não tão eficiente tem mais chances de vencer o leilão. Assim, leilões fechados tendem a atrair um maior número de participantes.

Uma maneira de atrair participantes para um leilão (que talvez não participassem de um leilão ascendente) é promover um leilão híbrido que mistura elementos dos leilões abertos e dos leilões selados. Chamado de Anglo-Holandês (*Anglo-Dutch*), esse tipo de leilão foi utilizado para leiloar quatro concessões para exploração de tecnologia 3G de telefones celulares na Inglaterra. Nessa ocasião, o leilão ocorreu da seguinte maneira: a primeira fase era um leilão oral ascendente, em que o preço foi elevado até que restassem cinco participantes, os quais, em uma segunda fase, deveriam submeter um lance cada um, de valor igual ou maior que o da primeira fase. Os quatro vencedores pagaram o valor do quarto maior lance.

Por fim, o leilão pode ser utilizado não só para vender um bem, mas também para comprá-lo. Os resultados teóricos de um leilão de demanda são equivalentes ao dos leilões de oferta, porém os papéis e a dinâmica dos agentes são invertidos. O leiloeiro, nesse caso, deseja adquirir o bem pelo menor custo possível, enquanto os participantes desejam obter a maior receita que puderem.

2.4 ECONOMIA DA ENERGIA

Esta seção procura mostrar a interseção entre o estudo da energia elétrica e da economia e foi baseada na obra de Pinto Jr. (2007). O objeto de estudo da Economia da Energia são tecnologias e *commodities* em princípio bastante heterogêneas, como a eletricidade, o carvão, o petróleo e o gás natural. Os destinos da energia também são bastante distintos. No entanto, as fontes de energia são estudadas como um conjunto por causa da possibilidade de conversão física entre elas. Em outras palavras, é possível converter um tipo de energia em outro, como energia térmica em energia elétrica. Dessa forma, todas as formas de energia são substitutas próximas entre si.

Conceitos econômicos podem contribuir para esse campo de estudo dado que a flexibilidade e a substitutibilidade da energia dependem de suas condições de oferta e demanda. Além disso, a produção, transporte, distribuição e comercialização desse bem são atividades econômicas. Além do problema de equilibrar as forças de oferta e demanda dos mercados de energia, há ainda duas especificidades que tornam este setor ainda mais complexo. A primeira delas é que países possuem dotações diferentes de fontes de energia e, por isso, diversos países dependem de importações. A segunda especificidade é que a energia é um bem estratégico, pois está ligada ao desenvolvimento econômico e social de um país.

A cadeia energética compreende diversas fases, como transformação de energia, que é o processo de converter a energia encontrada na natureza em energia para o consumo. Inclui-se ainda na cadeia energética o transporte de energia, a distribuição e a comercialização.

É necessário ressaltar que as tecnologias apresentam baixa flexibilidade nas fontes de energia que utilizam. Geralmente um motor de uma fábrica que funciona a gás, por exemplo, não aceita outro tipo de combustível. Por isso, há elevados custos para mudar de

fonte de energia. Consequentemente, a concorrência entre fontes energéticas é limitada e, de maneira geral, ocorre no longo prazo. Recentemente, tem havido demanda por maior flexibilidade e equipamentos flexíveis foram criados, facilitando, mesmo que limitadamente, a concorrência no curto prazo.

Ademais, pode-se dizer que a energia possui diversas dimensões que são comuns à economia. A dimensão macroeconômica da energia é observada, entre outros fatores, na elasticidade-renda de demanda por energia, no impacto dos preços da energia na balança comercial e na inflação. A dimensão microeconômica é encontrada na formação de preços da cadeia energética e na regulação de tarifas. Há ainda as dimensões tecnológica, de política internacional e ambiental. A interação entre essas dimensões determina a agenda de política energética de um país.

O consumo de energia está relacionado com as dimensões destacadas acima e estas contribuem para explicar o grau de desenvolvimento econômico dos países. O estudo da relação entre o consumo de energia e a renda nacional foi iniciado na década de 1950. Ao longo da década seguinte, alguns estudos chegaram à conclusão de que a elasticidade-renda do consumo de energia era próxima a 1 para a maioria dos países, ou seja, à medida que a renda nacional aumentava, o consumo de energia daquele país aumentava na mesma proporção.

Porém, a partir da década de 1970, com estudos de Darmstadter (1971;1977 apud Pinto Jr., 2007) e Janosi e Grayson (1972 apud Pinto Jr., 2007), ficou claro que a elasticidade-renda variava consideravelmente entre os países e que havia outros fatores que explicavam o consumo de energia, incluindo o preço deste bem e uma tendência histórica.

2.4.1 Economia do Setor de Energia Elétrica

O setor de eletricidade é marcado pela forte interdependência entre as etapas da cadeia energética, que são a geração, a transmissão, a distribuição e a utilização. Tal interdependência deriva do fato de a eletricidade ser um fluxo não estocável. Assim, a geração de energia elétrica e a sua utilização ocorrem simultaneamente. Já que, na maioria das vezes, o local de geração difere do local de utilização, é preciso inserir na cadeia a transmissão e a distribuição. Dessa forma, para o correto funcionamento de uma cadeia de

energia elétrica, esses processos devem estar todos interligados física e comercialmente e ocorrem ao mesmo tempo.

Por causa dessas características, o setor de energia elétrica apresenta algumas especificidades. Primeiramente, é necessária a previsão do comportamento da demanda. Em segundo lugar, dada a sazonalidade da demanda por energia e a necessidade de garantia do fornecimento, uma sobrecapacidade planejada é essencial nesse setor. Aliados ainda às elevadas quantias de investimento e ao longo prazo de maturação, as especificidades do setor de energia elétrica tornam necessária a coordenação e planejamento do fornecimento desse bem.

Além disso, o setor de energia elétrica apresenta elevadas economias de escala e escopo, tanto no tempo como no espaço. Nesse setor, a economia de escopo temporal ocorre quando a empresa atende consumidores de comportamentos de consumo diferenciados ao longo do tempo. A capacidade de geração e transporte da rede deve ser preparada para atender a demanda máxima do sistema. Por isso, há economia de escopo se a demanda for mais uniforme ao longo do tempo, com consumidores que possuem picos de consumo em horários diferentes.

Para a obtenção de economias de escala, por outro lado, é necessário agregar consumidores que tenham perfis de consumo parecidos ao longo do tempo, de forma que essas demandas se sobreponham e, conseqüentemente, a escala de produção seja maior.

Dessa forma, como ocorre com a maioria das distribuidoras atuantes no Brasil, as empresas conseguem obter economias de escala e escopo temporais por reunirem um grande número de consumidores com comportamentos diversos e grupos de consumidores com comportamentos semelhantes.

Em relação à dimensão espacial, o setor de energia elétrica também apresenta economias de escala e escopo. A economia de escala fica por conta do aumento de fluxo na rede, que permite a diluição de custos fixos. A economia de escopo é obtida por meio do compartilhamento de estruturas da rede por diferentes consumidores. Assim, quanto maior a densidade dos consumidores em certa área geográfica, maior a economia de escopo, pois os custos fixos da rede podem ser divididos entre um número maior de usuários.

Como já mencionado anteriormente, os agentes de uma cadeia de energia elétrica têm uma forte interdependência entre si. Isso ocorre porque todas as partes da cadeia – geração, transmissão, distribuição e utilização – devem ocorrer ao mesmo tempo para que

haja um equilíbrio estático no sistema. Assim, o funcionamento geral da cadeia pode ser afetado por qualquer parte dela, seja um problema na transmissão, ou uma falha de uma turbina de uma usina, por exemplo. Além disso, fisicamente, um gerador que faz parte de um sistema com vários geradores e usuários não pode destinar a sua carga para um consumidor específico. Dessa maneira, as ações individuais tomadas por cada agente participante do sistema afeta os demais participantes.

O sistema também deve acompanhar a demanda por energia elétrica ao longo do tempo, mantendo um equilíbrio dinâmico. Assim, a cada período de tempo, sejam segundos, semanas ou anos, o sistema deve ser capaz de suportar as variações de demanda. Cidades de veraneio, por exemplo, devem possuir capacidade de distribuição para o seu pico de demanda, que são os meses de verão, além de uma capacidade de reserva, que pode variar de acordo com as exigências de segurança de cada sistema.

Outra questão relevante em um sistema de energia elétrica é o fato de que decorre algum tempo entre a decisão do usuário de utilizar certa quantidade de energia e a decisão do gerador de produzir a energia. Por isso, o gerador se apóia nas previsões de demanda para decidir seu investimento, aquisição de insumos e contratação de mão-de-obra. Por esse motivo, as expectativas têm um papel relevante no setor de energia elétrica. Ademais, como os agentes do sistema são interdependentes, a decisão de produção de cada um deles afetará os demais.

Essas características tornam o setor de energia elétrica bastante peculiar e faz com que seja essencial que o sistema trabalhe de forma integrada e planejada. Dessa forma, não é só uma questão de estratégia a existência de planejamento e coordenação em um sistema de energia elétrica, mas é essencial para o seu correto funcionamento e minimização dos riscos de abastecimento.

2.5 O IMPACTO DA INTRODUÇÃO DA CONCORRÊNCIA EM PAÍSES DA ORGANIZAÇÃO E COOPERAÇÃO PARA O DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO

A Agência Internacional de Energia - *International Energy Agency* – (IEA) publicou, em 2001, um livro intitulado *Competition in Electricity Markets*, em que analisa as reformas nos setores elétricos ocorridas nos países da Organização e Cooperação para

Desenvolvimento Econômico (OCDE), focalizando principalmente, na introdução da concorrência nesses mercados. O estudo procura responder a seguinte pergunta: qual deve ser a estrutura regulatória para a concorrência em mercados de eletricidade?

A maior parte dos países da OCDE já introduziu a concorrência no setor de energia elétrica, pelo menos, para os grandes consumidores industriais. A IEA ressalta, no entanto, que os impactos mais significativos só são esperados no longo prazo, como resultado de melhores decisões de investimento. Por esse motivo, a Agência afirma que é muito cedo para avaliar os impactos em preços, custos e bem-estar social para a maioria dos países. Porém, os impactos esperados no curto prazo têm sido observados: os preços finais de energia elétrica têm sofrido reduções ou, pelo menos, têm se mantido estáveis e os preços no atacado também estão em níveis mais baixos, mas apenas onde a concentração de mercado não é um problema.

Nesse sentido, a IEA destaca que a concorrência depende do nível de concentração de mercado. Por isso, a regulação apenas não basta. É necessário estruturar o mercado para a concorrência. Ademais, a distribuição dos custos e benefícios da reforma entre os participantes do mercado (geradores, investidores, consumidores finais, etc.) também é importante. Em alguns países, os benefícios não chegaram até o consumidor final. É preciso também estar atento ao período de transição, que se torna um problema quando as regras não estão claras para os agentes, e esses podem adiar investimentos. De fato, a falta de transparência nas regras é apontada como uma das causas da crise brasileira de abastecimento de 2001.

O estudo indica os principais pontos de uma reforma no setor de energia elétrica:

a) Desverticalização. A desverticalização é importante para evitar o risco de discriminação nos segmentos competitivos da cadeia.

b) Conceder poder de escolha ao consumidor final. Apesar de ter um poder limitado na cadeia de suprimento, o consumidor final é muito importante para a efetividade da concorrência.

c) Atender os objetivos de segurança no suprimento, de meio ambiente e sociais. É preciso que as ferramentas para atingir esses objetivos minimizem as distorções de mercado e não discriminem nenhum agente.

d) Reformar instituições de regulação. O regulador deve ser independente, evitando o risco de captura. Nos casos em que o Estado atua no mercado, é necessário que haja

tratamento igual para todos os agentes e, à medida que a concorrência se desenvolve, a atuação das autoridades de concorrência se torna mais importante.

Segundo a IEA, o maior objetivo da reforma é o de aumentar a eficiência. A concorrência é a melhor maneira de manter os preços em níveis mais baixos. Sob concorrência, a produtividade aumenta, os custos e preços diminuem e a inovação e a diversidade de produtos são desenvolvidos. Da introdução da concorrência, esperam-se preços mais baixos, investimentos mais eficientes (principalmente em geração), maior produtividade e a criação de novos serviços. Além disso, ainda segundo a IEA, na presença de concorrência, os reguladores não precisam criar incentivos para a eficiência.

No entanto, a reforma também traz custos. São necessários recursos para desenvolver nova regulação e implementá-la, para definir a alocação dos direitos de acesso à rede e para a aplicação de políticas antitruste. Brechas e imperfeições na regulação parecem ser inevitáveis. A desverticalização também gera custos de transação significativos. Porém, as economias de escala perdidas na desverticalização e na reorganização horizontal do setor, em certos mercados como o de geração, não parecem ser tão importantes a ponto de ter que ser mantidos como monopólio.

De acordo com a Agência os resultados das reformas variaram entre os países. A única série temporal significativa disponível foi a do Reino Unido. Enquanto a produção aumentou 8% de 1988 a 1995, o emprego, no mesmo período, reduziu aproximadamente 50%. As tarifas diminuíram cerca de 20% em termos reais. O retorno do capital das duas maiores empresas geradoras se manteve acima de 25%. A redução de preços no mercado de atacado contribuiu para a redução dos preços finais. Os preços ponderados pelo tempo do mercado de atacado diminuíram cerca de 10%, em termos reais, no período entre 1990/91 e 1997/98.

Estima-se que a redução dos custos de geração ficou entre 40% e 50% no Reino Unido. No entanto, a redução de custos não foi totalmente refletida nos preços do mercado de atacado. Calculou-se que os preços desse mercado estavam entre 20% e 25% acima do preço que seria o competitivo. Isso e outros fatores indicam que a concorrência nos mercados da Inglaterra e de Gales é insuficiente. Uma análise de custo-benefício chegou à conclusão que a estimativa de ganho da reforma do Reino Unido pode ter sido de £6 ou £11,9 bilhões, dependendo do cenário considerado. Isso equivale a uma redução

permanente de 3,2% ou 7,5% dos preços de 1990. Contudo, a distribuição desse benefício foi desigual entre os agentes, com os acionistas ficando com a maior parte.

Nos países nórdicos, os preços primeiro tiveram um aumento, na mesma época em que foi criado o *NordPool* (mercado de atacado criado pela Noruega e que depois incluiu a Suécia, a Finlândia e a Dinamarca). Porém, nota-se uma tendência decrescente desde então. Na Suécia, a queda do preço do atacado não foi refletida no preço final.

Na Austrália, os preços tiveram pequena queda logo após a criação do Mercado Nacional de Energia (*National Electricity Market*). Os preços no *Victorian Pool* caíram pela metade de 1995 para 1997 (de \$28,1 para \$12,5).

Na Nova Zelândia, os preços finais não tiveram aumentos significativos e os preços de atacado se mantiveram estáveis.

Na Espanha, os preços nominais caíram cerca de 10% entre 1996 e 1999. Os preços no atacado ficaram estáveis, mas tiveram aumento depois em 2000. A fraca concorrência é atribuída à concentração do mercado de energia elétrica espanhol.

Na Alemanha, ocorreu uma guerra de preços em 1999 e 2000 que reduziu bastante o nível de preços. Os valores para consumidores industriais diminuíram aproximadamente 9,6% e para consumidores residenciais aumentou 0,8% entre 1996 e 1999.

Na Califórnia, os preços regulados de consumidores finais reduziram cerca de 10% logo após a reforma. O número de consumidores que optaram por outro fornecedor tem sido pequeno, principalmente entre consumidores residenciais. Altas de preço haviam sido observadas nos meses de verão. É importante destacar que logo após esse período, ocorreu uma grave crise de abastecimento na Califórnia, atribuída, principalmente, a falhas na regulação e especulação de grandes empresas de energia daquele mercado.

A IEA ressalta que vários outros aspectos têm influência na confiabilidade do sistema, no impacto ambiental e, conseqüentemente, no preço. Por esse motivo, isolar apenas o impacto da concorrência no mercado não é tarefa simples.

2.6 SÍNTESE CONCLUSIVA

A teoria microeconômica mostra que mercados de concorrência perfeita, quando em equilíbrio, são mais eficientes que outras estruturas de mercado, como o monopólio e o

oligopólio. Em mercados onde existe concorrência, os preços são mais baixos e o excedente total é maximizado.

No entanto, poucos mercados se aproximam da concorrência perfeita. A distribuição de energia elétrica, por exemplo, é o oposto: é considerada um monopólio natural, em que é mais eficiente que apenas uma empresa atenda todo o mercado. Nesses mercados, em que as economias de escala são elevadas e em que existem externalidades significativas, faz-se necessária a presença da regulação, para que o mercado se aproxime da eficiência. A atual regulação do setor de energia elétrica, por exemplo, prevê que as distribuidoras devem apenas adquirir energia em leilões organizados pelo governo.

Os leilões são uma maneira em que diversos agentes podem concorrer por um ou mais bens e sua principal característica é a assimetria de informações. De acordo com o tipo de leilão e as características dos participantes, os leilões podem ter resultados diferentes. Por isso, é preciso considerar as especificidades do bem leiloadado e do mercado em que está inserido no momento de arquitetar o leilão.

O setor de energia elétrica apresenta diversas características que o torna bastante complexo. A obrigação de simultaneidade de todas as etapas da cadeia faz com que seja necessário um detalhado planejamento e coordenação entre os agentes do setor.

Por fim, diversos países já introduziram a concorrência nos seus respectivos setores de energia elétrica, como pode ser notado no estudo da IEA. Embora os efeitos positivos dessa mudança só possam ser comprovados no longo prazo, os impactos esperados do curto prazo já podem ser notados em vários países. Assim, a experiência internacional corrobora a hipótese de que a concorrência tem como resultado preços mais baixos e aumento de produtividade.

3 HISTÓRICO DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL : UMA SÍNTESE

O setor elétrico passou por diversas mudanças no último século, desde o total controle por empresas de capital privado estrangeiras, no início do século XX, passando por uma completa tomada pelo Estado, a partir da década de 1960, até o modelo regulatório atual, com agentes econômicos estatais e privados.

Com o objetivo de apresentar tal trajetória, na seção 3.1 desse capítulo, relata-se a história do setor elétrico, desde o surgimento da energia elétrica no Brasil até a crise dos anos 1980; na seção 3.2 descreve-se a reestruturação e início da privatização do setor, iniciados na década de 1990; na seção 3.3 expõe-se a crise de abastecimento de 2001 e as mudanças ocorridas a partir de então; e, finalmente na seção 3.4 o conteúdo do capítulo é resumido na síntese conclusiva.

3.1 DO SURGIMENTO DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL À CRISE DOS ANOS 1980

A produção de energia elétrica no Brasil começou no final do século XIX. A primeira usina hidrelétrica construída no país foi na cidade de Diamantina (Memória da Eletricidade)³, no estado de Minas Gerais em 1883. Os primeiros empreendimentos de energia elétrica eram geridos por pequenas empresas ou pelos governos municipais, que atuavam verticalizados, nos segmentos de geração, transmissão e distribuição⁴. Assim, as primeiras empresas desse setor do Brasil atuavam em todas as etapas de uma cadeia de energia elétrica, da produção até a entrega da energia ao consumidor final.

No final do século XIX, empresas estrangeiras começaram a se interessar pelo setor elétrico brasileiro. Em 1889, foi criada a São Paulo *Railway, Light and Power* em Toronto, no Canadá, que obteve concessão para a distribuição de energia elétrica, iluminação pública e tração de energia elétrica na cidade de São Paulo. Logo em seguida, a empresa canadense obteve igual concessão para atuar também no Rio de Janeiro e em 1904 foi criada a Rio de Janeiro *Tramway, Light and Power*. Em 1912, surgiu a *Brazilian Traction*

³ Disponível em: <www.memoria.eletronbras.com/historia.asp>. Acesso em: 20 jan. 2009.

⁴ É chamada geração a fase da cadeia produtiva em que é efetivamente produzida a energia, ou seja, em usinas hidrelétricas ou de outras fontes, como térmica, nuclear e eólica. A fase de transmissão é aquela em que as empresas transportam a energia, em alta tensão, das usinas até os centros de consumo. Por fim, a distribuição é a atividade de levar a energia até o consumidor final.

Light and Power, empresa que unificou o Grupo Light no Brasil. Dessa maneira, a Light dominava o fornecimento de energia elétrica nos dois principais centros econômicos do país (TEODORO, 2006).

Em 1927, a empresa americana AMFORP iniciou suas atividades no Brasil, adquirindo diversas concessionárias de energia elétrica que atuavam no interior do estado de São Paulo, incluindo a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), criada em 1912. A AMFORP passou também a atuar no interior do Rio de Janeiro e nas cidades de Porto Alegre, Pelotas, Salvador, Recife, Natal e Vitória. Dessa forma, no final da década de 1920, os serviços de energia elétrica no Brasil eram praticamente dominados pela Light e pela AMFORP. Tais empresas eram pouco controladas pelo Estado e ainda tinham a vantagem de aumentar suas tarifas de acordo com a variação cambial.

Com a crise de 1929, países da Europa e os Estados Unidos começaram a assumir uma postura mais ativa na economia e criaram empresas de serviços de energia elétrica para concorrer com o capital privado, com o intuito de reduzir as tarifas, o que, de fato, ocorreu. No Brasil, tendo em vista as fortes críticas contra as empresas estrangeiras por causa da elevada tarifa (a qual tinha ajuste automático), foi promulgado o Código de Águas, em 1934, por meio do Decreto nº 24.643, que regulamentava a concessão e autorização de aproveitamentos da energia hidráulica e estabelecia a propriedade do Estado sobre fontes de energia hidráulica.

O Código de Águas ainda instituiu a fiscalização dos serviços de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, com os objetivos de assegurar serviço adequado, fixar tarifas razoáveis e garantir a estabilidade financeira das empresas. Em relação às tarifas, o Código de Águas determinou que seriam revistas de três em três anos e o regime tarifário seria pelo custo histórico, ou seja, as tarifas deveriam remunerar todos os dispêndios da empresa, mais uma remuneração adequada pelo capital da empresa. Em 1941, foi fixada a taxa de 10% de remuneração para o capital investido.

Seguindo a tendência de uma regulação mais ativa no setor, foi criado, pelo Decreto-Lei nº 1.285 de 1939, o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica – CNAEE, órgão de caráter consultivo subordinado à Presidência da República. O Decreto-Lei nº 1.699, daquele mesmo ano, regulamentou as atividades do CNAEE, passando ao novo órgão, dentre outras, a tarefa de conduzir estudos e manter estatísticas a respeito do aproveitamento hídrico do país e da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

O órgão deveria ainda opinar em quaisquer assuntos relativos à água e à energia elétrica, incluindo tributos e compromissos internacionais a serem assumidos pelo governo nesse setor. O CNAEE deveria, ainda, elaborar e propor a regulamentação do Código de Águas.

A partir da década de 1940, verifica-se uma redução nos investimentos em energia elétrica. É possível notar uma diminuição na variação da capacidade instalada no Brasil, conforme é demonstrado no gráfico 1.

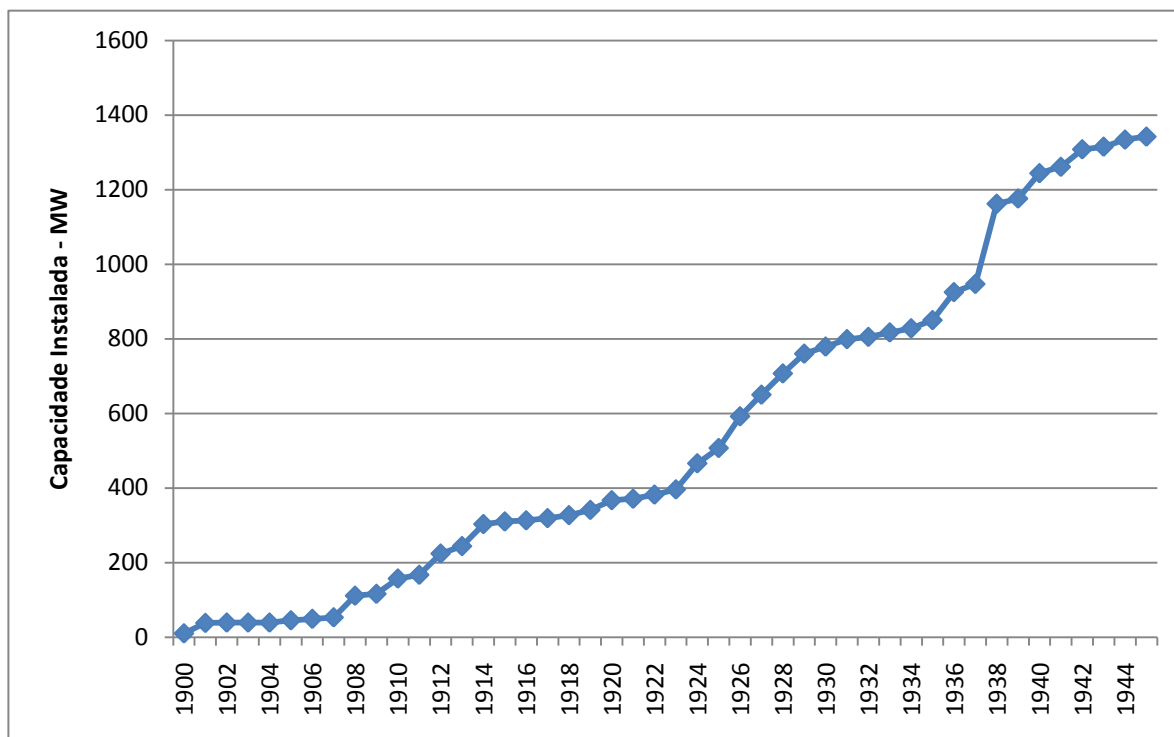


Gráfico 1 - Evolução da Capacidade Instalada do Parque Gerador Brasileiro de 1900 a 1945

Fonte: Eletrobrás. Disponível em: < www.ipeadata.gov.br>.

As empresas estrangeiras alegavam que não tinham estímulos para investir, apresentando, como principais causas, a falta de capital, ocasionada pela aplicação do critério de custo histórico das tarifas, e a alta de preços no país, que podia ser constatada pela inflação, cujo índice atingiu cerca de 37% ao ano em 1944 (TEODORO, 2006).

Dessa forma, tendo em vista a dificuldade de financiamento vigente à época e o desinteresse das empresas estrangeiras em ampliar a capacidade produtiva do país, o Estado passou não só a regular e fiscalizar mais ativamente as atividades das empresas privadas, como também a investir diretamente no setor elétrico. As fontes dos recursos vinham da ampliação da tributação, da criação de fundos específicos e da instituição de empresas públicas (TEODORO, 2006). Nesse sentido, foi criada em 1945 a Companhia

Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), empresa pública federal, cuja primeira hidrelétrica foi a Paulo Afonso I, que entrou em operação em 1954.

No nível estadual, os governos também passaram a ser mais atuantes, criando empresas públicas para fornecer energia elétrica. Exemplo disso foi a criação da Comissão Estadual de Energia Elétrica (CEEE) no Rio Grande do Sul, em 1943, com o objetivo de coordenar o aproveitamento hídrico e as reservas carboníferas do estado. Dois anos depois de sua criação, a CEEE iniciou a construção de pequenas usinas hidrelétricas e, em 1959, assumiu a área de concessão da AMFORP. Na década de 1950, várias outras empresas foram criadas tanto pelos governos estaduais, como a CEMIG em Minas Gerais, a CELESC em Santa Catarina, a COELBA na Bahia e a CEMAT no Maranhão; quanto pelo governo federal, como a Escelsa no Espírito Santo. A criação dessas empresas possibilitou a interligação de sistemas de antigas empresas municipais. Enquanto isso, a Light dava sinal de esgotamento da sua capacidade por falta de investimento.

Com o final da II Guerra Mundial, houve uma grave crise energética causada pela crescente demanda por energia combinada com a escassez da oferta, já que as empresas estrangeiras não estavam dispostas a investir em novas usinas. Para sanar a crise, Getúlio Vargas, em 1954, encaminhou ao Congresso um projeto de lei que criava a Eletrobrás e um Plano Nacional de Eletrificação. No entanto, existiam diversos atores acadêmicos e políticos, inclusive no governo, contrários a estes projetos e que defendiam uma solução focada no capital privado. Os “privatistas”, como eram chamados os que compartilhavam dessa tese, alegavam que fora o próprio Código de Águas que havia afugentado o capital estrangeiro e, conseqüentemente, levado à crise de energia (SILVA, 2008). As empresas estrangeiras, obviamente pró privatistas, alegavam que o limite de 10% de remuneração ao ano sobre o capital investido desestimulava novos investimentos.

No entanto, devido à urgência em resolver o problema de escassez de energia e à expressa falta de interesse do capital privado estrangeiro, o governo foi obrigado a continuar investindo no setor elétrico. Entre o período de 1952 a 1962, a participação de empresas estatais no setor passou de 6,8% para 31,1% (SILVA, 2008). A hidrelétrica federal de FURNAS foi criada em 1957.

Dessa forma, coube ao Estado, a partir de 1960, o planejamento, investimento e operação do setor elétrico brasileiro. Para isso, em 1960 foi criado o Ministério de Minas e Energia (MME). Ao MME foi incorporado o Departamento Nacional de Produção Mineral

(DNPM). Aproximadamente cinco anos depois, a Divisão de Águas do DNPM foi transformada em Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE), pela Lei nº 4.904, de 1965, e posteriormente, em Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), pelo Decreto nº 63.951, de 1968. Entre outras atribuições, o DNAEE era responsável pela supervisão e fiscalização dos serviços de eletricidade.

Em 1962, finalmente foi aprovada a criação da Eletrobrás. O principal objetivo da empresa era realizar estudos e projetos bem como construir e operar usinas de geração e redes de transmissão de energia elétrica. Assim, foi iniciado um processo de nacionalização e estatização do setor elétrico e, durante as décadas de 1960 e 1970, houve um considerável aumento na capacidade instalada.

Um dos órgãos incorporados à Eletrobrás foi a Comissão de Nacionalização das Empresas Concessionárias de Serviço Público (CONESP), criada em maio de 1962, em consequência de um acordo entre os governos do Brasil e dos Estados Unidos de que a encampação da AMFORP deveria seguir o princípio da justa compensação⁵. A encampação da AMFORP ocorreu em 1964, após longo debate a respeito do valor a ser restituído ao grupo americano. Como resultado da encampação, a Eletrobrás ganhou mais de dez subsidiárias e o setor público passou a ocupar o primeiro lugar em geração de energia elétrica no país (MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 2002)⁶.

A Eletrobrás passou a ter o controle de empresas públicas como CHESF e FURNAS, e a exercer o papel de financiador, que até então era desempenhado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDE), e a organizar o setor elétrico brasileiro. Em 1967, por meio do Decreto nº 60.824, o governo definiu o Sistema Nacional de Eletrificação, estabelecendo ações concentradas na Eletrobrás e nos estados. Tal decreto também incentivou a fusão de pequenas empresas em concessionárias estaduais. Exemplo disso foi a criação da Cesp, em 1966, resultado da fusão de 11 empresas públicas do estado de São Paulo. Neste período, houve elevado aumento da capacidade instalada do Brasil, conforme pode ser verificado no gráfico 2.

⁵Conforme Dicionário Histórico-Bibliográfico Brasileiro, da Fundação Getúlio Vargas. Disponível em : <http://www.cpdoc.fgv.br/dhbb/verbetes_htm/2684_7.asp> . Acesso em : 22 fev. 2009.

⁶Conforme o módulo histórico criado e mantido pela Memória da Eletricidade, em comemoração aos 40 anos da criação da Eletrobrás. Disponível em : < <http://www.eletrabras.gov.br/40anos/default.asp>> . Acesso em: 12 mar. 2009.

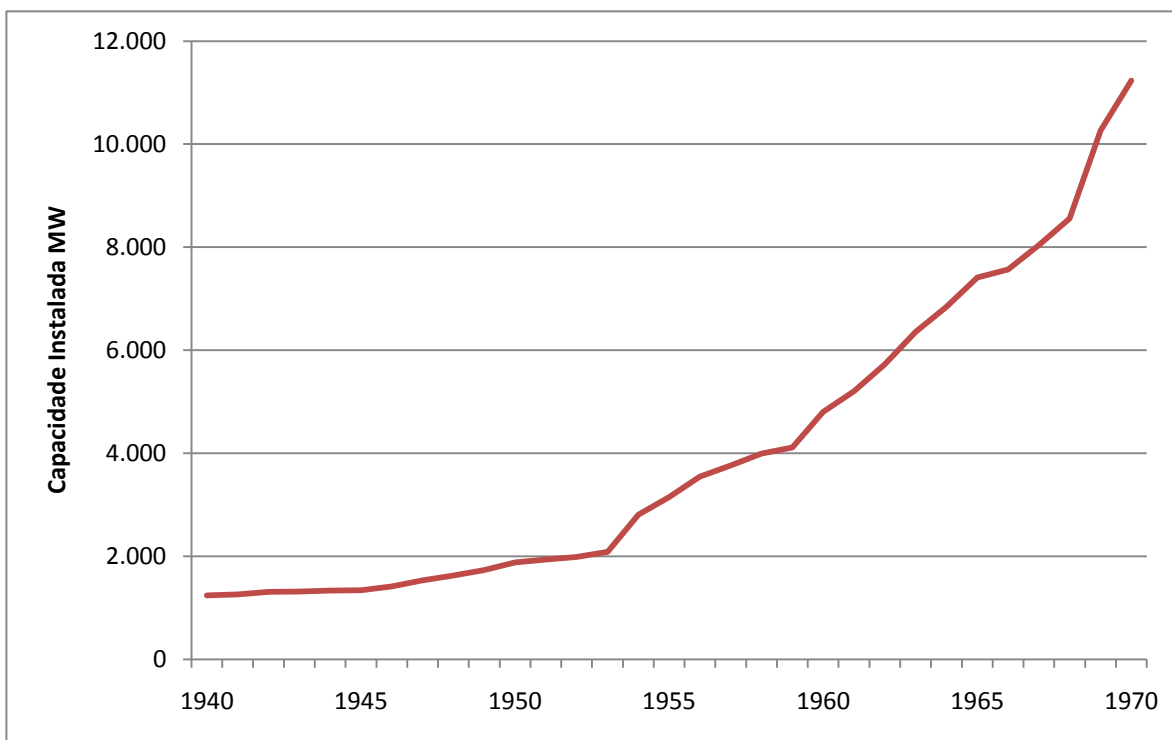


Gráfico 2 - Evolução da Capacidade Instalada do Parque Gerador Brasileiro de 1940 a 1970

Fonte: Eletrobrás. Disponível em : <www.ipeadata.gov.br>.

O gráfico 2 demonstra, em um primeiro momento, o tímido aumento da capacidade instalada no Brasil de 1940 até o início da década seguinte. Já em meados da década de 1950, com o aumento da atuação do governo federal, nota-se um acréscimo da oferta, que é fortalecido pela atuação da Eletrobrás. Em apenas uma década, de 1960 a 1970, a capacidade instalada do Brasil mais que dobrou.

Outro fator que estimulou o investimento do setor foi a recuperação da capacidade de autofinanciamento das empresas, por meio do realismo tarifário adotado pelo governo de Castelo Branco. Essa política, estabelecida pelo Decreto nº 54.936 de 1964, previa a aplicação de correção monetária sobre o ativo imobilizado das concessionárias de energia elétrica (MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 2002). Com essa medida, as tarifas se elevaram mais que a inflação, já que o objetivo era aproximar o valor histórico dos ativos imobilizados aos preços correntes. O período entre 1967 e 1973 ficou conhecido como o “milagre econômico”, pois o país experimentou uma taxa média de crescimento superior a 10% ao ano (GREMAUD El al 2007). O governo acreditava que o investimento em energia elétrica era necessário para que o país continuasse crescendo.

Uma quantidade ainda maior de recursos foi direcionada às empresas da Eletrobrás com a criação da Reserva Global de Reversão (RGR), em 1971, pelo governo Médici.

Criada por meio da Lei nº 5.655, a RGR tinha como objetivo prover recursos para os casos de reversão e encampação de serviços de energia elétrica e poderia também financiar a expansão ou a melhoria dos serviços das concessionárias. Para suprir a RGR, as concessionárias contribuía com 3% do valor do capital investido.

Além disso, esse decreto ainda estabeleceu que a remuneração legal do investimento das concessionárias de serviço público de energia elétrica seria de 10% a 12%, a critério do poder concedente. As diferenças entre essa remuneração e o efetivamente arrecadado pelas concessionárias deveriam ser registradas na Conta de Resultados a Compensar (CRC).

Com o intuito de construir e operar usinas geradoras de energia e de ampliar o sistema de transmissão do sul do país, foi criada a Eletrosul, subsidiária da Eletrobrás, em 1968. A recém criada empresa incorporou diversas companhias federais atuantes nos estados do sul e contribuiu para fortalecer a interligação do sistema de transmissão daquela região (MELLO, 1999).

Em 1972, foi criada outra importante subsidiária da Eletrobrás, a Eletronorte, que tinha como objetivo a construção e operação de usinas no norte do país. Além disso, ficou responsável pela construção da usina de Tucuruí, no estado do Pará, que, com seus 8.000 megawatts (MW)⁷ de capacidade instalada, é atualmente a maior usina hidrelétrica inteiramente brasileira. Com a criação dessa subsidiária, a Eletrobrás passou a atuar em todo o território brasileiro.

Em 1974, com o objetivo de aumentar ainda mais a capacidade instalada brasileira, foi criada a empresa Itaipu Binacional, controlada pela Eletrobrás e pela empresa de energia elétrica paraguaia (*Administración Nacional de Eletricidad - Ande*). A Itaipu Binacional era responsável pela obra, que começou naquele mesmo ano, da usina hidrelétrica de mesmo nome, com capacidade de 12.600 MW, instalada na fronteira entre Brasil e Paraguai. Pela Lei nº 5.899 de 1973, conhecida como Lei de Itaipu, os estados do Sudeste, Sul e Centro-Oeste ficaram obrigados a comprar energia da nova usina. Mesmo com a crise do final dos anos 1970, as obras de Itaipu continuaram como prioridade. A

⁷ O watt é a unidade de medida da potência, e equivale a um joule por segundo. O joule, por sua vez, é uma unidade de energia e trabalho.

usina foi finalmente inaugurada em 1982 e continua sendo até o presente a maior hidrelétrica do mundo em geração de energia⁸.

Usina	Potência MW	Entrada em Operação	Localização	Proprietário
Fontes Velha*	12	1908	Rio de Janeiro	Light
Paulo Afonso I	180	1954	Bahia	Chesf
Furnas	1.200	1963	Minas Gerais	Furnas
Jupia	1.551	1974	Entre Mato Grosso do Sul e São Paulo	Cesp
Marimbondo	1.440	1975	Entre São Paulo e Minas Gerais	Furnas
Ilha Solteira	3.230	1978	São Paulo	Cesp
São Simão	1.710	1978	Goiás	Cemig
Água Vermelha	1.396	1978	São Paulo	AES Tietê
Paulo Afonso IV	2.462	1979	Bahia	Chesf
Salto Santiago**	1.420	1980	Paraná	Tractebel
Foz do Areia	2.500	1980	Paraná	Copel
Itumbiara	2.082	1981	Entre Goiás e Minas Gerais	Furnas
Itaipu	14.000	1984	Entre Paraná e Paraguai	Eletrobrás e Ande
Tucuruí	8.000	1984	Pará	Eletronorte
Itaparica	1.480	1988	Pernambuco	Chesf
Xingó	3.162	1994	Entre Alagoas e Sergipe	Chesf
Serra da Mesa	1.275	1997	Goiás	Furnas
Porto Primavera	1.540	1999	Entre Mato Grosso do Sul e São Paulo	Cesp
Itá***	1.450	2000	Entre Santa Catarina e Rio Grande do Sul	Tractebel

Quadro 1 - Principais Usinas Hidrelétricas Brasileiras já Construídas

*Desativada em 1989.

** Construída pela Eletrosul.

*** A construção da usina foi iniciada pela Eletrosul.

Fonte: Elaboração própria com dados da Memória da Eletricidade, disponível em : <www.memoria.eletronorte.gov.br> ; Wikipedia, disponível em : <http://pt.wikipedia.org/wiki/Lista_de_usinas_hidrel%C3%A9tricas_do_Brasil> ; Chesf, disponível em : <http://www.chesf.gov.br/energia_parquedegeracao.shtml> ; Furnas, disponível em : <<http://www.furnas.com.br/hotsites/sistemafurnas/>> ; Cesp, disponível em : <www.cesp.com.br> e Tractebel, disponível em : <www.tractebel.com.br>. Último acesso de todos os sítios em : 10 jul. 2009.

A Light foi finalmente incorporada pela Eletrobrás em 1979. A necessidade de integração do serviço e interligação das redes das empresas fez com que o governo incentivasse fusões e aquisições e o estabelecimento de empresas de distribuições estaduais, com sua área de atuação delimitada pela fronteira de cada estado. Além disso,

⁸ Segundo informações do sítio eletrônico de Itaipu, disponível em: <<http://www.itaipu.gov.br/?q=node/356>>. Acesso em: 15 jan. 2009.

foram criadas empresas federais de geração e transmissão, e a Eletrobrás propiciou a difusão tecnológica para todos os estados brasileiros.

Até a década de 1980, o parque gerador do Brasil tinha crescido de forma impressionante. O quadro 1 lista as principais usinas construídas no país, em ordem cronológica. A capacidade instalada dessas usinas representa quase a metade da capacidade atual da geração brasileira.

Note-se que aproximadamente 30% das usinas foram concluídas na década de 1970. Além disso, várias das usinas concluídas após esse período, iniciaram suas obras ainda na década de 1970, demonstrando o intenso investimento em geração de energia nesse período.

No entanto, o setor começou a dar sinais de esgotamento logo após a segunda crise do petróleo, em 1979. Os financiamentos externos se tornaram mais difíceis e o governo passou a utilizar o setor como meio de política econômica. A tarifa de energia elétrica foi equalizada em todo o território nacional e era usada para o controle da inflação, o que gerou uma significativa redução no seu valor real. Assim, na década de 1980, com o esgotamento das fontes de financiamento e o baixo nível tarifário, desencadeou-se uma crise no setor, com grande inadimplência das empresas e perda de eficiência setorial.

3.2 O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO

A crise do setor elétrico chegou a um nível crítico no final dos anos 1980, tendo em vista a redução real das tarifas, a crise da dívida externa brasileira e a dificuldade de financiamento. A variação da capacidade instalada teve uma forte queda ao longo dessa mesma década, se comparado com a década anterior, como pode ser verificado no gráfico 3.

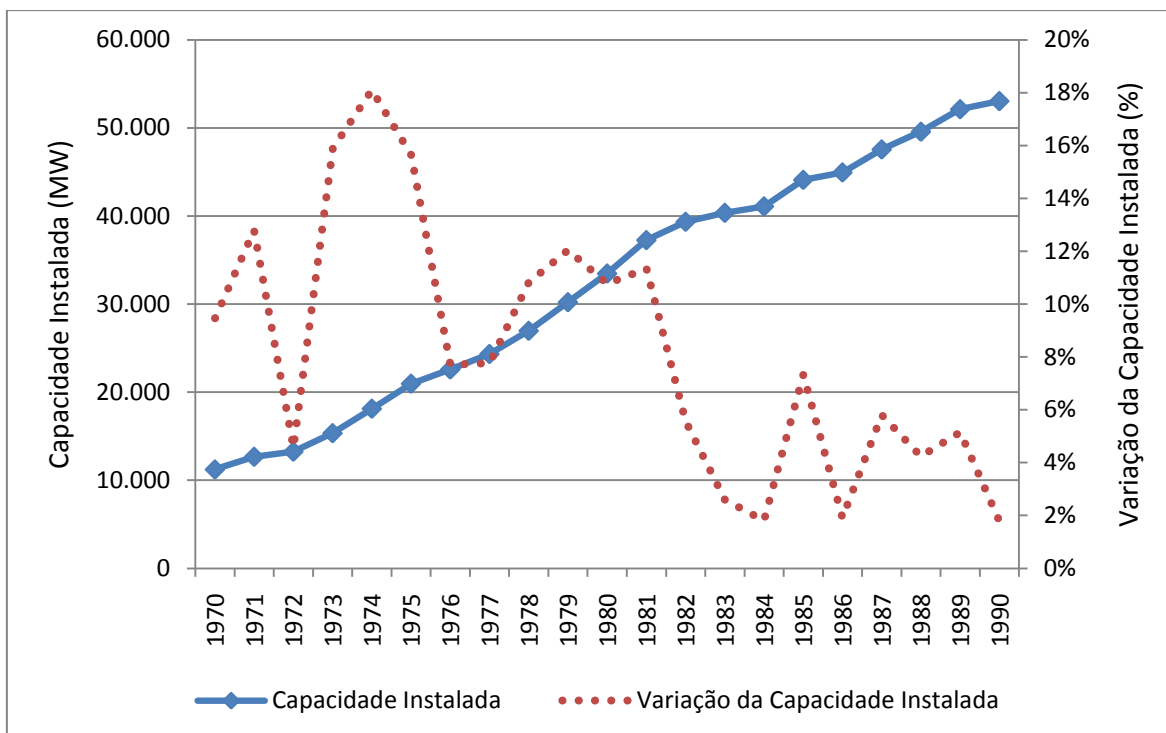


Gráfico 3 - Evolução da Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica e de sua Variação no Brasil de 1970 a 1990

Fonte: Eletrobrás. Disponível em : <www.ipeadata.gov.br>.

Na tentativa de solucionar os problemas enfrentados pelo setor, foi criada uma comissão responsável pela Revisão Institucional – REVISE, que foi uma iniciativa dos agentes do próprio setor. No entanto, tal projeto não avançou por causa das divergências entre os agentes, principalmente entre a Eletrobrás e as concessionárias (TEODORO, 2006).

Aliada à crise do setor elétrico e da economia brasileira como um todo, nos anos 90 surgiu uma nova onda liberal que pregava menor participação do Estado na economia. Diversos trabalhos teóricos apontavam para a ineficiência de empresas verticalizadas no setor de energia elétrica e, no final da década de 1980, não faltavam evidências empíricas que corroborassem tal idéia. A reforma dos mercados de energia elétrica iniciou-se primeiro nos Estados Unidos, mas tomou maior impulso com a radical reforma inglesa (OLIVEIRA, 2007).

No Brasil, o primeiro passo foi redefinir o papel do Estado na economia. Por meio da Lei nº 8.031 de 1990, foi criado o Plano Nacional de Desestatização, cujos principais objetivos eram sanar a dívida pública, buscar maior investimento e modernização para o parque industrial e transferir “à iniciativa privada atividades indevidamente exploradas

pelo setor público” (BRASIL, 1990). A Light e a Escelsa foram as primeiras empresas do setor a serem incluídas no plano, por meio do Decreto n° 572 de 1992.

Além disso, a Constituição Federal de 1988 já havia estabelecido a base para a regulamentação das concessões. No artigo n° 175, foi transferida para o Estado a prestação de serviços públicos, diretamente ou por meio de concessão ou permissão, precedida de licitação. A Lei n° 8.987, de 1995, regulou o artigo n° 175 da Constituição Federal e estabeleceu as diretrizes gerais para a licitação das concessões, para a política tarifária e definiu o conceito de serviço adequado.

Já a Lei n° 8.631, de 1993, extinguiu a equalização tarifária no território nacional e a remuneração garantida, e estabeleceu que cada concessionária deveria propor sua própria tarifa, a qual, se aceita, seria homologada pelo Poder Concedente. A tarifa deveria cobrir todos os custos das concessionárias e estas, depois de homologada a tarifa média, poderiam diferenciar as tarifas finais de acordo com a classe de consumo. Tal lei ainda dividiu a tarifa em dois tipos: as tarifas de suprimento, que são aquelas que remuneram a energia que as geradoras vendem às distribuidoras, e as tarifas de fornecimento, relativas ao fornecimento de energia pelas distribuidoras ao consumidor final. As geradoras e as distribuidoras deveriam, portanto, estabelecer contratos de suprimento.

A Lei n° 8.631 também determinou a extinção da CRC e as diretrizes para o acerto de contas. Quando foi criada, a CRC funcionava como um mecanismo de soma zero para o setor como um todo, em que as empresas acumulavam resultados positivos e negativos para posterior acerto. Em 1993, a CRC chegou ao valor de US\$ 26 bilhões (OLIVEIRA, 2007). Cerca de US\$ 5 bilhões foram utilizados para quitar contas atrasadas devidas à Eletrobrás pelas empresas do setor relativas a energia comprada. O restante do montante foi usado para pagar impostos federais (FERREIRA, 2000).

Ainda em 1993, por meio do Decreto n° 1.009, foi criado o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (SINTREL), que era composto pelos sistemas de transmissão pertencentes à Eletrobrás e formavam a malha elétrica básica dos sistemas interligados. O SINTREL era administrado pela Eletrobrás e a Portaria DNAEE n° 337, de 1994, estabeleceu as condições de operação do sistema, que estabeleciam o livre acesso às concessionárias estaduais e a auto-produtores de energia elétrica. O objetivo principal do governo era estimular a construção de usinas pela iniciativa privada, a qual passou a ter a opção de utilizar a rede do SINTREL ao invés de incorrer no custo de construir sua própria rede de transmissão.

Empresas	Data do Leilão	Consórcio Vencedor	Receita do Leilão (US\$ milhões)
ESCELSA	11.07.95	Iven (45%) e GTD (25%)	385,70
Light	21.05.96	EDF, AES e Houston (34%), BNDESpar (9%) e CSN (7%)	2.270,90
Cerj	20.11.96	Chilectra (42%), EDP (21%) e Endesa (7%)	587,52
Coelba	31.07.97	Iberdrola (39%), Brasilcap (48%) e Outros fundos (13%)	1.597,66
Cachoeira Dourada	05.09.97	Endesa (60%), Edgel (20%) e Fundos (20%)	713,74
CEEE (N/NE)	21.10.97	VBC (33%), Pseg Brasil (33%) e Previ (33%)	1.485,96
CEEE (CO)	21.10.97	AES (100%)	1.372,35
CPFL	05.11.97	VBC (45%) e Fundos de Pensão (55%)	2.730,73
Enersul	19.11.97	ESCELSA (100%)	565,29
Cemat	27.11.97	Rede (65%) e Inepar (35%)	352,57
Energipe	03.12.97	Cataguazes Leopoldina e Fundos de Pensão (100%)	520,09
Cosern	12.12.97	Coelba (63%), Guariana (31%) e Uptick (6%)	606,58
Coelce	02.04.98	Enersis-Chilectra (26%), Endesa (38%) e Cerj (36%)	867,69
Metropolitana	15.04.98	Light (100%)	1.776,56
Celpa	08.07.98	Rede (65%) e Inepar (35%)	387,82
Elektro	16.07.98	Eron (100%)	1.237,57
Gerasul	15.09.98	Tractebel (100%)	800,40
Bandeirante	17.09.98	CPFL (44%) e EDP (56%)	859,61
Paranapanema (CESP)	28.07.99	Duke Energy (100%)	681,86
Tiête (CESP)	27.10.99	AES (100%)	472,12
Celpe	18.02.00	Guaraniana (Iberdrola, BBI e Previ)	10.004,00
Cemar	15.06.00	Pensylvania Power & Light (100%)	288,70
Saelpa	30.11.00	Cataguazes Leopoldina (100%)	185,00
TOTAL			30.750,42

Quadro 2 - Empresas de Energia Elétrica Privatizadas até 2001

Fonte: TEODORO, 2006.

Além disso, a Lei n° 9.074, de 1995, estabeleceu os termos e o prazo para prorrogação das concessões existentes e determinou quais atividades relacionadas à energia elétrica seriam objetos de concessão e autorização. Tal lei ainda definiu a figura do produtor independente de energia elétrica, que é a empresa ou consórcio que explora um potencial hidrelétrico, sob regime de concessão, e comercializa parte ou toda energia por

sua conta e risco. Outro aspecto criado por essa lei foi a opção de compra de energia elétrica por parte de grandes consumidores⁹. Com a criação desses dispositivos, foram estabelecidas as bases para o mercado livre, em que os consumidores podem escolher livremente de quem comprar sua energia.

Em 1995, por meio do Decreto nº 1.503, foram incluídas no Plano Nacional de Desestatização as empresas federais Furnas, Eletrobrás, Eletrosul, Eletronorte e Chesf. Foi criado também, em 1997, pela Lei nº 9.491, o Conselho Nacional de Desestatização, órgão ligado diretamente à Presidência e responsável pelo Plano Nacional de Desestatização.

O leilão da Escelsa, em junho de 1995, marcou o início da privatização do setor elétrico brasileiro. O lance inicial foi estabelecido em R\$ 320 milhões e a empresa foi arrematada por R\$ 357 milhões pelo grupo Investimento Energético S.A., formado pelos bancos Pactual, Nacional, Icatu, Bozzano e Opportunity e pela GTD Participações, um consórcio formado por onze fundos de pensão. A Light foi vendida no ano seguinte à estatal francesa *Électricité de France* (EDF) e às norte-americanas *Houston Industry Energy* e *AES Corporation* por R\$ 2,26 bilhões (MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 2002). O quadro 2 mostra as empresas que foram privatizadas nesse período.

Em 1996, a Eletrobrás, por meio de licitação, contratou a firma de consultoria norte-americana *Coopers & Lybrand* para organizar o novo modelo do setor elétrico brasileiro. A *Coopers & Lybrand*, que já havia participado do processo de reestruturação do setor elétrico inglês, entregou seu produto final em 1997 no formato de um relatório que apresentava um conjunto de sugestões do projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB). A figura 1 mostra a organização institucional do setor antes da reforma.

⁹Inicialmente, foram incluídos os consumidores existentes com carga maior ou igual a 10.000 kW e atendidos em tensão igual ou superior a 69 kv e os novos consumidores com carga maior ou igual a 3.000 kW. Após cinco anos, também teriam tal opção os consumidores com carga de 3.000 kW atendidos no mesmo nível de tensão.

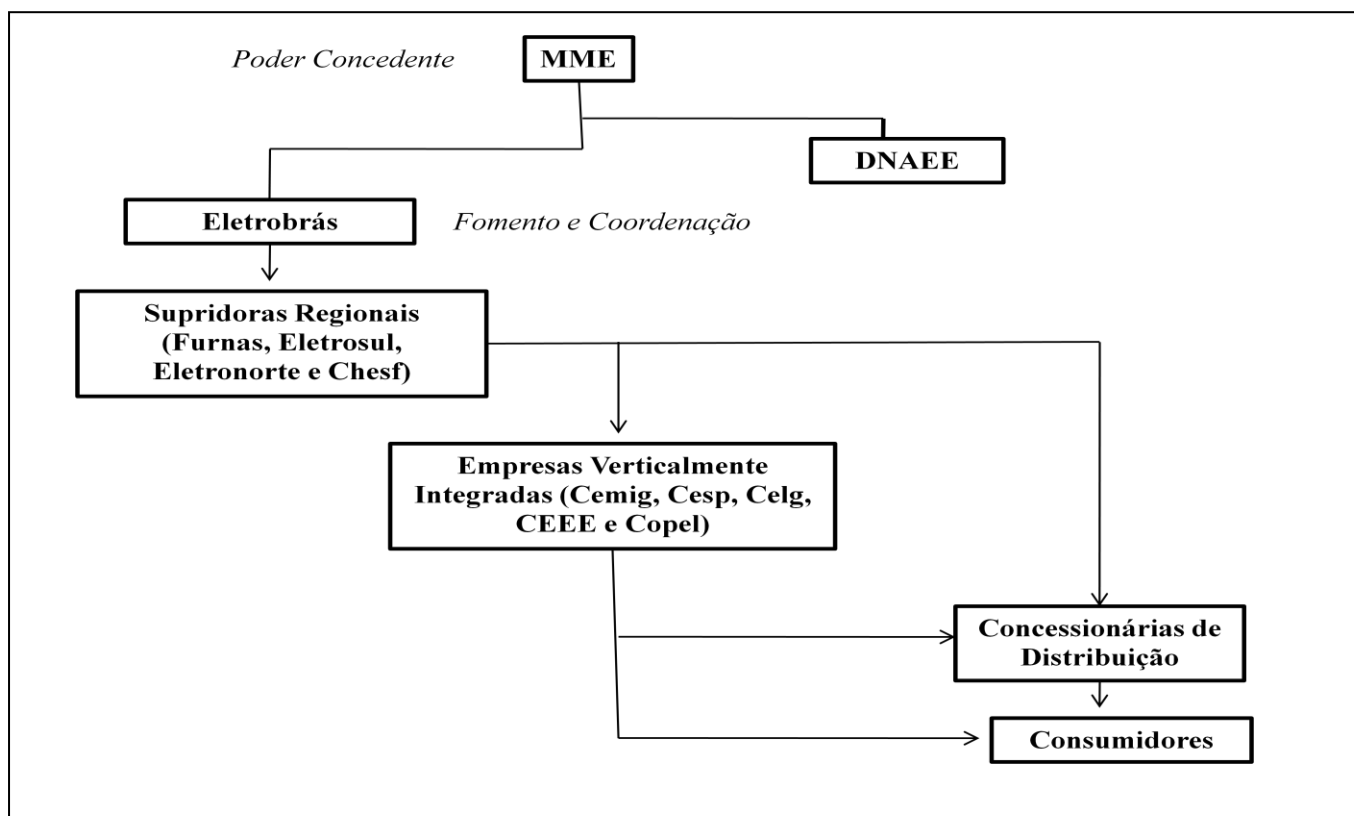


Figura 1 - Organização Institucional do Setor Elétrico antes da Reforma dos anos 1990

Fonte: COOPERS & LYBRAND, 1997 apud TEODORO, 2006.

Os principais objetivos do RESEB eram: (i) assegurar o fornecimento de energia elétrica tanto no curto prazo, que era o período de transição, quanto no longo prazo, atraindo o capital privado; (ii) manter e melhorar a eficiência dos recursos aplicados e a eficiência no uso de energia elétrica; e (iii) reduzir os gastos públicos por meio da atração do capital privado.

O novo modelo do setor visava introduzir a concorrência onde economicamente possível e estimular a eficiência por meio do ingresso da iniciativa privada no setor. A figura a seguir resume a nova estrutura comercial do setor.

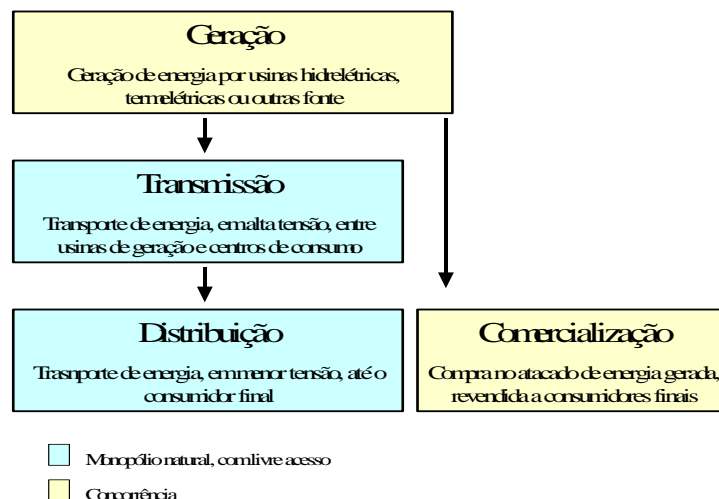


Figura 2 - Estrutura da Cadeia de Produção do Setor Elétrico após a Reforma dos anos 1990

Fonte: elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Assim, os setores de transmissão e distribuição de energia elétrica, por apresentarem elevadas economias de escala e por isso serem considerados monopólios naturais¹⁰, teriam livre acesso ao capital privado no ato da concessão, porém seriam estabelecidos monopólios totalmente regulados. O mercado de geração de energia elétrica seria desregulamentado e os preços seriam determinados pelas forças de mercado, com mecanismos que facilitassem a coordenação entre os agentes. Por fim, seria criado um mercado de comercialização, que seria a compra de energia elétrica no atacado e venda no varejo a consumidores livres, os quais, no médio prazo, seriam apenas consumidores de médio e grande porte (BANDEIRA, 2003).

O RESEB incluiu ainda um Plano de Ação Urgente em 1996, visto que a consultoria constatou uma grande possibilidade de déficit de energia elétrica no final da década de 1990. Segundo o relatório, o risco de déficit decorria principalmente de investimentos inadequados nos setores de transmissão e geração e esses, por sua vez, eram causados pelas restrições financeiras do setor público e por problemas institucionais e legais que impediam o investimento privado. A incerteza a respeito do novo marco regulatório, que até então não havia sido definido, a queda real das tarifas durante a década de 1990 e a maior rigidez na legislação ambiental foram alguns motivos apontados pelo Plano para a paralisação dos investimentos. A principal recomendação foi a definição de

¹⁰É considerado um monopólio natural um mercado em que uma única empresa consegue produzir a quantidade demandada por determinado bem a um custo menor do que o custo total de duas ou mais firmas. Um exemplo clássico é justamente a distribuição de energia elétrica (KATZ e ROSEN, 1998).

obras emergenciais pelo setor público, mas, devido a restrições orçamentárias e ambientais, a maior parte dos projetos não foi concluído conforme previsto (BANDEIRA, 2003).

Para viabilizar o novo modelo proposto para o setor, no final da década de 1990 foram criados os seguintes órgãos regulatórios: o Operador Nacional do Sistema (ONS), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE). A figura 3 demonstra a nova organização institucional do setor elétrico.

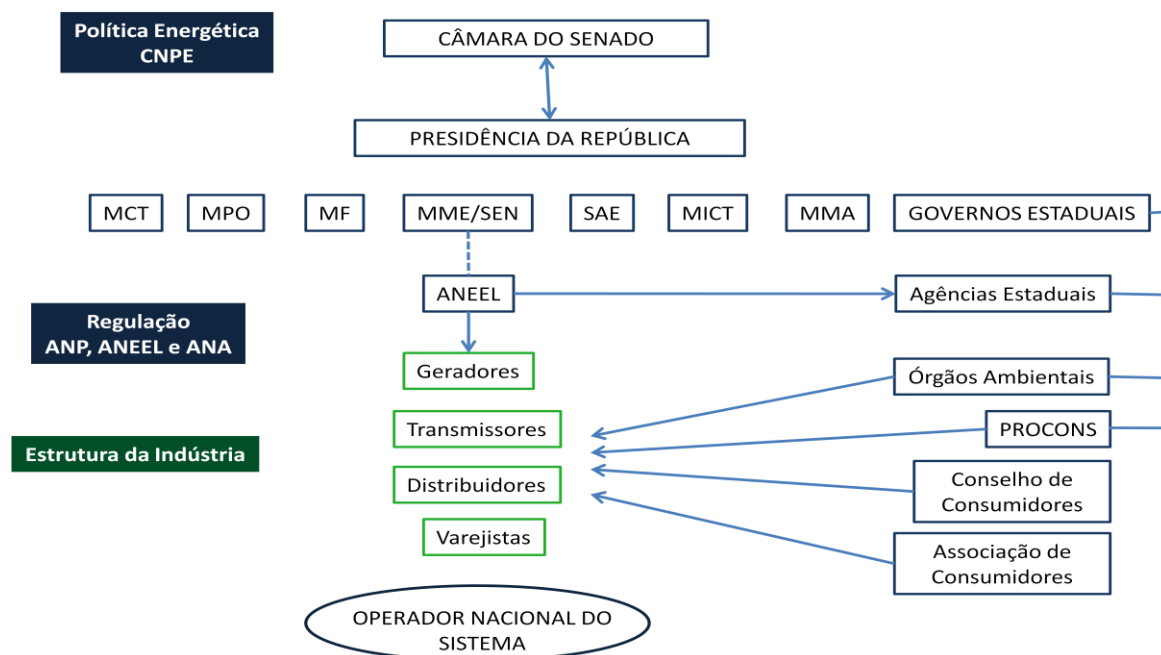


Figura 3 - Organização Institucional do Setor Elétrico a partir de 1997

Fonte: TOLMASQUIM, 2002 apud TEODORO, 2006.

O ONS foi regulamentado pela Lei nº 9.648, de 1998, e sua principal função é administrar o despacho de energia, substituindo o antigo Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOL). O ONS é formado pelos agentes do próprio mercado, como consumidores livres, distribuidoras, transmissoras, geradoras e empresas importadoras e exportadoras de energia elétrica. O órgão é responsável pela operação, planejamento e despacho da carga do sistema elétrico nacional, buscando a otimização hidrotérmica. Além disso, também coordena e controla a transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), substituindo, portanto, o SINTREL.

O SIN é o sistema de transmissão que conecta praticamente todas as regiões do Brasil, exceto o norte e algumas pequenas áreas do nordeste, que possuem sistemas

isolados. É responsável pelo transporte de 96,6% da energia elétrica do Brasil. A Figura 4 demonstra as principais ligações do SIN.

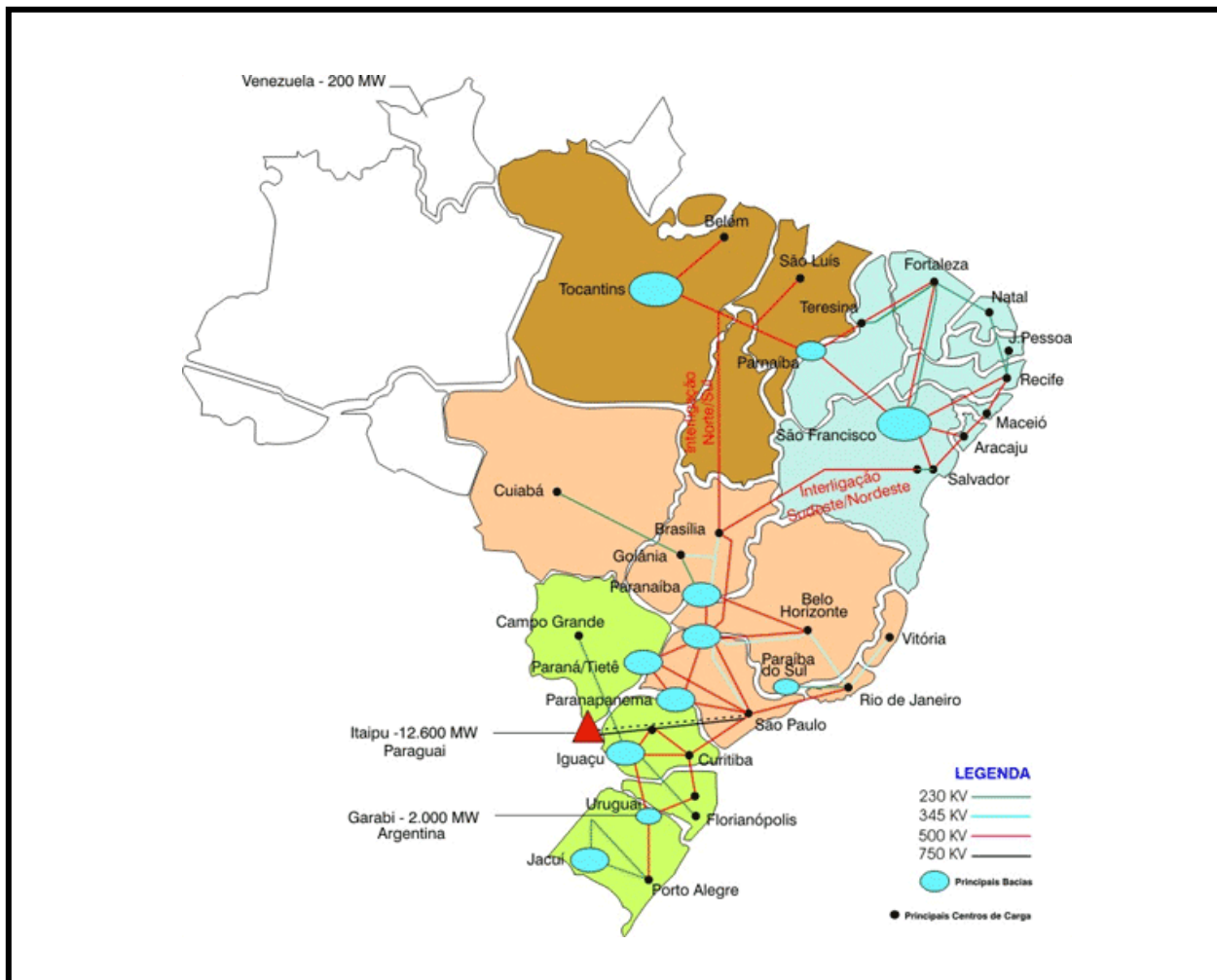


Figura 4 - Sistema Interligado Nacional

Fonte: CTEEP

A ANEEL foi criada pela Lei nº 9.427/96, regulamentada pelo Decreto nº 2.335/97 e substituiu o DNAEE como órgão regulador do setor elétrico brasileiro. O órgão é uma autarquia e é formado por uma diretoria composta por cinco membros, nomeados pelo Presidente da República e aprovados pelo Senado, com mandatos de quatro anos não coincidentes.

As principais atribuições da ANEEL são: fiscalizar novas licitações para a prestação dos serviços de geração, transmissão e distribuição; preservar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias; zelar pela qualidade do serviço prestado; supervisionar a exploração dos recursos hídricos e definir as tarifas do setor. Tendo como um de seus objetivos a garantia de um ambiente competitivo, a ANEEL, por meio da

Resolução nº 94 de 1998, definiu limites de concentração de capital nas atividades de geração e distribuição.

Pela Lei nº 9.648, de 1998, foi criado o MAE, que foi regulamentado pelo Decreto nº 2.655 do mesmo ano e era um ambiente em que os agentes do mercado realizavam as transações de compra e venda de energia elétrica. Essa lei também criou a figura do comercializador, empresa que poderia comprar e vender energia no MAE. O MAE foi instituído por meio de um Acordo de Mercado entre os agentes interessados, homologado pela ANEEL. A ANEEL estabeleceu que deveriam participar do MAE: os concessionários ou autorizados de geração, que tivessem capacidade instalada igual ou superior a 50MW; os concessionários, permissionários ou autorizados comercializadores, cujo volume comercializado seja igual ou superior a 300GWh por ano; e os importadores e exportadores de energia elétrica com carga maior ou igual a 50MW.

No âmbito do MAE, os agentes poderiam negociar livremente o preço e a quantidade de energia a ser contratada, por meio dos chamados “Contratos Bilaterais”. Este tipo de contrato tinha como objetivo reduzir a volatilidade dos preços. No entanto, uma questão muito importante foi levantada pelos agentes do setor: o preço da energia advinda de usinas novas, a “energia nova”, seria substancialmente mais cara do que aquela de usinas já existentes, a “energia velha”. Isso ocorria principalmente porque as usinas existentes freqüentemente já tinham seus investimentos amortizados e porque representavam os projetos mais eficientes (OLIVEIRA, 2007).

Para solucionar esse problema, a *Coopers & Lybrand* sugeriu os “Contratos Iniciais”, acordos obrigatórios entre as distribuidoras e geradoras que substituíram os contratos de suprimento e visavam manter o preço da energia não muito distante do praticado anteriormente, de maneira que a transição para o novo modelo não fosse tão traumática. Esses contratos serviriam apenas para o período de transição e foram extintos gradualmente.

Além disso, o MAE administrava o mercado de curto prazo, chamado mercado *spot*, em que eram liquidadas as diferenças entre o valor da energia contratada e a efetivamente consumida. O preço de curto prazo levava em conta uma série de variáveis, principalmente relacionadas à oferta, como a otimização dos recursos para o atendimento da carga.

Porém, a reforma não pôde ser totalmente implementada, visto que, em 2001, uma grave crise de abastecimento ocorreu. A principal causa de tal crise foi a falta de investimento do setor privado. A insuficiência de investimentos, por sua vez, foi ocasionada, em parte, pela incerteza quanto ao funcionamento do mercado, que ainda carecia de uma regulamentação estável. Contudo, também é importante destacar que o crescimento da capacidade instalada não era interessante para os agentes privados já estabelecidos no setor, visto que o aumento da oferta acarretaria em preços menores de energia elétrica. Dessa forma, foi estabelecido um novo modelo para o setor elétrico, que preservava aspectos já instituídos na década de 1990, mas previa uma maior atuação dos órgãos reguladores no planejamento do setor.

3.3 A CRISE DE ABASTECIMENTO DE 2001

Os primeiros sinais da crise já podiam ser notados em 1999 e, apesar do alerta de vários agentes e estudiosos, o governo apenas reconheceu o problema em maio de 2001 e, em seguida, decretou o racionamento. O governo atribuiu a crise à escassez de chuvas do período, porém, já havia alguns anos que se previa um descompasso entre a oferta e a demanda, citado, inclusive, no relatório da *Coopers & Lybrand*, como descrito anteriormente.

Em 2000, o governo havia tentado diversificar e aumentar a oferta de energia, por meio do Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT), criado pelo Decreto nº 3.371 de 24 de fevereiro de 2000, que previa a construção de usinas termelétricas. No entanto, as obras das térmicas atrasaram e não puderam conter a crise de abastecimento.

O racionamento ocorreu no período de 01 de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002, nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. Na região Norte, durou menos tempo. Foi estabelecida uma meta de redução de 20% no consumo de energia para os consumidores referente aos meses de maio a julho de 2000. A penalidade para os que ultrapassassem era uma sobretaxa de até 200% na tarifa e a suspensão de fornecimento para os que ultrapassassem pela segunda vez (CASTRO et al 2004).

Durante a década de 1990, o crescimento do consumo de energia elétrica foi, em média, 4,38% ao ano, enquanto o crescimento da capacidade instalada no mesmo período

foi de 3,36%. O gráfico 4 demonstra a variação da capacidade instalada e do consumo de energia elétrica durante as décadas de 1980 e 1990.

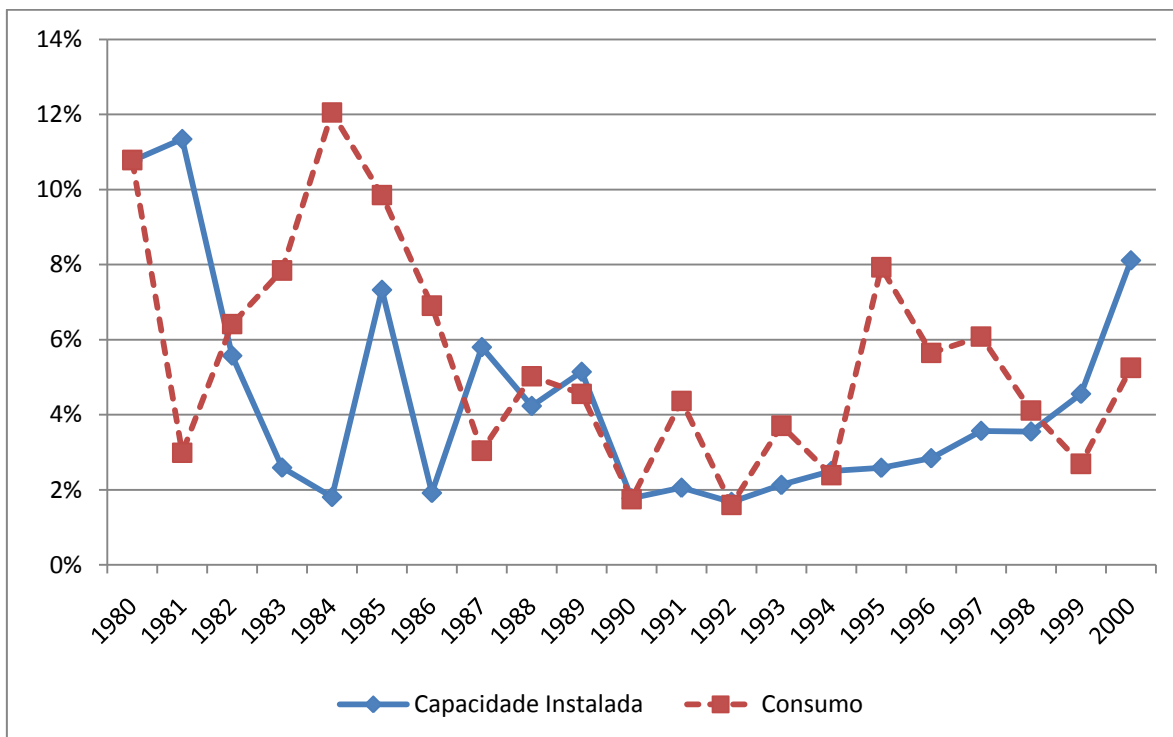


Gráfico 4 - Variação do Consumo e da Capacidade Instalada de Energia Elétrica no Brasil de 1980 a 2000

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Eletrobrás e do MME, disponíveis em <www.ipeadata.gov.br>.

Nota-se claramente que, ao longo dessas duas décadas, a variação do consumo de energia permaneceu acima da variação da capacidade instalada na maior parte do período. Nos anos de 1999 e 2000, houve um crescimento um pouco maior da capacidade instalada, principalmente por causa da construção de térmicas, cuja capacidade instalada cresceu aproximadamente 36% entre 1998 e 2000.

Por meio da Medida Provisória nº 2.147, de 15 de maio de 2001, foi criada a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), que tinha como objetivo propor e implementar medidas emergenciais para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica. A GCE deveria ainda gerenciar o programa de racionamento e o programa de incentivo ao investimento em energia elétrica.

As principais causas da crise energética de 2001 foram a baixa quantidade de investimentos tanto em transmissão quanto em geração ao longo dos anos anteriores - ocasionada, principalmente, pela incerteza quanto ao novo marco regulatório do setor - e o

aumento expressivo do consumo de energia nesse período. A escassez de chuvas no ano de 2001 apenas agravou o problema, já que a matriz brasileira é composta majoritariamente por usinas hidrelétricas.

Empresa	Criação	Segmentos de Atuação	Controlador
Chesf	1945	geração	Governo Federal
Furnas	1957	geração	Governo Federal
Eletronorte	1973	geração e transmissão	Governo Federal
Eletrosul	1968	geração e transmissão	Governo Federal
Copel	1954	geração, transmissão e distribuição	Governo do Estado do Paraná
Celesc	1955	geração e distribuição	Governo do Estado de Santa Catarina
Ceb	1968	geração e distribuição	Governo do Distrito Federal
Cemig	1952	geração, transmissão e distribuição	Governo do Estado de Minas Gerais
Boa Vista Energia	1998	distribuição	Governo Federal
Ceron	1968	geração, transmissão e distribuição	Governo Federal
Eletrobrás	1961	holding e planejamento	Governo Federal
Eletroacre	1965	distribuição	Governo Federal
CGTEE	1997	geração	Governo Federal
Ceal	1961	distribuição	Governo Federal
Cepisa	1962	distribuição	Governo Federal
Eletronuclear	1997	geração	Governo Federal
Manaus Energia	1895	geração e distribuição	Governo Federal
Celg	1956	geração, transmissão e distribuição	Governo do Estado de Goiás
CEEE	1943	geração, transmissão e distribuição	Governo do Estado do Rio Grande do Sul

Quadro 3 - Empresas Públicas e de Economia Mista do Setor Elétrico em 2008

Nota: as empresas que atuam em mais de um segmento foram desverticalizadas, ou seja, a atividade em cada segmento é desempenhada por pessoa jurídica distinta, de acordo com a Lei nº 10.848/2004. Assim, os nomes listados se referem aos grupos econômicos que controlam as empresas de cada segmento.

Fonte: Elaboração própria a partir de informações da ANEEL e de sítios na Internet das empresas listadas acima.

O novo modelo do setor elétrico buscava introduzir a concorrência e assim incentivar o capital privado a investir no setor. No entanto, os fatos não ocorreram como planejado, pois o setor privado adiou suas decisões de investir, em parte porque aguardava as determinações por parte do governo de novas regras, que sinalizassem com clareza as oportunidades de investimento. Por outro lado, as empresas estatais estavam impedidas de

realizar investimentos, por causa de um acordo com o Fundo Monetário Internacional, em que o Brasil se comprometia a atingir metas de superávit (TEODORO, 2006).

Dessa forma, por causa da crise de abastecimento, as privatizações foram interrompidas. O quadro 3 lista as empresas que permaneceram sob controle da União ou dos Estados. O modelo regulatório também sofreu alterações. A estrutura básica foi mantida, permanecendo o princípio de estabelecer a concorrência nos mercados onde fosse economicamente viável. Porém, o governo procurou implantar regras que permitissem um maior controle sobre o setor.

A principal mudança implementada foi a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), por meio do Decreto nº 5.177/2004, que substituiu o MAE. A CCEE também é formada por agentes do mercado e tem a função de administrar os contratos de compra e venda de energia elétrica e a contabilização da energia comercializada. As regras e procedimentos adotados pela CCEE devem ser aprovados pela ANEEL.

Junto com esse órgão, foram criados dois ambientes de contratação, ambos administrados pela CCEE. No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), podem participar, como vendedores, os agentes geradores. Como compradores, participam apenas as concessionárias distribuidoras de energia elétrica. Os contratos, neste ambiente, chamados de “Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado” (CCEAR), são resultado de leilões. Existem dois tipos de leilões: aqueles provenientes de empreendimentos existentes, que têm um prazo de duração entre oito e quinze anos, e aqueles provenientes de empreendimentos novos, que têm um prazo de duração entre quinze e trinta anos. Nos leilões do ACR, a concorrência dá-se entre os agentes vendedores, já que os ganhadores dos leilões são aqueles que oferecem a menor tarifa. A CCEE deve registrar todas as informações referentes aos CCEAR.

Já no Ambiente de Contratação Livre (ACL), há a livre negociação entre os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres e importadores e exportadores de energia elétrica. A CCEE também registra os contratos resultantes de tais negociações, porém não é obrigatório o registro dos preços, já que os valores são negociados livremente. Assim, em ambos ambientes, os agentes vendedores concorrem entre si, como demonstrado na Figura 5.

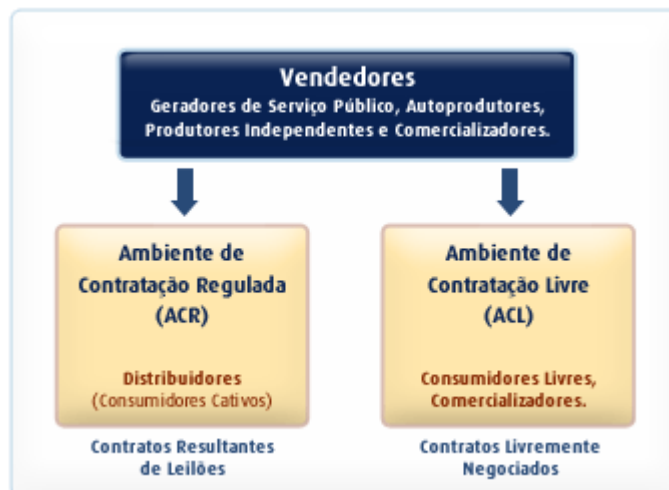


Figura 5 - Ambientes de Contratação de Energia Elétrica

Fonte: CCEE

Ainda há o mercado de curto prazo de energia elétrica, também administrado pela CCEE. Nesse mercado, são liquidadas as diferenças entre o que foi efetivamente consumido e o que foi contratado. Assim, se em um determinado mês, uma distribuidora tem uma energia requerida¹¹ maior do que a quantidade de energia contratada, ela é obrigada a comprar energia no curto prazo. Por outro lado, se a distribuidora tem mais energia contratada do que energia requerida, ela vende energia no curto prazo. O preço para esta transação, chamado de Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), é definido pela CCEE. Para calculá-lo, a CCEE utiliza um modelo matemático que procura representar o custo marginal do sistema e leva em consideração as decisões de despacho de geração de energia por parte do ONS e diversas outras informações, como condições hidrológicas, demanda de energia e preço dos combustíveis. A figura 6 representa, de forma simplificada, como é feita a liquidação no curto prazo.

¹¹ Energia Requerida é definida como a quantidade de energia elétrica, em Megawatt hora, que uma empresa de distribuição de energia elétrica necessita para atender a demanda do seu mercado cativo.

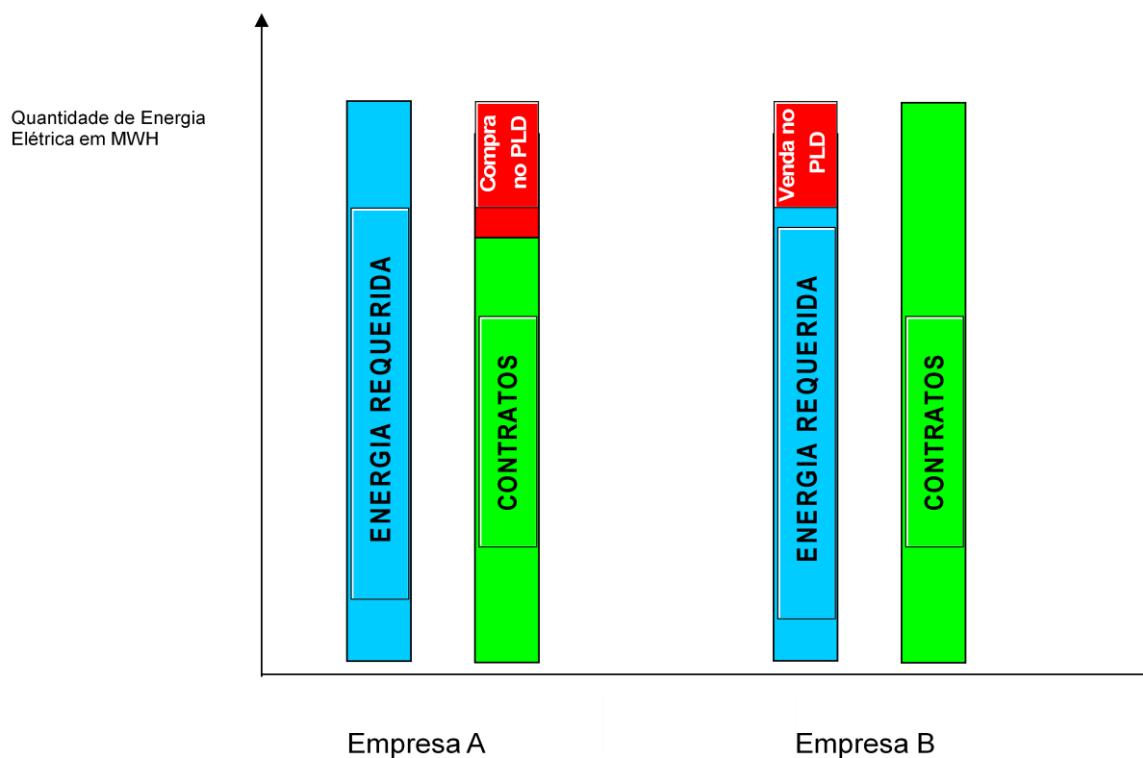


Figura 6 - Sistemática de Liquidação de Energia Elétrica no Mercado de Curto Prazo

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da CCEE

Também foi criada a EPE, por meio da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. A EPE é vinculada ao MME e tem como finalidade “prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético” (BRASIL, 2004).

Tais mudanças tinham como um dos objetivos principais estimular o investimento no setor, a fim de evitar uma nova crise de abastecimento. Durante a década de 1990, a capacidade instalada do Brasil cresceu de forma inexpressiva. A partir da década de 2000, com o PPT e outros incentivos, o aumento do parque gerador brasileiro foi mais significativo, como pode ser verificado no gráfico 5.

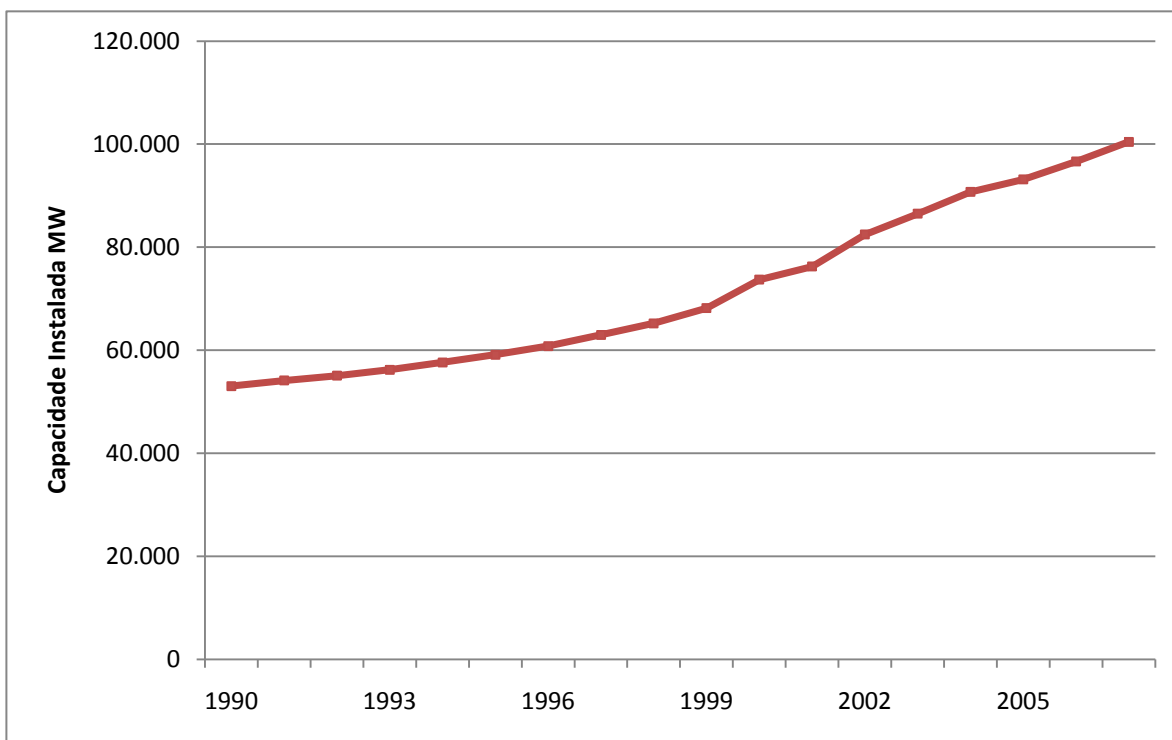


Gráfico 5 - Evolução da Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica no Brasil de 1990 a 2007

Fonte: Eletrobrás disponível em : <www.ipeadata.gov.br>.

Além disso, em 2007, o Governo Lula lançou o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), com o objetivo de incentivar diversas áreas da economia, inclusive o setor de energia elétrica. As principais medidas institucionais adotadas pelo Governo visam a desoneração tributária, a melhoria do ambiente de investimento e o estímulo ao crédito e financiamento.

As principais medidas desse programa no setor de energia elétrica estão concentrados na geração e transmissão, com diversos incentivos de crédito por meio do Banco Nacional de Desenvolvimento Social (BNDES). A previsão do governo é que até o final de 2007 sejam investidos R\$ 11,5 bilhões; R\$ 54,4 bilhões entre 2008 e 2010 e, depois de 2010, R\$ 20,7 bilhões só no segmento de geração de energia elétrica. O principal objetivo do governo é garantir a segurança do suprimento e a modicidade tarifária.

3.4 SÍNTESE CONCLUSIVA

O setor elétrico brasileiro passou por diversas modificações ao longo de sua existência. No início, existiam apenas pequenas empresas locais verticalizadas. O capital

estrangeiro logo se interessou pelo setor e, em poucas décadas, já dominava o setor de energia elétrica dos principais centros urbanos.

O Código de Águas, promulgado em 1934, marcou o início da regulação do setor. A partir da década de 1940, com a falta de investimentos por parte do capital privado, o governo passou a ser mais atuante. Criou empresas estatais, como a Chesf e Furnas, na década de 1950 e a Eletrobrás, em 1962. Até o final da década de 1970, o Governo já havia encampado as empresas de capital estrangeiro e já representava a principal fonte de investimento em energia elétrica. Nas décadas de 1960 e 1970 a capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil cresceu a taxas bastante significativas.

Porém, a década de 1980 freou esse período de crescimento. Logo após os choques do petróleo da década anterior, os financiamentos externos se tornaram mais difíceis e o governo passou a utilizar a tarifa de energia para conter a inflação, fazendo com que essa perdesse o seu valor real.

A década de 1990 veio com uma onda liberal que impôs reformas no setor elétrico de diversos países, principalmente na Inglaterra. No Brasil, o setor foi totalmente reestruturado e iniciou-se um processo de privatização. O novo modelo visava introduzir a concorrência nos mercados onde era economicamente viável e estimular a eficiência por meio do ingresso do capital privado. Vários órgãos foram criados, como o ONS, a ANEEL e o MAE.

No entanto, as privatizações foram interrompidas, devido à crise de abastecimento de 2001. O principal motivo de tal crise foi a falta de investimentos no setor nos anos anteriores. O governo decidiu então realizar outra reforma, mantendo as principais estruturas, porém criando mecanismos para garantir o maior controle do setor pelos órgãos estatais.

Uma das principais mudanças foi a substituição do MAE pela CCEE, em que foram criados dois ambientes de contratação: o livre e o regulado. No primeiro, participam consumidores livres e agentes vendedores de energia. No segundo, em que os contratos se dão apenas por meio de leilões, fazem parte as distribuidoras e os agentes vendedores.

4 PERFIL DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

A capacidade de geração de energia elétrica do Brasil aumentou expressivamente ao longo de todo o século XX. A matriz de energia elétrica brasileira cresceu apoiada na energia hidrelétrica, principalmente nos grandes empreendimentos construídos na década de 1970.

Com objetivo de apresentar as principais características do parque gerador brasileiro, na seção 4.1, descreve-se as principais fontes de energia, sua evolução ao longo do tempo e sua participação na geração de energia elétrica do país; na seção 4.2, analisa-se a concentração no mercado de geração de energia elétrica; na seção 4.3, relata-se o funcionamento da comercialização de energia elétrica no Brasil; e, por fim, na seção 4.4 é feita a síntese conclusiva do capítulo.

4.1 TIPOS DE ENERGIA NO BRASIL

A matriz energética brasileira inclui diversas fontes de energia elétrica. As principais são a hidrelétrica, termelétrica, nuclear e eólica.

4.1.1 Energia Hidrelétrica

A mais importante fonte de energia elétrica no Brasil é aquela proveniente das usinas hidrelétricas. A energia elétrica de origem hidráulica representa cerca de 20% do total de eletricidade gerada no mundo, sendo a segunda maior fonte de geração do planeta. Esse tipo de energia é produzido a partir do aproveitamento do potencial hidráulico de um curso d'água e provém da irradiação solar e da energia potencial gravitacional (TOLMASQUIM, 2005).

A composição básica de uma usina hidrelétrica é formada pela barragem, o sistema de captação e adução de água, a casa de força e as comportas. A barragem interrompe o curso normal do rio, formando um reservatório, que armazena água nos períodos de cheias para ser utilizada em épocas de estiagem. O reservatório, portanto, tem grande importância estratégica.

As principais vantagens da hidroeletricidade são o baixo custo de produção e o fato de ser uma forma de energia renovável. No entanto, a construção de hidrelétricas

requer vultosos investimentos iniciais, além de provocar impactos ambientais nas áreas em que é implantada. Outra desvantagem das hidrelétricas é que nem sempre os cursos d'água estão situados em lugares acessíveis. O avanço tecnológico na área de transmissão de energia elétrica tem ajudado a transpor este obstáculo.

Segundo estudo da *World Energy Council* citado por Tolmasquim (2005), o Brasil é o terceiro país do mundo com maior potencial hidráulico¹². O potencial tecnicamente aproveitável do Brasil seria de 1.488 TWh por ano, aproximadamente quatro vezes a quantidade de energia consumida no Brasil no ano de 2007. Em 2008, o Brasil tinha cerca de 30% do seu potencial hidráulico desenvolvido. Cabe ressaltar que países desenvolvidos geralmente apresentam mais que 50% do seu potencial hidráulico aproveitado. A França, por exemplo, desenvolveu a totalidade de seu potencial.

Além das grandes usinas hidrelétricas, há também as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), definidas pela Resolução ANEEL n° 652, de 09 de dezembro de 2003 como aproveitamentos hidrelétricos com potência entre 1.000 e 30.000 kW, destinados à produção independente, auto-produção ou produção independente autônoma, com área do reservatório inferior a 3 km².

As pequenas usinas foram muito comuns no princípio do desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, quando as companhias de energia atendiam apenas ao consumo local de cada cidade. Após a II Guerra Mundial, com a retomada do setor pelo Estado, os investimentos ficaram concentrados em grandes usinas hidrelétricas. Com a reestruturação do setor no final da década de 1990, definiu-se pela primeira vez o conceito de PCH¹³ e foram concedidos diversos incentivos à sua construção.

No Brasil, existem, atualmente, 772 empreendimentos de hidroeletricidade, com cerca de 77.607 MW de potência, divididos conforme a tabela 1.

¹² Conforme Tolmasquim, a estimativa teórica da quantidade de energia hidráulica disponível pode ser feita utilizando a massa da precipitação média anual e a altura média da superfície de determinada região (ou de todo o planeta). Tendo em vista que esse potencial teórico não é totalmente aproveitável, o *World Energy Council*, estimou o recurso total e o potencial tecnicamente aproveitável dos países, sendo esse último a melhor estimativa do que realmente poderia se aproveitar para gerar eletricidade.

¹³ A primeira definição de PCH encontra-se na Portaria DNAEE n° 109 de 1982, porém continha diversas limitações. Apenas após 1998 foram concedidos maiores incentivos para PCHs.

Tabela 1 - Tipos de Empreendimento de Hidroeletricidade no Brasil em 2008

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada kW	Potência Fiscalizada kW
Central Geradora Hidrelétrica (CGH)	277	155.006	154.405
Usina Hidrelétrica de Energia (UHE)	160	74.732.627	74.901.031
Pequena Central Hidrelétrica (PCH)	335	2.610.268	2.552.029

Nota: Central Geradora Hidrelétrica (CGH) é o aproveitamento hidráulico com até 1 MW de potência instalada, enquanto a Usina Hidrelétrica de Energia (UHE) é um empreendimento com mais de 30 MW de potência
 Fonte: Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL.

Nota-se, portanto, que as grandes usinas hidrelétricas têm a maior participação na geração de hidroeletricidade no Brasil.

Além disso, a construção de aproveitamentos hidráulicos no país foi bastante expressiva ao longo de todo o século XX, como demonstra o gráfico 6, e hoje a hidroeletricidade corresponde a 75,34% da potência do Brasil.

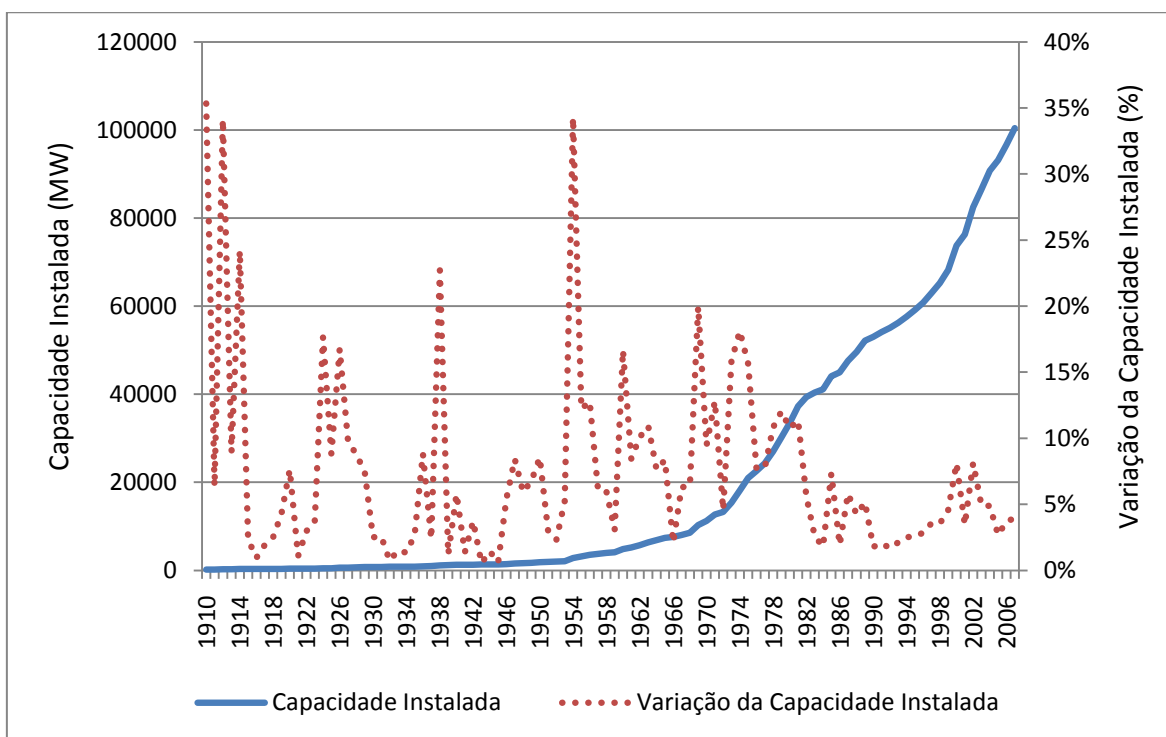


Gráfico 6 - Evolução da Capacidade Instalada (MW) e da Variação da Capacidade Instalada (%) de Energia Hidrelétrica no Brasil

Fonte: Elaboração própria com dados do MME. Dados disponíveis em : <www.ipeadata.gov.br>.

Notam-se picos de acréscimo da capacidade instalada nas décadas de 1950 e 1970, períodos em que houve elevados investimentos da União em energia elétrica. A

partir da década de 1980, com a dificuldade na obtenção de financiamento e a posterior reforma do setor, ocorreu uma desaceleração no crescimento da capacidade instalada.

Em relação à distribuição espacial das usinas de energia hidráulica, a figura 7 demonstra onde estão localizados os empreendimentos no território brasileiro.

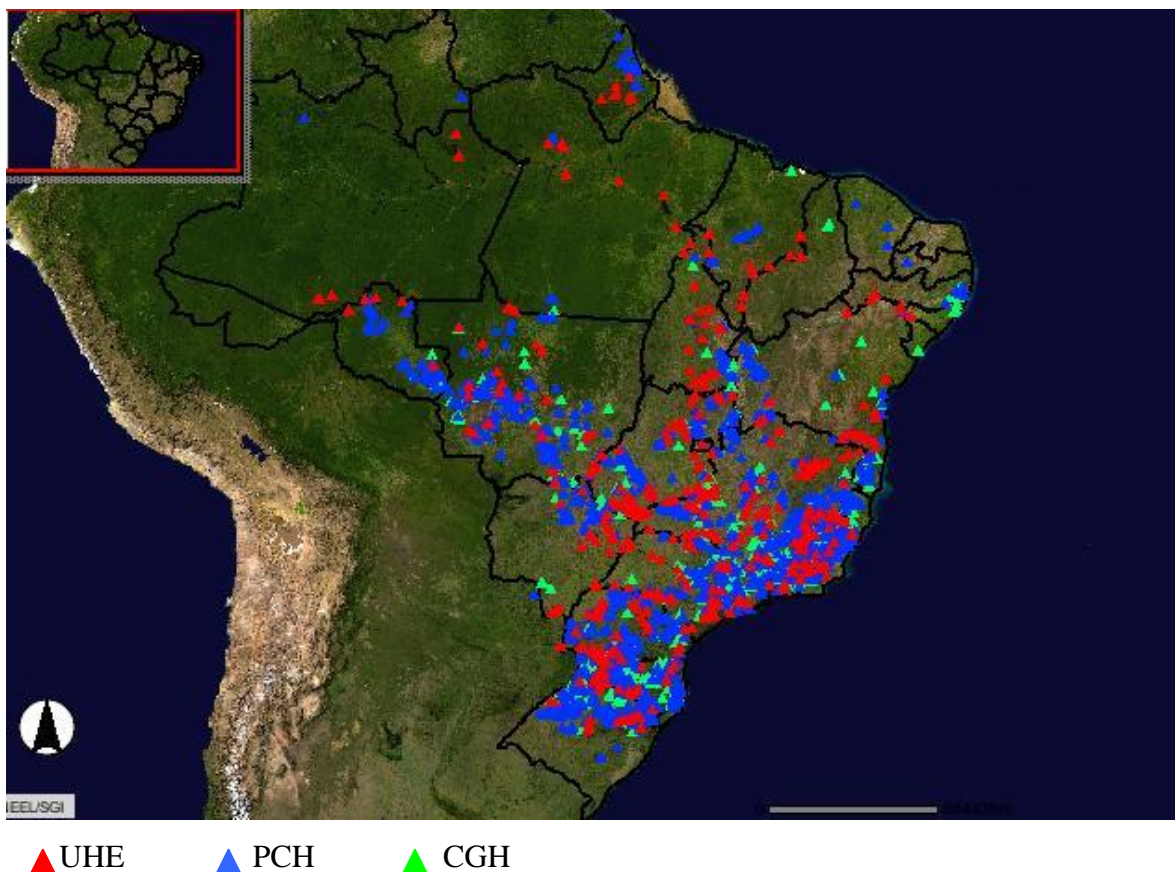


Figura 7 - Localização das Usinas Hidrelétricas no Brasil em 2008

Fonte: Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico (SIGEL) da ANEEL.

É possível notar que a maior concentração de empreendimentos hidrelétricos encontra-se nas regiões mais economicamente desenvolvidas do país. Na Bacia do Rio Paraná, por exemplo, cerca de 64% do potencial hidrelétrico já foi desenvolvido. No outro extremo está a Bacia do Rio Amazonas, em que menos de 1% de seu potencial foi desenvolvido (TOLMASQUIM, 2005).

4.1.2 Energia Termelétrica

Outra fonte de energia que tem aumentado a sua importância no Brasil são as usinas termelétricas. O processo de funcionamento desse tipo de usina é baseado na conversão de energia térmica em energia mecânica e, então, em energia elétrica. As usinas termelétricas podem utilizar vários tipos de combustíveis, como óleo combustível, óleo diesel, carvão, gás natural e biomassa - lenha, bagaço de cana, lixo, etc. (TOLMASQUIM, 2005).

A grande vantagem desse tipo de energia é que ela não depende das condições climáticas, como as usinas hidrelétricas. Além disso, tem menores restrições para o local de sua instalação. Por outro lado, essas usinas apresentam significativas emissões de gases poluentes, contribuindo para a formação de chuva ácida e para o efeito estufa. Outra desvantagem desse tipo de fonte é que ela está sujeita ao preço de outros produtos, como o petróleo, no caso de usinas movidas a óleo.

Até 1990, a maior parte das usinas térmicas nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste utilizava óleo combustível e carvão. O sistema isolado do Norte possui termelétricas basicamente movidas a óleo diesel. Esse parque é formado por usinas antigas controladas por subsidiárias da Eletrobrás.

Existem, hoje, 1.230 Usinas Termelétricas de Energia (UTE), com uma potência instalada de cerca de 23.000 MW. Este tipo de energia foi o que mais cresceu nos últimos anos, principalmente com a crise de abastecimento de 2001. O gráfico 7 demonstra essa evolução.

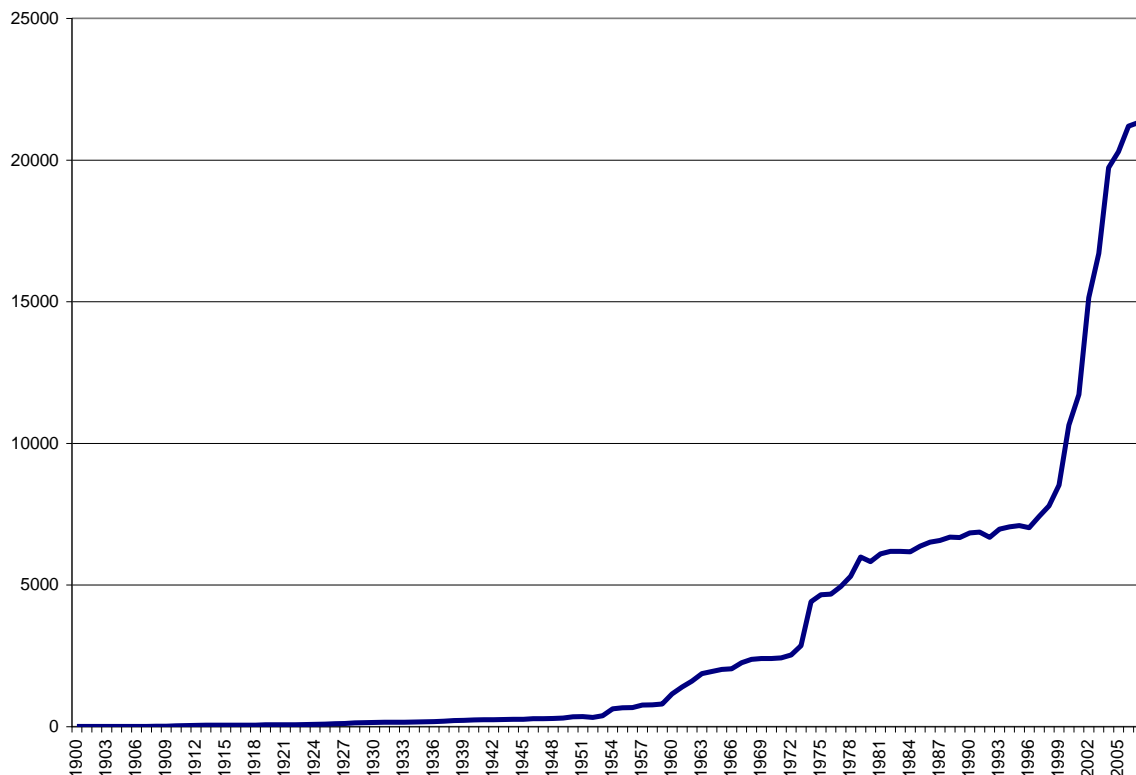


Gráfico 7 - Evolução da Capacidade Instalada de Usinas Termelétricas de 1900 a 2007

Fonte: Elaboração própria com dados do MME. Dados disponíveis em :<www.ipeadata.gov.br>.

Em relação à localização das termelétricas, pode-se dizer que estão bastante concentradas no estado de São Paulo, unidade da federação que possui 404 UTE e cerca de 18% da capacidade instalada desse tipo de fonte de energia. No entanto, a maior concentração de potência encontra-se no Rio de Janeiro, que possui 19,24% do total de potência instalada de usinas termelétricas. O estado do Amazonas, onde está localizado o maior sistema isolado do país, é abastecido basicamente por termelétricas, que representa cerca de 87% da potência do Estado. A figura 8 apresenta a distribuição espacial das usinas termelétricas no território brasileiro.



Figura 8 - Localização das Usinas Termelétricas no Brasil em 2008

Fonte: Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico (SIGEL) da ANEEL.

4.1.3 Energia Nuclear

Outra fonte de energia utilizada no Brasil é a nuclear. Nas usinas nucleares, a energia é gerada por meio de um combustível que se divide espontaneamente, emitindo partículas subatômicas e produzindo uma grande quantidade de energia. A matéria-prima mais utilizada em usinas nucleares é o urânio.

As usinas nucleares começaram a ser utilizadas nos anos 1950, pelos Estados Unidos e pelo Reino Unido. Nessa mesma década, os Estados Unidos lançaram um Programa denominado *Atoms for Peace*, em que plantas piloto foram exportadas para países como Alemanha, França, Itália e Japão. A partir da década de 1960, iniciou-se um período de vendas não subsidiadas, em que a demanda aumentou consideravelmente. Porém, em meados da década seguinte, em razão dos altos custos dessas usinas e da forte oposição do público, o interesse por usinas nucleares diminuiu no mundo. Atualmente, com a preocupação com o aquecimento global, a energia nuclear está sendo novamente considerada, pois não emite gases que causam o efeito estufa (TOLMASQUIM, 2005).

Os principais riscos das usinas nucleares são a possibilidade de acidentes e a disposição dos dejetos radioativos. A probabilidade da ocorrência de um acidente é bastante baixa, tendo em vista que só aconteceram dois acidentes graves com usinas nucleares até hoje no mundo inteiro. No entanto, devido aos graves efeitos que um acidente pode causar, a probabilidade de sua ocorrência, ainda que baixa, representa um alto risco. O outro problema é o que fazer com os dejetos radioativos resultantes do processo de geração de energia nuclear. Atualmente, nas usinas nucleares brasileiras, os dejetos de alta atividade são mantidos em piscinas nas proximidades da usina.

No Brasil, a construção da primeira usina nuclear iniciou na década de 1970, no estado do Rio de Janeiro. O Brasil havia optado pelo urânio enriquecido como combustível e, por isso, ficou dependente dos Estados Unidos para fornecê-lo. Angra 1, com 657 MW de capacidade instalada, entrou em operação comercial em 1985 e continua funcionando até hoje. No entanto, o desempenho da usina tem sido aquém do esperado. Em 1999, seu fator de carga¹⁴ era de apenas 29,1%, colocando-a como a segunda usina com pior desempenho no mundo. Isso faz com que seus custos demorem mais para serem amortizados, já que ela foi projetada para ter um fator de carga de 80% (TOLMASQUIM, 2005).

No primeiro choque do petróleo, em 1973, os Estados Unidos suspenderam a garantia de fornecimento de urânio para o Brasil. Assim, em 1975, o país firmou um acordo nuclear com a Alemanha, com a previsão de aquisição de oito reatores com 1.300 MW cada até 1990. Porém, apenas o primeiro pacote, Angra 2, foi concluído, e somente no ano de 2000. O projeto de Angra 3 foi desenvolvido até 1986, quando foi interrompido por falta de recursos financeiros.

Dessa forma, o Brasil tem, hoje, duas usinas nucleares, ambas situadas no Rio de Janeiro, com um total de 2.007 MW¹⁵ de capacidade instalada, administradas pela Eletronuclear, subsidiária da Eletrobrás criada em 1997. O gráfico 8 apresenta a evolução da capacidade instalada de energia nuclear no Brasil.

¹⁴Percentual de energia produzida em relação ao que seria produzido se a usina operasse continuamente a plena capacidade. A média nacional do fator de carga de usinas hidrelétricas é de 56%.

¹⁵A usina de Angra 2 conseguiu aumentar em 50 MW a potência da usina sem alterar o projeto original. Tal excedente pode ser atribuído, segundo a Eletronuclear, “à excelente performance da planta como um todo e, sobretudo, à constante atualização de seu projeto, incorporando os principais avanços da indústria nuclear alemã” Disponível em <www.eletronuclear.gov.br>. Acesso em: 03 mar 2009.

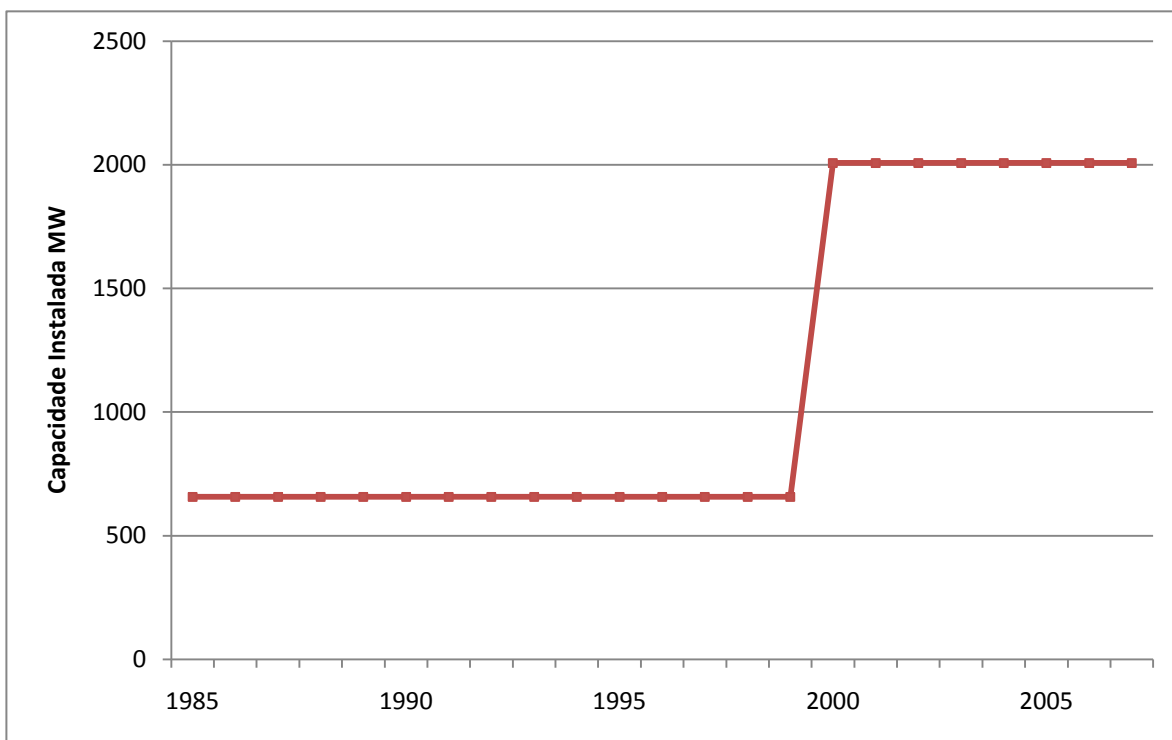


Gráfico 8 - Evolução da Capacidade Instalada de Energia Nuclear no Brasil de 1985 a 2007

Fonte: Elaboração própria com dados do MME. Dados disponíveis em: <www.ipeadata.gov.br>.

Em razão dos diversos problemas no começo de sua operação, a geração de energia em Angra 1, até 1994, foi bastante volátil. No entanto, nos últimos 15 anos, houve uma relativa estabilização da quantidade de geração de energia. Já Angra 2, nos seus sete anos de operação, teve apenas duas quedas em sua produção, em 2004 e 2005, devido a defeitos no gerador, segundo a Eletronuclear¹⁶.

4.1.4 Energia Eólica

Por fim, outra fonte de energia que tem aumentado sua importância na matriz energética brasileira nos últimos anos é a energia eólica. Esse tipo de energia começou a ser mais utilizada a partir do primeiro choque do petróleo, quando se tornou, em muitos casos, economicamente viável e até mesmo estratégica para muitas nações. Mesmo depois da estabilização do preço do petróleo, muitos países continuaram investindo no desenvolvimento dessa fonte de energia renovável.

¹⁶ Segundo o sítio eletrônico da empresa. Disponível em: <www.eletronuclear.gov.br> Acesso em: 03 mar. 2009.

A Alemanha é o país onde esse tipo de energia está mais desenvolvido, tendo a maior capacidade instalada desse tipo de fonte: 14.609 MW em 2003. Vários outros países da Europa têm investido em energia eólica nos últimos anos, além do Japão, da China e da Índia.

No Brasil, a Região Nordeste é a grande pioneira na utilização de energia eólica, devido à grande quantidade de ventos naquela região. A energia eólica tem uma importância estratégica nessa área, podendo complementar a energia hidráulica, já que o período de chuvas é inverso ao de ventos.

Hoje, a capacidade instalada de energia eólica no Brasil é de 414 MW. A quantidade de projetos de energia eólica tem crescido substancialmente nos últimos anos, principalmente por causa do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – (PROINFA), programa criado em 2003, que visa incentivar a construção de empreendimentos de energia eólica, PCHs e usinas de biomassa. O gráfico 9 mostra o crescimento da capacidade instalada de energia eólica no Brasil, desde 1992.

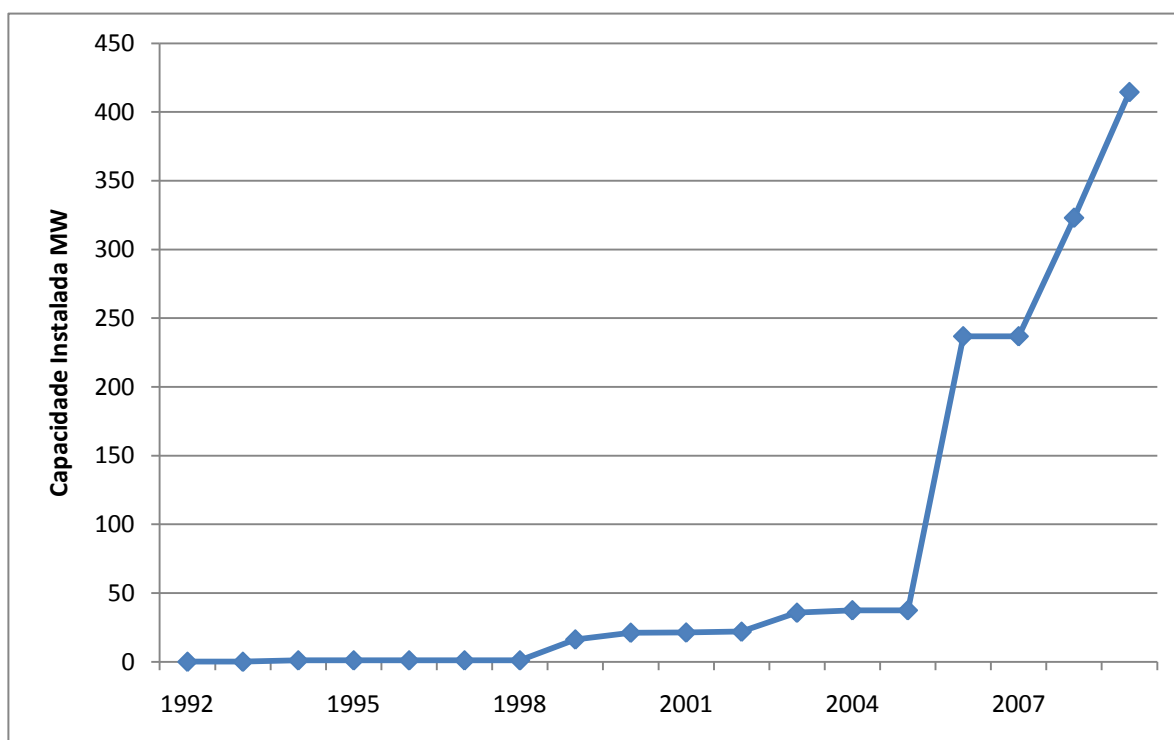


Gráfico 9 - Evolução da Capacidade Instalada de Energia Eólica no Brasil de 1992 a 2009

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do BIG da ANEEL e do Atlas de Energia Elétrica.

Apesar da pequena participação desse tipo de fonte na matriz energética brasileira, é possível notar, principalmente a partir da década de 2000, o significativo aumento da capacidade instalada.

A figura 9 apresenta a distribuição desse tipo de energia no território brasileiro.



Figura 9 - Localização dos Empreendimentos de Energia Eólica no Brasil em 2008

Fonte: Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico (SIGEL) da ANEEL.

Como já destacado, a maior parte das usinas de energia eólica no Brasil encontram-se no litoral do Nordeste. Existem poucas usinas desse tipo na região Sudeste e algumas usinas foram construídas também na região Sul, principalmente nos estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

4.1.5 Matriz Energética Brasileira

Conforme visto acima, atualmente no Brasil a maior parte da energia elétrica é do tipo hidráulica, representando cerca de 73% da capacidade de produção do país. Porém, tem havido um crescimento da capacidade instalada de outras fontes, principalmente de usinas termelétricas. A tabela 2 apresenta a distribuição dos tipos de energia gerados no

país e o gráfico 10 apresenta a evolução das principais fontes no parque gerador brasileiro no último século.

Tabela 2 - Participação das Fontes de Energia Elétrica na Capacidade de Geração do Brasil em 2008

Tipo	Quantidade	Potência Fiscalizada (kW)	%
Central Geradora Hidrelétrica	277	154.405	0,15
Pequena Central Hidrelétrica	336	2.561.864	2,49
Usina Hidrelétrica de Energia	160	74.901.031	72,69
Central geradora Eolielétrica	31	405.480	0,39
Central Geradora Solar Fotovoltaica	1	20	0
Usina Termelétrica de Energia	1.230	23.004.888	22,33
Usina Termonuclear	2	2.007.000	1,95
Total	2.037	103.034.688	100

Fonte: Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL

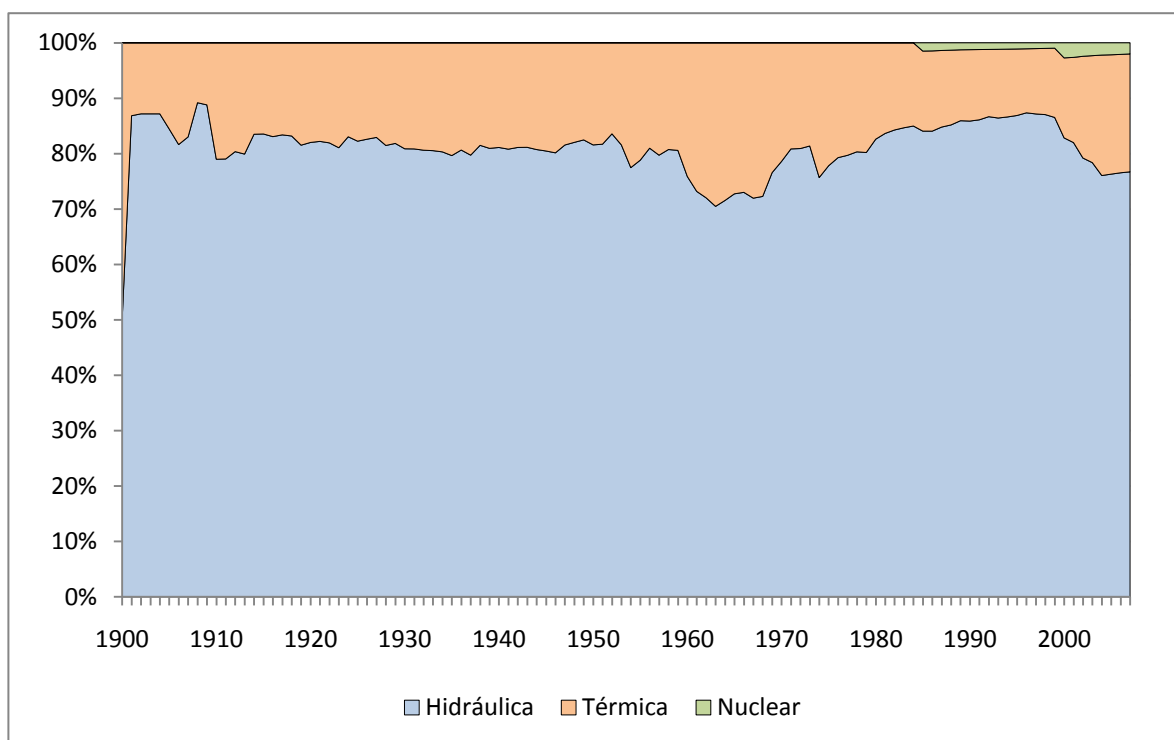


Gráfico 10 - Evolução da Participação das Principais Fontes de Energia na Geração de Energia Elétrica no Brasil de 1900 a 2007

Fonte: Elaboração própria com dados do MME. Dados disponíveis em : <www.ipeadata.gov.br>.

A energia hidráulica, como já destacado, teve uma participação fundamental na geração de energia elétrica brasileira durante todo o século XX. A energia termelétrica, no

entanto, vem aumentando sua participação na matriz energética, principalmente na última década, em decorrência da crise de abastecimento de 2001.

Em relação à distribuição espacial do parque gerador brasileiro, a maioria da capacidade instalada se encontra na Região Sudeste. No entanto, com a interligação de quase todo o sistema do Brasil, o intercâmbio entre as regiões é intenso, fazendo com que as usinas não mais precisem estar localizadas próximas aos grandes centros econômicos do país.

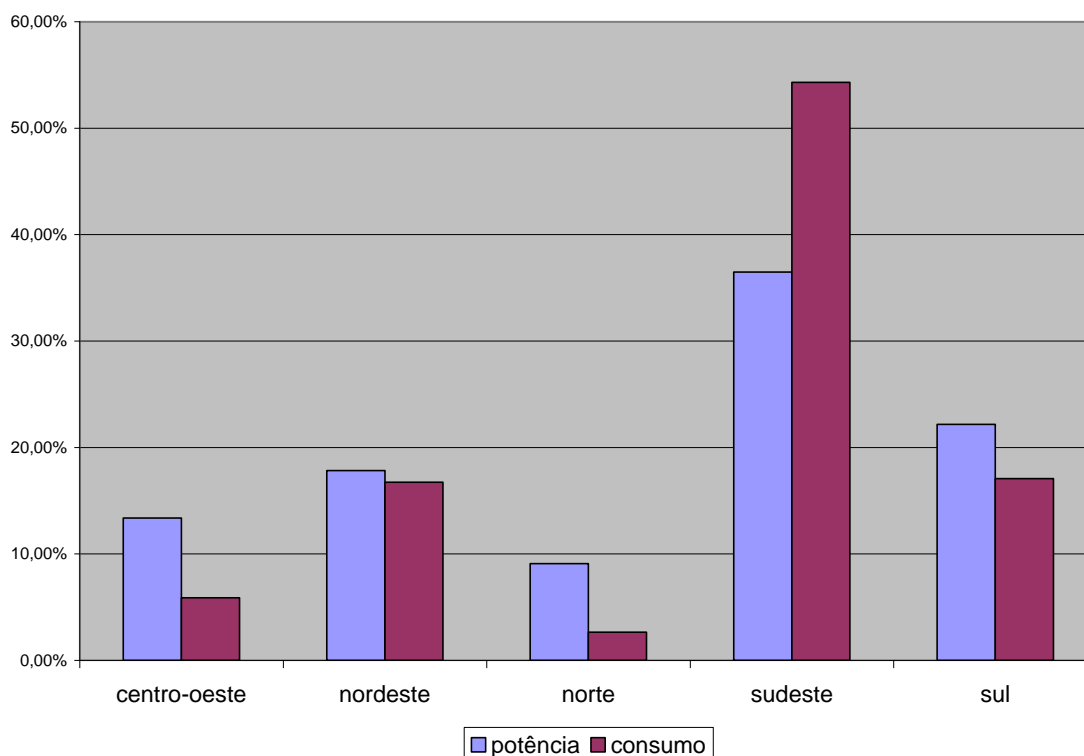


Gráfico 11 - Porcentagem da Capacidade Instalada e do Consumo de Energia Elétrica por Região, excluindo os Sistemas Isolados

Fonte: Elaboração própria, com dados da ANEEL e do MME.

O gráfico 11 mostra a participação na capacidade instalada e no consumo total do país de cada região brasileira, excluindo os sistemas isolados. O diferencial entre consumo e capacidade instalada de cada região é possível por causa do SIN. A interligação do sistema possibilita que um gerador na Região Nordeste, por exemplo, comercialize energia com um consumidor livre da Região Sul.

A energia elétrica produzida no país também pode ter diferentes destinos. A maior parte dela é destinada ao serviço público de energia¹⁷, ou seja, fornecida por agentes titulares de Serviço Público Federal, delegado pelo Poder Concedente mediante licitação. Cabe ressaltar que, de acordo com a Lei nº 10.848 de 2004, as concessionárias de geração de energia de controle federal, estadual ou municipal, apenas podem negociar energia por meio de leilões, exceto aquelas dos sistemas isolados.

Outra parte significativa da energia elétrica é produzida por Produtores Independentes de Energia Elétrica, que são os agentes que recebem concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada à comercialização por sua conta e risco. Por fim, existem também os Auto-Produtores de Energia Elétrica que produzem energia para consumo próprio, podendo comercializar a energia excedente desde que autorizado pela ANEEL.

Tabela 3 - Destino da Energia de Usinas Hidrelétricas de Energia e Usinas Termelétricas de Energia em 2008

Destino da Energia	MW	%
Auto-Produtor	3.017	3,11%
Auto-Produtor autorizado a negociar energia excedente	2.901	2,99%
Produtor Independente de Energia	30.618	31,57%
Serviço Público	60.449	62,33%
Total geral	96.987	100%

Fonte: elaboração própria a partir de dados do Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL.

A tabela 3 apresenta a distribuição da potência de usinas hidrelétricas e termelétricas – que representam cerca de 95% do total do parque gerador brasileiro – de acordo com o destino da energia. Identifica-se, portanto, que mais de 90% da capacidade instalada desse tipo de energia é destinada para o serviço público ou produção independente.

4.2 CONCENTRAÇÃO DE MERCADO NO SETOR DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

4.2.1 A Importância da Análise de Concentração de Mercado

¹⁷ De acordo com o artigo nº 175 da Constituição Federal e a Lei nº 8.987 de 1995.

A concentração em um mercado é uma importante medida para, de forma preliminar, indicar os mercados para os quais se espera o exercício do poder de mercado por uma empresa ou por um grupo delas. A forma mais conhecida de exercício de poder de mercado é em termos de preço, quando uma empresa ou grupo de empresas consegue fixar o preço de um produto de forma discricionária. Há, porém, diversas outras formas pelas quais o exercício de poder de mercado pode restringir a concorrência, como, por exemplo, em termos de quantidade, qualidade do produto, inovações e até mesmo acesso ao mercado.

Geralmente se usa a participação de mercado (*market share*) para medir a concentração de um mercado. A participação pode ser em termos de valor das vendas, quantidade vendida, ou outro valor que se aplique ao mercado estudado.

Uma elevada concentração em determinado mercado, aliado a outros fatores¹⁸, pode restringir a concorrência e, conseqüentemente, resultar em preços mais elevados, menor qualidade e menos inovações.

Por meio da Lei nº 8.884 de 1994, foi criado o Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC), responsável por garantir a concorrência nos mercados brasileiros. O SBDC é composto pela Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda (SEAE), a Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça (SDE) e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), autarquia vinculada ao Ministério da Justiça.

O SBDC analisa fusões e aquisições entre empresas (atos de concentração) e condutas anticoncorrenciais por parte de empresas (processos administrativos), como formação de cartel, preço predatório, entre outros. Para a análise tanto de atos de concentração quanto de processos administrativos, o SBDC precisa estabelecer o mercado relevante afetado. O mercado relevante é o ambiente (em termos de produto e região geográfica) em que o poder de mercado pode ser exercido (MELLO, 2002). A partir da definição do mercado relevante e dos agentes que atuam nele, é calculada a concentração de mercado.

Até 2008, cerca de 140 atos de concentração no setor de energia elétrica foram analisados pelo SBDC. A maior parte deles era referente à geração de energia elétrica. Nenhum processo administrativo referente ao setor de energia elétrica foi julgado pelo

¹⁸ Outros fatores que ajudam a restringir a concorrência são: elevadas barreiras à entrada, ausência de rivalidade no mercado e baixa ou nenhuma importação naquele mercado. É importante ressaltar que todos esses elementos estão presentes no mercado de geração de energia elétrica.

CADE até o momento¹⁹. O entendimento do CADE a respeito do mercado relevante de geração de energia elétrica não tem sido constante ao longo do tempo. Desde 1999, na maioria dos casos, apesar da interligação da maior parte do sistema de transmissão nacional, o CADE adotou uma posição mais conservadora e freqüentemente definiu como mercado relevante o subsistema do SIN em que o objeto do ato de concentração se encontrava, embora também analisasse os considerando como mercado relevante todo o território nacional, a título de informação adicional.

A partir de 2007, diversas decisões do CADE adotaram como mercado relevante o SIN, tendo em vista o grande intercâmbio de energia entre os subsistemas. Também nesse ano, os mercados passaram a ser segregados por fonte de energia, tendo em vista a diferença na tecnologia e no preço de cada fonte.

Para o cálculo de concentração de mercado nesse trabalho, foi considerado como mercado relevante, em sua dimensão geográfica, o SIN, já que os subsistemas encontram-se totalmente interligados e há grande fluxo de energia entre eles. Já em relação à dimensão produto, foram considerados diversos pontos de vista, de acordo com a fonte de energia e de acordo com o destino dela.

4.2.2 Concentração de Mercado no Setor de Geração de Energia Elétrica

O parque gerador brasileiro ainda está concentrado nas mãos do Governo Federal. Apenas a CHESF possui cerca de 10% do total da capacidade instalada de UHEs e UTEs. Esses dois tipos de fonte de energia elétrica, juntos, representam mais de 95% da capacidade instalada total do Brasil. Os governos estaduais também representam parcela importante da capacidade de produção.

Portanto, como pode ser verificado na tabela 4, o Governo Federal controla mais de 43% da capacidade instalada de UHEs e UTEs do Brasil, o que corresponde a mais de 40% do total do parque gerador. As empresas controladas por governos estaduais representam cerca de 19% da potência de todo o Brasil. Entre as empresas de capital privado, salienta-se a Tractebel, com cerca de 5%; e o grupo AES, que, considerando a AES Tietê e a AES Uruguaiana, detém pouco mais de 3% da capacidade instalada.

¹⁹ Há um processo administrativo que foi instaurado pela SDE, envolvendo a Odebrecht no leilão das usinas de Santo Antônio e Jirau. Porém, foi realizado um Termo de Cessação de Conduta com a empresa.

Tabela 4 - Participação das 15 Maiores Empresas no Mercado de Geração de Energia Elétrica do Brasil em Capacidade Instalada em 2008

Posição	Proprietário	Controlador	%
1	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	Governo Federal	10,83
2	Furnas Centrais Elétricas S/A.	Governo Federal	9,59
3	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A.	Governo Federal	9,45
4	Companhia Energética de São Paulo	Governo Estadual SP	7,61
5	Itaipu Binacional (parte brasileira)	Governo Federal	7,15
6	CEMIG Geração e Transmissão S/A	Governo Estadual MG	6,28
7	Tractebel Energia S/A	Capital Privado	5,28
8	Petróleo Brasileiro S/A	Governo Federal	4,93
9	Copel Geração e Transmissão S.A.	Governo Estadual PR	4,61
10	AES Tietê S/A	Capital Privado	2,70
11	Duke Energy International Geração Paranapanema S/A.	Capital Privado	2,27
12	Manaus Energia S/A	Governo Federal	1,24
13	Light Energia S/A	Capital Privado	0,99
14	Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	Governo Estadual RS	0,99
15	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A.	Governo Estadual SP	0,96

Fonte: elaboração própria com informações do BIG da ANEEL

Existem algumas medidas que podem ser utilizadas para avaliar o grau de concentração de determinado mercado, auxiliando na avaliação da capacidade de um ou mais agentes exercerem poder sobre aquele mercado. Uma dessas medidas é a razão de concentração C_N , em que N é o número de firmas utilizadas²⁰. No caso do mercado de geração, considerando as UHEs e as UTEs, o C_5 é igual a 70,99%.

Para este cálculo, foram utilizadas as participações dos controladores das empresas. Os cinco maiores controladores nesse mercado estão listados na tabela 5.

Tabela 5 - Principais Controladores do Mercado de Energia Elétrica no Brasil em Capacidade Instalada em 2008

Controlador	Participação (%)
Governo Federal	45,12
Governo do Estado de São Paulo	8,57
Governo do Estado de Minas Gerais	6,28
Tractebel	6,17
Governo do Estado do Paraná	4,85

Fonte: elaboração própria com informações do BIG da ANEEL

²⁰A fórmula da razão de concentração é a seguinte: $CR(k) = \sum_{i=1}^k S_i$, em que s_i é a participação de mercado da empresa i .

Outra medida de concentração de mercado é o Índice HERFINDAHL-HIRSHMAN (HHI), que leva em consideração todos os participantes do mercado e concede maior peso para as empresas que detém maior participação de mercado²¹. Para um mercado em que apenas uma empresa atua, ou seja, um monopólio, o índice HHI é igual a 10.000. Portanto, quanto menor for o índice, menos concentrado será o mercado. A classificação típica de mercado de acordo com esse índice encontra-se no quadro 4.

Tipo do Mercado	Nº Empresas e Participação	Índice HHI
Monopólio	1 com 100%	10.000
Mercado Dominado	1 com 70% e 2 com 15%	5.350
Oligopólio	4 com 25%	2.500
Mercado Competitivo	7 com 14,3%	1.431
Grande Mercado	12 com 8,3%	883

Quadro 4 - Classificação do Mercado de Acordo com o Índice Herfindahl-Hirshman

Fonte: RESENDE; BOFF, 2002.

Para o cálculo do índice HHI, foram utilizadas as participações das empresas que, juntas, formam 90% do mercado de UHEs e UTEs. Assim, o índice para esse mercado foi de 2.241, que, de acordo com o quadro 5, é um mercado razoavelmente concentrado.

Se considerarmos apenas as usinas hidrelétricas, os cinco principais controladores são os mesmos apresentados acima para o mercado geral. No entanto, o valor do C_5 é um pouco maior, de 78,48%. O índice HHI para o mercado específico de usinas hidrelétricas é de 2.467, também ligeiramente maior que o mercado geral. Assim, o mercado de energia hidrelétrica pode ser considerado ainda mais concentrado que o mercado geral de UHEs e UTEs.

Já o mercado de energia termelétrica é mais atomizado. A medida C_5 nesse mercado é de aproximadamente 54%. O índice HHI também é mais baixo: seu valor é de 1.676, o que indica um mercado razoavelmente competitivo. Para o cálculo do HHI, foram utilizados apenas cerca de 70% do total da participação de mercado, haja vista a grande quantidade de empresas atuantes nesse setor. Porém, apesar da menor concentração, o Governo Federal ainda é o maior controlador desse mercado, com cerca de 40% de

²¹ A fórmula do índice HH é a seguinte: $HH = \sum_{i=1}^n s_i^2$, em que s_i é a participação de mercado da empresa i .

participação. Os cinco maiores controladores no mercado de termelétricas são identificados na tabela 6.

Tabela 6 - Principais Controladores de Usinas Termelétricas de Energia em Capacidade Instalada em 2008

Controlador	Participação (%)
Governo Federal	40,04
Tractebel	5,21
EDF	3,77
AES	2,78
NEOENERGIA	2,31

Fonte: elaboração própria com informações do BIG da ANEEL

Em relação ao destino, o mercado de energia destinada ao serviço público, considerando UHEs e UTEs, é bastante concentrado. A medida C_5 é de 95,82% e apenas o Governo Federal detém 63,91% da participação de mercado. O HHI também é bastante elevado, seu valor é 4.419 e, para seu cálculo, foram utilizados 99% da participação total nesse mercado. Os cinco principais controladores estão listados na tabela 7.

Tabela 7 - Principais Controladores do Mercado de Energia Elétrica Destinada ao Serviço Público em Capacidade Instalada em 2008

Controlador	Participação (%)
Governo Federal	63,91
Governo do Estado de São Paulo	13,88
Governo do Estado de Minas Geais	8,96
Governo do Estado do Paraná	7,46
LIGHT	1,62

Fonte: elaboração própria com informações do BIG da ANEEL

O mercado da energia destinada à produção independente já é mais atomizado. Considerando a energia advinda de UHEs e UTEs, o C_5 é igual a 57,85% e o HHI, considerando cerca de 85% do mercado, é apenas 884. Assim, o mercado de produção independente pode ser considerado bastante competitivo. Nesse mercado, o maior produtor é a Tractebel. A tabela 8 apresenta os cinco principais controladores deste mercado.

Tabela 8 - Principais Controladores do Mercado de Energia Elétrica Destinado à Produção Independente em Capacidade Instalada em 2008

Controlador	Participação (%)
Tractebel	19,03
Governo Federal	16,95
AES	10,73
DUKE	7,26
CPFL	3,89

Fonte: elaboração própria com informações do BIG da ANEEL

A participação do Governo Federal neste mercado se deve, principalmente, à atuação da Petrobrás, que detém cerca de 15% de participação, com diversas usinas termelétrica movidas majoritariamente a gás natural.

Portanto, o mercado de geração de energia elétrica do Brasil tem grande participação do Governo Federal. A privatização avançou pouco, principalmente por causa da crise de abastecimento de 2001. Nota-se também uma relevante participação dos governos estaduais, principalmente dos estados com grande concentração de indústrias, como São Paulo, Minas Gerais e Paraná. Em relação ao capital privado, alguns grupos se destacam, como CPFL, AES, Light e, particularmente, a Tractebel, que comprou parte do parque gerador da Eletrosul no início do processo de privatização.

4.3 A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Como já mencionado anteriormente, até a década de 1990, as empresas de energia elétrica no Brasil eram, em sua maioria, verticalizadas. O parque gerador era concentrado nas mãos do Governo Federal, as distribuidoras eram controladas pelos governos estaduais e o modelo era centralizado pela Eletrobrás. A partir do final dos anos 90, diversas reformas foram iniciadas nos setores elétricos do mundo inteiro. O ponto central das reformas era a criação de um mercado livre, onde geradores e consumidores poderiam negociar o preço da energia livremente. Para isso, era preciso duas condições: (i) livre acesso às redes de transmissão e distribuição para esses agentes e (ii) a criação de um mercado atacadista (OLIVEIRA, 2007).

A reforma brasileira dos anos 1990 buscava justamente esses objetivos. No entanto, com a crise de 2001, esse modelo de mercado foi questionado. O governo, porém,

resolveu manter a estrutura básica do mercado, adicionando alguns elementos para permitir uma maior intervenção governamental.

O mercado de energia do SIN está estruturado em quatro submercados geográficos: Sudeste/Centro-Oeste, Norte, Nordeste e Sul, interconectados entre si por linhas de transmissão. Segundo Oliveira (2007), a diversidade da situação de cada região e a limitação de intercâmbio de energia entre os submercados indica dificuldades para a introdução da concorrência no setor. Seria mais adequada a adoção de regras diferenciadas para cada submercado.

Uma grande peculiaridade do mercado brasileiro de geração de energia está no fato de ser apoiado basicamente em hidroeletricidade. A energia natural afluyente (ENA)²² das hidrelétricas varia sazonalmente e, por isso, os reservatórios das grandes usinas tem elevada importância estratégica. Eles acumulam água nos períodos de ENA alta para utilizá-la nos períodos de ENA baixa, funcionando como um reservatório de energia (OLIVEIRA, 2007).

Outra opção é utilizar usinas termelétricas para completar a oferta de hidroeletricidade. As termelétricas seriam utilizadas em períodos de ENA desfavorável. Dessa maneira, a cadeia produtiva de combustíveis usados nas termelétricas funcionaria como reservatórios adicionais (OLIVEIRA, 2007).

A decisão sobre a parcela de reservatórios hidráulicos e térmicos depende não só da expectativa da ENA para o futuro, mas também do grau de risco de déficit de energia que os consumidores estão dispostos a aceitar. É preciso observar também o custo da cadeia de combustíveis e se, em períodos de chuva, esta cadeia terá alternativas de compradores.

Com a criação do MAE, em 1996, o custo do risco hidrológico ficou embutido nos preços dos contratos bilaterais negociados entre geradoras e distribuidoras e geradoras e consumidores livres. Até a reforma, tanto a energia dos reservatórios hidrelétricos quanto a dos reservatórios térmicos eram administradas cooperativamente pelo GCOI. A reforma manteve a gestão cooperativa dos reservatórios hídricos, mas tirou as térmicas do regime cooperativo.

No novo modelo, as centrais hidrelétricas, no ato da outorga da concessão, recebem um certificado de energia assegurada, calculada com base em sua potência

²² A energia natural afluyente é a quantidade de eletricidade que pode ser gerada pelo parque hidrelétrico com a água que chega às centrais. Essa energia é estimada assumindo que o nível dos reservatórios esteja no patamar médio de 65% de sua capacidade total.

instalada. Apenas essa energia pode ser negociada em contratos de longo prazo. A energia secundária pode ser vendida somente no mercado de curto prazo.

Já as térmicas podiam optar se queriam ou não operar como reserva das hidrelétricas. Se optar por não operar como reserva, a central declara inflexibilidade e fica sujeita aos preços de curto prazo calculados pelo ONS. Caso contrário, o ONS determina o despacho (funcionamento) da térmica nos períodos em que necessitar de sua energia.

Depois da crise de 2001, algumas mudanças foram realizadas nesse sistema, apesar de sua essência ter sido mantida. O conceito de energia assegurada foi estendido às térmicas. Além disso, se essas usinas optarem por funcionar como reservatório, devem contratar combustível suficiente para que o ONS possa despachá-la em sua plenitude, ou seja, a usina termelétrica precisa possuir lastro de sua energia.

O mercado de contratos, como já mencionado no capítulo I, sofreu as maiores mudanças. Apenas os consumidores livres podem negociar livremente a energia com as geradoras. As distribuidoras devem adquirir sua energia em leilões organizados pelo MME. Tanto os consumidores livres quanto as distribuidoras devem contratar 100% de seu consumo, sendo que as distribuidoras podem repassar para a tarifa final até 3% do custo da energia excedente não consumida.

A energia também foi separada em dois tipos. A energia existente é aquela advinda de empreendimentos já existentes, com contratos vigentes antes de 2001. A energia nova seria a proveniente do restante dos empreendimentos, inclusive os ainda em construção. Ambos tipos de energia são vendidos em leilões.

Os leilões de energia elétrica no Brasil são do tipo *clock-holandês* e, assim, possuem duas fases. A primeira fase é do tipo *clock auction* enquanto a segunda fase é selada, em que os participantes submetem um único lance. Desse modo, na primeira fase, o leiloeiro inicia o leilão com um preço máximo já estabelecido previamente e, a cada rodada, diminui esse preço. De acordo com o preço corrente, as geradoras ajustam as quantidades que desejam ofertar. Na primeira fase, ocorrem quantas rodadas forem necessárias para que a quantidade demandada de energia seja igual à ofertada. As empresas ofertantes não conhecem o valor demandado pelo leiloeiro.

Na segunda etapa, o leiloeiro reduz a quantidade desejada e solicita às geradoras que declarem seu preço firme, o qual deve ser menor ou igual ao preço da primeira fase. Com essa informação, o leiloeiro equilibra mais uma vez oferta e demanda e paga a cada geradora o preço que ela declarou. A energia é distribuída entre as distribuidoras de acordo com a necessidade de cada uma. Os leilões de energia existente têm o horizonte para início

do suprimento de um ano e os contratos têm prazos que variam de um a oito anos. As quantidades demandadas são fixadas pelo MME, de acordo com a declaração de necessidade das distribuidoras. A figura 10 resume a sistemática do leilão de energia existente.

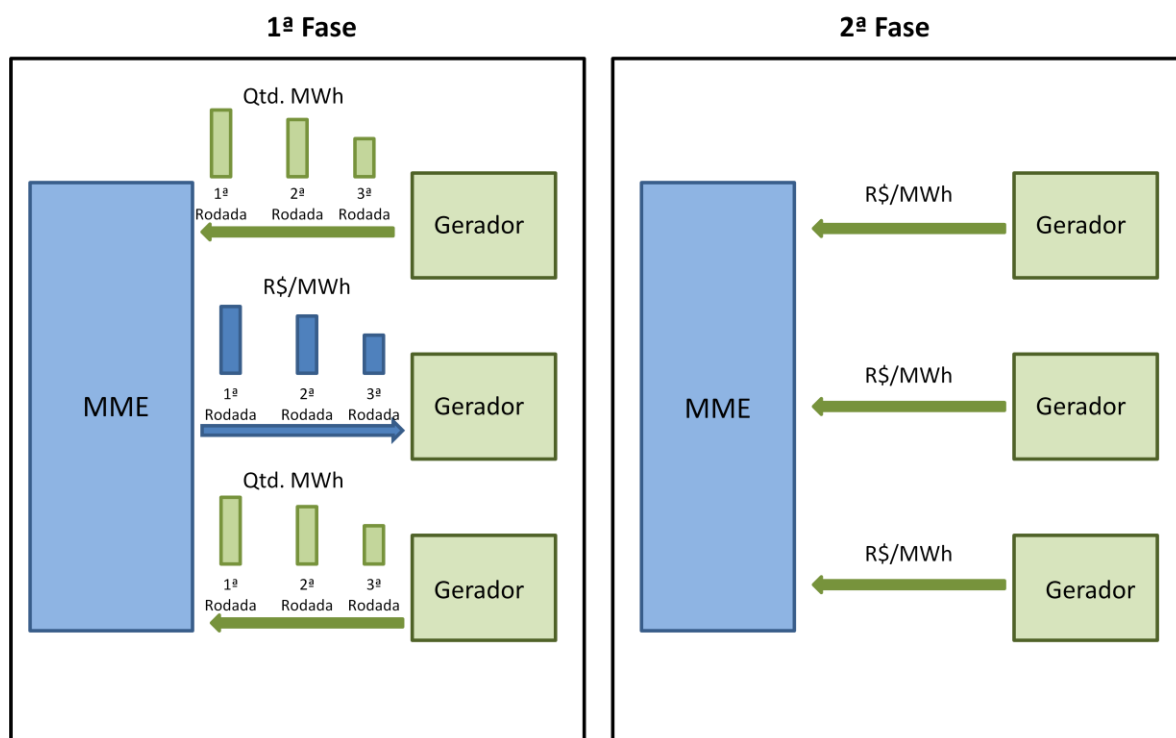


Figura 10 - Resumo da Sistemática dos Leilões de Energia Existente

Fonte: Elaboração própria.

Os leilões de energia nova têm horizonte de início de suprimento de 3 a 5 anos e seus contratos têm prazos mais longos, de 15 a 30 anos. Os leilões de energia nova podem ser “A-5” ou “A-3”, em que “A” é o ano de início de suprimento e o número que segue representa quantos anos antes o leilão é realizado, como representado na figura 11.

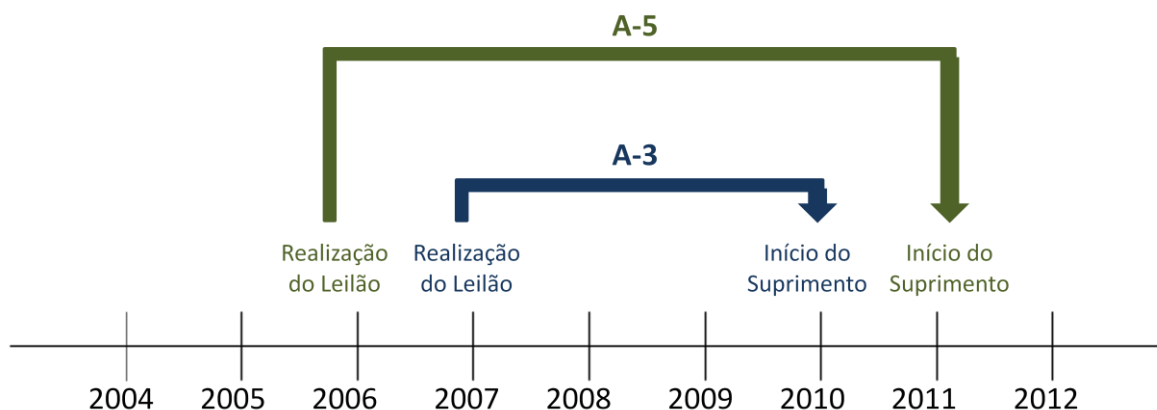


Figura 11 - Esquema de Realização e Suprimento dos Leilões de Energia Nova

Fonte: Elaboração própria.

Nos leilões A-5, existem três etapas. Na primeira, são ofertadas concessões de UHEs a serem construídas. Essa etapa pode ter duas fases. A primeira fase é um leilão de oferta única selada. Os sítios disponíveis para a construção de usinas são ofertados, tendo como base um preço máximo da energia que será produzida. O leilão é fechado e cada empresa pode dar um único lance. Caso a diferença entre o menor preço e o segundo menor preço for inferior a 5%, é iniciada uma etapa contínua, em formato de leilão inglês. Se a diferença entre o menor e o segundo menor preço for superior a 5%, à empresa que ofertar o menor preço, em R\$/MWh, da energia assegurada é concedido o direito de participação nas próximas etapas, para a venda de parte da energia.

Na segunda etapa, participam os detentores de direito de participação da primeira etapa e empreendimentos de outras fontes de energia - principalmente usinas termelétricas - separadamente. O leilão, para cada tipo de fonte (hídrica ou outras fontes) ocorre de forma semelhante ao leilão de energia existente.

Na etapa de fonte hídrica, os detentores de direito de participação devem ofertar um percentual mínimo da energia assegurada, estabelecido pela ANEEL. Os ofertantes ajustam suas ofertas à medida que o leiloeiro diminui o preço. Na terceira etapa, os ofertantes realizam sua oferta final de preço, que deve ser menor ou igual ao preço da segunda etapa.

No leilão de outras fontes, que ocorre após a conclusão do leilão de fonte hídrica, as térmicas ofertam sua capacidade de geração e a receita requerida por sua

disponibilidade²³. Terminada essa fase, a demanda a ser contratada é reduzida e os ofertantes realizam sua oferta final de preços.

Dessa maneira, os empreendimentos de fonte hídrica firmam contratos de quantidade, ou seja, ofertam, no máximo, sua energia assegurada. Já os empreendimentos de outras fontes, principalmente térmicas, firmam contratos de disponibilidade, que significa que as distribuidoras pagam um custo mensal pela manutenção da usina e para que ela esteja sempre pronta caso precise entrar em operação, funcionando como um reservatório. No caso de essas usinas entrarem em operação, as distribuidoras devem pagar também pelo custo de seus combustíveis.

Os leilões A-3 ocorrem de forma semelhante ao descrito acima. A diferença é que, nesses leilões, não há a oferta de novas outorgas de UHE. Assim não existe a primeira fase.

Até 2007, segundo a Lei nº 10.848, de 2004, poderiam participar dos leilões de energia nova as usinas que ficaram conhecidas como “botox”, que são aquelas: (i) que tenham obtido outorga de concessão ou autorização até 2004; e (ii) que tenham iniciado operação comercial a partir de janeiro de 2000; e (iii) cuja energia não tenha sido contratada até 2004.

Os preços, tantos dos leilões de energia existente como os de energia nova, são reajustados anualmente pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA. Além desses leilões, também são realizados leilões de ajuste, apenas com energia existente, em situações em que há desequilíbrio entre a oferta e a demanda dos agentes do setor.

4.4 SÍNTESE CONCLUSIVA

A geração de energia elétrica no Brasil é baseada na fonte hídrica, que representa mais de 70% da capacidade instalada do país. Contudo, outras fontes, como a termelétrica, a eólica e a nuclear, também têm se tornado mais importante nos últimos anos. Apenas os sistemas isolados do Norte do país são basicamente atendidos por usinas termelétricas. A geração de energia elétrica está mais concentrada, de forma geral, nas regiões Sul e Sudeste. Porém, o SIN possibilita um intenso intercâmbio de energia entre as diversas regiões do Brasil.

²³ Tal receita visa cobrir os custos fixos de manutenção das usinas térmicas, para que elas estejam preparadas a qualquer momento em que precisem ser despachadas.

Com a interrupção do processo de privatização no início da década de 2000, as empresas estatais continuam desempenhando papel relevante na geração de energia no país. A maior parte da capacidade instalada de geração é de propriedade dessas empresas, principalmente da fonte hídrica e para o serviço público. As medidas de concentração de mercado também apontam que esses mercados são mais concentrados, especialmente pela alta participação do Governo Federal. O mercado de usinas termelétricas é mais pulverizado, com uma importante participação do capital privado. Tanto o mercado de termelétricas quanto o de energia destinada à produção independente apresenta menores índices de concentração de mercado e menor participação do capital público.

A crise de abastecimento de 2001, além de provocar a interrupção das privatizações, também trouxe alteração na comercialização de energia elétrica. O atual sistema de contratação de energia por parte das distribuidoras é feito por meio de leilões, que podem ser de energia nova ou energia existente. Os leilões são do tipo clock-holandês, com uma fase oral decrescente e outra fase selada. Nos leilões de energia existente, participam as usinas que já se encontram em operação. Nos leilões de energia nova, participam empreendimentos ainda não construídos e as “usinas botox”, tanto de fonte hídrica, quanto de outras fontes, principalmente térmica.

Já o mercado livre - em que participam consumidores livres, geradores, comercializados e importadores de energia - permaneceu funcionando por meio de contratos bilaterais. Os consumidores e vendedores podem negociar livremente o preço e a quantidade do contrato. Contudo, tanto distribuidoras quanto consumidores livres devem ter contratado 100% da energia que consome.

5 ANÁLISE DOS PREÇOS DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

Um dos resultados esperados da introdução da concorrência em um mercado é a redução dos preços. No mercado de energia elétrica, no entanto, essa tendência pode não ficar tão clara, visto que vários componentes integram a tarifa final e alguns deles não estão necessariamente vinculados aos impactos de um mercado competitivo.

Nesse sentido, com o objetivo de avaliar a evolução dos preços de energia elétrica, na seção 5.1, analisa-se a série histórica de tarifas finais ao consumidor, tentando-se, no entanto, apontar as mudanças ocorridas nos diversos componentes da tarifa; na seção 5.2 trata-se dos preços dos *mix* das distribuidoras de energia elétrica, que é o preço médio pelo qual elas compram a energia e tem sido divulgado pela ANEEL nos reajustes e revisões tarifárias das concessionárias desde 2003; na seção 5.3, analisa-se os preços dos leilões já realizados e registrados na CCEE, de acordo com as novas regras vigentes desde 2004; na seção 5.4, avalia-se os movimentos dos consumidores livres entre o mercado livre e o regulado, a fim de inferir o comportamento dos preços no mercado livre, já que os valores dos contratos nesse ambiente não são divulgados; na seção 5.5, finalmente, faz-se uma síntese conclusiva do capítulo²⁴.

5.1 ANÁLISE DA TARIFA FINAL AO CONSUMIDOR

O preço final da energia elétrica é composto basicamente por três custos: (i) a geração de energia elétrica; (ii) o transporte de energia, incluindo transmissão e distribuição; (iii) e os encargos e tributos. Segundo a ANEEL²⁵, em média, na tarifa final de energia elétrica no Brasil para o ano de 2007, a geração de energia representou 31,33% do custo total, a transmissão 6,25%, a distribuição 28,97% e os encargos e tributos 33,45%.

A geração de energia elétrica, como já amplamente exposto neste trabalho, é o ato de produzir a energia nas usinas hidrelétricas, termelétricas, ou de outras fontes. A transmissão é a fase da cadeia em que a energia é transportada em alta tensão das usinas até os grandes centros de consumo. Por fim, a distribuição de energia é o ato de levar esse produto, em uma tensão mais baixa, até o consumidor final.

²⁴ É importante ressaltar que escolheu-se não analisar os preços do mercado de curto prazo (PLD) administrado pela CCEE, tendo em vista que os preços ali são dados por cálculos paramétricos, que levam em consideração principalmente a oferta. Assim, esses preços não são resultado da interação entre demanda e oferta e, por esse motivo, não são uma medida adequada para avaliar a concorrência no setor.

²⁵ Cartilha “Por dentro da Conta de Luz: informação de utilidade pública” de outubro de 2008.

Tabela 9 - Encargos Presentes na Tarifa Final de Energia Elétrica em 2007

Encargo	Fim	Ato de criação	Valor em 2007 R\$ Milhão	% da Tarifa Final
CCC Conta de Consumo de Combustíveis	Subsidiar a geração térmica dos Sistemas Isolados	Lei nº 5.899/1973 e Decreto nº 73.102/1973	2.870,6	4,14
CDE Conta de Desenvolvimento Energético	Promover o desenvolvimento energético a partir de fontes alternativas; promover a universalização do serviço de energia elétrica; e subsidiar as tarifas dos consumidores classificados como Baixa Renda	Lei nº 10.438/2002 e Decreto nº 4.541/2002	2.469,7	3,57
RGR Reserva Global de Reversão*	Indenizar ativos vinculados à concessão e fomentar a expansão do setor elétrico	Decreto nº 41.019/1957	1.317,0	1,90
TFSEE Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica	Prover recursos para do funcionamento da ANEEL	Lei nº 9.427/1996	327,4	0,47
ESS Encargos de Serviços do Sistema	Subsidiar a manutenção da confiabilidade e estabilidade do Sistema Interligado Nacional	Decreto nº 5.163/2004	85,9	0,12
PROINFA Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica	Subsidiar as fontes alternativas de energia elétrica	Lei nº 10.438/2002	634,5	0,92
P&D – Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	Promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais	Lei nº 9.991/2000	331,9**	0,48
ONS Operado Nacional do Sistema	Prover recursos para o funcionamento do ONS	Resolução ANEEL nº 328/2004	10,7	0,02
CFURH Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos	Compensar financeiramente o uso da água e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica	Lei nº 7.990/1989	1.244,3	1,80
Royalties de Itaipu	Pagar a energia gerada de acordo com o Tratado Brasil/Paraguai	Lei nº 8.001/1990	414,26	0,60

* segundo a Lei nº 10.438/2002, deverá ser extinto ao final do exercício de 2010.

** Ciclo 2008/2007

Fonte: adaptada da ANEEL, 2008.

Existem diversos tributos que incidem sobre a energia elétrica. Os tributos federais são o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da

Seguridade Social (COFINS). Atualmente, a alíquota desses tributos é de 1,65% para o PIS e 7,6% para o COFINS. Incide também sobre a energia elétrica o Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), imposto estadual, cuja alíquota é definida por cada Estado. Assim, o valor desse imposto varia entre as distribuidoras. Por fim, há também uma contribuição municipal, a Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP), prevista no artigo nº 145-A da Constituição Federal.

Já os encargos são contribuições definidas por leis ou atos normativos da União e são utilizados para fins específicos. Hoje existem cerca de onze encargos que são recolhidos por meio da conta de energia elétrica, que possuem fins diversos. A tabela 9 resume esses encargos.

Segundo dados da Eletrobrás de tarifa média de energia elétrica, disponível até o ano de 2006, a variação nominal da tarifa entre 1993 e 2006 foi de 13.863%. Essa variação foi um pouco inferior à variação do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), que no mesmo período foi de 13.940% e é construído a partir de índices de preços de atacado, preços ao consumidor e custo de construção. A variação da tarifa foi bastante superior à variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), que representa a variação das despesas cotidianas de famílias com renda entre 1 e 40 salários mínimos, e que foi de 2.856% nesse período. O gráfico 12 demonstra a evolução desses índices e da tarifa nominal, de 1993 a 2006. Os valores foram convertidos para números índices em que 1993 corresponde à base 100.

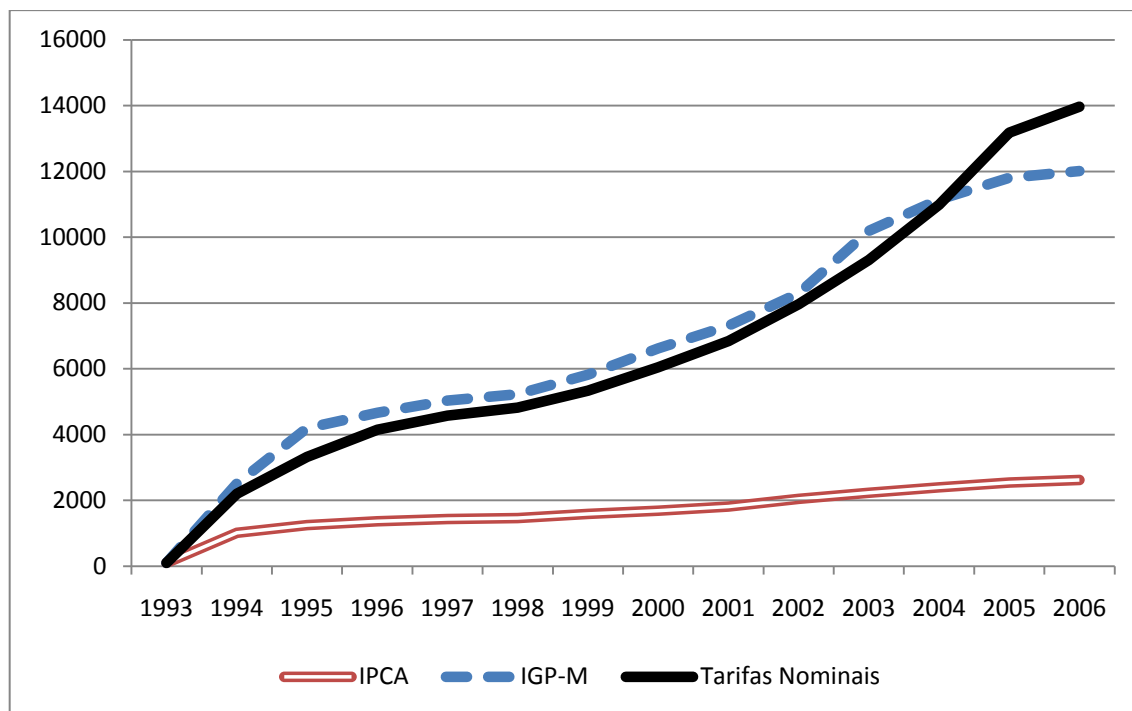


Gráfico 12 - Valores de IPCA, IGP-M e Tarifa Nominal de Energia Elétrica – 1993 a 2006 (1993 = 100)

Fonte: Elaboração própria com dados da Eletrobrás, IBGE e FGV. Dados disponíveis em: <www.ipeadata.gov.br>

Nota-se que as tarifas nominais acompanharam a evolução do IGP-M até 2005, quando sofreram um aumento maior que esse índice. Em relação ao IPCA, o aumento da tarifa nominal de energia elétrica foi bastante superior. Para que fique mais clara a evolução real das tarifas de energia elétrica, o gráfico 13 demonstra sua evolução, deflacionada tanto pelo IPCA quanto pelo IGP-M, e a tendência linear para cada uma das séries.

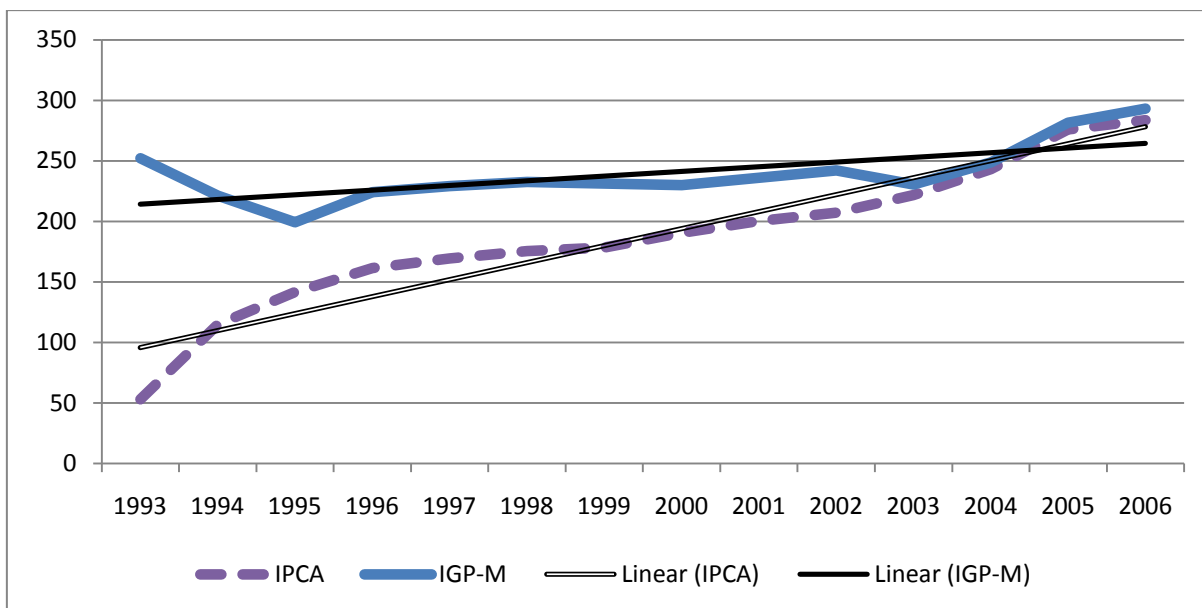


Gráfico 13 - Evolução da Tarifa Real de Energia Elétrica de 1993 a 2006

Fonte: Elaboração própria com dados da Eletrobrás, IBGE e FGV, disponíveis em <www.ipeadata.gov.br>

É importante ressaltar que o componente de distribuição da tarifa de energia elétrica, nos reajustes tarifários, é baseado no IGP-M, menos um fator de produtividade. Além disso, os contratos bilaterais entre distribuidoras e geradoras eram reajustados anualmente por esse índice. Por isso, é de se esperar que a tarifa nominal tenha acompanhado o IGP-M ao longo dos anos. Porém, a partir de 2004, com a instituição dos leilões, os contratos de energia advindos desses certames passaram a ser reajustados pelo IPCA.

Portanto, segundo os dados da Eletrobrás, desde o início da reestruturação do setor, a tarifa real de energia elétrica sofreu aumento, tanto se deflacionada pelo IGP-M quanto pelo IPCA. No entanto, o aumento, se considerado cada índice, foi bastante diferente. Se deflacionado pelo IGP-M, o aumento real das tarifas foi de 16,35%. Se o IPCA for considerado, o acréscimo foi de 434%.

É possível notar, porém, que os valores reais das tarifas pelo o IGP-M permaneceram relativamente estáveis entre 1995 e 2003. Esse último ano foi justamente quando iniciou o primeiro ciclo de revisão tarifária das distribuidoras, em que a maioria delas obteve aumentos significativos. Essa foi a primeira vez, desde a reestruturação do setor, que todos os custos das distribuidoras foram avaliados e percebeu-se que muitas delas estavam com as tarifas defasadas.

Também estão disponíveis, segundo dados da Eletrobrás, valores para as classes de consumo residencial, comercial e industrial. A classe comercial foi a que sofreu menor variação no período entre 1993 e 2006. Os gráficos 14 e 15 demonstram a evolução real dessas tarifas deflacionadas pelo IGP-M e pelo IPCA e a tabela 10 mostra as variações reais de cada uma das classes segundo esses dois índices. Como já informado anteriormente, tanto o componente de distribuição quanto os contratos bilaterais de compra de energia são reajustados pelo IGP-M. Por esse motivo, as tarifas finais reais tendem a acompanhar esse índice, mostrando-se mais estáveis quando deflacionadas por ele.

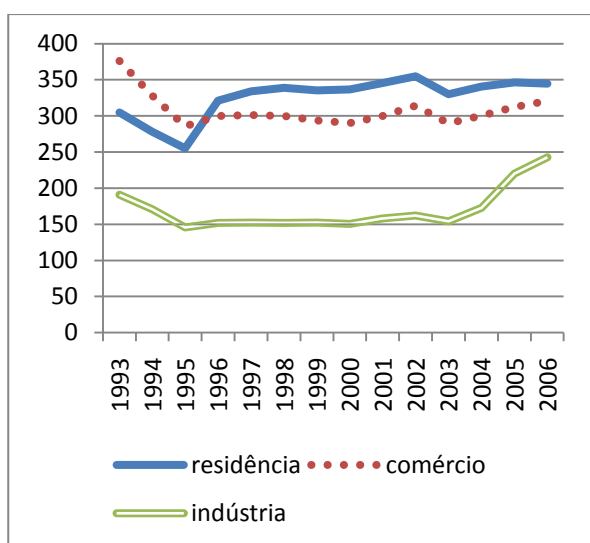


Gráfico 14 - Tarifa Real Final de Energia Elétrica (IGP-M) por Classe de Consumo

Fonte: Elaboração própria com dado da Eletrobrás, IBGE e FGV. Dados disponíveis em: <www.ipeadata.gov.br>

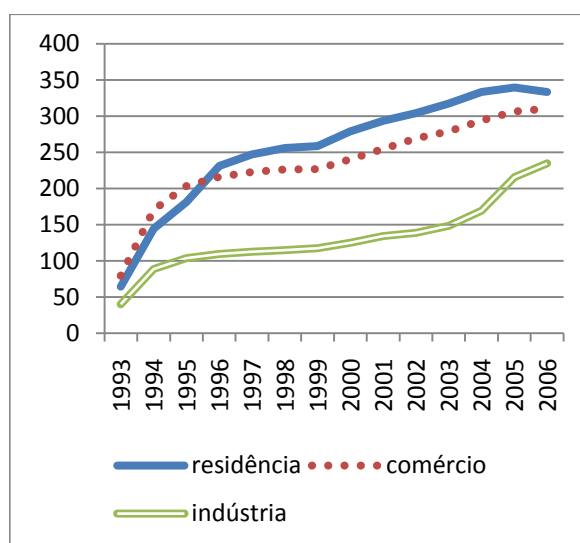


Gráfico 15 - Tarifa Real Final de Energia Elétrica (IPCA) por Classe de Consumo

Fonte: Elaboração própria com dado da Eletrobrás, IBGE e FGV. Dados disponíveis em: <www.ipeadata.gov.br>

Tabela 10 - Variação Real das Tarifas de Energia Elétrica segundo as Classes de Consumo pelo IGP-M e pelo IPCA de 1993 a 2006 (%)

Classe	IGP-M	IPCA
Residencial	13,07	419
Comercial	-14,74	292
Industrial	27,19	484

Fonte: Elaboração própria com dado da Eletrobrás, IBGE e FGV, disponíveis em <www.ipeadata.gov.br>

A elevada variação da tarifa da classe de consumo industrial a partir de 2003 se deve ao processo de realinhamento tarifário, iniciado com o Decreto nº 4.667 de 2003. Até aquele ano, havia um subsídio cruzado no cálculo das tarifas. Com isso, os consumidores atendidos em baixa tensão, geralmente residências ou estabelecimentos comerciais pequenos, pagavam parte dos custos dos consumidores atendidos em alta tensão, geralmente consumidores industriais, que consomem uma grande quantidade de energia. O decreto mencionado estabeleceu a abertura das tarifas e a eliminação gradual desse subsídio cruzado, que foi concluída em 2007.

A ANEEL também disponibiliza dados da média nacional da tarifa de energia elétrica, em periodicidade mensal, porém apenas a partir de janeiro de 2003, quando deu início ao primeiro ciclo de revisão tarifária das distribuidoras. Os dados diferem ligeiramente dos dados disponibilizados pela Eletrobrás, tendo em vista diferenças de cálculo. No entanto, no período coincidente, a mesma tendência é verificada para ambos conjuntos de dados.

A tarifa média nominal no Brasil teve um aumento de cerca de 50% entre janeiro de 2003 e março de 2009. Considerando que a variação do IGP-M foi de 45% e do IPCA foi de 41% no mesmo período, a elevação real da tarifa foi pequena. O gráfico 16 demonstra a evolução real das tarifas, deflacionadas tanto pelo IGP-M quanto pelo IPCA.

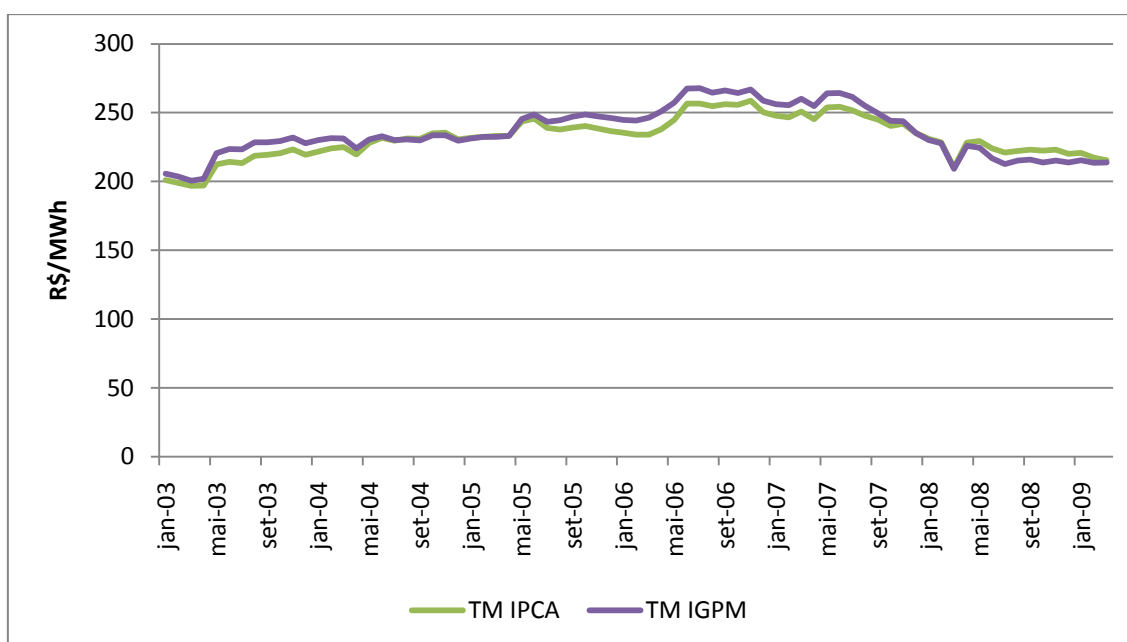


Gráfico 16 - Tarifa Média Final de Energia Elétrica Deflacionada pelo IGP-M e pelo IPCA de Janeiro de 2003 a Março de 2009

Fonte: Elaboração própria com dados da ANEEL.

A tarifa média real de energia elétrica teve um aumento de 7,18% se deflacionada pelo IPCA e 3,97% se deflacionada pelo IGP-M entre janeiro de 2003 e março de 2009. A partir de maio de 2003, houve uma constante elevação no valor real da tarifa média, até atingir os valores mais altos do período entre junho de 2006 e julho de 2007, quando começou a decrescer.

O aumento nas tarifas pode ser consequência de alguns fatores. Entre eles, podem ser destacados o aumento dos encargos e, principalmente a partir de 2004, o primeiro ciclo de revisão tarifária das distribuidoras, que resultou em índices de reajustes razoavelmente elevados, pois muitas distribuidoras estavam com seus custos defasados. Já o decréscimo das tarifas a partir de 2007 coincide com o segundo ciclo de revisão tarifária, fator que contribuiu para a redução das tarifas, como será visto mais adiante. Ademais, em 2005, os contratos bilaterais entre distribuidoras e geradores começaram a ser substituídos por contratos advindos dos leilões, que apresentavam preços consideravelmente menores, conforme será notado nas seções seguintes desse capítulo.

Em relação às classes de consumo, entre o período de janeiro de 2003 e março de 2009, também é possível notar o efeito do realinhamento nas tarifas da Classe Industrial, que tiveram um aumento nominal de 85,52%. Já as Classes Residencial e Comercial, Serviços e Outras tiveram aumentos nominais consideravelmente menores, de 27,39% e 32,01% respectivamente, como pode ser verificado no gráfico 17.

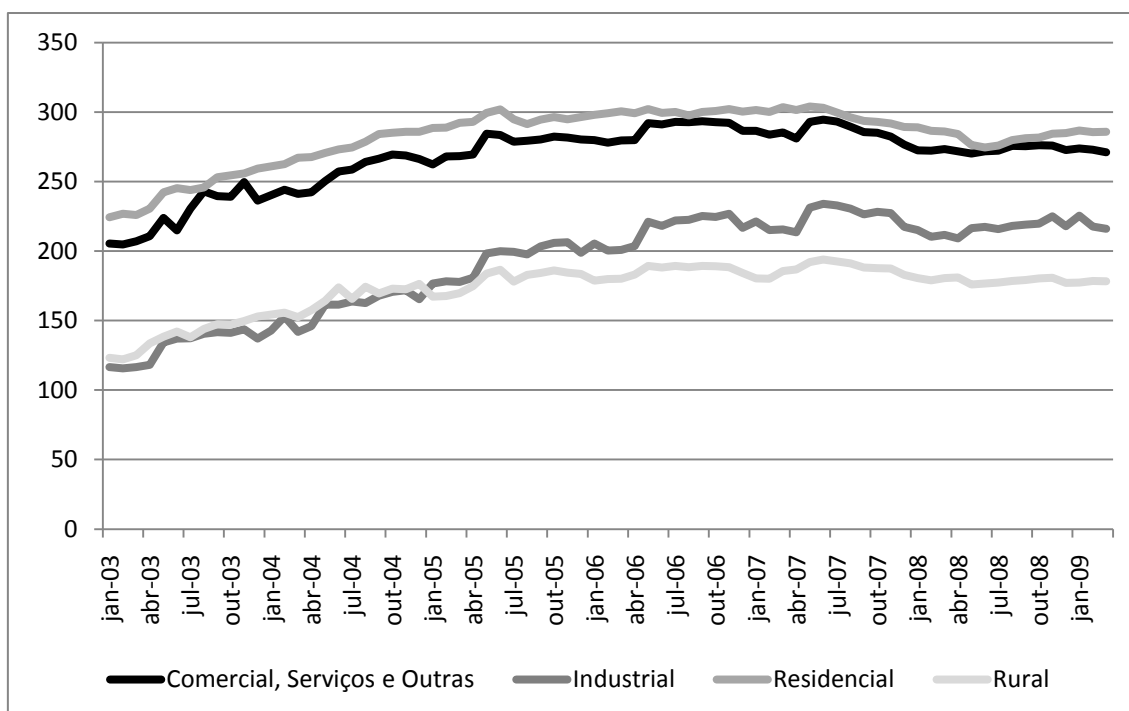


Gráfico 17 - Tarifa Média Nominal de Energia Elétrica por Classe de Consumo de Janeiro de 2003 a Março de 2009

Fonte: Elaboração própria com dados da ANEEL.

Conforme já mencionado, o realinhamento tarifário, iniciado em 2003, eliminou o subsídio cruzado que havia entre as tarifas de baixa tensão (sobretudo consumidores residenciais e pequenos estabelecimentos) e as de alta tensão (grandes consumidores, principalmente industriais). Desse modo, entre 2003 e 2007, os reajustes dos consumidores de alta tensão foram maiores que os reajustes dos consumidores de baixa tensão, resultando num aumento acumulado maior da classe industrial do que das outras classes ao fim desse período. A tabela 11 mostra a variação das tarifas médias, por classe, no período.

Tabela 11 - Variação Nominal da Tarifa Média Final de Energia Elétrica por Classe Consumo e do IGP-M e IPCA de Janeiro de 2003 a Março de 2009

Classe	Variação Nominal %	Variação do IPCA %	Variação IGP-M %
Comercial, Serviços e Outras	32,01		
Industrial	85,52	41,75	45,07
Residencial	27,39		
Rural	44,72		

Fonte: Elaboração própria com dados da ANEEL.

É possível notar, portanto, que apenas a tarifa média da classe industrial cresceu significativamente mais do que o IPCA e o IGP-M nesse período. As classes Comercial, Serviços e Outras e Residencial tiveram aumentos bem abaixo desses índices e a Classe Rural teve um aumento que ficou bastante próximo tanto do IPCA quanto do IGP-M.

Em termos reais, as tarifas residenciais e comerciais sofreram uma redução de 12% e 9%, pelo IGP-M, e 9% e 6%, pelo IPCA, respectivamente, conforme gráficos 18 e 19. As tarifas rurais se mantiveram estáveis e a única tarifa que aumentou em termos reais, no período de janeiro de 2003 a março de 2009, foi a industrial, principalmente por conta do realinhamento tarifário. Nota-se, contudo, uma queda na tarifa industrial a partir de julho de 2007 e uma tendência de estabilidade a partir de janeiro de 2008, quando já havia terminado o realinhamento.

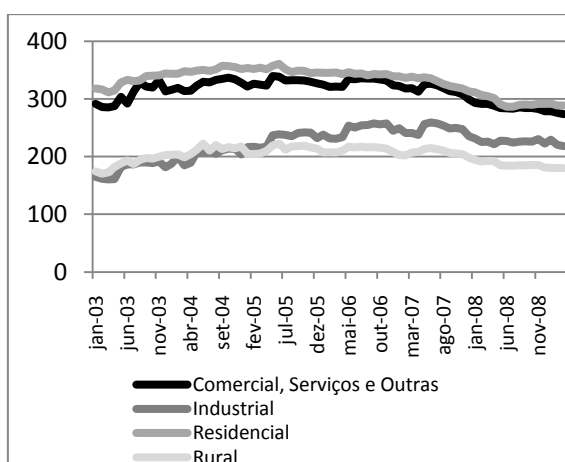


Gráfico 18 - Tarifa Média Final de Energia Elétrica Deflacionada pelo IPCA por Classe de Consumo

Fonte: Elaboração própria com dados da ANEEL.

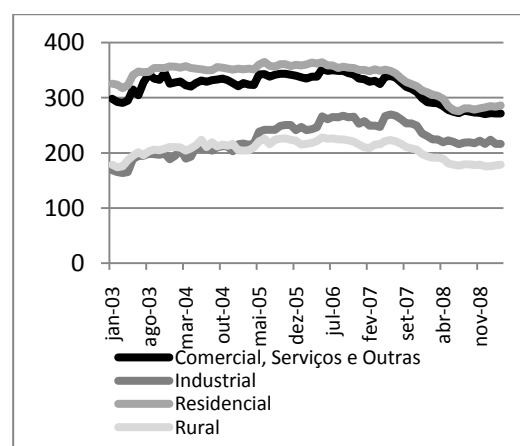


Gráfico 19 - Tarifa Média Final de Energia Elétrica Deflacionada pelo IGP-M por Classe de Consumo

Fonte: Elaboração própria com dados da ANEEL.

Além disso, percebe-se, mais uma vez, um aumento das tarifas até meados de 2005, quando os valores permanecem estabilizados até sofrerem constantes reduções logo após o início do segundo ciclo de revisão tarifária, em meados de 2007. O aumento até 2005 decorre, em parte, do primeiro ciclo de revisão tarifária, iniciado em 2004, que resultou em índices de reajustes elevados. A queda a partir de 2007, como já exposto, coincide com o segundo ciclo de revisão tarifária, que teve o efeito contrário do primeiro ciclo.

Dentre as regiões do país, a que apresentou maior elevação da tarifa média de energia elétrica entre 2003 e 2008 foi a Região Nordeste, que teve um aumento de aproximadamente 47% e foi a única que apresentou aumento maior que o IPCA e o IGP-M. Por outro lado, a Região Centro-Oeste foi a que registrou o menor aumento: 27,06%. A tarifa da Região Sul se manteve abaixo das outras regiões por todo o período analisado, como demonstra o gráfico 20.

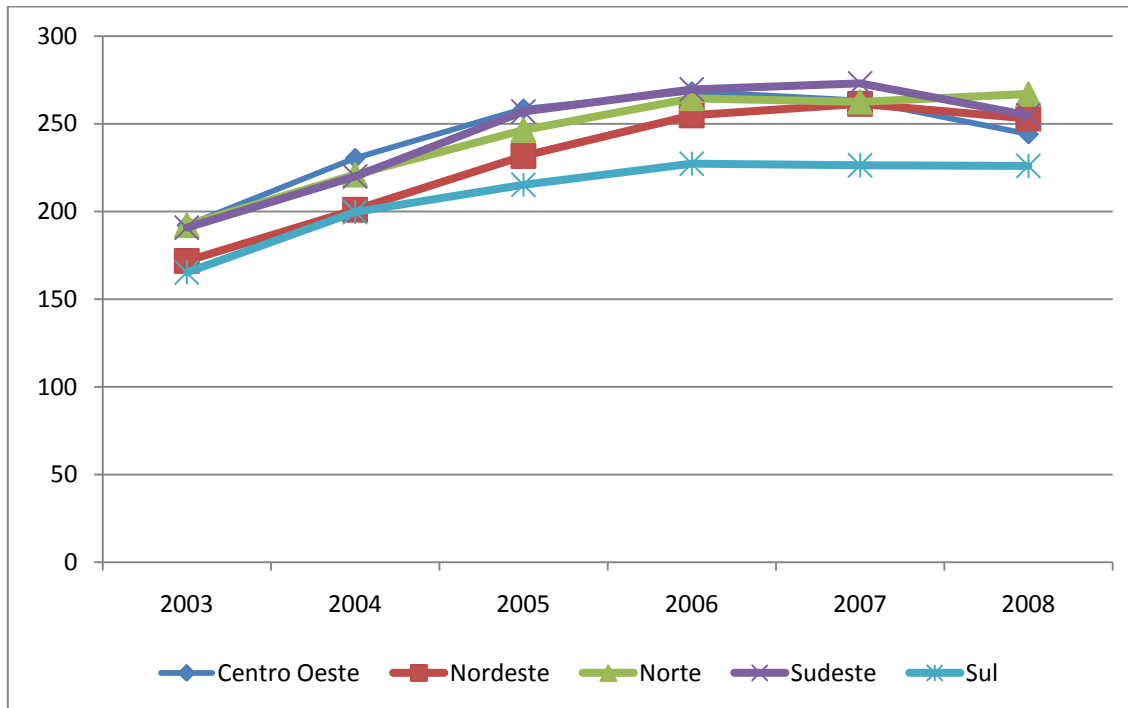


Gráfico 20 - Tarifa Média Nominal de Energia Elétrica por Região do Brasil

Fonte: elaboração própria com dados da ANEEL.

O gráfico 20 mais uma vez mostra o efeito do segundo ciclo de revisão tarifária do ano de 2007 para 2008. A única região que não apresentou queda na tarifa nesse período foi a Norte, que teve um aumento de 1,7%. A redução mais expressiva se deu na região Centro-Oeste, -7,3%, seguida da região Sudeste, com -6,67%.

Assim, a redução das tarifas se deve, em grande parte, ao segundo ciclo de revisão tarifária iniciado em 2007, quando os valores das tarifas e, principalmente o componente de distribuição, foram totalmente revistos e reconstruídos mais uma vez.

A Revisão Tarifária das distribuidoras é um dispositivo criado no momento da reforma do setor e estabelecido no contrato de concessão de cada uma das concessionárias. A periodicidade da revisão varia entre as distribuidoras, mas, em média, é de quatro anos. Como exposto acima, a tarifa final possui vários componentes. Os custos de geração, de transmissão e os encargos são chamados de “Parcela A” ou “Custos Não Gerenciáveis”, já que são custos que as distribuidoras simplesmente repassam para os consumidores finais. Esses custos não são analisados na revisão tarifária. Eles são meramente calculados e atualizados para serem embutidos na tarifa final.

Já os custos da distribuição, chamados “Parcela B” ou “Custos Gerenciáveis” são totalmente reconstruídos na revisão tarifária. Esses custos são compostos por três partes: a quota de reintegração, a remuneração do investimento e os custos operacionais. A quota de reintegração visa recompor os ativos depreciados e a remuneração do investimento tem como objetivo recompensar o investidor pelo capital investido na prestação do serviço de distribuição. Tanto a remuneração do investimento quanto a quota de reintegração levam em consideração a base de ativos elétricos da empresa, ou seja, aqueles utilizados para a prestação do serviço de distribuição. A quota de reintegração é a base de ativos da distribuidora vezes sua taxa de depreciação. A remuneração do investimento é essa base de ativos vezes uma taxa de retorno, estabelecida pela ANEEL, por meio de uma fórmula paramétrica, que deve refletir a taxa de retorno adequada para o investimento em distribuição de energia elétrica no Brasil.

Para determinar os custos operacionais de cada empresa, a ANEEL adota a metodologia de “Empresa Referência”. Tendo em vista que as distribuidoras são monopólios naturais, a ANEEL busca, por meio desse método, simular uma concorrência e,

consequentemente, estimular as distribuidoras a buscarem eficiência. A Empresa Referência de cada distribuidora é, portanto, uma empresa concorrente fictícia que teria a mesma área de concessão da empresa real e teria custos operacionais eficientes. A estrutura de cada Empresa Referência é determinada detalhadamente pela ANEEL e os seus custos são embutidos na tarifa da respectiva distribuidora. Se essa concessionária conseguir ser mais eficiente que a Empresa Referência, ela pode se apropriar dos ganhos até a próxima revisão tarifária.

Até março de 2009, 45 das 62 distribuidoras do país haviam passado pelo segundo processo de revisão tarifária e a maioria teve sua tarifa reduzida. Das quinze maiores distribuidoras em quantidade de energia consumida, que representam cerca de 72% de todo o consumo do país, apenas duas não haviam passado pela revisão tarifária até março de 2009. Dentre as restantes, doze tiveram seu Índice de Reposicionamento Tarifário (IRT) negativo, ou seja, suas tarifas médias foram reduzidas. A tabela 12 mostra o IRT das quinze maiores distribuidoras do Brasil.

Tabela 12 - Resultados da Segunda Revisão Tarifária das 15 Maiores Distribuidoras do Brasil em Quantidade de Energia Consumida – 2007 a 2009

Empresa	Data	Índice de Reposicionamento Tarifário (%)
ELETROPAULO	4/7/2007	-7,92
CEMIG-D	8/4/2008	-18,09
COPEL-DIS	24/6/2008	-7,17
CPFL-Paulista	8/4/2008	-13,69
LIGHT	7/11/2008	1,96
CELESC-D	7/8/2008	-8,65
COELBA	22/4/2008	-12,12
ELEKTRO	27/8/2007	-17,2
CELPE	29/4/2009	-6,24
BANDEIRANTE	23/10/2007	-8,8
CPFL- Piratininga	23/10/2007	-10,94
CELG-D	12/9/2009	indisponível
AMPLA	15/3/2009	1,83
AES-SUL	19/4/2008	-2,15
COELCE	22/4/2007	-7,2

Fonte: Elaboração Própria com dados das Notas Técnicas de Revisão Tarifária de cada distribuidora.

Cabe ressaltar que os IRTs negativos se devem, em sua maioria, à redução dos custos da Parcela B (componente de distribuição da tarifa) estabelecidos pela ANEEL. Das dez maiores distribuidoras em receita, que representam 60% do total da receita das distribuidoras brasileiras, a apenas uma foi concedido um aumento no componente de distribuição, como pode ser verificado na tabela 13.

Tabela 13 - Variação do Componente da Distribuição no Segundo Ciclo de Revisão Tarifária das 10 Maiores Distribuidoras do Brasil – 2007 a 2009

Distribuidora	Componente da Distribuição antes da Revisão Tarifária (R\$)	Componente da Distribuição Apurado na Revisão Tarifária (R\$)	Variação %
ELETROPAULO	2.490.763.526	2.089.018.789	-16,13%
CEMIG Distribuição	3.901.705.128	2.602.709.189	-33,29%
LIGHT	1.933.894.025	1.690.380.574	-12,59%
CPFL-Paulista	1.682.897.454	1.180.392.469	-29,86%
COPEL Distribuição	1.337.611.848	1.310.996.206	-1,99%
CELESC Distribuição	1.073.778.663	929.826.122	-13,41%
COELBA	1.644.405.943	1.331.719.382	-19,02%
ELEKTRO	1.380.342.300	917.913.493	-33,50%
AMPLA	1.020.439.398	1.066.807.011	4,54%
CELPE	1.115.655.034	848.357.589	-23,96%
TOTAL	17.581.493.320	13.968.120.830	-20,55%

Fonte: Elaboração própria com dados das Resoluções Homologatórias da ANEEL de Reajuste e Revisão Tarifária de cada distribuidora.

Juntas, essas empresas deixaram de arrecadar cerca de R\$ 3,6 bilhões referentes ao componente de distribuição da tarifa final, o que representa um impacto de -8,57% na soma de suas receitas. Portanto, a redução dessa parcela de distribuição foi determinante para o decréscimo da tarifa final média de energia elétrica a partir de 2007.

Dentre os motivos para a redução da chamada Parcela B pode ser citado o decréscimo da taxa de remuneração do capital estabelecida pela ANEEL, de 11,26% no primeiro ciclo de revisões para 9,95% no segundo ciclo. Essa redução se deve ao

decréscimo apresentado por alguns índices utilizados no cálculo da taxa de retorno, como a taxa livre de risco²⁶ (de 6,01% para 5,32%) e o prêmio de risco de mercado²⁷ (de 7,76% para 6,09%).

Além disso, a ANEEL aplicou padrões mais rígidos para o componente das despesas operacionais, calculado pela metodologia da Empresa Referência. Isso pode ser um sinal de que o governo espera um desempenho mais eficiente das distribuidoras ou uma tentativa de reduzir as tarifas por meio do componente de distribuição. Assim, pelo menos parte da redução real das tarifas a partir de 2007 não guarda relação direta com a introdução da concorrência no setor de geração de energia elétrica.

Por outro lado, outros fatores foram responsáveis por aumentos na tarifa de energia. Segundo a ANEEL, entre 2001 e 2007 a tarifa média final de energia elétrica aumentou de R\$154,05/MWh para R\$304,37/MWh. A tabela 14 demonstra os componentes da tarifa nesses dois períodos.

Tabela 14 - Variação Nominal dos Componentes da Tarifa Final de Energia Elétrica no Brasil entre 2001 e 2007

Componente	2001 R\$/MWh	2007 R\$/MWh	Variação
Geração de Energia	49,65	101,26	103,94%
Transmissão	8,05	18,14	125,34%
Distribuição	47,69	83,70	75,50%
Encargos e Tributos	48,66	101,27	108,12%
TOTAL	154,05	304,37	97,58%

Fonte: ANEEL, 2008.

Segundo aquela Agência, o elevado crescimento do componente de transmissão se deve à grande quantidade de investimentos realizados na rede básica de alta tensão, a fim de garantir o fluxo de energia entre as diversas regiões do país. No entanto, cabe ressaltar que a transmissão representa menos de 6% do total da tarifa e, portanto, a elevação de seu

²⁶ A ANEEL utiliza, como taxa livre de risco, o rendimento do bônus do tesouro americano com vencimento de 10 anos e *duration* de aproximadamente 8 anos.

²⁷ Como prêmio de risco de mercado, a ANEEL utiliza a diferença entre os retornos médios da taxa livre de risco e do índice *Standard & Poor's 500* (S&P500), que consiste num índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova Iorque.

custo não teve impacto tão significativo na tarifa final. Já os encargos e tributos tiveram uma impressionante elevação que contribuiu bastante para a elevação da tarifa, seguidos pela geração de energia e a distribuição.

De fato, os encargos tiveram uma significativa contribuição para o aumento das tarifas. Entre 1998 e 2008, os principais encargos (CCC, TFSEE, RGR, CFURH e Royalties de Itaipu) sofreram um aumento de cerca de 272%. Além disso, durante esse período foram criados outros encargos, como a CDE e o PROINFA, que aumentaram em aproximadamente 52% o valor total dos encargos. Dessa maneira, o aumento total do valor dos encargos nos últimos dez anos, considerando os encargos mencionados acima, foi de 464%. O gráfico 21 mostra a evolução dos encargos nesse período e a participação de cada um deles.

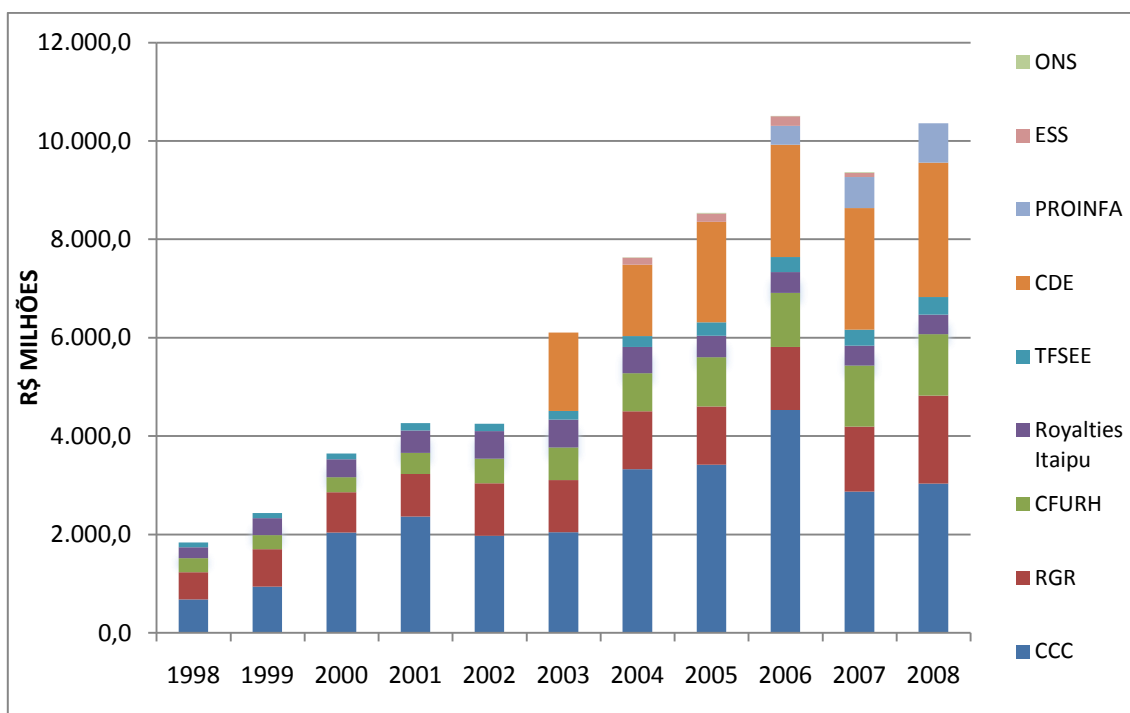


Gráfico 21 - Evolução dos Principais Encargos Setoriais de Energia Elétrica no Brasil

Fonte: Elaboração Própria com dados da ANEEL

Tendo em vista que a tarifa média teve um aumento nominal de 147% nesse período, é possível afirmar que a elevação dos encargos existentes e a criação de outros encargos tiveram um impacto substancial na elevação do valor da tarifa média.

Em relação à participação dos encargos na composição da tarifa média, é possível notar que houve um aumento até o ano de 2001. A partir de então, a participação desses encargos se manteve um pouco mais instável, mas sempre acima dos 10%, atingindo o valor máximo de 12,36% em 2008, conforme o gráfico 22. O fato de a participação dos encargos não ter aumentado significativamente a partir de 2001 sinaliza que outros componentes da tarifa também sofreram aumentos a partir desse período.

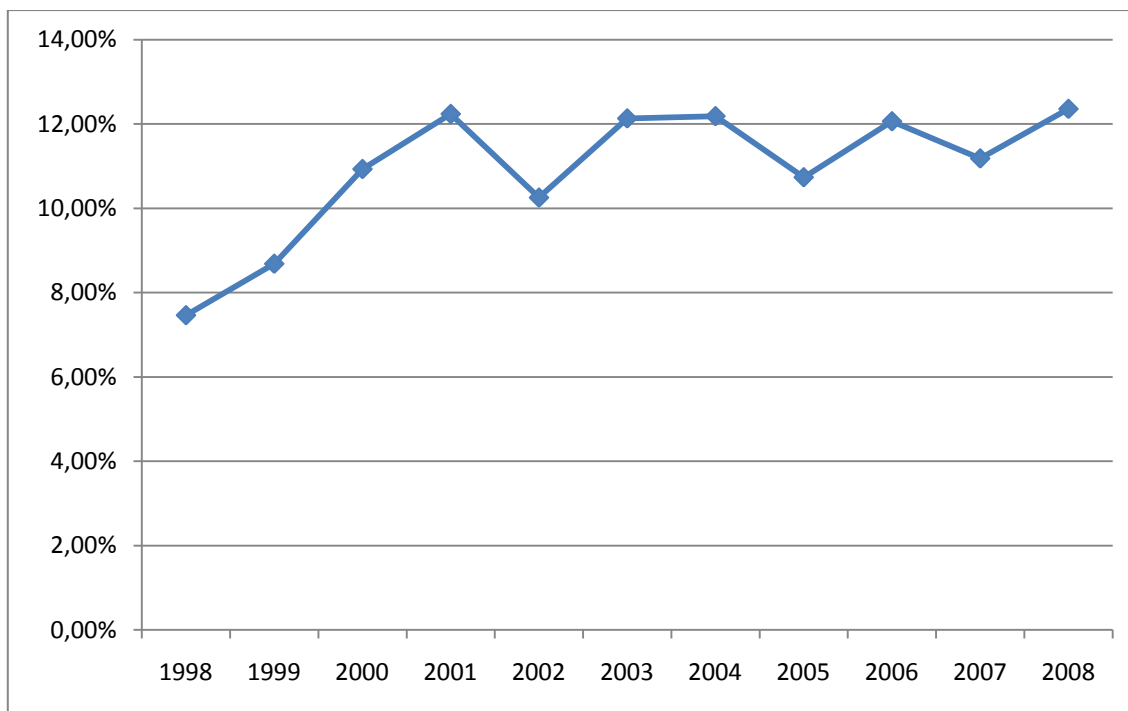


Gráfico 22 - Participação Estimada dos Encargos Setoriais no Valor da Tarifa Média de Energia Elétrica do Brasil

Fonte: elaboração própria com dados da ANEEL e Eletrobrás.

Outros componentes da tarifa também tiveram aumento nesse período. Um desses componentes foi a Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE), criada pela Medida Provisória 2198-5 de 2001 e Lei nº 10.438/2002. A RTE é um instrumento que tem como objetivo recompor a perda de receita das concessionárias em decorrência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica (o racionamento de energia, conhecido popularmente como “apagão”), acumuladas no período de janeiro a outubro de 2001, época em que ocorreu a crise de abastecimento. A recomposição foi estabelecida por meio da aplicação de 2,9% de reajuste nas tarifas residencial e rural e 7,9% para as demais classes, exceto a subclasse Baixa Renda, Serviços Executados e Suprimento entre

distribuidoras, sem prejuízo do reajuste tarifário anual de cada distribuidora. Tais percentuais foram aplicados apenas às distribuidoras do Centro-Oeste, Nordeste e Sudeste, e parte da região Norte, regiões em que o Programa foi aplicado. Nessas regiões houve a necessidade de racionamento de energia elétrica.

O impacto da RTE na tarifa média foi de cerca de 4% para cada ano entre 2003 e 2008. Para esse cálculo, foram utilizadas a proporção de consumo das classes das maiores distribuidoras de cada região²⁸ e as tarifas médias por classe e por região. Além disso, também foi realizado um cálculo aproximado do valor anual da RTE do conjunto das distribuidoras da Região Norte que participaram do Programa. O gráfico 23 mostra a evolução do valor estimado da RTE e o aumento que produziu na tarifa média de energia elétrica.

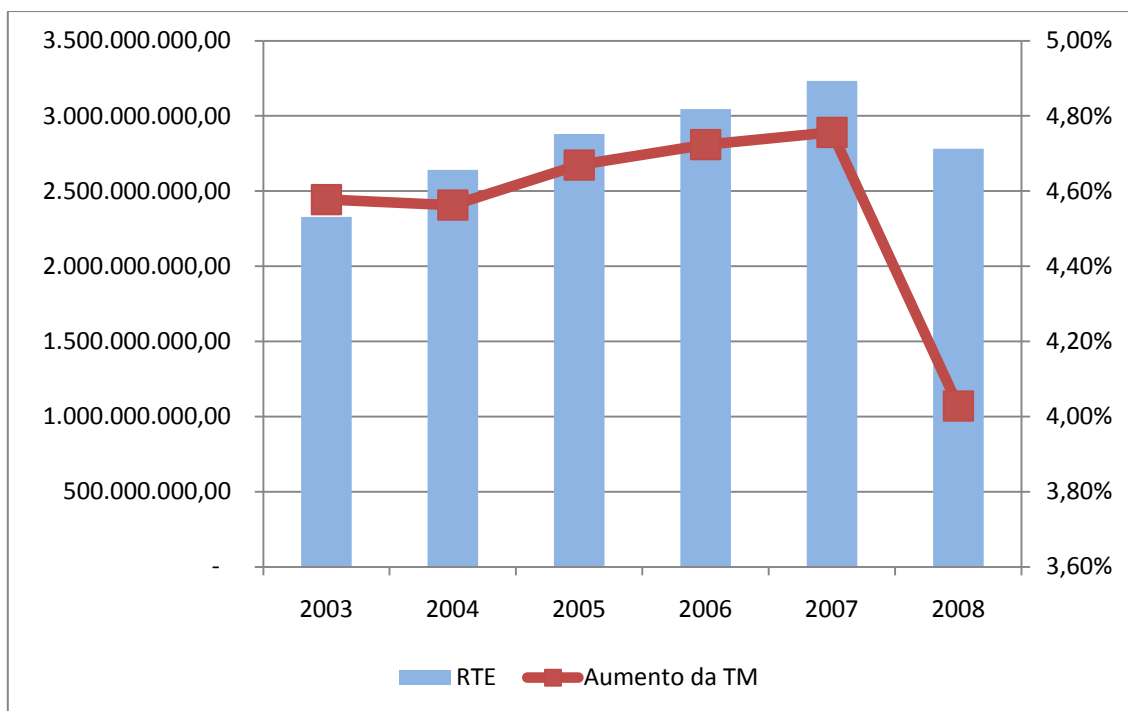


Gráfico 23 - Evolução do Valor Total da Recomposição Tarifária Extraordinária e Aumento que Produziu na Tarifa Final de Energia Elétrica no Brasil

Fonte: elaboração própria com dados da ANEEL.

²⁸ Para o Sudeste, foram utilizadas as proporções médias de consumo de cada classe da Eletropaulo, CEMIG, CPFL-Paulista, Light e Elektro, que representam cerca de 74% do consumo total da região. Para o Nordeste, foram utilizados os mesmos dados da COELBA, CELPE e COELCE, que representam aproximadamente 54% do consumo da região e, para o Centro-Oeste, a CELG, CEMAT e CEB, que respondem por cerca de 85% da energia consumida na região.

Dessa forma, enquanto o custo da distribuição resultou em um decréscimo na tarifa a partir de 2007, os encargos e a RTE tiveram o efeito contrário nos últimos anos. Assim, é difícil isolar, na tarifa final de energia elétrica, apenas o preço da geração de energia e o impacto que a concorrência teve no seu valor.

É possível notar que o valor da tarifa final tem se estabilizado ao longo do tempo e, em termos reais, até diminuído. As tarifas das classes Residencial e Comercial tiveram substanciais reduções reais desde 2003 e a tarifa da Classe Industrial, com o fim do realinhamento tarifário em 2007, se manteve estável. A introdução da concorrência no setor de geração pode ter contribuído para tal redução. Contudo, não é possível estabelecer uma relação de causalidade direta entre a redução das tarifas e a introdução da concorrência no mercado de geração. Como já exposto, o custo de geração de energia é apenas um componente da tarifa final. Outros componentes tiveram variações tanto positivas quanto negativas. Por esse motivo, passa-se, então, nas seções seguintes, a analisar apenas os preços de geração de energia elétrica, ou seja, o preço médio de compra de energia elétrica das distribuidoras e os preços dos leilões de energia elétrica.

5.2 PREÇO MÉDIO DE COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA DAS DISTRIBUIDORAS

Para analisar apenas o componente de geração de energia elétrica da tarifa final, foram coletados os valores dos preços médios de compra de energia de cada distribuidora nas Notas Técnicas expedidas pela ANEEL a cada reajuste ou revisão tarifária. Esse preço médio, também chamado de *mix*, reflete o preço de todos os contratos das distribuidoras, sejam eles contratos bilaterais, contratos iniciais ou contratos advindos dos leilões de energia.

Foram utilizados os preços médios de 26 distribuidoras, que representam quase 90% do total de consumo cativo de energia elétrica no país. Infelizmente, esses dados só estão disponíveis a partir de 2003 para as distribuidoras que passaram por revisões tarifárias nesse ano. Para as empresas que não tiveram suas tarifas revisadas em 2003, os dados só estão disponíveis a partir de 2004. Dessa forma, para o ano de 2003, a tarifa média calculada neste trabalho reflete 66,57% do total do mercado das distribuidoras.

Além disso, no momento da coleta dos dados, apenas dez empresas, dentre as estudadas, já haviam passado por reajustes tarifários no ano de 2009. Assim, o preço médio da energia para esse ano reflete somente 29,14% do mercado total das distribuidoras.

A média de preço²⁹ mais elevada no período foi o da Manaus Energia, de R\$110,43/MWh, seguida pela RGE, com R\$106,92/MWh e pela Celesc, com R\$103,58/MWh. No outro extremo, encontram-se a Cosern, que apresentou o preço médio mais baixo no período de R\$66,87/MWh, a Ceal com R\$68,49/MWh e a Cemar com R\$69,60/MWh. A tabela 15 lista as principais informações estatísticas dos dados para cada ano.

Tabela 15 - Dados Estatísticos da Amostra de Preço Médio Nominal de Compra de Energia das Distribuidoras Brasileiras – 2003 a 2009

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Máximo (R\$/MWh)	88,33	101,28	144,88	145,22	116,36	115,54	131,55
Mínimo (R\$/MWh)	51,17	54,51	60,72	65,69	69,73	75,73	90,31
Média (R\$/MWh)	74,80	80,22	83,30	85,95	89,44	92,69	109,01
Desvio Padrão	11,23	11,91	18,50	17,41	12,86	12,00	14,68
Coefficiente de Variação	0,15	0,15	0,22	0,20	0,14	0,13	0,13

Fonte: Elaboração Própria com dados da ANEEL.

Para o cálculo do preço médio total das distribuidoras, foram utilizados os consumos anuais de cada uma, em MWh, como fator de ponderação. Assim, calculou-se o preço médio de compra de energia, para cada ano, da seguinte maneira:

$$PMT_t = \frac{\sum_{i=1}^n PM_{it} \times C_{it}}{\sum_{i=1}^n C_{it}}$$

Em que PMT_t é o preço médio total de compra de energia no ano t , PM_{it} é o preço médio da distribuidora i no ano t e C_{it} é o consumo da distribuidora i no ano t . O resultado encontra-se no gráfico 24.

²⁹ Média aritmética dos preços médios nominais de cada distribuidora entre 2004 e 2008.

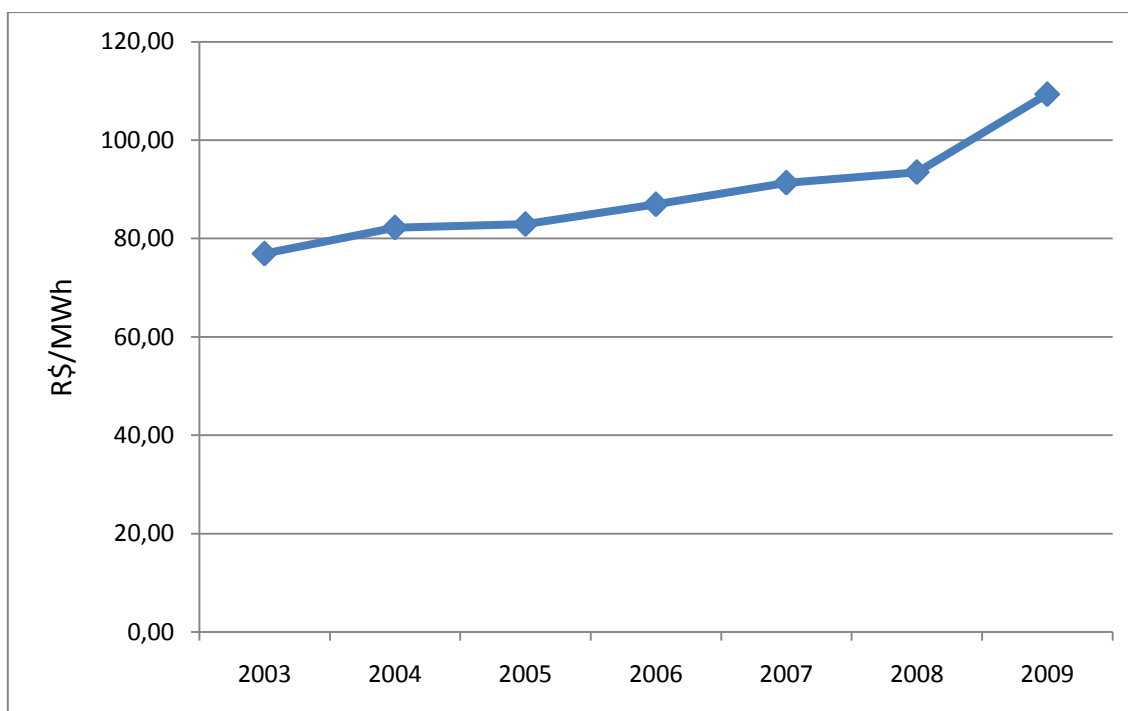


Gráfico 24 - Preço Médio Nominal de Compra de Energia das Distribuidoras Brasileiras

Fonte: Elaboração própria com base em dados de Notas Técnicas da ANEEL de reajustes e revisões tarifárias das distribuidoras.

O valor nominal do preço médio apresenta um aumento, ao longo de todo o período de aproximadamente 42%. Ao longo dos anos, as distribuidoras foram substituindo contratos bilaterais e contratos iniciais, reajustados pelo IGP-M, por contratos advindos dos leilões, reajustados pelo IPCA. A troca de contratos se deve à nova regulamentação do setor, estabelecida pelo Decreto nº 5.163 de 2004. Segundo essa norma, as distribuidoras só podem estabelecer novos contratos por meio dos leilões do Ambiente de Contratação Regulada. Os contratos bilaterais realizados até então devem ser honrados, porém não podem ser renovados. O gráfico 25 mostra os valores índice do preço médio, do IGP-M e do IPCA, todos tendo como base 100 o ano de 2003.

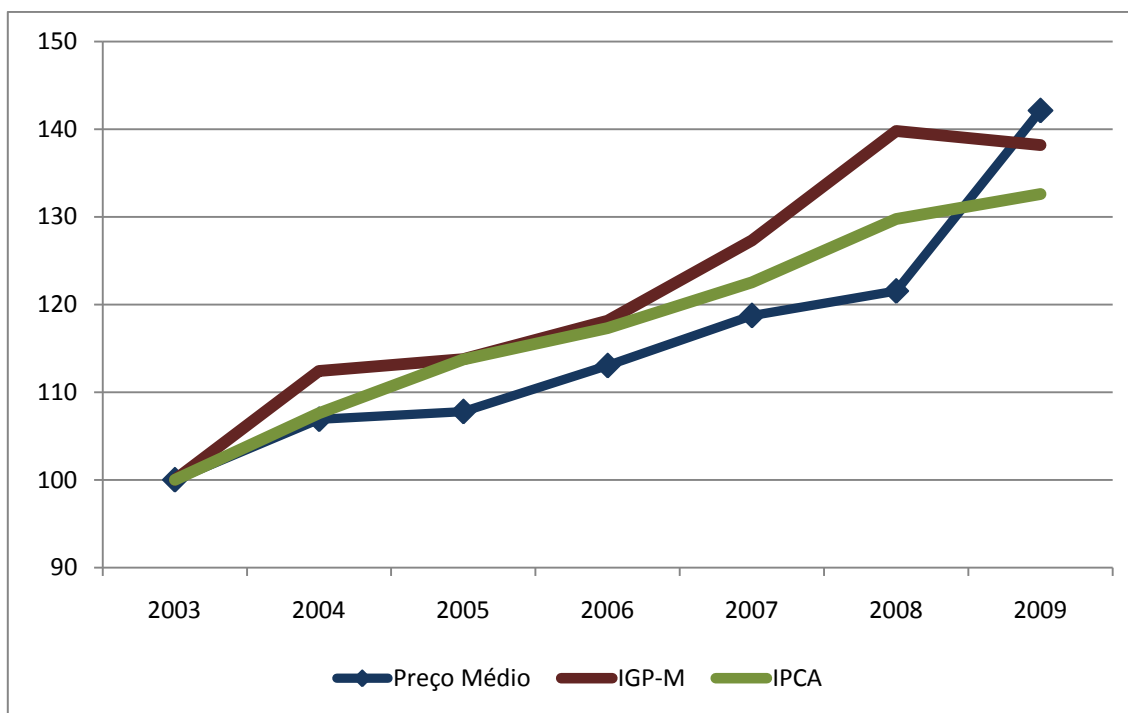


Gráfico 25 - Valores Índice do Preço Médio de Compra de Energia pelas Distribuidoras Brasileiras, IPCA e IGP-M (2003 = 100)

Fonte: Elaboração própria com base em dados de Notas Técnicas da ANEEL de reajustes e revisões tarifárias das distribuidoras e Ipeadata.

Ao longo da maior parte do período, portanto, o preço médio se manteve abaixo tanto do IGP-M quanto do IPCA, indicando que, em termos reais, o preço médio real não aumentou até 2008. Como já exposto, a partir de 2004, as distribuidoras passaram a substituir contratos bilaterais e contratos iniciais por contratos advindos dos leilões, que, geralmente são mais baratos. O gráfico 26, que mostra o preço médio deflacionado pelo IGP-M e pelo IPCA³⁰ para março de 2009, deixa claro essa tendência até 2008.

³⁰ Para a atualização dos preços médios, a receita de cada distribuidora para cada ano ($PM_{it} \times C_{it}$) foi atualizada para março de 2009, de acordo com o mês de reajuste tarifário da empresa.

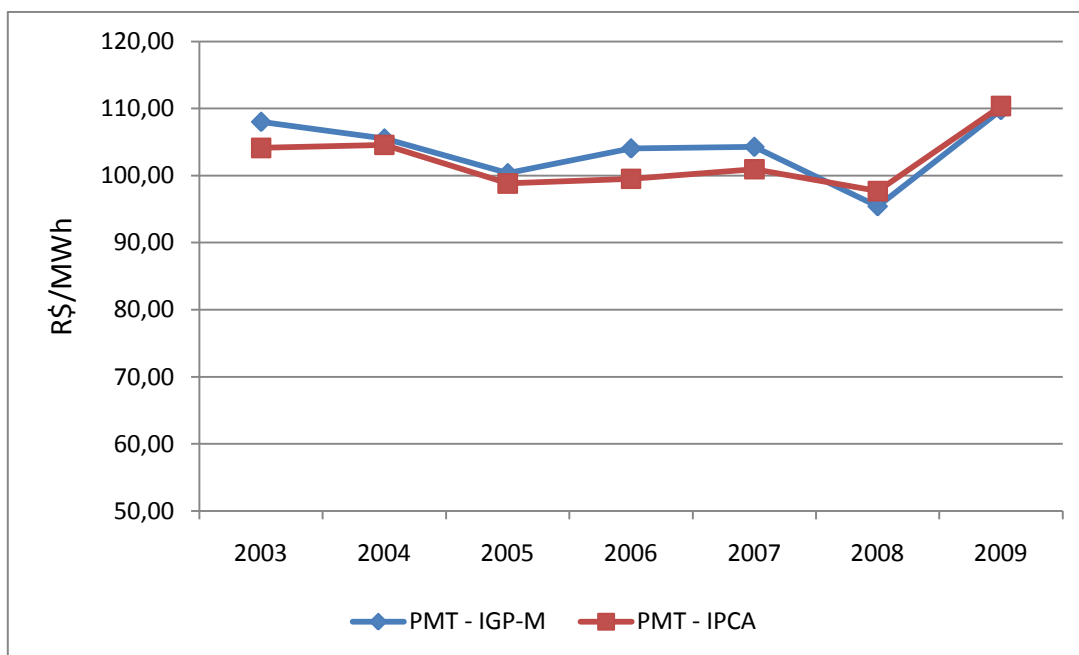


Gráfico 26 - Preço Médio de Compra de Energia das Distribuidoras Brasileiras Deflacionado pelo IGP-M e pelo IPCA

Fonte: Elaboração própria com base em dados de Notas Técnicas da ANEEL de reajustes e revisões tarifárias das distribuidoras e Ipeadata.

Nota-se uma estabilidade do preço médio ao longo do tempo, principalmente até 2008. Nesse ano, o preço caiu ligeiramente, cerca de 7% pelo IGP-M e 4% pelo IPCA. Em 2009, contudo, o preço médio aumentou aproximadamente 13%. Esse acréscimo pode ser resultado da reduzida amostra para esse ano. Conforme já mencionado, os dados de apenas dez empresas estavam disponíveis, o que representa somente 30% do total do consumo das distribuidoras. Já os decréscimos do preço verificados em alguns anos e a tendência de estabilidade até 2008 se deve, em grande parte, à substituição pelas distribuidoras de Contratos Iniciais e Contratos Bilaterais por contratos de energia advinda de leilões, como demonstra o gráfico 27.

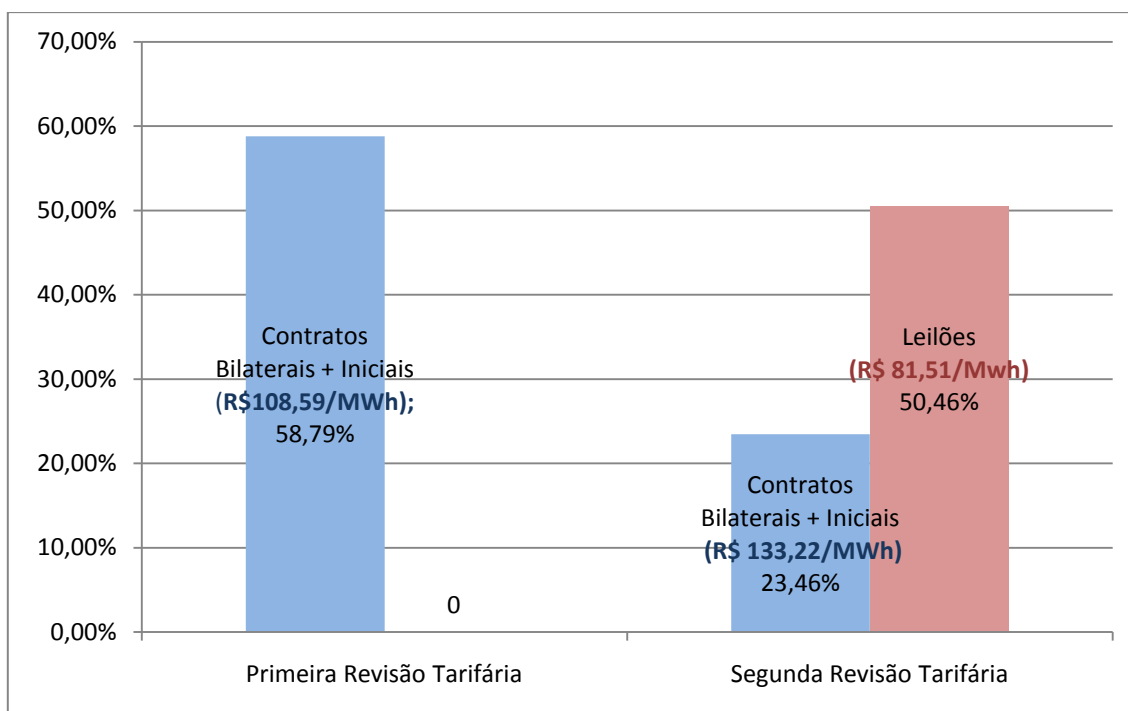


Gráfico 27 - Participação dos Tipos de Contrato na Energia Comprada pelas Distribuidoras Brasileiras e seus Preços

Fonte: Elaboração própria com base em dados de Notas Técnicas da ANEEL de reajustes e revisões tarifárias das distribuidoras.

Esses dados foram elaborados a partir de informações das dez maiores distribuidoras brasileiras em energia consumida. Na segunda revisão tarifária, os Contratos Iniciais, que representavam 39,12% de toda a energia do conjunto das distribuidoras na Primeira Revisão Tarifária, já havia terminado. Esses contratos serviram como transição para o novo modelo. Portanto, a participação de 23,46% da energia comprada pelas distribuidoras no segundo ciclo de revisão tarifária corresponde apenas a Contratos Bilaterais. Atualmente, portanto, cerca de metade da energia das distribuidoras vem de Leilões e esta participação tende a aumentar, já que, no longo prazo, as distribuidoras devem substituir todos os seus contratos bilaterais por contratos de leilões³¹.

O preço médio dos leilões para as distribuidoras, no segundo ciclo de revisão tarifária foi, em média, de R\$ 81,51 para as empresas analisadas, enquanto o preço dos

³¹ Parte da energia comprada pelas distribuidoras também vem do PROINFA, conforme a Lei n° 10.438, de 2002. Para as distribuidoras das regiões Sul, Centro-Oeste e Sudeste, parte da energia comprada vem de Itaipu, conforme a Lei n° 5.899, de 1973.

contratos bilaterais remanescentes para essas mesmas empresas foi, em média, de R\$ 133,22. Desse modo, o preço médio dos leilões é quase 40% menor do que o preço médio dos contratos bilaterais ainda remanescentes.

A diferença de preço entre contratos bilaterais e contratos de leilões pode ser explicada pela falta de incentivos das distribuidoras em buscar preços mais baixos em contratos bilaterais, já que o seu valor era, na maioria das vezes, totalmente repassado às tarifas finais. A Lei nº 9.648, de 1998, no intuito de incentivar a eficiência das distribuidoras, determinava que fossem estabelecidos limites para o repasse do custo da compra de energia para as tarifas dos consumidores finais. A ANEEL expediu diversos atos normativos entre 1998 e 2003 definindo tais limites, com base no Valor Normativo (VN), um preço definido pela ANEEL, para cada tipo de fonte de energia, e reajustado pelo IGP-M e pela variação cambial.

No entanto, com os constantes reajustes ao longo dos anos, o VN se tornou bastante elevado. Em março de 2009, por exemplo, o VN de fonte competitiva era de R\$ 151,78/MWh, o que representa uma diferença de 37,54% para o preço médio de compra das distribuidoras calculado em 2009. O VN de Termelétricas a Carvão, nesse mesmo mês, era de R\$ 157,04/MWh e o de Termelétrica a biomassa de R\$188,51/MWh. As regras de limite de repasse, portanto, não foram capazes de conter os aumentos dos preços de contratos bilaterais e não refletiam corretamente as forças de demanda e oferta do mercado.

A instituição dos leilões de energia elétrica trouxe um ganho significativo para a modicidade tarifária. Os leilões energia, do tipo anglo-holandês, são capazes de capturar as melhores características dos leilões do tipo inglês e do tipo holandês. Assim, os leilões atraíram um grande número de participantes e incentivaram a concorrência entre as empresas.

Já a razão pela elevação do preço médio em 2009 pode ser resultado do reduzido número de empresas que tinham dados disponíveis nesse ano e, portanto, o valor calculado pode não refletir fielmente o preço médio das distribuidoras. Por outro lado, o crescimento da participação de outras fontes de energia nos leilões, principalmente termelétricas, pode ter, de fato, aumentado o preço de compra de energia das distribuidoras. A análise dos preços dos leilões é feita na seção seguinte.

5.3 PREÇO DOS LEILÕES

5.3.1 Leilões de Energia Existente

Os primeiros leilões realizados pela CCEE aconteceram no final de 2004 e foram negociados lotes de “energia velha”, ou seja, energia proveniente de empreendimentos já existentes, de acordo com o Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004. A sistemática desses leilões já foi descrita no Capítulo 4. Resumidamente, existe apenas um comprador, representando o conjunto das concessionárias, que, em uma primeira fase, diminui o preço do produto quantas vezes forem necessárias para ajustar a quantidade demandada à quantidade ofertada. Em um segundo momento, os vendedores declaram seu preço final.

Até o final de 2008, foram realizados sete leilões de energia existente, sendo que o primeiro leilão negociou três produtos, conforme pode ser verificado na Tabela 16. O sexto e o sétimo leilão não tiveram negociação. No sexto leilão de energia existente, a única empresa habilitada a ofertar energia, a estatal Cesp, não ofereceu nenhum lance durante o leilão. Já o sétimo leilão foi cancelado poucos dias antes da data marcada por falta de vendedores.

Os primeiros leilões de energia existente tiveram preço médios bastantes reduzidos e ágios significativos. A diferença entre o preço teto estabelecido pelo MME e o preço final médio do leilão, para o primeiro leilão, foi de quase 30%. No entanto, ao longo dos leilões seguintes, houve um constante declínio nessa diferença. No último leilão de energia existente em que houve negociação o ágio foi de apenas 0,25%. O declínio na diferença ao longo dos anos juntamente com o fato de que nos últimos dois leilões não houve negociação por falta de interesse dos vendedores pode ser uma indicação de que o preço inicial estava bastante próximo ou abaixo do que os vendedores estavam dispostos a vender. É possível também que os preços no mercado livre de energia estivessem mais atrativos. Ainda outra explicação pode ser a experiência acumulada dos agentes nos vários leilões, utilizada para o seu próprio benefício.

Tabela 16 - Resultado dos Leilões de Energia Existente – 2004 a 2008

Leilão	Produto*	Preço Inicial	Preço Médio Final	MWh Contratado	Qtd Participantes	Data	Ágio %	Preço Inicial Atualizado R\$/MWh**	Preço Médio Final Atualizado R\$/MWh**
1o Energia Existente	2005-8	80,00	57,51	634.938.912	16	7/12/04	28,11	97,66	70,21
1o Energia Existente	2006-8	86,00	67,33	475.608.096	16	7/12/04	21,71	104,99	82,20
1o Energia Existente	2007-8	93,00	75,46	82.190.016	16	7/12/04	18,86	113,53	92,12
2o Energia Existente	2008-8	99,00	83,13	92.919.600	16	2/04/05	16,03	117,71	98,84
3o Energia Existente	2006-3	73,00	62,95	2.683.008	13	11/10/05	13,77	85,09	73,37
4o Energia Existente	2009-8	96,00	94,91	81.769.248	16	11/10/05	1,14	111,90	110,63
5o Energia Existente	2007-8	105,00	104,74	14.306.112	7	14/12/06	0,25	117,59	117,30
6o Energia Existente	2008-5	109,00	não negociado	-	1	6/12/07		116,86	
7o Energia Existente	2009-8	121,00	não negociado	-	0	28/11/08		122,49	

* Produto refere-se ao ano de início de suprimento e o prazo de suprimento. 2005-8, por exemplo, quer dizer que o início do suprimento é 1º de janeiro de 2005, por um prazo de 8 anos.

** Atualizado até março de 2009 pelo IPCA

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE

Ao longo do tempo, também é possível notar um acréscimo do preço médio final dos leilões. Enquanto o primeiro leilão teve o preço médio final de R\$ 70,21/MWh, o último leilão em que houve negociação apresentou um preço médio final de R\$ 117,30/MWh. No período em que ocorreram os primeiros dois leilões, havia um excesso de oferta, o que provavelmente foi refletido em preços mais baixos. Além disso, o aumento do preço ao longo dos anos pode sinalizar uma expectativa de escassez para o futuro. Além disso, os leilões em que o período entre a realização do leilão e o início do suprimento é maior também apresentam preços maiores. Esse aumento pode ser um prêmio por um maior grau de incerteza em relação a um futuro mais distante.

Se for considerado que determinada distribuidora comprou energia apenas nos leilões de energia existente, pode-se calcular o preço médio que esta concessionária gastará pelo fornecimento de energia. Este preço médio dos leilões de energia existente, demonstrado no gráfico 28, já atualizado pelo IPCA para março de 2009, tem uma tendência de elevação. Nota-se uma pequena elevação até 2009, estabilidade entre 2009 e 2012 e uma elevação de quase 40% entre 2012 e 2016.

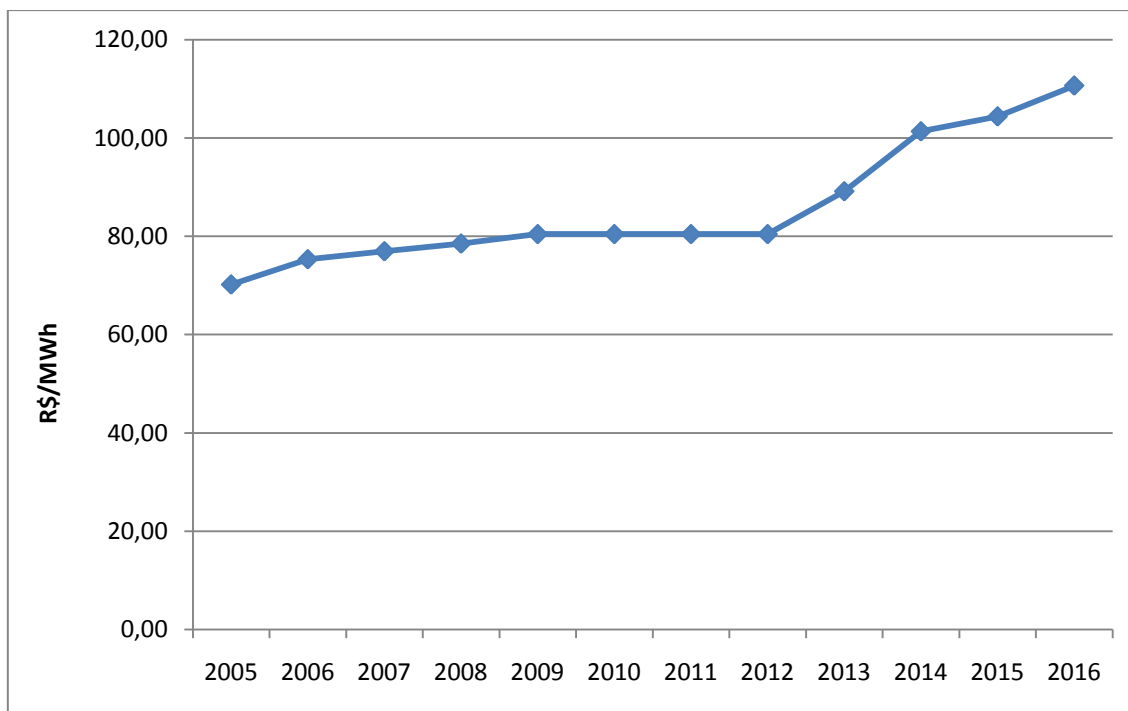


Gráfico 28 - Preço Médio dos Leilões de Energia Existente

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Em 2009, foi iniciado o suprimento do 4º Leilão de Energia Existente, que apresenta um preço bastante alto, de R\$ 110,63/MWh. Ademais, o suprimento do 5º Leilão, o mais caro dos leilões existentes, já havia iniciado nesse ano, contribuindo também para o aumento do preço médio.

5.3.2 Leilões de Energia Nova

Os leilões de energia nova, ou seja, leilões de energia proveniente de novos empreendimentos, começaram a ser realizados no final de 2005. Foram realizados sete leilões de energia nova, mais os leilões de Santo Antônio e Jirau. Os leilões de energia nova, como já explicado no Capítulo 4, podem acontecer em duas ou três fases. Os leilões A-5 possuem três fases. Na primeira, são leiloadas as concessões para a construção dos empreendimentos e o vencedor é aquele que oferece a menor tarifa em R\$/MWh. A segunda fase, em que parte da energia proveniente desses empreendimentos é vendida, ocorre de maneira semelhante aos leilões de energia existente. Nos leilões A-3, não são leiloadas outorgas de concessão para a construção de novas hidrelétrica, e, portanto, não há primeira fase. Cabe ressaltar que também é negociada energia advinda de outras fontes, principalmente termelétricas.

Até o final de 2008, por meio dos Leilões de Energia Nova, haviam sido leiloadas 12 novas usinas hidrelétricas. O 5º Leilão de Energia Nova ofereceu duas novas UHEs, mas não houve interesse nesses empreendimentos. Os ágios desses leilões variaram de 0% até 35,33%. Um terço dos novos empreendimentos leiloados teve ágios de menos de 1%. É o que mostra a tabela 17.

Tabela 17 - Resultados das Primeiras Fases dos Leilões de Energia Nova – 2005 a 2008

Leilão	UHE	Capacidade MW	Nº Participantes	Vendedor	Preço Inicial R\$/MWh	Preço Final R\$/MWh	Data	Ágio %
1o Leilão	Baguari	140	11	BAGUARI	116,00	116,00	16/12/05	0,00
1o Leilão	Foz do Rio Claro	68	11	ALUSA	116,00	108,20	16/12/05	6,72
1o Leilão	Passo São João	77	11	ELETROSUL	116,00	113,30	16/12/05	2,33
1o Leilão	Paulistas	52	11	FURNAS	116,00	114,72	16/12/05	1,10
1o Leilão	Retiro Baixo	82	11	ORTENG	116,00	115,37	16/12/05	0,54
1o Leilão	São José	51	11	ALUSA	116,00	115,80	16/12/05	0,17
1o Leilão	Simplício	334	11	FURNAS	116,00	115,88	16/12/05	0,10
3o Leilão	Dardanelos	261	7	ARIPUANA	120,00	113,09	10/10/06	5,76
3o Leilão	Maua	362	7	CONS. ENERG SUL	116,35	113,15	10/10/06	2,75
Leilão UHE Santo Antônio	Santo Antônio	3.150	3	Consórcio Madeira Energia	122,00	78,90	10/12/07	35,33
Leilão UHE Jirau	Jirau	3.300	2	Consórcio Energia	91,00	71,40	19/05/08	21,54

Sustentável do
Brasil

7o Leilão	Baixo Iguacu	350	4	NEOENERGIA	123,00	99,00	30/09/08	19,51
-----------	--------------	-----	---	------------	--------	-------	----------	-------

Fonte: Elaboração própria a partir de dados daCCEE.

Entre os leilões, destacam-se os das Usinas Santo Antônio e Jirau, que compõem o Complexo do Rio Madeira, localizado em Rondônia, com potência de 3.150 e 3.300 MW, respectivamente. Esses foram os maiores empreendimentos leiloados e os que obtiveram os maiores ágios. No leilão da UHE Santo Antônio, ocorrido no final de 2007, participaram três consórcios de empresas e o ágio foi de 35,33%. Já no leilão da UHE Jirau, dois consórcios participaram e o ágio verificado foi de 21,54%.

Cabe ressaltar a atuação do SBDC nesses leilões, que garantiu as condições de concorrência por meio do Termo de Compromisso de Conduta (TCC) assinado³² com a Construtora Norberto Odebrecht S.A, participante dos leilões por meio de um consórcio. Essa empresa havia firmado acordo de exclusividade de fornecimento, com fabricantes de equipamentos necessários para a construção das usinas, para a participação nos leilões de Santo Antônio e de Jirau. Essa conduta poderia impedir a participação de outros consórcios, já que eles não poderiam negociar com esses fornecedores.

Com a celebração do TCC, a Odebrecht se comprometeu a renunciar os direitos de exigência de exclusividade que tinha com empresas que fabricavam turbinas bulbo, bancos privados e seguradoras. Dessa forma, os fabricantes desses produtos e serviços ficaram livres para, após a realização dos leilões, negociar livremente seus equipamentos com os vencedores. Tal atuação do SBDC contribuiu para a competitividade do certame e, consequentemente, para um preço final mais baixo.

Em relação à comercialização da energia advinda de novos empreendimentos, a diferença entre o preço inicial e o final teve uma média de cerca de 10%, conforme tabela 18. No entanto, se desconsiderarmos os leilões do Complexo Rio Madeira, essa média cai para 4,15%.

³² PROCESSO ADMINISTRATIVO Nº 08012.008678/2007-98

Para os leilões de fonte hidrelétrica, destacam-se, além dos leilões das Usinas do Complexo Rio Madeira, o 1º e o 7º Leilões de Energia Nova, que tiveram ágios de 7,8% e 19,53%, respectivamente. Além das usinas com novas outorgas, até 2007, participaram também dos leilões de energia nova as chamadas “usinas botox”, que são aquelas que foram leiloadas antes de 2004, pelo critério de maior oferta pelo Uso do Bem Público (UPB). Segunda a Lei nº 10.848, de 2004, essas usinas, caso também não tivessem entrado em operação até 2000 e não tivessem contratos de venda de energia até 2004, poderiam participar dos leilões de energia nova até o final de 2007.

Tabela 18 - Resultados dos Leilões de Energia Nova – Energia de Hidrelétricas 2005 a 2008

Leilão	Produto	Preço Inicial R\$/MWh	Preço Médio Final R\$/MWh	MWh Contratado	Nº Participantes	Nº Vendedores	Data	Ágio %
1o Leilão	2008-H30	116,00	106,95	18.672.432,00	31	16	16/dez/05	7,80
1o Leilão	2009-H30	116,00	114,28	12.096.528	31	16	16/dez/05	1,48
1o Leilão	2010-H30	116,00	115,04	233.778.552	31	16	16/dez/05	0,83
2o Leilão	2009-H30	125,00	126,77	270.331.104	21	11	29/jun/06	-1,42
3o Leilão	2011-H30	125,00	120,86	149.642.448	17	6	10/out/06	3,31
5o Leilão	2012-H30	126,00	129,14	188.039.280	5	5	16/out/07	-2,49
Leilão UHE Santo Antônio	2012-H30	122,00	78,87	379.236.146	1	1	10/dez/07	35,35
Leilão UHE Jirau	2013-H30	91,00	71,30	348.649.463	1	1	19/mai/08	21,65
7o Leilão	2013-H30	123,00	98,98	31.819.128	1	1	30/set/08	19,53

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Na tabela 18, nos 2º e 5º leilões, é possível notar que o preço final da energia é maior que o preço inicial estabelecido pelo MME. Isso ocorre justamente por causa das usinas botox. O critério do leilão de concessão dessas usinas, como já mencionado, foi o de maior oferta pelo UPB. As novas usinas, a partir de 2004, são leiloadas pelo menor preço pela energia no Ambiente de Contração Regulada. Atualmente, a ANEEL estabelece o UPB das novas usinas, de acordo com a sua atratividade, que é uma função da tarifa de

referência e do custo marginal de expansão³³. Para as usinas botox, a diferença entre o UPB pago à União, estabelecido na licitação original, e o UPB estabelecido no momento do leilão pela ANEEL é incorporada às tarifas dessas usinas (REGO, 2007). Desse modo, a elevada participação dessas usinas nos leilões mencionados resultou num preço final maior que o preço inicial.

Tabela 19 - Resultados de Leilões de Energia Nova – Energia de Outras Fontes 2005 a 2008

Leilão	Produto	MWh Contratado	Preço Inicial R\$/MWh	Preço Médio Final R\$/MWh	Nº Participantes *	Qtd Vendedores	Data	Ágio
1o Leilão	2008-T15	73.769.256	139,00	132,26	33	17	16/dez/05	4,85%
1o Leilão	2009-T15	112.408.560	139,00	129,26	33	17	16/dez/05	7,01%
1o Leilão	2010-T15	113.349.552	139,00	121,81	33	17	16/dez/05	12,37%
2o Leilão	2009-T15	85.982.688	140,00	132,39	30	12	29/jun/06	5,44%
3o Leilão	2011-T15	70.350.360	140,00	137,44	21	9	10/out/06	1,83%
4o Leilão	2010-T15	171.470.784	140,00	134,67	19	8	26/jul/07	3,81%
5o Leilão	2012-T15	209.999.112	141,00	128,37	14	5	16/out/07	8,96%
6o Leilão	2011-OF15	141.489.696	150,00	128,42	50	5	17/set/08	14,39%
7o Leilão	2013 OF15	394.941.888	146,00	145,23	20	8	30/set/08	0,53%

*Empresas que aportaram garantia para pré-qualificação no leilão.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Já os leilões de outras fontes tiveram, como média, um ágio de 6,58%. Destacam-se o 1º Leilão que teve ágio de 12,37% para o produto 2010-T15 e o 6º Leilão, que teve ágio de 14,39%, conforme a tabela 19. Esses leilões, juntamente com o 5º Leilão, foram os que tiveram os preços mais baixos de outras fontes, com uma média de R\$126,79/MWh. O 1º e o 5º Leilões também foram os que tiveram maior número de participantes, com 33 e 50, respectivamente e, portanto, foram os que apresentaram o maior número de empresas

³³ A atratividade do investimento é “dada pela razão entre a tarifa de referência baseada no custo de produção (CP), e o custo marginal de expansão (CME), ambos em R\$/MWh. Essa razão resulta no valor percentual (VP), aplicado sobre a receita anual do empreendimento” (REGO, 2007). A equação do VP é a seguinte:

$$\begin{aligned} \text{Se } \frac{CP}{CME} > 1, VP &= 0,5\% \\ \text{Se } \frac{CP}{CME} \leq 1/3, VP &= 1,0\% \\ \text{Se } 1/3 < \frac{CP}{CME} < 1, VP &= \frac{5-3\frac{CP}{CME}}{4} \end{aligned}$$

concorrendo entre si. Dessa forma, a maior concorrência nesses certames pode ter contribuído para preços finais mais baixos.

O preço mais elevado da energia nova hidrelétrica em relação à energia existente dessa fonte, já é esperado, visto que os empreendimentos antigos já amortizaram os seus investimentos e o custo de operação das usinas hidrelétricas é baixo. As usinas novas, por sua vez, ainda precisam amortizar todo o investimento que será realizado na construção do empreendimento, além do custo de operação.

Em relação ao preço médio dos leilões de energia nova, o preço para a energia advinda de outras fontes se mantém, na maior parte do período de fornecimento, cerca de 30% acima da energia hidrelétrica, como demonstrado no gráfico 29. O preço inicial das termelétricas, que representam a maior parte dessas usinas, também é maior e o seu custo tende a ser mais elevado, tendo em vista que deve ser contabilizado, além do custo de operação da usina, o custo do combustível.

Nesse sentido, é importante lembrar que o contrato das usinas termelétricas é por disponibilidade, ou seja, as distribuidoras, que contratam energia desses empreendimentos, pagam um valor mensal para a manutenção deles e para que estejam sempre prontos para entrarem em funcionamento, caso seja necessário. As termelétricas que funcionam por disponibilidade, portanto, desempenham papel de reservatórios das hidrelétricas. Em tempos de estiagem, elas entram em operação para poupar a água dos reservatórios das hidrelétricas. Dessa forma, os preços da energia das termelétricas negociada nos leilões são calculados com base na receita fixa para sua manutenção mais uma previsão de despacho. Logo, o preço efetivo pago pelas distribuidoras ao longo da vigência dos contratos pode variar para mais ou para menos, de acordo com a quantidade de hidrelétricas existentes e as condições climáticas.

Cabe ressaltar ainda que os contratos das usinas de outras fontes têm vigência de quinze anos, enquanto os das hidrelétricas têm vigência de trinta anos.

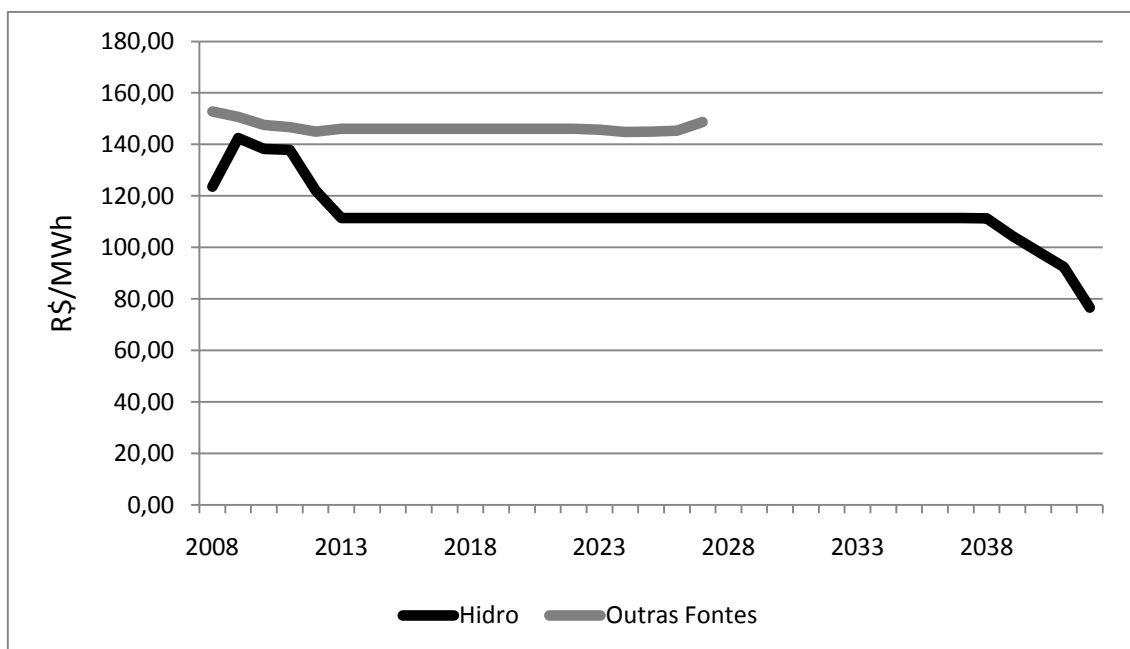


Gráfico 29 - Preço Médio dos Leilões de Energia Nova por Tipo de Fonte

Fonte: elaboração própria a partir de dados da CCEE.

O preço médio total³⁴, incluindo todos os leilões (energia existente e nova) de todas as fontes, apresenta uma forte elevação até 2014, quando permanece relativamente estável até 2027, conforme gráfico 30. Em 2028, o preço cai cerca de 10%, mantendo-se nesse patamar até 2038, quando tem uma forte redução até o final do período de fornecimento contratado até agora. No último ano, em 2042, o preço fica apenas 9% acima do valor inicial de 2005. Portanto, com base nos leilões realizados até agora, espera-se que, no longo prazo, os preços, pelo menos, permaneçam estáveis.

³⁴ O preço médio apresentado no Gráfico 30 foi calculado somando-se todas as receitas com os contratos de energia (preço vezes quantidade de cada produto), por ano, e dividindo-se pelas quantidades, também por ano.

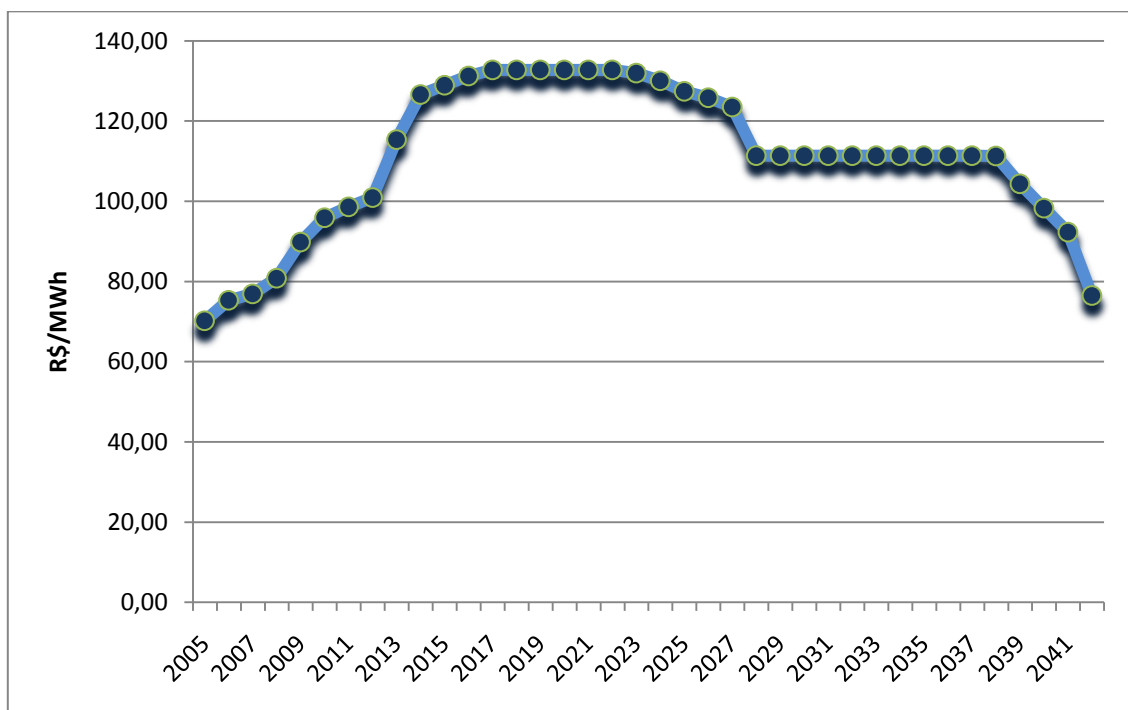


Gráfico 30 - Preço Médio de Todos os Leilões de Energia Realizados até 2008

Fonte: elaboração própria a partir de dados da CCEE.

A elevação do preço entre o período de 2014 e 2027 corresponde ao período de fornecimento das usinas de outras fontes, que é de quinze anos, menor do que o das usinas hidrelétricas. Como já exposto, o preço dessas usinas tende a ser mais alto, tendo em vista o seu custo de operação mais elevado.

É importante ressaltar que a queda do preço no final do período se deve, em grande parte às Usinas do Complexo Rio Madeira, que representam cerca de 17% do total de energia comercializada em todos os leilões. O preço médio das duas usinas é cerca de 40% mais baixo que a média do preço dos outros leilões. O gráfico 31 mostra o preço médio considerando as Usinas do Rio Madeira e o preço médio desconsiderando tais usinas. Fica clara a importante contribuição que o Complexo Rio Madeira terá para a redução dos preços de energia.

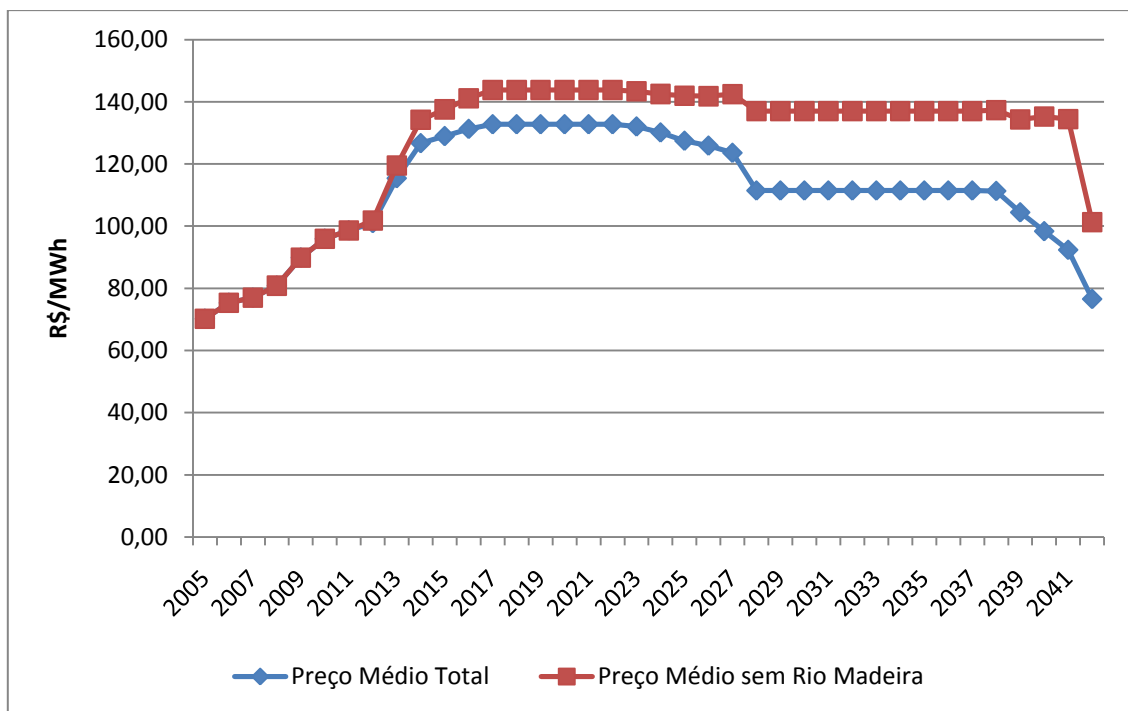


Gráfico 31 - Preço Médio dos Leilões com e sem as Usinas do Rio Madeira

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Deve ser ressaltada também a futura usina de Belo Monte, que, segundo a ANEEL, deve ser leiloada até o final de 2009. Esse empreendimento, que será construído no Rio Xingu, no Pará, terá, quando concluído, potência instalada de 11.182 MW e será a maior usina hidrelétrica totalmente brasileira. Se as condições de concorrência forem similares à dos leilões do Complexo Rio Madeira, a energia advinda de Belo Monte pode contribuir para uma queda ainda maior dos preços no longo prazo.

Portanto, para a energia hidrelétrica dos leilões, os preços apresentaram um pequeno aumento do início do fornecimento até hoje, tanto para a energia nova quanto para a existente. A perspectiva para o futuro, no entanto, é de preços mais baixos para essa fonte, principalmente por causa dos grandes empreendimentos leiloados recentemente.

No entanto, os leilões de outras fontes de energia, principalmente termelétricas, farão com que os preços até 2027 sejam mais elevados. Dessa forma, se for escolhido aumentar, ou mesmo manter a participação de fontes mais caras de energia na matriz de

energia elétrica, os preços podem ficar mais altos no longo prazo. Dessa forma, o preço futuro da energia dependerá da decisão do Governo de como irá incentivar cada tipo de fonte de energia.

5.4 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

No Ambiente de Contratação Livre, participam geradores, importadores e exportadores de energia e consumidores livres, que comercializam energia entre si por meio de contratos bilaterais. A quantidade e o preço da energia são livremente negociados entre os agentes.

De acordo com a Lei nº 9.648/1998, os consumidores, atendidos em qualquer tensão, cuja carga seja igual ou superior a 3.000 kw, podem escolher seu fornecedor de energia. Também têm opção de escolher o fornecedor os consumidores, atendidos em qualquer tensão, cuja carga seja de pelo menos 500 kw. No entanto, a opção de escolha para esse último grupo é mais restrita, pois apenas podem adquirir energia de empreendimentos de fonte incentivada, que são as PCHs, usinas de biomassa e usinas eólicas. Dessa forma, é consumidor livre aquele que, atendendo os critérios listados acima, opte por comprar energia de outro agente que não a distribuidora local.

O incentivo para que um consumidor se torne livre, portanto, é de que outros fornecedores possam lhe oferecer um preço pela energia inferior que a vendida pela distribuidora local. Assim, se o preço da energia da distribuidora se torna muito caro, a tendência é que mais consumidores migrem para o mercado livre. O movimento inverso também é esperado, caso o preço da distribuidora diminua. A expectativa de escassez de energia também pode incentivar o consumidor livre a migrar de volta para a distribuidora local, visto que esta deve sempre garantir o suprimento de 100% de seu mercado.

No entanto, deve ser ressaltado que a reação dos consumidores livres às diferenças de preços entre os mercados livre e regulado não se dá de maneira imediata. Isso porque, segundo o Decreto nº 5.163/2004, o consumidor livre que deseje voltar a adquirir energia da distribuidora local deve avisá-la formalmente com antecedência mínima de cinco anos, podendo a distribuidora reduzir esse prazo a seu critério.

O número de consumidores livres aumentou significativamente nos últimos cinco anos. Em 2004, havia apenas 34 consumidores livres registrados na CCEE e em março de 2009 já havia 634, como mostra o gráfico 32.

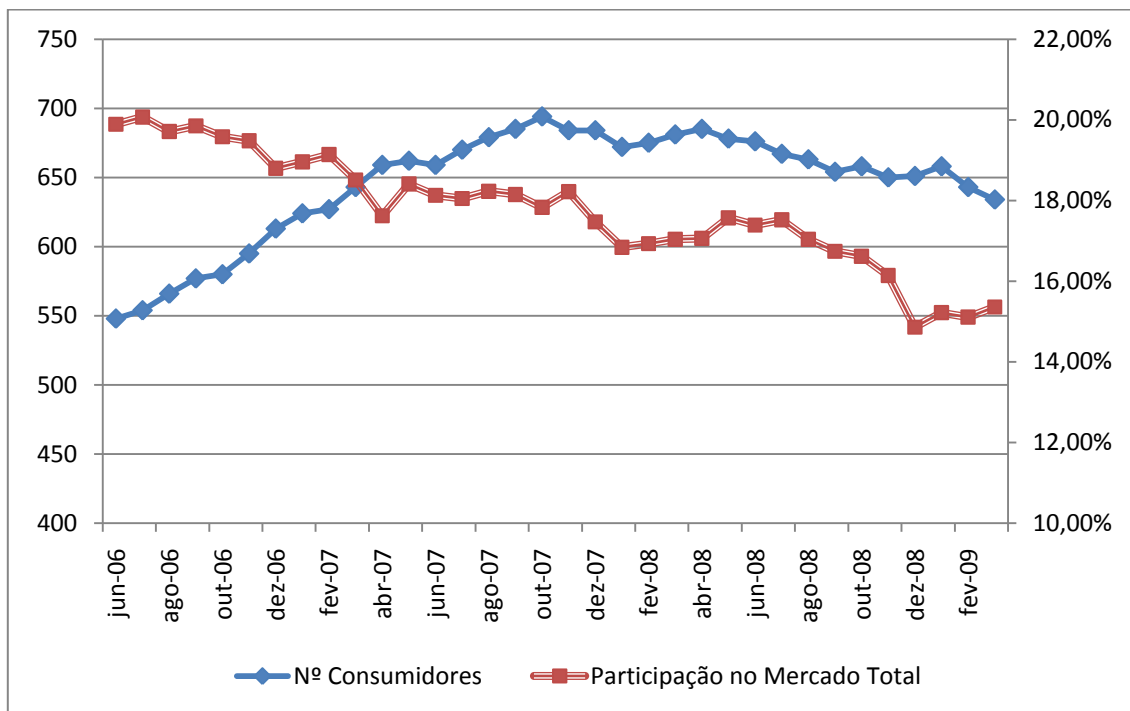


Gráfico 32 - Número de Consumidores Livres e Participação no Consumo Total de Energia Elétrica

Fonte: elaboração própria a partir de dados da CCEE

Apesar de o número de consumidores livres ter aumentado consideravelmente, o valor máximo, de 694, registrado foi em outubro de 2007. A partir de então, o número de consumidores livres tem caído gradualmente. É possível notar também que a participação do mercado livre vem caindo ao longo do tempo. Essa queda pode ser consequência tanto de preços mais altos no mercado livre quanto de uma expectativa negativa em relação à oferta de energia no futuro. O consumo total dos consumidores livres somado ao consumo das comercializadoras teve um pico em março de 2007, quando também começou a declinar, como pode ser visto no gráfico 33.

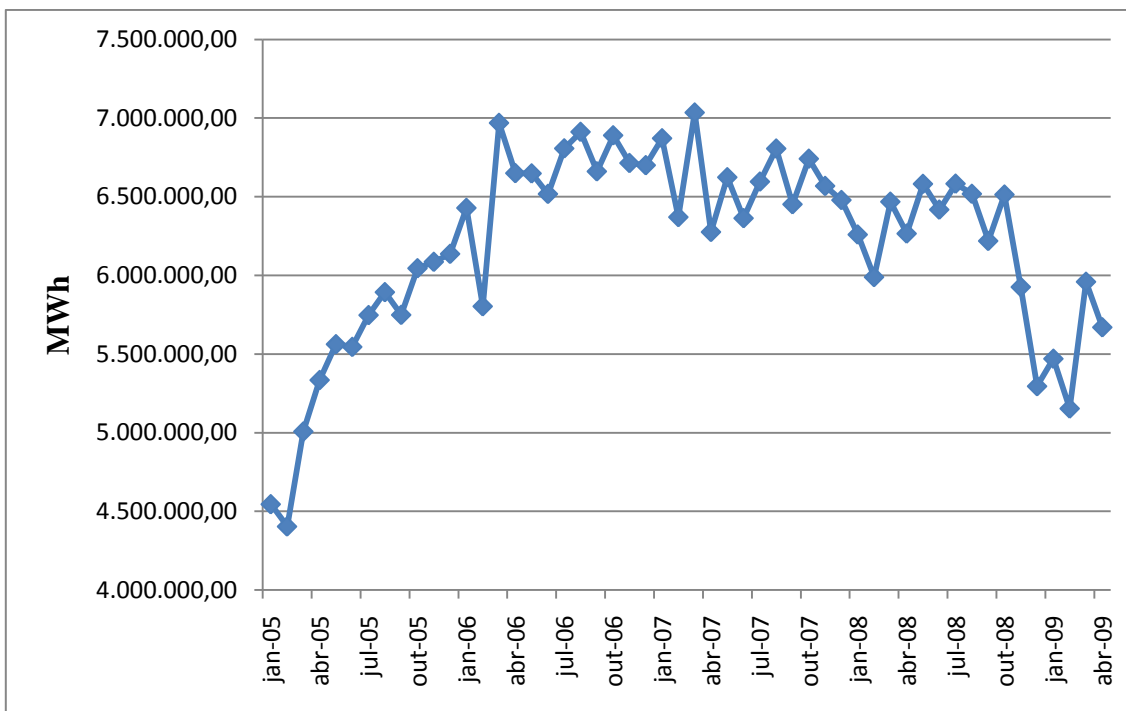


Gráfico 33 - Consumo Total no Mercado Livre de Energia Elétrica

Fonte: elaboração própria com base em dados da CCEE.

O pico de consumo no mercado livre se deu em março de 2007, quando atingiu cerca de 7 GWh. Porém, o consumo começou a declinar a partir de então, chegando a 5,1 GWh em fevereiro de 2009, uma queda de 27%.

O movimento de intensa migração para o ACL até 2007 indica que os preços estavam mais atrativos nesse mercado. Com base no preço médio de compra das distribuidoras calculado na segunda seção desse capítulo, o preço no mercado livre provavelmente ficou abaixo de R\$ 90/MWh até 2007.

A migração de volta ao mercado cativo a partir do final de 2007 e, principalmente em 2008, indica que a energia no mercado livre estava mais alta que a energia no mercado cativo nesse período. De fato, entre meados de 2007 até meados de 2008, o PLD se manteve bastante elevado, por causa da pouca quantidade de chuva no período, a falta de combustíveis e a incerteza a respeito da oferta futura sem novos projetos licitados.

O PLD serve como um balizador para os preços no mercado livre de energia, visto que, em períodos de PLD alto, as geradoras preferem liquidar sua energia no mercado de

curto prazo. Já quando o PLD apresenta valores baixos, é mais vantajoso vender essa energia para consumidores livres e comercializadoras.

Em janeiro de 2008, o PLD ficou próximo de R\$ 500/MWh em todos os submercados. O PLD se manteve alto até março de 2008 (aproximadamente R\$ 120/MWh) e voltou a subir entre julho e novembro de 2008. O PLD é calculado pelo ONS, por meio de um complexo modelo matemático que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento. Assim, para o cálculo do PLD, são levadas em consideração informações como as condições hidrológicas, o preço dos combustíveis e a entrada de novos empreendimentos. Portanto, o preço do PLD nos primeiros meses de 2008 refletiu o baixo nível dos reservatórios das hidrelétricas.

Dessa forma, a alta do PLD pode ter influenciado consumidores livres a voltarem a comprar energia de suas respectivas distribuidoras, sinalizando que os preços dessas empresas estavam mais atrativos.

5.5 SÍNTESE CONCLUSIVA

As tarifas finais de energia elétrica, desde o começo da reestruturação do setor no início da década de 1990 até o presente, não apresentam uma tendência clara de queda. Houve um aumento nominal significativo, mas que, na maior parte do tempo, acompanhou o IGP-M. No entanto, nota-se, nos últimos três anos, constantes decréscimos na tarifa final, principalmente para as Classes Residencial e Comercial. É verdade que componentes da tarifa como encargos e distribuição tiveram variações positivas e negativas ao longo do tempo que afetaram significativamente a tendência dos valores da tarifa. Porém, tendo em vista que a geração representa cerca de um terço da tarifa final, é possível que o preço da geração de energia tenha contribuído para, no mínimo, a estabilidade da tarifa final.

Observando apenas os preços médios de compra das distribuidoras, apesar do curto período em que os dados estão disponíveis, é possível notar uma tendência real de queda, mesmo que tímida, durante seis anos, entre 2003 e 2008. Esse decréscimo se deve, em

grande parte, à substituição dos contratos bilaterais pelos contratos de CCEAR dos leilões, mais baratos, tendo em vista o maior incentivo à concorrência entre os geradores nesses certames.

O preço médio de compra de energia mais elevado em 2009 pode não representar o seu valor real, tendo em vista a reduzida amostra de empresas com dados disponíveis para esse ano. Contudo, esse preço mais alto pode representar também a opção pelo atual governo de aumentar a participação de outras fontes de energia na matriz de energia elétrica. Essas fontes, formadas principalmente por termelétricas, possuem custos mais altos e, conseqüentemente, preços mais elevados. No entanto, o leilão de grandes empreendimentos de hidroeletricidade, como os já ocorridos do Complexo Rio Madeira, contribuem bastante para a modicidade tarifária no longo prazo.

Portanto, é possível afirmar que os preços de geração de energia elétrica têm se mantido, no mínimo, estáveis ao longo dos últimos seis anos e que, no longo prazo, a expectativa é também de estabilidade, principalmente por causa dos grandes empreendimentos hidrelétricos leiloados recentemente que, até certo ponto, compensam o preço mais alto das outras fontes de energia.

No entanto, não é razoável afirmar que a introdução da concorrência pura e simples, como implementada no início da reforma do setor, tenha contribuído para a redução dos preços. A livre negociação entre os agentes, como estabelecida no final da década de 1990, não dava incentivos suficientes para as distribuidoras buscarem preços mais baixos juntos às geradoras. Isso porque as distribuidoras repassavam para os consumidores finais praticamente todo o custo da energia. O teto de repasse do preço da energia, estabelecido pela ANEEL, tornou-se bastante elevado ao longo dos anos, bem acima dos preços competitivos.

Os leilões de energia, por outro lado, têm se mostrado mais eficientes para o alcance de preços mais baixos. Os leilões são organizados no formato *clock-holandês* (*Anglo-Dutch*), que reúne as melhores características de leilões orais ascendentes e leilões de oferta selada de primeiro preço. A segunda fase, de ofertas seladas, é capaz de atrair um grande número de participantes e, em certa medida, evita a colusão entre os concorrentes. Já a fase

de *clock auction* faz com que seja mais provável que o bem seja alocado àquele que o valora mais.

Portanto, os leilões de energia foram capazes de induzir a concorrência de forma mais efetiva. Conseqüentemente, também trouxeram preços mais baixos, pelo menos mais reduzidos que os dos contratos bilaterais firmados entre distribuidoras e geradoras. Isso pode ter contribuído para a redução da tarifa final de energia nos últimos três anos, já que os leilões tiveram início de suprimento a partir de 2005 e aproximadamente um terço da tarifa final é composta pelo custo de geração de energia.

O mercado livre, por outro lado, cresceu de maneira surpreendente na última década. Nesse ambiente, a livre negociação tem mostrado mais sucesso, já que a oferta, representada pelos geradores, e a demanda, representada pelos consumidores livres, estão em contato direto. De fato, o consumidor livre tem mais incentivos para buscar preços mais baixos entre suas opções de fornecedores, já que eles arcam diretamente com os custos de sua escolha.

Logo, a introdução da concorrência por si só não é capaz de reduzir os preços no mercado de geração de energia elétrica. Em um mercado com tantas especificidades, como elevadas barreiras à entrada e dependência de condições climáticas para seu funcionamento, é preciso criar mecanismos que incentivem a competitividade entre as empresas. Ademais, é necessário também manter o crescimento da oferta, que, se limitada, pode fazer com que os preços aumentem. Para manter o nível de oferta condizente com a demanda, deve-se, portanto, incentivar os investimentos.

6 ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS NO SETOR DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Além de preços mais baixos, espera-se que a concorrência em determinado mercado traga inovações e maiores investimentos. Com o objetivo de analisar os investimentos realizados no setor de geração de energia elétrica a partir da reforma institucional dos anos 1990 e de avaliar a suficiência de tais investimentos para a oferta futura, na seção 6.1, analisa-se os investimentos no setor de geração de energia em geral e os investimentos em cada fonte de energia; na seção 6.2, descreve-se o perfil da demanda de energia elétrica no Brasil e sua projeção com base em estudos da EPE; na seção 6.3, projeta-se possíveis cenários para a oferta futura de energia, comprando-a com a demanda estimada pela EPE; e, finalmente, na seção 6.4, realiza-se uma síntese conclusiva do capítulo.

6.1 INVESTIMENTOS REALIZADOS NO SETOR DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

De modo geral, a potência instalada no Brasil quase dobrou de 1990 até 2008. Além disso, a taxa de variação da capacidade de geração do país também tem apresentado uma elevação nesse período, indicando uma aceleração do crescimento do parque gerador brasileiro nas últimas duas décadas, como pode ser verificado no Gráfico 34.

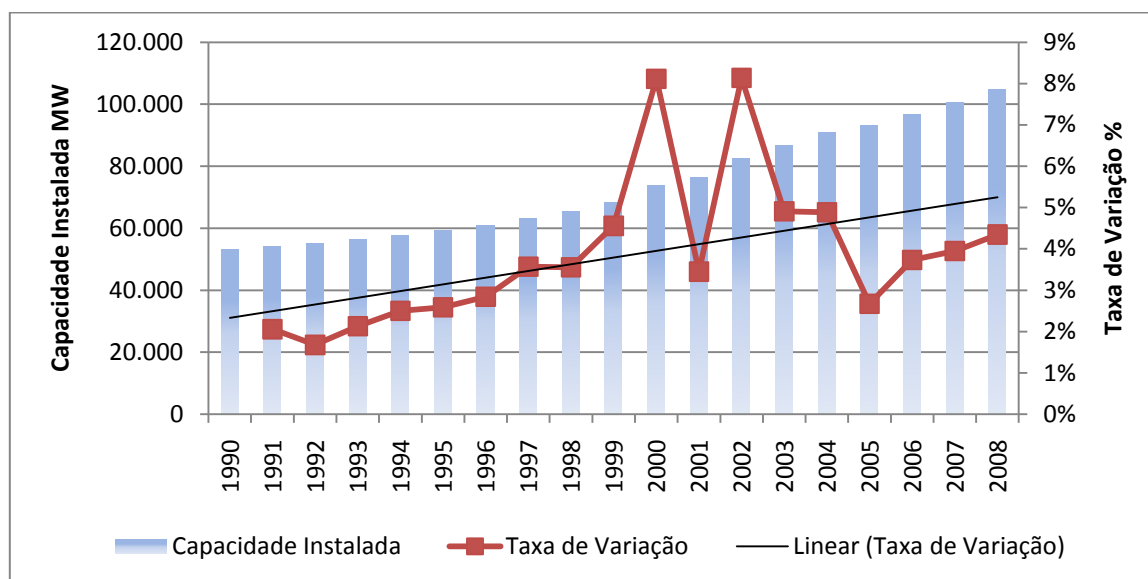


Gráfico 34 - Evolução da Capacidade Instalada do Brasil e seu Crescimento

Fonte: Ipeadata e Atlas de Energia 3ª Edição, publicado pela ANEEL.

Os picos de crescimento de 2000 e 2002 correspondem ao período da crise de abastecimento, quando diversas usinas termelétricas de energia foram construídas com o intuito de tentar evitar o racionamento. É possível notar que as taxas de crescimento vêm aumentando ao longo das duas últimas décadas, como demonstrado pela linha de tendência do crescimento.

Segundo dados da ANEEL³⁵, os investimentos públicos no setor de geração de energia elétrica sofreram constantes reduções entre 1999 e 2007. Já os investimentos do setor privado nesse segmento se mantiveram estáveis nesse período, com picos em 2005 e 2007.

Cabe ressaltar, no entanto, a fragilidade dos dados disponíveis. Para o setor privado, a ANEEL dispõe apenas das informações das empresas concessionárias de Serviço Público e, por isso, não estão contidos nesses dados os investimentos de Autoprodutores e Produtores Independentes de Energia. Além disso, mesmo para os agentes de Serviço Público, os dados não são totalmente confiáveis, tendo em vista que a ANEEL não realiza fiscalizações financeiras e contábeis nas empresas privadas de geração e, portanto, não tem como apurar a veracidade das informações. O gráfico 35 demonstra a evolução dos investimentos, considerando as ressalvas acima.

³⁵ Os valores até 2004 encontram-se disponíveis no “Relatório e Pareceres Prévios sobre as Contas do Governo da República” de 2004 do Tribunal de Contas da União.

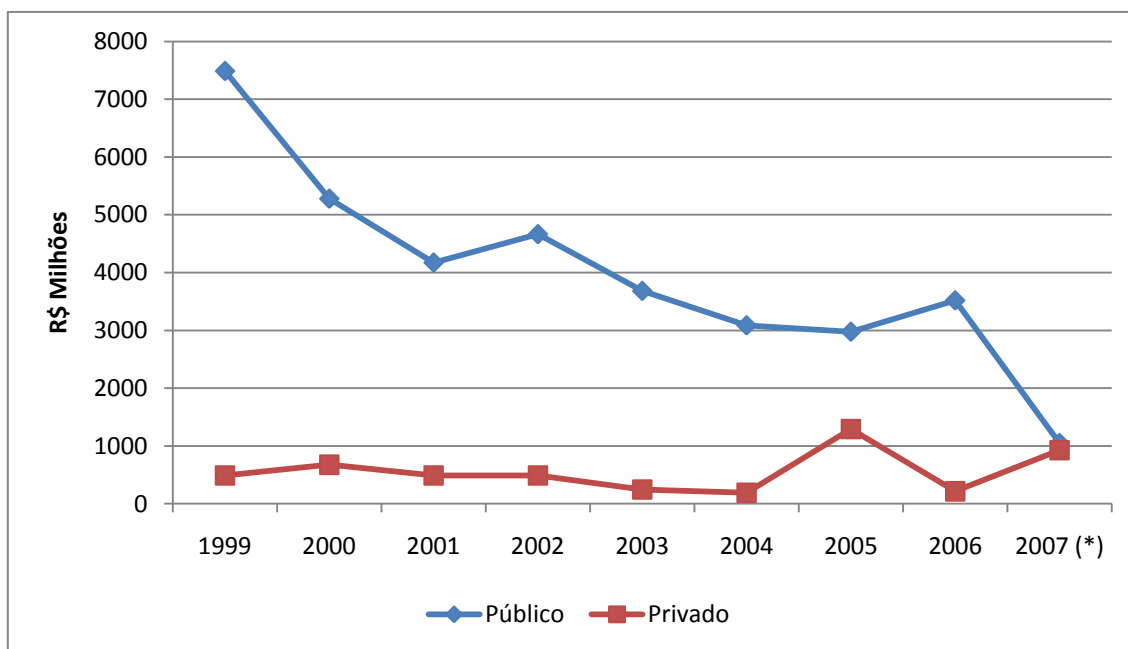


Gráfico 35 - Investimento no Setor de Geração de Energia Elétrica no Brasil

*Apenas estavam disponíveis os dados até julho de 2007. Assim considerou-se que o mesmo ritmo de investimentos se manteria para o resto do ano.

Fonte: até 2004, Tribunal de Contas da União, 2004; 2005 a 2007, ANEEL, em contato por e-mail.

Os picos de investimento privado a partir de 2005 coincidem com o Primeiro Leilão de Energia Nova, cujo primeiro produto teve início de fornecimento em janeiro de 2008. O volume pouco expressivo do setor privado pode ser explicado pelo fato de os dados se tratarem apenas dos agentes de serviço público. O setor privado tem grande relevância entre os autoprodutores e os produtores independentes, como visto no Capítulo 4. O capital privado controla aproximadamente 85% da capacidade instalada de empreendimentos destinados à produção independente e quase a totalidade daqueles destinados à autoprodução. Com os leilões de energia nova realizados nos últimos anos, em que o capital privado teve uma participação expressiva, principalmente nas fontes térmicas, espera-se que o investimento desse setor cresça nos próximos anos.

O principal agente provedor de recursos de longo prazo no setor de energia elétrica tem sido o BNDES. Entre 2003 e junho de 2008, foram aprovados 142 projetos de geração de energia elétrica, com um montante de financiamento de R\$ 21,3 bilhões e investimentos no valor de R\$ 36,2 bilhões. Tal investimento, como pode ser observado na Tabela 20, agregará 15.214 MW de potência instalada ao parque gerador brasileiro (SIFERT FILHO *et al*, 2009).

Tabela 20 - Operações Aprovadas pelo BNDES no Segmento de Geração de Energia Elétrica de 2003 a junho de 2008

Tipo de Empreendimento	Capacidade Instalada (MW)	Nº de Projetos	Financiamento BNDES (R\$ Mil)	Investimento Previsto (R\$ Mil)
Hidrelétricas	11.130	37	13.676.117	23.673.936
Termelétricas	1.549	4	1.136.838	3.226.910
PCH	1.346	67	3.905.156	5.720.307
Biomassa	955	30	1.985.152	2.536.246
Eólicas	234	4	621.500	1.039.308
TOTAL	15.214	142	21.324.763	36.196.707

Fonte: Siffert Filho *et al*, 2009

O Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) também tem desempenhado papel importante na ampliação do parque gerador brasileiro. O PAC é um plano do Governo Lula, que prevê, para o período de 2007 a 2010, R\$ 503,9 bilhões em investimentos para o setor de infra-estrutura. Desse total, R\$ 58,3 bilhões seriam para o setor de energia, entre geração, transmissão e distribuição. As principais medidas institucionais adotadas pelo Governo visam a desoneração tributária, a melhoria do ambiente de investimento e o estímulo ao crédito e financiamento.

De todas as usinas contempladas pelo PAC, até o final de 2008, 12% estavam concluídas e 43% estavam com obras em andamento, como mostra a tabela 21.

Tabela 21 - Situação das Usinas do PAC em Fevereiro de 2009

Situação	UHE		UTE		TOTAL	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%
Concluída	2	3%	11	19%	13	12%
Obra em Andamento	24	41%	23	40%	47	42%
A Licitar	26	45%	0	0%	26	23%
Licitada - Obtenção de Licença Prévia (LP)	4	7%	13	22%	17	15%
Licitada - Obtenção de Licença de Instalação (LI)	2	3%	4	7%	6	5%
Leiloadada - LI Emitida	0	0%	3	5%	3	3%
TOTAL	58		54		112	

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Balanço 2 Anos PAC. Disponível em <<http://www.brasil.gov.br/pac/balancos/balanco2anos/>>

As usinas cujas obras estão em andamento, quando concluídas, vão acrescentar 15.924 MW de capacidade instalada no parque gerador brasileiro, o que representa um acréscimo de cerca de 15% no total da potência do Brasil. A tabela 22 mostra quanto cada tipo de usina agregará.

Tabela 22 - Usinas do PAC com Obras em Andamento em 2009

Tipo de Empreendimento	Iniciada antes de 2007		Iniciada em 2007		Iniciada em 2008	
	Quantidade	MW	Quantidade	MW	Quantidade	MW
UHE	7	2.277	15	2.775	4	6.865
UTE	7	688	16	1.373	10	1.900
PCH	0	0	0	0	3	46
TOTAL	14	2.965	31	4.148	17	8.811

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Balanço 2 Anos PAC. Disponível em <<http://www.brasil.gov.br/pac/balancos/balanco2anos/>>

Portanto, de modo geral, o setor de geração de energia elétrica tem recebido significativos investimentos. É possível afirmar também que estes investimentos tiveram um aumento desde 1990, especialmente a partir da década de 2000. Deve ser ressaltado, no entanto, que o papel do governo tem sido bastante expressivo, tanto por meio de investimentos diretos das empresas estatais no setor, quanto por meio de incentivos ao capital privado. A seguir, são analisados os investimentos nos diferentes tipos de energia.

6.1.1 Empreendimentos de Energia Hidrelétrica

A potência instalada de empreendimentos de fonte hidrelétrica cresceu aproximadamente 70% entre 1990 e 2008, como pode ser visto no gráfico 36.

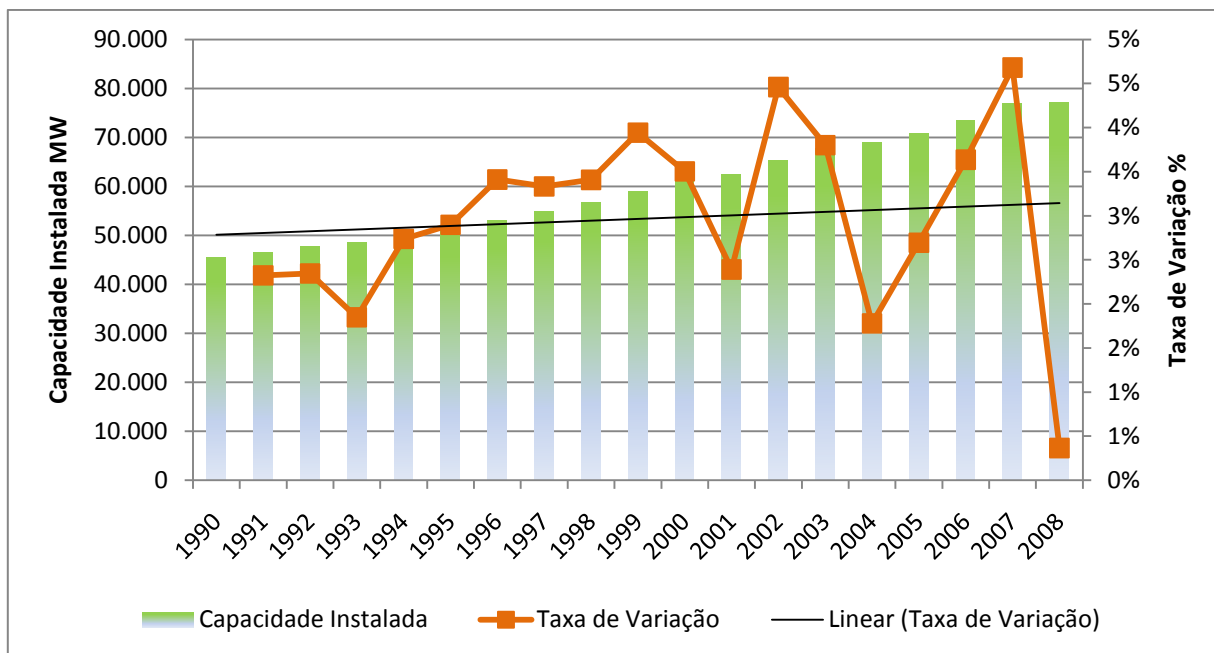


Gráfico 36 - Evolução da Potência Instalada de Fontes Hidrelétricas

Fonte: Ipeadata e Atlas de Energia 3ª Edição, publicado pela ANEEL.

A taxa de variação desse tipo de fonte apresentou constantes aumentos até 1999, quando se tornaram mais instáveis, com picos em 2002 e 2007. A elevação da taxa de variação em 2002, mais uma vez, é uma consequência do investimento em energia logo após a crise de abastecimento de 2001. Já o crescimento de 2007 pode ser explicado, em parte, pelos investimentos no primeiro leilão de energia, que teve o início de suprimento em janeiro de 2008.

O aumento do parque gerador de fonte hídrica, portanto, de maneira geral, não apresentou uma tendência clara de aceleração no período analisado. Em 2008, por exemplo, essa taxa foi de apenas 0,37%. Porém, deve ser ressaltado que não há nenhum período crítico de estagnação, apesar de o ritmo de crescimento não ter se mantido estável.

Além disso, o modelo adotado no início da reforma institucional não pareceu oferecer grandes incentivos ao investimento. Pela Lei nº 9.074, de 1995, as usinas hidrelétricas de potência superior a 1.000 kW destinadas à produção independente ou a execução de serviço público e aquelas com potência superior a 10.000 kW destinada à autoprodução devem ser objeto de concessão precedida de licitação. A partir da Lei nº 9.648, de 1998, que estabeleceu os critérios de julgamento da licitação de concessão de

serviços públicos, o governo passou a licitar os novos projetos de usinas hidrelétricas pela maior oferta pelo uso do bem público. Com esse formato de leilão, o governo pretendia extrair a maior renda, porém não alocava de forma eficiente os excedentes do consumidor e do produtor.

Com a instituição da livre negociação entre os agentes pela Lei nº 9.648, de 1998, esperava-se, não só a redução dos preços, como também o incentivo aos investimentos. No entanto, a abertura do mercado por si só não foi o suficiente para estimular de forma determinante a construção de novas usinas. A incerteza quanto à nova regulação reduziu os investimentos e, além disso, era de interesse das empresas já estabelecidas que a oferta não se expandisse de tal maneira que pudesse reduzir o preço (REGO, 2007).

Dessa forma, apenas a liberalização da negociação entre os agentes não fez com que se proliferassem usinas hidrelétricas. A título de comparação, nas décadas de 1960 e 1970, o crescimento médio da capacidade instalada foi de 11% ao ano, liderado pelos investimentos estatais. Obviamente que ao longo do tempo as taxas de crescimento tendem a cair, devido à saturação do desenvolvimento do potencial hídrico. Não é o caso do Brasil, no entanto, que só tem aproveitado 30% desse potencial atualmente.

Porém, com a nova regulação de 2004, que criou os leilões de energia nova, a expectativa é que o parque gerador de energia hidrelétrica continue crescendo. Como já exposto nos capítulos 4 e 5, nos leilões de energia nova, o critério das licitações para a outorga de concessão é o menor preço da tarifa no ACR. Como resultado desses leilões, doze novas usinas hidrelétricas serão construídas. As novas outorgas e seus respectivos investimentos estimados pela ANEEL encontram-se na tabela 23.

Apenas nas usinas que foram outorgadas nos recentes leilões de energia, espera-se um gasto, até 2013, de R\$ 24 bilhões e um acréscimo de mais de 10% na capacidade instalada desse tipo de fonte.

Tabela 23 - Investimentos Previstos para as Usinas com Novas Outorgas dos Leilões de Energia Nova - 2009

UHE	Capacidade Instalada (MW)	Investimento R\$ Milhões	Início da Operação
Baguari	140	487,52	2010
Foz do Rio Claro	68,4	281,03	2010
Passo São João	77	267,60	2010
Paulistas	52,5	321,91	2010
Retiro Baixo	82	262,42	2010
São José	51	208,99	2010
Simplício	333,7	1.441,00	2010
Dardanelos	261	574,11	2011
Maua	361,1	882,85	2011
Santo Antônio	3150	9.495,38	2012
Jirau	3300	8.699,12	2013
Baixo Iguacu	350	1.090,91	2013
TOTAL	8.226,7	24.012,84	

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da CCEE.

Tabela 24 - Usinas “Botox” que Iniciaram Construção com os Leilões de Energia - 2009

UHE	Capacidade Instalada (MW)	Início da Operação
14 de Julho	100	2009
Castro Alves	130	2008
São Domingos	48	2012
Foz do Chapecó	855	2012
Serra do Facão	210	2012
Estreito	1.087	2012
São Salvador	243	2011
Salto Pilão	182,3	2011
TOTAL	2.855,3	

Fonte: Elaboração própria com dados da CCEE.

Além das usinas com novas outorgas, os leilões também possibilitaram algumas das chamadas usinas “botox”, que são aquelas que já tinham outorga de concessão, cedida anteriormente a 2004, pelo critério de maior oferta pelo uso do bem público, mas não tinham contrato de venda de energia. Muitas dessas usinas ainda não haviam sido construídas. A garantia de contratos futuros de venda de energia e o financiamento pelo BNDES facilitaram as construções. A tabela 24 mostra essas usinas e suas potências.

No entanto, é necessário ressaltar que muitos projetos de fonte hídrica têm encontrado obstáculos ambientais para sua concretização. Exemplo disso é o primeiro leilão de energia nova, que pretendia licitar doze usinas, totalizando 2.828 MW, das quais apenas sete foram efetivamente a leilão, com um total de potência de 776 MW. Todas as usinas excluídas tiveram problemas de ordem ambiental. Duas delas (Dardanelos e Mauá) foram ofertadas em leilões posteriores e foram arrematadas. Outras duas (Cambuci e Barra do Pomba), que não conseguiram a licença prévia ambiental a tempo de participar do primeiro leilão, conseguiram participar de outros três leilões posteriormente, porém não houve interesse nos empreendimentos devido também a problemas ambientais, que representavam maior custo e risco para os agentes.

Nos leilões de energia nova, os investimentos têm sido realizados tanto por agentes públicos quanto privados. No primeiro leilão de energia nova, dos sete empreendimentos ofertados, três ficaram com empresas estatais, três com empresas privadas e o outro com um consórcio. Os empreendimentos que ficaram apenas com empresas estatais representaram 58% da capacidade instalada total do leilão. De todas as novas outorgas dos leilões, o governo federal detém 40% da capacidade instalada, o capital privado 52%, e o restante é do governo de Minas Gerais e do Paraná.

Entre as empresas privadas, destaca-se a Neoenergia, que arrematou uma empresa sozinha e participa de dois consórcios, totalizando uma capacidade instalada de 554,5 MW dos novos empreendimentos. A empresa privada que detém maior capacidade instalada das novas outorgas é a Suez, que possui 50,1% da UHE Jirau e, portanto, 1.653 MW.

Ressaltam-se também as parcerias entre as empresas públicas e privadas para a construção de novas usinas. No 1º e 3º leilões de energia nova participaram consórcios de empresas públicas e privadas. As empresas públicas também participaram dos leilões dos

empreendimentos de Rio Madeira por meio de consórcios. O leilão da UHE Santo Antônio teve como vencedor o Consórcio Madeira Energia que tem como dois de seus participantes Furnas e Cemig. No leilão da UHE Jirau participam do consórcio vencedor a Eletrosul e a Chesf. As tabelas 25 e 26 mostram os empreendimentos de empresas públicas federais e em parceria com agentes privados.

Tabela 25 - UHEs de Empresas Públicas Federais Previstas para Entrar em Operação - 2009

Empresa	UHE	MW	Operação Comercial	Classificação
Eletrosul	Passo São João	77	nov/09	Leilão 2005
	Barra do Chapéu	15	ago/10	Autorização
Furnas	Simplício	334	jul/10	Leilão 2005
	Batalha	53	fev/11	Autorização

Fonte: Eletrobrás, Relatório Anual 2008.

Tabela 26 - Principais Participações das Empresas Públicas em Usinas Hidrelétricas em Construção - 2009

Empresa	UHE	Participação (%)	MW	Operação Comercial	Classificação
Chesf/Eletronorte	Dardanelos	24,5/24,5	261	jan/10	Leilão 2006
Chesf/Eletrosul	Jirau	20/20	3.300	jan/13	Leilão 2008
Eletrosul	Mauá	49	362	abr/11	Leilão 2006
	Baguari	14	140	set/09	Leilão 2005
Furnas	Retiro Baixo	49	82	jan/10	Leilão 2005
	Fóz do Chapecó	40	885	ago/10	Concessão
	Serra do Facão	49	210	out/10	Concessão
	Santo Antônio	39	3.150	mai/12	Leilão 2007

Fonte: Eletrobrás, Relatório Anual 2008.

Segunda a EPE³⁶, o potencial hidráulico ainda não aproveitado no Brasil é de 126.000 MW, não incluindo o potencial estimado a partir de cálculos teóricos. Desse total, 70% está localizado nas bacias Amazonas e Tocantins/Araguaia, bacias com grandes áreas de proteção ambiental e terras indígenas. Ainda segunda essa empresa, a maior parte do

³⁶ Plano Nacional de Energia 2030, disponível em: <http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_3.pdf>. Acesso em: 17 de jul. de 2009.

potencial do Sudeste e Nordeste já foi explorado enquanto as regiões Norte e Centro-Oeste concentram a maioria do potencial a explorar. A figura 12 mostra o nível de aproveitamento das bacias brasileiras.

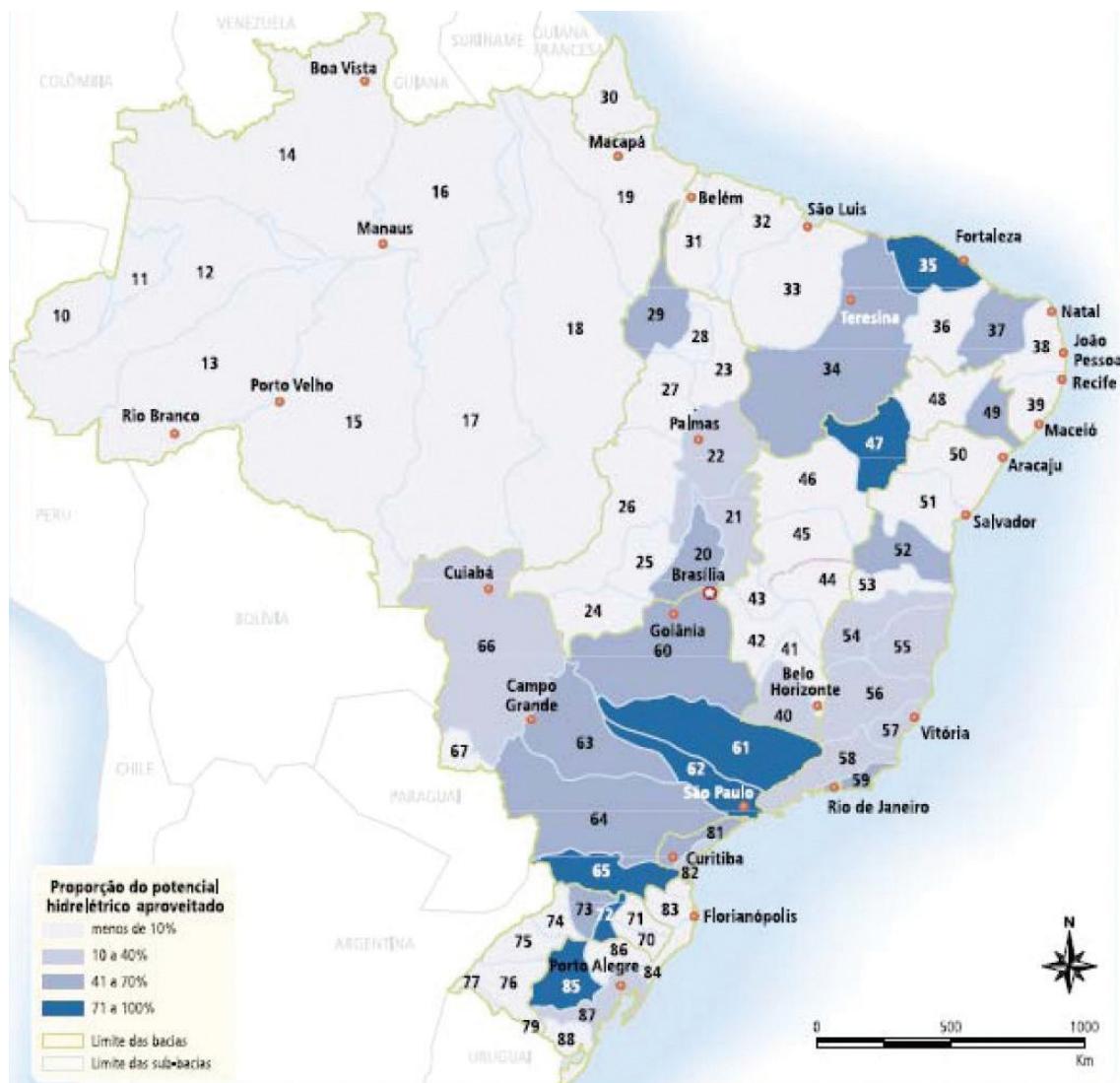


Figura 12 - Taxa de aproveitamento do potencial hidrelétrico por sub-bacia da ANEEL (situação em março de 2003)

Fonte: EPE, 2008 apud ANEEL, 2006.

É possível notar, portanto, que as regiões que concentram o maior nível de aproveitamento hidrelétrico são as mais desenvolvidas economicamente e, conseqüentemente, também as que apresentam maior consumo de energia elétrica, como será visto mais adiante.

6.1.2 Empreendimentos de Energia Térmica

A capacidade instalada de energia termelétrica quase quadruplicou de 1990 até 2008. O gráfico 37 mostra a evolução da capacidade instalada e do crescimento nesse período.

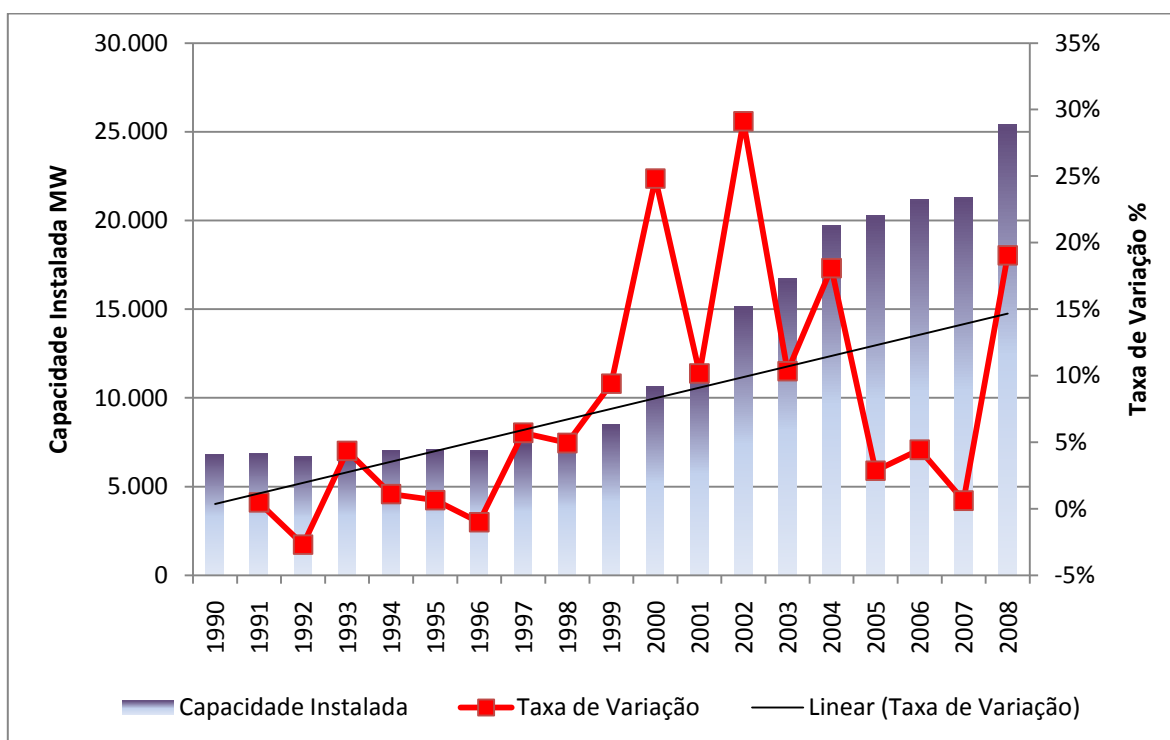


Gráfico 37 - Evolução da Capacidade Instalada de Fonte de Energia Termelétrica

Fonte: Ipeadata e Atlas de Energia 3ª Edição, publicado pela ANEEL.

A capacidade instalada da fonte termelétrica cresceu de forma impressionante ao longo das últimas duas décadas. Os maiores picos, como já mencionado, foram em 2000 e 2002, por causa da crise de abastecimento. Nota-se também um pico em 2008, quando foi iniciado o fornecimento de energia vendido no primeiro leilão de energia nova.

As usinas térmicas foram bastante beneficiadas pelos leilões de energia nova. No quarto leilão, por exemplo, apenas foi comercializada energia dessa fonte. Em todos os leilões, 70 novas térmicas comercializaram energia, totalizando 13.014 MW de capacidade instalada que será agregada ao parque gerador brasileiro. Isso representa mais da metade do que existe hoje no Brasil dessa fonte e quase 20% a mais do que a capacidade instalada das novas usinas hidrelétricas que participaram desses leilões.

O investimento nesse tipo de fonte é mais pulverizado entre os agentes, até mesmo pelo grande número de empreendimentos. A maior parte das usinas participantes dos leilões, cerca de 95%, é de capital privado. Entre elas, destacam-se a Ellobrás, Genpower, MPX e Cibepar, que juntas, possuem 40% do total de capacidade instalada das novas usinas termelétricas. A Petrobrás é a empresa estatal que detém o maior número de usinas, contabilizando quatro UTEs com o total de 400 MW.

Portanto, a energia térmica apresentou substancial crescimento nas últimas décadas. Os leilões de energia nova foram capazes de atrair diversos investidores privados e a expectativa é que o parque gerador desse tipo de fonte cresça ainda mais até 2012. Soma-se a isso o fato de que as usinas termelétricas têm menos problemas com órgãos ambientais, pois suas instalações não causam impacto tão significativo na fauna e flora locais. No entanto, há diversas críticas a respeito do elevado crescimento da fonte térmica de energia, principalmente em relação às usinas que utilizam combustíveis fósseis, que representaram mais de 90% da capacidade instalada das novas usinas dos leilões. Os críticos afirmam que esse tipo de energia, além de mais cara, não é renovável e, no longo prazo, é mais agressiva ao meio ambiente.

6.1.3 Empreendimentos de Outras Fontes de Energia

Em termos de capacidade instalada, a principal fonte de energia depois da hidrelétrica e da termelétrica é a nuclear, com 2007 MW de capacidade instalada das usinas de Angra 1 e Angra 2, mas esta capacidade instalada não se alterou desde 2000. Há, porém, a expectativa de retomada da construção de Angra 3. Segundo a Eletrobrás, já foi concedida a autorização para a retomada das obras, pela resolução CNPE nº 003 de 25 de junho de 2007. A usina terá 1.350 MW de potência e deverá entrar em operação em novembro de 2014.

Já a energia de fonte eólica é a que tem mais crescido nos últimos anos. De 1992 até 2008 a capacidade instalada desse tipo de fonte foi de praticamente zero para mais de 400 MW. É o que mostra o gráfico 38.

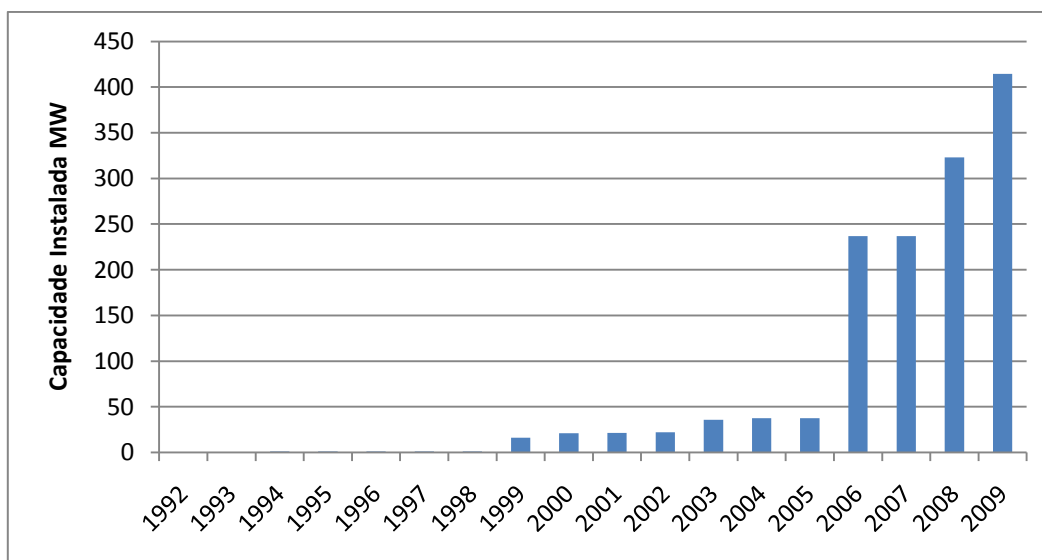


Gráfico 38 - Evolução da Capacidade Instalada de Energia Elétrica de Fonte Eólica

Fonte: Atlas de Energia 3ª Edição, publicado pela ANEEL

Um dos motivos para o crescimento da fonte de energia eólica e também para o de outras fontes de energia renovável foi o Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (PROINFA). Por meio da lei nº 10.438, de 2002, foi instituído o PROINFA, com o objetivo de incentivar a diversificação da matriz energética brasileira. O Programa é coordenado pelo MME e visa à contratação de 3.300 MW de energia do SIN, distribuídos igualmente entre fontes de energia provenientes de PCHs, energia eólica e biomassa.

Com o PROINFA, a Eletrobrás deve celebrar contratos de longo prazo (20 anos) com os empreendedores e é assegurada uma receita mínima de 70% da energia contratada durante o prazo de financiamento do projeto. Além disso, a Eletrobrás deve, ainda, garantir proteção integral quanto à exposição no mercado de curto prazo.

O Programa impulsionou o desenvolvimento, principalmente, de empreendimentos de energia eólica. Na primeira chamada pública, em 2004, o Programa atraiu 6.601 MW em projetos, dos quais 55,76% foram desse tipo de energia. Até o final de 2008, aproximadamente metade da capacidade instalada prevista já estava em operação comercial. A tabela 27 apresenta o número de projetos beneficiados pelo PROINFA.

Tabela 27 - Quantidade de Projetos do PROINFA em 2008

Fonte		Em operação comercial	Em construção	Não iniciada construção	Total	%
PCH	Quant.	40	21	2	63	43,75
	MW	786,44	388,10	16,70	1.191,24	36,10
Biomassa	Quant.	20	1	6	27	18,75
	MW	514,34	36,00	134,90	685,24	20,77
Eólica	Quant.	20	11	23	54	37,50
	MW	371,88	410,00	641,04	1.422,92	43,13
Total	Quant.	80	33	31	144	100
	MW	1.672,66	834,10	792,64	3.299,40	100
%	Quant.	55,56	22,92	21,52		
	MW	50,70	25,28	24,02		

Fonte: Eletrobrás, disponível em <www.mme.gov.br/programas/proinfa>

Em relação à distribuição dos empreendimentos entre as regiões brasileiras, a Região Norte possui apenas empreendimentos de PCH e a Região Centro-Oeste não possui empreendimentos de energia eólica. Os gráficos 39 a 42 mostram a distribuição do total de projetos contratados, incluindo os que estão em construção e os que ainda não iniciaram a construção.

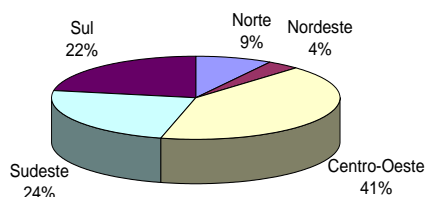


Gráfico 39 - Participação das Regiões do Brasil na Capacidade Instalada (MW) contratada do PROINFA de Projetos de PCHs

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Eletrobrás. Disponível em:

<www.mme.gov.br/programas/proinfa> Acesso em: 4 abr 2009.

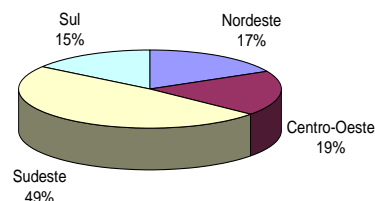


Gráfico 40 - Participação das Regiões do Brasil na Capacidade Instalada (MW) contratada do PROINFA de Projetos de Biomassa

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Eletrobrás. Disponível em:

<www.mme.gov.br/programas/proinfa> Acesso em: 4 abr 2009.

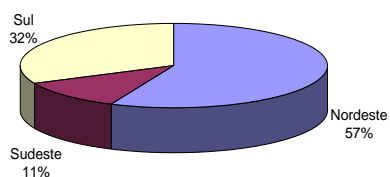


Gráfico 41 - Participação das Regiões do Brasil na Capacidade Instalada (MW) contratada do PROINFA de Projetos de Eólica

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Eletrobrás. Disponível em:

<www.mme.gov.br/programas/proinfa> Acesso em: 4 abr 2009.

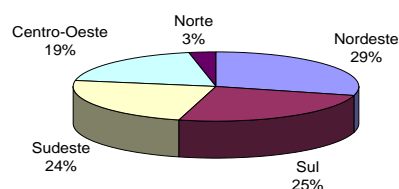


Gráfico 42 - Participação das Regiões do Brasil na Capacidade Instalada (MW) contratada do PROINFA de Todos os Projetos

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Eletrobrás. Disponível em:

<www.mme.gov.br/programas/proinfa> Acesso em: 4 abr 2009.

A Região Nordeste é a que possui maior concentração de projetos do PROINFA em capacidade instalada, principalmente por causa de projetos de energia eólica, cuja maioria encontra-se nessa região.

Outro incentivo para fontes alternativas é o desconto na Tarifa de Uso de Distribuição (TUSD) concedido a esses empreendimentos e a seus clientes, instituído pela Lei nº 10.438 de 2002 e regulamentado pela Resolução ANEEL nº 77 de 2004. PCHs, empreendimentos hidrelétrico com potência instalada no valor igual ou menor a 1 MW e aqueles de fonte solar, eólica, biomassa e co-geração qualificada que injetem no sistema de distribuição e transmissão potência igual ou menor a 30 MW podem ter um desconto de, no mínimo, 50% na tarifa de uso da rede de distribuição ou transmissão.

Por meio desse incentivo, tanto os empreendimentos listados acima quanto os consumidores que adquirem energia dessa fonte tem custos reduzidos. Como já informado anteriormente, o componente de distribuição representa quase 30% da tarifa média. Dessa forma, esse dispositivo, junto com o PROINFA, tem incentivado a construção de empreendimentos de fontes de energia renováveis.

Além disso, está programado para novembro de 2009 o primeiro leilão de energia eólica. Segundo a EPE, foram cadastrados 441 projetos que totalizam 13.341 MW. A maior parte dos projetos, 73%, está localizada no Nordeste. O restante está no Sul (25%) e no Sudeste (2%). Segundo Tolmasquim (*apud* EPE 2009) o grande número de empreendimentos inscritos garantirá a concorrência no leilão e, conseqüentemente, preços mais baixos³⁷. A expectativa é que o preço desse tipo de energia se mantenha em torno de R\$ 200/ MWh³⁸.

As usinas termelétricas de biomassa também têm crescido no país. Existem atualmente 323 usinas movidas a biomassa, que juntas possuem 4.785 MW. A maioria delas, aproximadamente 82%, é movida a bagaço de cana, mas também existem usinas de biogás, de carvão vegetal, de casca de arroz, de licor negro e de resíduos de madeira. Dentre as novas termelétricas que venderam energia nos leilões, treze eram de biomassa, sendo uma de biogás e o restante de bagaço de cana.

Ainda outro incentivo para as fontes alternativas foi o primeiro leilão desses tipos de fontes promovido pela ANEEL em 2007. Apenas puderam participar desse

³⁷ Informe à Imprensa da EPE de 16 de julho de 2009. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20090716_1.pdf> Acesso em: 20 jul. 2009.

³⁸ Segundo Tolmasquim em entrevista à Folha Online. Disponível em: <<http://www1.folha.uol.com.br/folha/dinheiro/ult91u634867.shtml>> Acesso em: 08 out. 2009.

leilão empreendimentos de fontes alternativas, com ou sem outorga. O início de suprimento será em 2010. Participaram dezessete PCHs e dezenove UTEs movidas a biomassa. Porém, apenas seis PCHs e doze termelétricas de biomassa, sendo uma de biomassa de criadouro avícola e o restante de bagaço de cana, negociaram energia, num total de 1.629 GWh por ano. O preço da energia negociada nesse leilão foi cerca de R\$ 135/MWh para PCHs e R\$ 139/MWh para usinas de biomassa.

Outra fonte de energia relativamente nova no país, mas que tem se mostrado promissora é a energia solar. Tal fonte, além de gerar impactos ambientais reduzidos, possui grande disponibilidade de recursos em regiões com incidência solar direta, como é o caso do Nordeste (EPE, 2007). No Brasil, existe apenas uma Central Geradora Solar Fotovoltaica, na cidade de Nova Mamoré – RO, com 20,48 kW de potência, pertencente à Fundação de Amparo à Pesquisa e Extensão Universitária.

O Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), criado em 1994, pelo MME, tem incentivado pequenos projetos de geração fotovoltaica no país, principalmente em comunidades isoladas. Esses projetos atuam em vários tipos de sistema, como bombeamento de água, iluminação pública e atendimento domiciliar (ANEEL, 2003).

6.2 DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA

6.2.1 Perfil da Demanda de Energia Elétrica no Brasil

O consumo de energia elétrica no Brasil cresceu de maneira impressionante no último século. Apenas de 1952 até 2008, o consumo de energia elétrica no Brasil aumentou mais de 46 vezes. Além disso, a participação da eletricidade no consumo total de energia do país evoluiu de 5,5% em 1970 para 16,2% em 2004. Entre as razões para essa mudança podem ser citados a crise do petróleo na década de 70, o crescimento da população e o aumento da industrialização e da urbanização (EPE, 2007). O gráfico 43 mostra a evolução do consumo de energia elétrica no Brasil.

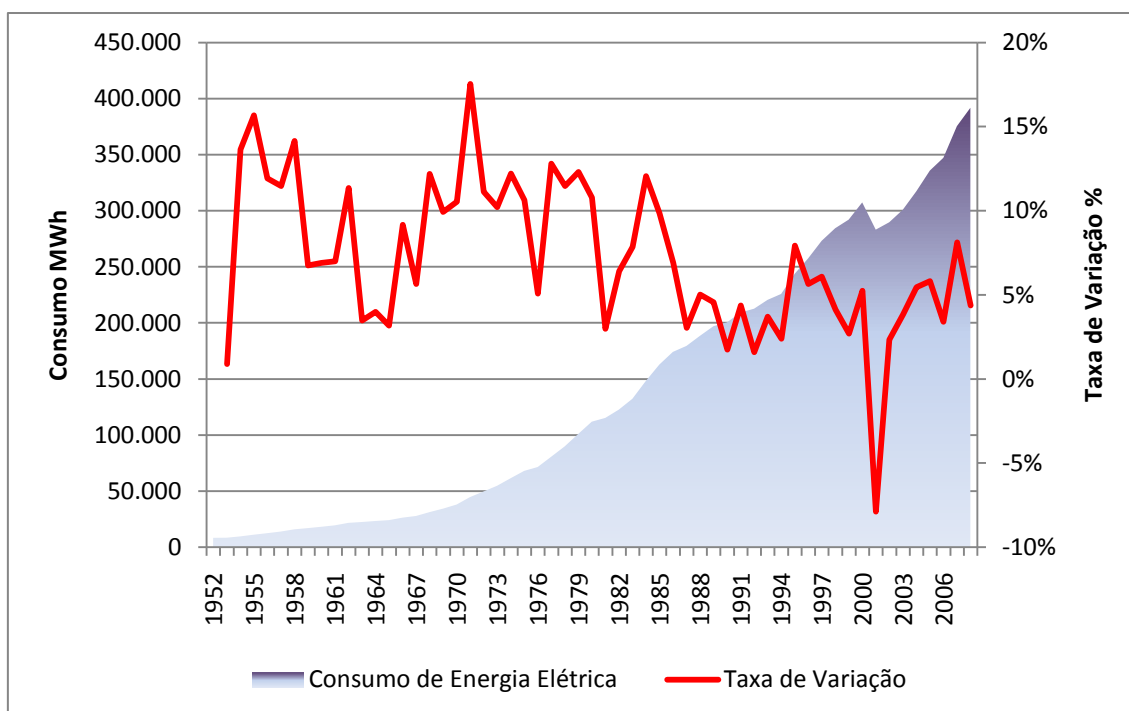


Gráfico 43 - Evolução do Consumo de Energia Elétrica no Brasil de 1952 a 2008

Fonte: Eletrobrás, disponível em <www.ipeadata.gov.br>

Nota-se um aumento acentuado do consumo até o início da década de 1980, quando o Brasil parou de crescer aos níveis elevados da década anterior. A elevação do consumo até esse período reflete também, como já ressaltado, a industrialização do país e a urbanização. É possível também identificar uma significativa queda em 2001, de aproximadamente 8%, período em que o país passou pelo racionamento de energia elétrica devido à escassez de oferta.

O consumo de energia elétrica guarda forte relação com a renda nacional e com a população. Entre 1970 e 2004, o Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro quase quadruplicou, a população dobrou e o consumo de energia elétrica aumentou mais de oito vezes.

Conforme mostra a tabela 28, portanto, que tanto o crescimento da economia pode influenciar o consumo de energia elétrica, como ocorrências no setor de energia elétrica podem impactar a economia. É o caso do racionamento de 2001, que impôs um limite para o crescimento do país naquele período.

Tabela 28 - Indicadores Econômicos e Energia Elétrica no Brasil de 1970 a 2004

Discriminação	1970	1980	1990	2000	2004	Média no período
PIB (R\$ bilhões de 2005)	501	1.145	1.339	1.739	1.895	
Variação entre períodos (% a.a.)	-	7,2	1,9	2,2	2,2	4,0% a.a.
População total (milhões)	93	119	147	171	182	
Variação entre períodos (% a.a.)	-	2,1	2	1,5	1,6	2,0% a.a.
Consumo final de energia elétrica (TWh)(1)	39,7	122,7	210,8	321,2	346,7	
Variação entre períodos (% a.a.)	-	11,9	4	4,6	1,9	6,6% a.a.
Elasticidade-renda	-	1,66	2,47	2,06	0,94	1,68

Nota 1: Exclui o consumo do setor energético.

Fonte: EPE, 2007.

A demanda de energia elétrica no Brasil está concentrada na região Sudeste. O maior consumo nessa região, além de refletir a concentração de habitantes nela, é resultado de padrões históricos de desenvolvimento econômico. Foi também nessa região, juntamente com o Sul e o Nordeste, que as primeiras usinas e redes elétricas foram construídas, como visto no Capítulo 3.

As regiões Sul, Centro-Oeste, Norte e Nordeste vêm ampliando a participação no consumo total nas últimas três décadas. A região Sudeste representava 71% do consumo total brasileiro em 1979 e em 2008 respondia por 54%. Ainda em 1979, o Sul respondia por 12% do consumo total, o Nordeste 13%, o Centro-Oeste 3% e o Norte 2%. Hoje essas regiões correspondem a, respectivamente, 17%, 17%, 6% e 6% do total de energia elétrica consumida no Brasil. O gráfico 44 mostra a evolução da participação do consumo de cada região no consumo total nos últimos trinta anos.

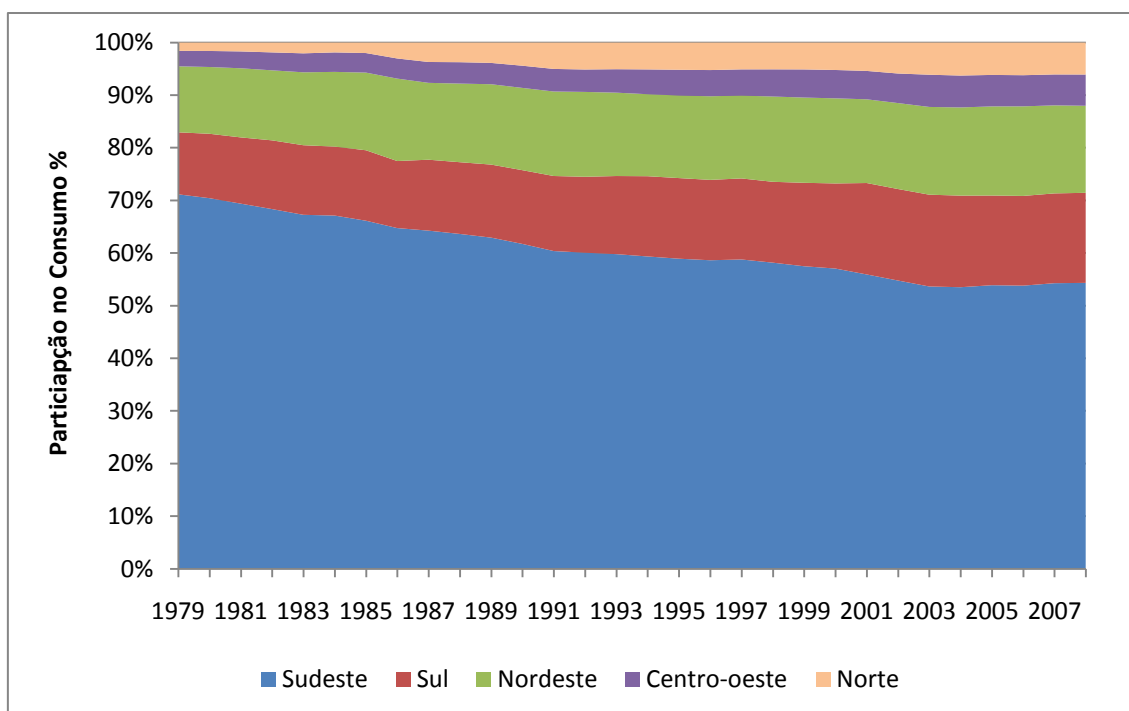


Gráfico 44 - Evolução da Participação das Regiões do Brasil no Consumo de Energia Elétrica

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Eletrobrás, disponível em <www.ipeadata.gov.br>

A evolução da participação das regiões Norte e Centro-Oeste no consumo de energia elétrica do país pode ser explicada, em parte, pelo crescimento mais acelerado da população dessas regiões. Enquanto as populações das regiões Sul, Sudeste e Nordeste cresceram em torno de 20% entre 1992 e 2006, as populações das Regiões Norte e Centro-Oeste cresceram 38% e 37%, respectivamente.

Em relação às classes de consumo, no ano de 2008, a classe Industrial foi a que apresentou maior participação, seguida da Residencial. Os dados utilizados incluem os valores de consumidores livres.

A participação da classe industrial tem caído ao longo das últimas quatro décadas e tem cedido espaço para o aumento da participação da classe residencial. A participação da classe Industrial em 1963, por exemplo, era de 51% e a da Residencial era de 21%. Hoje, essas participações são de 46% e 24% respectivamente. O gráfico 45 mostra a evolução do consumo por classe.

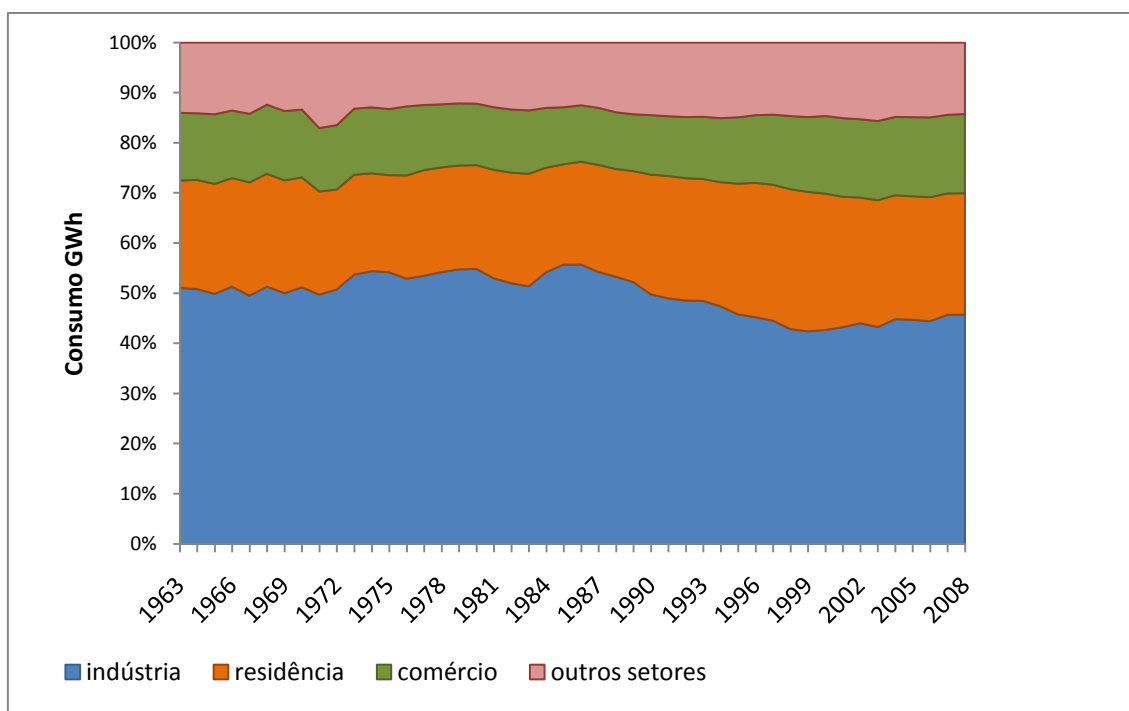


Gráfico 45 - Participação de Cada Classe no Consumo Total de Energia Elétrica de 1963 a 2008

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Eletrobrás, disponível em <www.ipeadata.gov.br>

Uma das razões para o crescimento da participação da Classe residencial e rural são os programas para universalização de energia elétrica, como o Programa Luz para Todos (PLPT) e o Plano de Universalização de Energia Elétrica, estabelecido pela Lei nº 10.438 de 2002 e regulamentado pela Resolução ANEEL nº 223 de 2003. Destaca-se ainda a grande penetração de eletrodomésticos nos lares brasileiros nos últimos anos (EPE, 2007)

6.2.2 Projeção de Energia Elétrica segundo Estimativa da EPE

No Plano Nacional de Energia 2030 (PNE), publicado em 2007, a EPE realizou minucioso estudo sobre a oferta e a demanda de energia no Brasil. No âmbito desse estudo, a empresa realizou detalhada projeção de demanda de energia até 2030, por meio da construção de cenários.

Cabe ressaltar que esse estudo foi realizado no âmbito de uma análise mais abrangente, que visa projetar a demanda de total de energia e também as condições para a oferta desse bem.

Para a estimativa do consumo final de energia, a EPE utilizou dados como taxa de crescimento do PIB, crescimento demográfico, crescimento do comércio mundial,

entre outros. Foram formulados também cenários macroeconômicos e uma projeção do crescimento da população.

A EPE utilizou, como ferramenta de simulação o Modelo Integrado de Planejamento Energético (MIPE), desenvolvido no Programa de Planejamento Energético do Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia (COPPE). Para o caso específico da demanda residencial, foi utilizado o modelo adotado em Achão e Scheffer *et al.* (apud EPE, 2007).

O MIPE está dividido em dois Módulos. O primeiro leva em consideração as variáveis macroeconômicas, como o PIB e o número de domicílios. O segundo módulo é o de demanda de energia, em que se definem as variáveis para cada setor. Para o contexto macroeconômico, são estimados os valores adicionados de cada setor da economia (industrial, segmentado por atividade, e agropecuário), a partir da estimativa de crescimento do PIB para cada cenário.

Para o setor residencial, são utilizadas variáveis demográficas, socioeconômicas e tecnológicas. A demanda residencial de energia é desagregada em (i) iluminação; (ii) conservação de alimentos; (iii) aquecimento de água; (iv) condicionamento de ar; (v) e serviços de gerais, que inclui o uso de diversos eletrodomésticos.

Para a construção do contexto demográfico e de domicílios, a EPE optou por considerar apenas um cenário até 2030. Para isso, foram utilizados estudos do IBGE e consideradas as tendências de algumas variáveis, como crescimento da população, taxa de fecundidade e taxa de urbanização, das últimas décadas. De acordo com as projeções da EPE, a população brasileira crescerá em torno de 29% entre 2005 e 2030, chegando a 238 milhões de habitantes. Tendo em vista o decréscimo da taxa de fecundidade e do crescimento populacional notado desde a década de 1970, o número de domicílios deve crescer mais lentamente. Por outro lado, a urbanização apresenta uma tendência crescente, mas que deve chegar a um nível de saturação até 2030.

Os cenários econômicos foram construídos a partir do ambiente externo e da gestão interna do país de forças e fraquezas. Foram escolhidos três cenários externos. No primeiro, denominado Mundo Uno, o mundo está conectado e as nações consolidam o processo de abertura de mercado. O segundo cenário, chamado de Arquipélago, é caracterizado por relações assimétricas e marcado pela regionalização e construção de blocos econômicos. Por fim, no cenário Ilha, as nações se posicionam de maneira defensiva ao processo de globalização. Para cada um desses cenários, o Brasil pode se comportar de maneira diferente, ou aproveitando as oportunidades, ou se defendendo de

ameaças. O quadro 5 representa os possíveis cenários criados pela EPE a partir dos possíveis ambientes externos e da gestão interna do país.

Mundial	Administração das forças e fraquezas do país: Eficaz	Administração das forças e fraquezas do país: Pouco Eficaz
Mundo Uno	Na crista da onda	Perdendo a onda
Arquipélago	Surfando a marola	Pedalinho
Ilha	Nadando contra a corrente	Náufrago

Quadro 5 - Possíveis Cenários Nacionais Econômicos Futuros

Fonte: EPE, 2007

A EPE elegeu quatro cenários para a análise: Na crista da onda, Surfando a marola, Pedalinho e Náufrago, por entender que estes já representem uma variedade suficientemente rica. O crescimento econômico estimado para cada cenário encontra-se na tabela 29.

Tabela 29 - Comparação entre as Taxas de Crescimento Econômico para os Cenários Nacionais Adotados - 2007

Cenário	2001-2010	2011-2020	2021-2030
Crista da Onda	3,3	4,8	5,7
Surfando a Marola	3,1	3,7	4,5
Pedalinho	3,1	2,5	3,4
Náufrago	2,6	1,5	2,5

Fonte: EPE, 2007.

Para cada um dos setores da economia, a EPE considerou premissas a respeito de seu consumo de energia, de acordo com cada cenário, e estimou o crescimento e participação do valor adicionado de cada um deles. Para o setor residencial, foi projetada a posse de eletrodomésticos das residências em cada cenário econômico.

A EPE considerou ainda a difusão de padrões de eficiência energética. Alguns programas do governo, como o Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica (PROCEL), foram criados para conscientizar indivíduos e empresas no uso eficiente da energia elétrica. O racionamento de 2001, que forçou as residências e empresas a reduzir seu consumo de energia, também contribuiu para uma utilização mais eficiente da energia. Dessa forma, a EPE incorporou, para sua projeção, a

eficiência energética. Nos cenários Crista da Onda e Surfando a Marola, padrões mais eficientes tenderiam a se espalhar de maneira mais rápida.

Assim, considerando todas essas variáveis e os cenários adotados, a EPE estimou as taxas de crescimento para o consumo de energia elétrica no Brasil listadas na tabela 30.

Tabela 30 - Taxas Médias de Crescimento Estimadas do Consumo de Energia Elétrica no Brasil - 2007

Cenário	Crescimento Médio do Consumo (% a.a.)
Crista da Onda	5,1
Surfando a Marola	4,3
Pedalinho	3,9
Náufrago	3,5

Fonte: EPE, 2007.

Dessa forma, considerando tais taxas, a evolução do consumo de energia elétrica até 2030 é apresentada no gráfico 46. O ano base utilizado foi 2008, diferentemente da EPE que usou 2005. Portanto, os valores finais diferiram ligeiramente.

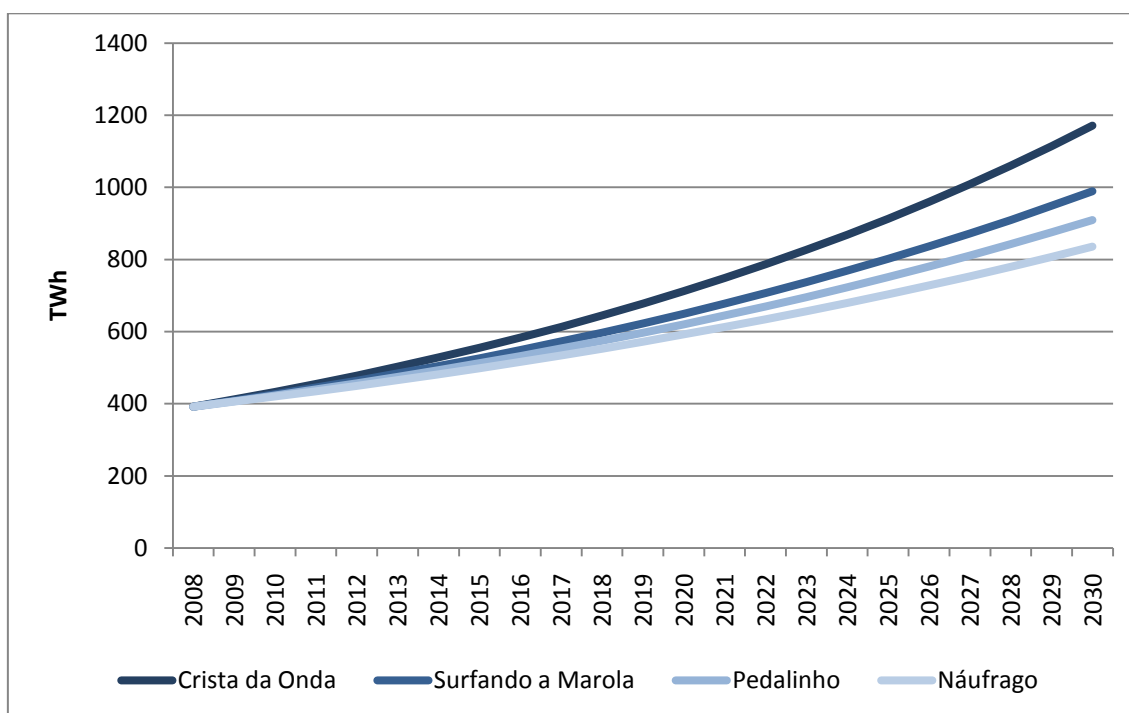


Gráfico 46 - Projeção do Consumo de Energia Elétrica até 2030

Fonte: Adaptada de EPE, 2007 a partir de dados da Eletrobrás. Disponível em <www.ipeadata.gov.br>

A demanda futura de energia, portanto, pode variar entre 835 e 1170 TWh até o ano de 2030. Na seção seguinte são analisados os possíveis cenários para a oferta de energia nesse período.

6.3 OFERTA FUTURA DE ENERGIA ELÉTRICA

Como visto acima, o Brasil possui grande potencial de desenvolvimento de energia elétrica, por meio de diversas fontes. No entanto, é preciso incentivar o investimento e superar barreiras, principalmente ambientais, para a construção de usinas.

Os leilões de energia nova, como visto anteriormente, resultaram na ampliação da oferta de energia, com outorgas de concessão e autorização de usinas, principalmente termelétricas, que devem entrar em operação nos próximos anos. Os leilões também possibilitaram o início da construção de usinas que já possuíam outorgas.

Se for considerada apenas a capacidade agregada desses leilões, tendo como base a garantia física estabelecida pela ANEEL para cada usina, haverá um acréscimo total de 30% na energia gerada no país até 2013. O gráfico 47 mostra a projeção desse aumento, já comparando com os cenários de consumo estimados pela EPE.

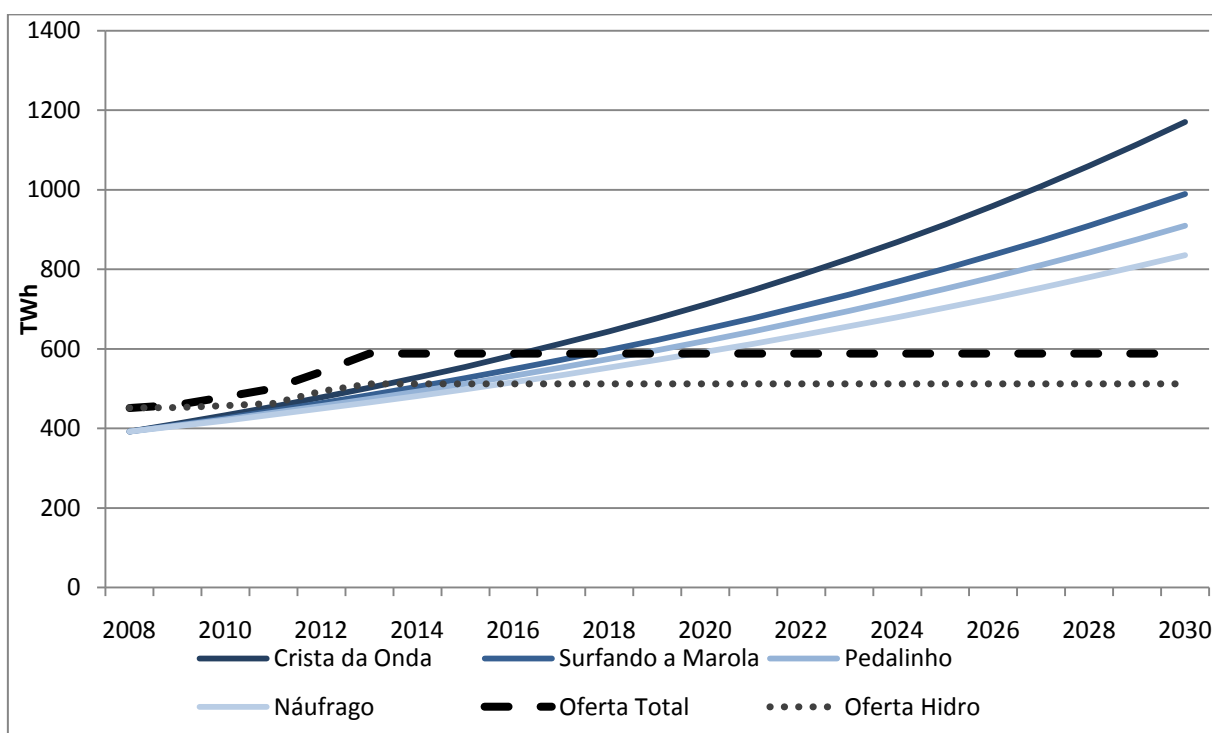


Gráfico 47 - Estimativa de Oferta Futura de Energia Elétrica Estimada com Base nos Leilões de Energia Nova

Fonte: Elaboração Própria com dados da EPE e CCEE.

Dessa forma, considerando apenas a capacidade instalada agregada pelos leilões de energia nova, incluindo também o leilão de fontes alternativas, o parque gerador brasileiro seria capaz de suprir a demanda de energia até 2016, no cenário de maior crescimento, e até 2019 no cenário de menor crescimento.

Nota-se também a importância das térmicas nos leilões. Se fosse considerada apenas a energia agregada pelas fontes hídricas, a oferta de energia deixaria de cobrir o cenário de maior crescimento em 2013 e o de menor crescimento em 2015. É importante destacar, porém, que a produção de energia de usinas térmicas depende da disponibilidade de seus combustíveis no futuro, principalmente aquelas movidas a combustíveis fósseis.

Portanto, as usinas que foram resultado dos leilões de energia nova são capazes de cobrir um horizonte bastante curto de tempo. Na melhor das hipóteses, o parque gerador brasileiro com a capacidade agregada por essas novas usinas só é capaz de atender a demanda de no máximo dez anos.

Além disso, a fonte hídrica, que tem contratos de quantidade, apenas cobre um horizonte de, no máximo, sete anos. As usinas termelétricas têm contrato de disponibilidade e, portanto, não é esperado que estas usinas gerem toda a sua garantia física. No modelo atual, como já ressaltado, as térmicas funcionam como reservas das hidrelétricas e a expectativa é que elas apenas funcionem em períodos de estiagem em que os níveis dos reservatórios das hidrelétricas estão baixos. A projeção acima considera um cenário em que as termelétricas geram toda a sua garantia física, o que não é o cenário buscado pelo atual modelo.³⁹

Para que as termelétricas continuem funcionando apenas quando necessário, é preciso, portanto, que novas usinas hidrelétricas sejam licitadas em até dois anos, visto que o tempo médio de construção desse tipo de usina é de cinco anos.

É possível supor, no entanto, que o parque gerador brasileiro crescerá além da capacidade instalada agregada nos leilões já realizados. Outros leilões de energia nova estão sendo programados para o futuro, inclusive o de grandes empreendimentos. A Usina de Belo Monte, por exemplo, cujo leilão está previsto para acontecer até o final de 2009, poderá agregar cerca de 8% à oferta de energia do país. Há também a retomada

³⁹ É importante ressaltar, no entanto, que, com as novas descobertas de petróleo pelo Brasil, como a camada pré-sal, as termelétricas podem a vir desempenhar um papel mais central na produção de energia elétrica brasileira.

do projeto de Angra 3, que está prevista para entrar em operação em 2014, agregando 2,3% à oferta de energia elétrica.

Além disso, segundo dados do Banco de Informação de Geração da ANEEL, existem hoje, 63 PCHs sendo construídas, excluídas as que comercializaram energia nos leilões. Esses novos empreendimentos, quando prontos, agregarão quase 1.000 MW de potência. Estão em construção também 9 UHEs e 48 UTEs, excluídas as que comercializaram energia nos leilões, que agregarão 680 MW e 3.000 MW, respectivamente, quando concluídas. Ainda existem 13 usinas eólicas em construção, com capacidade total de 441 MW. Todas essas usinas em construção, quando concluídas, poderão agregar cerca de 27.700 GWh por ano, o que representa 5,7% do total de energia consumida em 2008.

Portanto, considerando as usinas em construção, a usina de Belo Monte e Angra 3, o aumento de capacidade instalada no parque gerador será de 17.464 MW e o acréscimo de energia aproximadamente 73.347 GWh por ano. Somado às usinas provenientes dos leilões de energia nova, serão 42.272 MW de capacidade instalada e 210.115 GWh de energia adicionais. Esses valores representam 40% da capacidade instalada do Brasil e 54% do consumo de energia em 2008. Apesar de, em termos absolutos, ser bastante significativa, tal capacidade instalada adicional não será suficiente para suprir o consumo de energia elétrica até 2030, como demonstrado no gráfico 48.

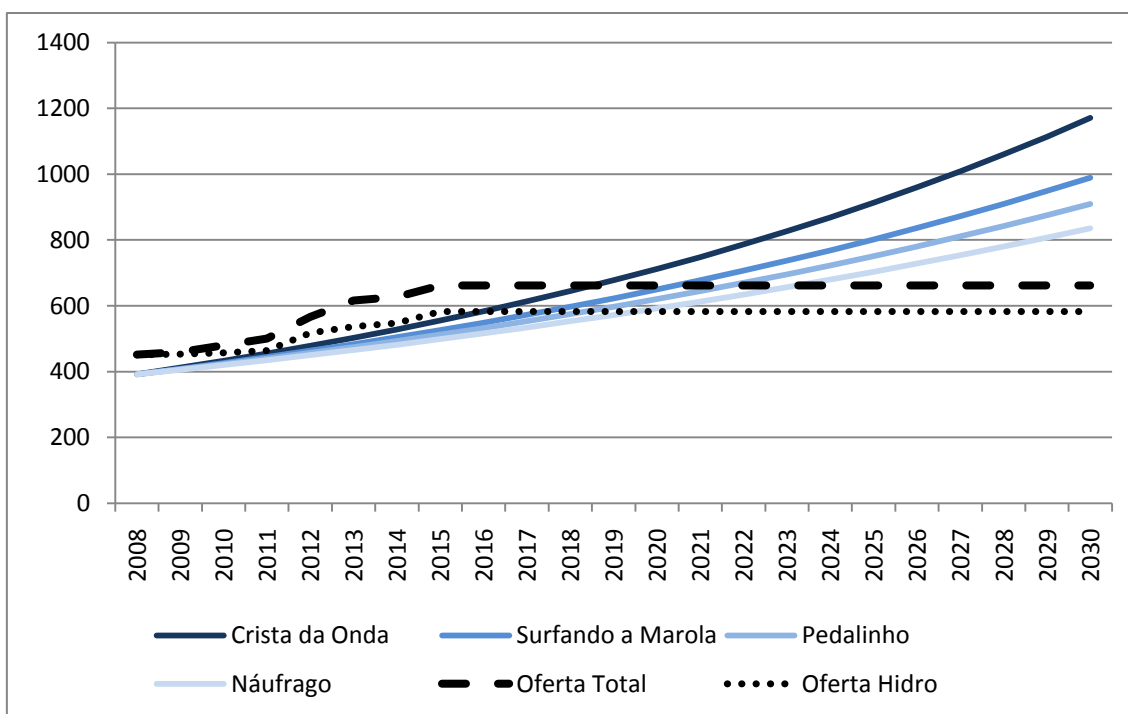


Gráfico 48 - Estimativa de Oferta Futura de Energia Elétrica Considerando Usinas dos Leilões de Energia Nova, Belo Monte e Outras Usinas em Construção

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da CCEE, ANEEL e EPE.

Como pode ser notado, considerando os novos empreendimentos de fonte hídrica e térmica dos leilões de energia nova, os outros empreendimentos em construção e as usinas de Angra 3, cujas obras serão retomadas, e a usina de Belo Monte, com leilão previsto ainda para 2009, a oferta de energia é capaz de suprir o consumo até 2018 no cenário de maior crescimento econômico e até 2023 no cenário de menor crescimento.

Ademais, os empreendimentos de fontes hídricas, que tem contrato de quantidade, são capazes de suprir a demanda até 2020, no cenário de menor crescimento econômico. Portanto, para os próximos anos é preciso que os investimentos em energia elétrica continuem sendo incentivados.

Na verdade, seria necessário desenvolver todo o aproveitamento hídrico restante e, mesmo se isso for possível de ser realizado até 2030, não seria suficiente para suprir a demanda de energia do cenário de maior crescimento. É o que mostra o gráfico 49.

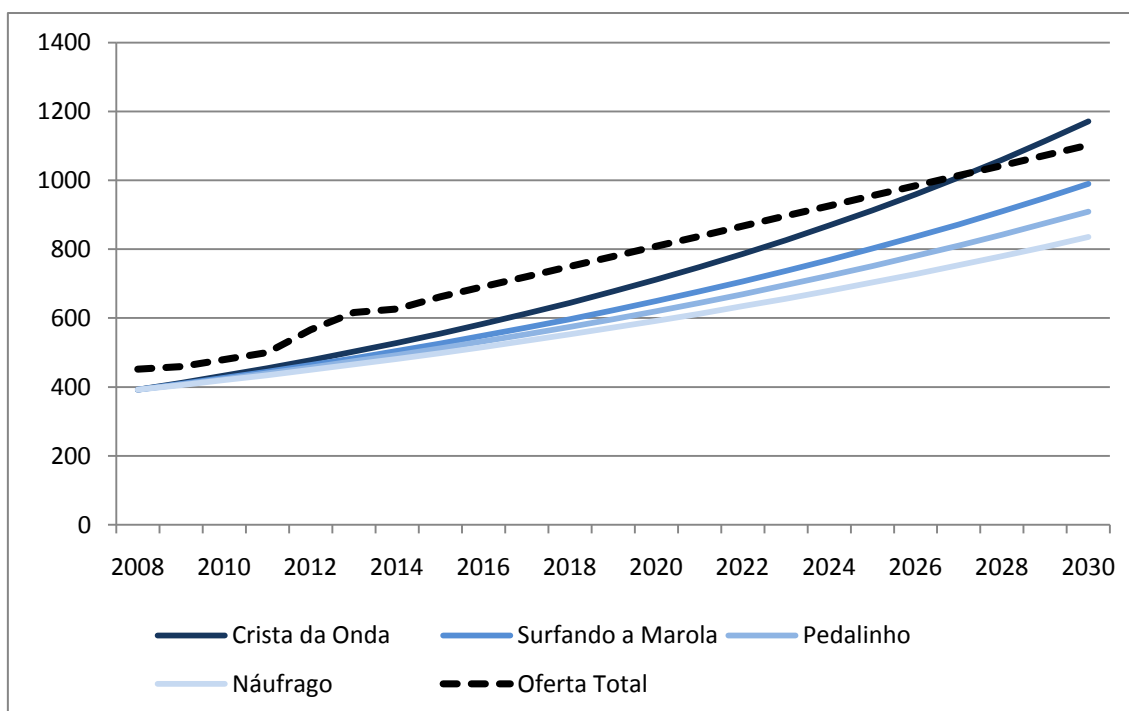


Gráfico 49 - Estimativa de Oferta Futura de Energia Elétrica Considerando Usinas dos Leilões de Energia Nova, Belo Monte, Outras Usinas em Construção e o Desenvolvimento do Restante do Aproveitamento Hídrico Brasileiro

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL, CCEE e EPE.

Assim, se todo o potencial hidrelétrico do país for desenvolvido até 2030 e se todas as usinas dos leilões, em construção e as grandes obras previstas forem concluídas dentro do prazo, a capacidade instalada do Brasil só consegue suprir um crescimento da demanda de até 4,5% ao ano.

Portanto, com os investimentos atuais e aqueles previstos para os próximos anos, a oferta de energia só é suficiente, no máximo, até 2023. É necessária, assim, a continuidade dos investimentos, não só em fontes hídricas, como também em outras fontes, principalmente as renováveis.

6.4 SÍNTESE CONCLUSIVA

Os investimentos em geração de energia elétrica têm sido constantes ao longo dos últimos vinte anos, tanto do setor público quanto do setor privado. O início da liberalização do setor e a concorrência estabelecida não ofereceram grandes incentivos para os investimentos pelo setor privado. Porém, os leilões de energia nova e outras ações do governo, como o PAC e o PROINFA têm incentivado o investimento privado.

Outra medida que tem atraído o capital privado é o estabelecimento de parcerias com empresas públicas. Essas parcerias puderam ser observadas nos leilões de energia nova em que foram ofertadas novas outorgas de hidrelétricas, inclusive nos grandes empreendimentos do Rio Madeira.

Contudo, os leilões têm tido mais sucesso em atrair usinas termelétricas do que em outorgar concessões de hidrelétricas, que sempre foram a base da matriz de energia elétrica brasileira. Os projetos de usinas hidrelétricas têm enfrentado problemas com órgãos ambientais, que muitas vezes impedem a construção de novas usinas. Desse modo, a capacidade instalada das termelétricas tem crescido de forma significativa, gerando várias críticas a respeito de seu custo econômico e ambiental para a sociedade.

Conclui-se, portanto, que não basta apenas introduzir a concorrência nesse setor. É necessário também prover um ambiente institucional seguro e criar mecanismos que incentivem o investimento privado. Nesse sentido, os leilões de energia elétrica tiveram mais sucesso do que a livre negociação entre os agentes.

Os investimentos advindos dos leilões de energia nova, quando comparados à projeção de demanda da EPE, podem suprir a demanda por energia elétrica, no máximo, por mais dez anos. Se consideradas somente os empreendimentos de fontes hídricas, esse horizonte cai para seis anos.

Pode-se agregar a esta capacidade usinas de fonte termelétrica, hidrelétrica e eólica em construção, que não são resultado dos leilões, a UHE Belo Monte, cujo leilão está previsto ainda para 2009 e Angra 3, cujas obras foram retomadas. Com essa capacidade a mais, a capacidade de oferta se igualaria à demanda em, no máximo, quatorze anos. Lembrando, porém, que no modelo atual as térmicas apenas são utilizadas em períodos em que os reservatórios das hidrelétricas estão com níveis baixos, a fonte hídrica só seria capaz de cobrir a oferta pelos próximos dez anos.

Portanto, é necessário um estímulo contínuo para o investimento no setor de geração de energia elétrica. Novas outorgas de concessão de hidrelétricas precisam ser licitadas nos próximos anos. Tendo em vista que o tempo médio de construção de uma hidrelétrica é de cinco anos, considerando apenas as obras em curso, seria necessário licitar novas usinas nos próximos doze meses.

Além disso, mesmo se o país for capaz de ultrapassar todos os obstáculos ambientais e desenvolver o restante de seu potencial hídrico, essa oferta não cobrirá

uma demanda que cresça mais de 4,5% ao ano, em média. Por isso, é necessário também incentivar outras fontes de energia, principalmente as renováveis.

7 CONCLUSÃO

Várias linhas de pensamento concordam que a concorrência em um mercado é benéfica, trazendo preços mais baixos, mais qualidade e maiores investimentos e inovações. A teoria microeconômica clássica demonstra que mercados em que existe concorrência perfeita, quando em equilíbrio, são mais eficientes que outras estruturas de mercado, como o monopólio e o oligopólio.

Contudo, poucos mercados se aproximam do ideal de concorrência perfeita. Muitos apresentam externalidades e falhas de mercado que fazem com que seu funcionamento não seja tão eficiente. Nesse sentido, a regulação econômica recente busca aproximar os mercados de um modelo de concorrência, ou, pelo menos, buscar uma estrutura que os torne mais eficientes.

Os mercados que constituem o setor elétrico são exemplos de ambientes que, em muitos casos, podem não operar eficientemente, caso não haja algum tipo de regulação. O fato de todas as partes da cadeia de produção – desde a geração até o consumo pelo cliente final – acontecerem simultaneamente requer uma coordenação e planejamento por parte de um órgão central. Somam-se a isso elevadas barreiras à entrada em todos os segmentos, custos irrecuperáveis e expressivas externalidades e tem-se mercados extremamente complexos, em que, em alguns casos, a concorrência é possível, mas deve vir acompanhada de regulação e planejamento.

O setor elétrico brasileiro já passou por diversos modelos institucionais, desde a total falta de controle estatal até a completa tomada pelo Estado. Inicialmente, havia somente pequenas empresas locais verticalizadas, ou seja, atuando em toda a cadeia de energia elétrica. Empresas estrangeiras começaram a atuar no setor e em poucas décadas passaram a dominar o mercado de energia elétrica dos principais centros econômicos do país, com pouco controle por parte do Estado.

A promulgação do Código de Águas em 1934 marcou o início de uma maior regulação estatal do setor. Essa norma previa o domínio do Estado sobre o aproveitamento hídrico, a fiscalização das empresas e regras para sua remuneração. A partir daí, o investimento das empresas estrangeiras no setor passou a ser menor e elas alegavam como causa a falta de incentivos das novas regras.

O Estado então, a partir da década de 1950, passou a investir diretamente no setor, criando empresas em todos os segmentos, principalmente no de geração. Foi criada também a Eletrobrás, empresa responsável pelo planejamento do setor elétrico. Nas décadas de 1960 e 1970, a capacidade instalada de geração de energia elétrica cresceu a uma taxa média de 11% ao ano e a maior parte das grandes usinas hidrelétricas brasileiras foram construídas ou iniciaram suas construções nessa época.

A década de 1980, porém, chegou com uma séria crise econômica e o setor elétrico passou a ser utilizado como meio de política econômica. As tarifas perderam seu valor real e as empresas não conseguiam empréstimos para investimento. Desencadeou-se uma crise no setor, com elevada inadimplência e perda de eficiência das empresas.

A solução para tal crise veio com a onda liberal dos anos 1980. Diversos países, principalmente Estados Unidos e Inglaterra, fizeram profundas reformas em seus setores

elétricos, privatizando e introduzindo a concorrência no setor. No Brasil, as privatizações iniciaram ainda na década de 1990, como forma de buscar mais eficiência para o setor por meio do capital privado e também de cobrir o déficit fiscal do governo.

Além disso, a reforma do setor elétrico previa a introdução da concorrência no setor de geração e comercialização, mercados em que se julgava que a concorrência era economicamente viável. Os setores de transmissão e distribuição seriam mantidos como monopólios naturais e a concorrência se daria pelo mercado, ou seja, no ato do leilão de outorga da concessão.

Foi criada a figura do consumidor livre, que poderia escolher livremente seu fornecedor de energia. Inicialmente, seriam apenas grandes consumidores, mas gradualmente deveria incluir outros clientes, inclusive residenciais. As distribuidoras também podiam negociar livremente a compra de energia para o atendimento de seus consumidores, estabelecendo contratos bilaterais com as geradoras.

No entanto, as privatizações ocorreram de forma acelerada e antes do estabelecimento de um marco regulatório. A incerteza em relação às novas regras fez com que os agentes adiassem seus investimentos. Ademais, os contratos bilaterais não forneciam muitos incentivos para a busca de preços mais baixos por parte das distribuidoras, já que elas podiam repassar para a tarifa final quase a totalidade dos seus custos de compra de energia. Outro problema é que as empresas já estabelecidas não tinham interesse na expansão da capacidade instalada, já que o aumento da oferta poderia ter como resultado a redução dos preços.

A falta de investimentos culminou na crise de abastecimento de 2001. Houve racionamento de energia em diversas regiões do Brasil e o consumo nesse ano caiu 8% em relação ao ano anterior. O governo tentou construir usinas termelétricas para conter a crise, mas as novas usinas não foram suficientes. Mesmo assim, o crescimento da capacidade instalada de fonte termelétrica cresceu expressivamente nesse período.

A partir da crise de abastecimento de 2001, as privatizações foram interrompidas e foi realizada uma nova reforma no setor. A concorrência foi mantida no mercado de geração de energia elétrica, porém foram criados mecanismos que facilitavam uma maior intervenção estatal.

Uma das principais mudanças foi a criação de leilões de energia elétrica. As distribuidoras, a partir de 2004, só poderiam adquirir energia por meio desses leilões.

Os contratos bilaterais existentes seriam honrados, porém não poderiam ser renovados. No mercado livre, contudo, os contratos bilaterais foram mantidos.

Foram criados dois tipos de leilões: de energia existente e de energia nova. No primeiro, é comercializada energia de empreendimentos já existentes, enquanto, no segundo, são leiloadas novas outorgas de concessão de usinas hidrelétricas e é comercializada energia de empreendimentos novos e usinas “botox”. Em geral, os leilões são do tipo clock-holandês, nos quais a primeira parte é um *clock auction*, em que o leiloeiro anuncia o preço corrente e os participantes declaram a quantidade que desejam ofertar, e a segunda parte é um leilão do tipo selado de primeiro preço. Para alguns leilões de energia nova, há ainda uma fase anterior ao leilão de comercialização para a outorga dos sítios para construção de novas hidrelétricas.

Segundo a IEA (2001), os efeitos da introdução da concorrência só podem ser realmente notados no longo prazo. No Brasil, a reestruturação do setor foi iniciada no começo da década de 1990, mas a concorrência só foi efetivamente introduzida a pouco mais de dez anos. Além disso, o setor sofreu novas mudanças há apenas cinco anos que mudaram o padrão de concorrência do mercado.

Desse modo, em relação às tarifas finais de energia elétrica, não é possível notar uma tendência clara de queda nas últimas duas décadas. No entanto, uma tendência de estabilidade pode ser verificada, principalmente nos últimos três anos. As tarifas das classes de consumo Residencial e Comercial apresentaram quedas reais em seus valores nos últimos anos. Apenas a tarifa final da classe industrial teve um aumento, em grande parte por causa do processo de realinhamento tarifário, que eliminou o subsídio cruzado que havia entre as tarifas de alta tensão e baixa tensão.

Os componentes da tarifa final tiveram variações distintas. Tanto o número de encargos quanto os seus valores cresceram substancialmente nos últimos dez anos, o que definitivamente contribuiu para a elevação da tarifa. O componente de transmissão também sofreu elevação, como consequência dos vultosos investimentos realizados nesse setor com vistas a interligação das regiões brasileiras. Já o componente de distribuição apresentou uma significativa redução nos últimos três anos, contribuindo para a diminuição da tarifa final.

Portanto, a redução das tarifas nos últimos anos pode não ser efeito direto da concorrência no setor de geração. Porém, tendo em vista que o componente de geração

de energia representa cerca de um terço da tarifa final de energia elétrica, é possível que a concorrência tenha, pelo menos, contribuído para a estabilidade da tarifa.

A estabilidade nos preços de geração nos últimos anos é possível ser notada no preço médio de compra de energia das distribuidoras. Entre 2003 e 2008, esse preço teve uma redução real de 11,65%. É verdade que em 2009 o preço médio sofreu um aumento, que pode ser explicado por alguns fatores. Primeiramente, a amostra para esse ano é reduzida e, portanto, ele pode não representar o real valor do preço médio. Por outro lado, o preço médio mais alto pode refletir a maior participação de usinas termelétricas nos leilões de energia a partir de 2009.

A redução do preço médio de compra de energia entre 2003 e 2008 se deve, em boa parte, à substituição, pelas distribuidoras, de contratos bilaterais por contratos de leilões. Os contratos bilaterais, como já mencionado, não forneciam grandes incentivos para a busca de preços mais baixos pelas distribuidoras, pois elas podiam repassar para a tarifa final quase todo o custo da compra de energia. O limite de repasse, estabelecido pela ANEEL, sofria constantes reajustes e ao longo dos anos passou a não refletir o preço competitivo, se tornando muito distante deste.

Já os leilões foram capazes de criar um ambiente mais competitivo. Por ser do tipo anglo-holandês, os leilões conseguem reunir diversas vantagens dos leilões orais e dos selados, como a atração de um grande número de participantes e a alocação do bem àquele que mais o valoriza. Assim, de maneira geral, os preços dos leilões de energia se mostraram bem abaixo dos preços de contratos bilaterais.

No primeiro produto do 1º Leilão de Energia Existente, o ágio foi de 28,11%. Ao longo dos leilões seguintes, no entanto, os ágios caíram gradativamente e os preços finais também aumentaram. Isso pode sinalizar que, com a repetição do certame, os agentes adquiriram maior aprendizado e passaram a utilizar as regras do leilão a seu favor. Assim, pode ser que as regras tenham que ser revistas para manter a competitividade dos leilões.

Nas novas outorgas de concessão de usinas hidrelétricas, que são a primeira fase dos leilões A-5 de energia nova, os ágios, foram, em média, de 8%. Destacam-se os leilões das UHEs Santo Antônio e Jirau, usinas do Rio Madeira, que juntas terão mais de 6.000 MW de capacidade instalada e cujos ágios foram de 35,33% e 21,54%, respectivamente. Enquanto os preços dos outros leilões de energia nova de fonte hídrica

variaram de R\$98,98 a R\$129,14/MWh, o leilão de Santo Antônio teve preço final de R\$78,87/MWh e Jirau de R\$71,30/MWh. Assim, essas usinas contribuirão decisivamente para a redução da tarifa final de energia elétrica no futuro.

Os leilões de energia hídrica que tiveram os maiores preços, 2º e o 5º leilões, tiveram grande participação das usinas “botox”. Como essas usinas foram leiloadas ainda pelo critério da maior oferta pelo UBP, a diferença entre o valor de UBP efetivamente pago por essas usinas e o calculado pela ANEEL são embutidos no preço dessas usinas. O resultado, portanto, foram preços mais elevados, maiores até que o preço inicial do leilão. Essas usinas, contudo, já não podem participar de leilões de energia nova desde 2008.

Nos leilões de outras fontes de energia, os ágios variaram de 0,53% até 14,39%. Os leilões que tiveram preços mais baixos foram também aqueles em que participou o maior número de empresas. Dessa maneira, a maior competitividade nesses leilões pode ter contribuído para preços mais baixos. Deve ser destacado, porém, que as usinas termelétricas têm custos variáveis mais altos, por causa dos preços de seus combustíveis, e conseqüentemente, preços também mais elevados.

O preço médio de todos os leilões - tanto de energia nova, quanto existente, de fonte hídrica e outras fontes – apresenta uma elevação acentuada até 2017, mantendo-se estável por mais dez anos. Em 2027, quando termina os contratos das térmicas negociados até agora, o preço diminui e, até 2042, sofre constantes reduções. No final do período, o preço médio dos leilões é aproximadamente 20% menor do que o preço médio de compra das distribuidoras em 2008.

Portanto, os preços de energia elétrica têm apresentado, nos últimos anos, uma tendência de estabilidade. Os leilões de energia elétrica sem dúvidas contribuíram para isso, pois criaram um ambiente mais competitivo do que o anterior, em que havia a livre negociação entre os agentes. A outorga de concessão de grandes usinas hidrelétricas também contribuirá para a modicidade tarifária no longo prazo e pode compensar, até certo ponto, os preços mais elevados de fontes térmicas.

A instituição dos leilões de energia elétrica também foi um dos fatores que favoreceu os investimentos e o crescimento da capacidade instalada em anos recentes, principalmente de termelétricas. Nos leilões, 70 novas UTEs negociaram energia,

representando uma capacidade instalada de 13.014 MW. A maior parte das térmicas pertence ao capital privado.

O aumento da capacidade instalada de usinas hidrelétricas resultante dos leilões de energia nova foi menor. Foram leiloadas 12 novas concessões de usinas hidrelétricas, com o total de 8.226 MW de capacidade instalada, incluindo as usinas do Complexo Rio Madeira. A partir dos leilões, também foram iniciadas a construção de 8 usinas “botox”, que juntas terão 2.855 MW quando concluídas.

O crescimento da capacidade instalada de fonte hídrica esbarrou principalmente em problemas ambientais. Exemplo disso é o fato de que, das doze usinas que o MME inicialmente pretendia leiloar no 1º Leilão de Energia Nova, apenas sete foram efetivamente a leilão. Várias usinas não conseguiram licenças ambientais e outras, mesmo com a licença, não tiveram atratividade para o setor privado por apresentarem expectativas de elevados custos relacionados a questões ambientais.

O papel do Estado tem sido de grande relevância para o investimento no setor, não só por meio de incentivos, mas também por meio de atuação direta. As empresas estatais têm participado dos leilões de energia nova sozinhas ou em consórcios com empresas privadas. Ambos os consórcios vencedores das usinas do Rio Madeira têm participação de empresas estatais.

É necessário, no entanto, investimentos constantes em geração de energia elétrica. Considerando projeções da EPE para o consumo futuro de energia elétrica, as novas usinas que comercializaram energia nos leilões serão capazes de suprir a demanda até 2019. No entanto, o sistema elétrico brasileiro é apoiado na fonte hídrica e a maior parte das termelétricas funciona apenas em períodos de estiagem. Considerando, assim, apenas as usinas hidrelétricas, as novas usinas dos leilões somente podem suprir a demanda até 2015, no cenário de menor crescimento econômico do país. Tendo em vista que o tempo de construção de hidrelétricas é, em média, de cinco anos, novas usinas precisariam ser leiloadas nos próximos doze meses.

É razoável supor, contudo, que a capacidade instalada de geração de energia elétrica crescerá além da capacidade agregada das usinas dos leilões de energia nova. A usina de Belo Monte, com 11.000 MW, a ser construída no Pará, tem leilão previsto ainda para 2009. Além disso, as obras de Angra 3 serão retomadas, acrescentando 1.350 MW ao parque gerador brasileiro. Existem ainda outras 133 usinas sendo construídas

atualmente, entre PCHs, UHEs, UTEs e eólicas que, juntas, agregarão 5.121 MW à capacidade instalada do Brasil. Considerando essas usinas e as dos leilões, a oferta futura de energia é capaz de atender a demanda até 2023. Se apenas os empreendimentos de fonte hídrica forem considerados, esse prazo será somente até 2020.

Logo, os obstáculos que inibem a construção de novas hidrelétricas precisam ser superados. Concomitantemente, é necessário também o investimento e incentivo a novas fontes de energia, principalmente as renováveis. Isso porque a fonte hídrica sozinha, mesmo que seja desenvolvido todo o 70% de potencial hidrelétrico restante no país, não é capaz de suprir a demanda por energia elétrica até 2030.

Portanto, é possível observar que, de fato, a concorrência pode ser benéfica para o mercado de geração de energia elétrica, resultando em um maior volume de investimentos e preços reduzidos. Contudo, a mera introdução da concorrência, como feita no início da reforma, não é capaz de trazer os benefícios esperados. Em um mercado com tantas especificidades como o de geração de energia elétrica, é preciso criar mecanismos que incentivem a competitividade. Nesse sentido, os leilões tiveram mais sucesso em estimular a concorrência, sendo capazes de atrair uma grande quantidade de agentes. Ademais, em geral, o preço nesses certames é inferior ao preço dos contratos bilaterais.

A criação e manutenção de um ambiente competitivo por parte do órgão regulador e o constante monitoramento por parte das autoridades de defesa da concorrência são, então, essenciais para que a introdução da concorrência do setor continue trazendo benefícios.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 10 jun. 2009.

_____. **Por dentro da conta de luz:** informação de utilidade pública. 4 ed. Brasília: ANEEL, 2008. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Cartilha_1p_atual.pdf> Acesso em: 6 jun. 2009.

_____. **Atlas de energia elétrica do Brasil.** 3 ed. Brasília: ANEEL, 2008. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1689> Acesso em: 20 jun. 2009.

_____. Resolução nº 94, de 30 de março de 1998. Estabelece condições relativas à participação dos Agentes de Geração e dos Agentes de Distribuição nos serviços e atividades de energia elétrica. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/RES1998094.PDF>> Acesso em: 15 fev. 2009.

_____. Resolução nº 652, de 9 de dezembro de 2003. Estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH).. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003652.pdf>>. Acesso em: 22 mar. 2009.

BANDEIRA, F. P. M. **Análise das alterações propostas para o modelo do setor elétrico brasileiro**. Brasília: Câmara dos Deputados, Consultoria Legislativa, 2003.

BOFF, H. P. Modelos de concorrência em oligopólio. In: KUPFER, D., HASENCLREVER, L. (Orgs.). **Economia industrial:** fundamentos teóricos e práticas no Brasil. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002. p. 183-216.

BORENSTEIN, C. R.; CAMARGO, C. C. de B. **O setor elétrico no Brasil:** dos desafios do passado às alternativas do futuro. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997.

BRASIL. Decreto-lei nº 1.285, de 18 de maio de 1939. Cria o Conselho Nacional de Águas. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 15 mar. 2009.

_____. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano nacional de energia 2030.** Rio de Janeiro: EPE, 2007.

_____. Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934. Decreta Código de Águas. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em 22 fev. 2009.

_____. Decreto-Lei nº 1.699, 24 de outubro de 1939. Dispõe sobre o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica e seu funcionamento e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 20 jan. 2009.

_____. Decreto nº 41.019, 26 de fevereiro de 1957. Regulamenta os serviços de energia elétrica. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 20 jan. 2009.

____. Decreto nº 54.936, 4 de novembro de 1964. Regulamenta para as Empresas Concessionárias de Serviços de Energia Elétrica, a aplicação do Artigo 57, da Lei 3.470, de 23 de Novembro de 1958 e dos artigos 3 a 6 da Lei 4.357, de 16 de Julho de 1964, Relativos a Correção da Tradução Monetária do Valor Original dos Bens do Ativo Imobilizado das Pessoas Jurídicas. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 17 fev. 2009.

____. Lei nº 4.904, 17 de dezembro de 1965. Dispõe sobre a organização do Ministério de Minas e Energia e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 30 mar. 2009.

____. Decreto nº 60.824, 7 de junho de 1967. Define o Sistema Nacional de Eletrificação e Estabelece Suas Áreas de Competência, cria as Comissões Regionais de Eletrificação e Define Suas Atribuições, e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 3 mar. 2009.

____. Decreto nº 63.951, de 31 de dezembro de 1968. Aprova a estrutura básica, do Ministério das Minas e Energia. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 28 mar 2009.

____. Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971. Dispõe sobre a remuneração legal do investimento dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 4 mar. 2009.

____. Lei nº 5.899, de 05 de julho de 1973. Dispõe sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da ITAIPU e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 10 abr. 2009.

____. Decreto nº 73.102, de 07 de novembro de 1973. Regulamenta os Artigos 12 e 13 da Lei 5.899, de 05 de Julho de 1973, que dispõem sobre a Coordenação Operacional Dos Sistemas Elétricos Interligados das Regiões Sudeste e Sul. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 12 abr. 2009.

____. Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataformas continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 15 mai. 2009.

____. Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990. Define os percentuais da distribuição da compensação financeira de que trata a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 15 mai. 2009.

____. Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990. Cria o Programa Nacional de Desestatização e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 10 mar. 2009.

____. Decreto nº 572, de 22 de junho de 1992. Dispõe sobre inclusão no Programa Nacional de Desestatização - PND, da Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. -

ESCELSA e Light Serviços de Eletricidade S.A. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 16 mar. 2009.

____. Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 20 mar. 2009.

____. Decreto nº 1.009, de 22 de dezembro de 1993. Cria o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica SINTREL e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 18 mar. 2009.

____. Lei nº 8.884, de 11 de junho de 1994. Transforma o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) em Autarquia, dispõe sobre a prevenção e a repressão às infrações contra a ordem econômica e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 28 mai. 2009.

____. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 21 mar. 2009.

____. Decreto nº 1.503, de 25 de maio de 1995. Inclui empresas no Programa Nacional de Desestatização PND. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 15 mar. 2009.

____. Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 20 fev. 2009.

____. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 15 mar. 2009.

____. Lei nº 9.491, de 09 de setembro 1997. Altera procedimentos relativos ao Programa Nacional de Desestatização, revoga a Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990, e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 24 mar. 2009.

____. Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997. Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica -ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 13 mar. 2009.

____. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras -

ELETRÓBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 4 abr. 2009.

____. Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 6 abr. 2009.

____. Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000. Institui, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termoeletricidade, e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 9 abr. 2009.

____. Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000. Dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 17 maio 2009.

____. Medida Provisória nº 2.198-5, de 24 de agosto de 2001. Cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao> Acesso em: 10 mar. 2009.

____. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 28 maio 2009.

____. Decreto nº 4.541, de 23 de dezembro de 2002. Regulamenta os arts. 3º, 13, 17 e 23 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, que dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA e a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 6 jun. 2009.

____. Decreto nº 4.667, de 4 de abril de 2003. Altera o Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, que estabelece normas gerais para celebração, substituição e aditamento dos contratos de fornecimento de energia elétrica; para tarifação e preço de energia elétrica; dispõe sobre compra de energia elétrica das concessionárias de serviço público de distribuição; valores normativos; estabelece a redução do número de submercados; diretrizes para revisão da metodologia de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST; o Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, que estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 15 mar. 2009.

_____. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 8 abr. 2009.

_____. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 8 abr. 2009.

_____. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <www.presidencia.gov.br/legislacao>. Acesso em: 28 abr. 2009.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em: <www.ccee.org.br>. Acesso em: 20 jul. 2009.

CASTRO, M. A. L. ; FIGUEIREDO, F. M. ; CAMARGO, I. . Análise dos riscos de uma distribuidora associados à compra e venda de energia no novo modelo do setor elétrico. **Revista Brasileira de Energia**, Itajubá, v. 10, p. 47-63, 2004.

CHAMBERLIN, E. H. **The theory of monopolistic competition**. Cambridge, Mass.: Harvard University Press, 1933.

COASE, R. The nature of the firm. **Readings in Price Theory**, Homewood, IL: Irwin, p. 331-351, 1952.

COOPERS & LYBRAND. **O modelo de competição no sistema elétrico brasileiro**. Relatório Consolidado. Etapa IV-1, v.11: Projeto Comercial e Regulamentação. Ministério de Minas e Energia/ Eletrobrás, Rio de Janeiro, jun. 1997.

FERREIRA, C. K. L. Privatização do setor elétrico no Brasil. In: PINHEIRO, A. C.; FUKASAKU, K. (Orgs). **A privatização no Brasil: o caso dos serviços de utilidade pública**. Rio de Janeiro: BNDES-OCDE, p. 180-220, fev. 2000.

FIANI, Ronaldo. **Teoria da regulação econômica: estado atual e perspectivas futuras**. Rio de Janeiro, Instituto de Economia - UFRJ, Texto para Discussão, n. 423, 1998.

_____. Teoria dos custos de transação. In: KUPFER, D., HASENCLREVER, L. (Orgs.) **Economia industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002. p. 267-306.

GREMAUD, A. P.; VASCONCELLOS, M. A. S.; TONETO JR., R. **Economia brasileira**. 7ª ed. São Paulo: Altas, 2009.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, **Competition in electricity markets**. Paris: OCDE/IEA, 2001.

KATZ, M. L.; ROSEN, H. S. **Microeconomics**. 3 ed. Boston, USA: Mcgrawn Advanced Series in Economics, 1998.

KLEMPERER, Paul. **Auctions: theory and practice**. Oxford, Inglaterra: Princeton University Press, 2004.

MELO, L. M. Modelos tradicionais de concorrência. In: KUPFER, D., HASENCLREVER, L. (Orgs.) **Economia industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002. p. 3-22.

MELLO, H. Couto Ferreira. **Setor elétrico brasileiro: visão política e estratégica**. Rio de Janeiro, 1999. Monografia. Escola Superior de Guerra.

MELLO, M. T. L. Defesa da concorrência. In: KUPFER, D., HASENCLREVER, L. (Orgs.) **Economia industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002. p. 485-514.

MEMÓRIA DA ELETRICIDADE. Disponível em: <<http://www.eletronbras.gov.br/40anos/default.asp>>. Acesso em: 20 mai. 2009.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acesso em: 12 jul. 2009.

OLIVEIRA, A. Mercado elétrico: centralizar a gestão de riscos? In: MOTTA, R. S. ; SALGADO, L. H. (Eds.) **Regulação e concorrência no Brasil: governança, incentivos e eficiência**. Rio de Janeiro: IPEA, 2007

PINTO JR., H. Q.; FIANI, R. Regulação Econômica. In: KUPFER, D., HASENCLREVER, L. (Orgs.) **Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002. p. 515-543.

PINTO JR., H. Q. et al. **Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

POSSAS, M. L. ; FAGUNDES, J. ; PONDE, J. L. Defesa da concorrência e regulação de setores de infra-estrutura em transição. In: Mario Luiz Possas. (Org.). **Ensaio sobre economia e direito da concorrência**. São Paulo: Editora Singular, 2002, v. 1, p. 189-210.

REGO, E. E. **Usinas hidrelétricas “botox”**: aspectos regulatórios e financeiros nos leilões de energia. 207 f. Dissertação (Pós-Graduação em Energia) – Programa Interunidade de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2007.

RESENDE, M.; BOFF, H. Concentração industrial. In: KUPFER, D., HASENCLREVER, L. (Orgs.) **Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002. p. 73-90.

ROBINSON, J. **The economics of imperfect competition**. Londres: Mac-millan Press, 1933.

SALANIÉ, B. **The economics of contracts**. Cambridge, USA: MIT Press, 1997.

SALGADO, L. H. **Regulação e concorrência no Brasil: governança, incentivos e eficiência**. Rio de Janeiro: IPEA, 2007.

SIFFERT FILHO, N. F. et al. O Papel do BNDES na expansão do setor elétrico nacional e o mecanismo de *Project Finance*. **BNDES Setorial**, Rio de Janeiro, n. 29, p. 3-36, março de 2009.

SILVA, M. S. O embate entre nacionalistas e privatistas acerca do Código de Águas no Governo JK. In: ENCONTRO REGIONAL DE HISTÓRIA: PODER, VIOLÊNCIA E EXCLUSÃO, 19., 2008, São Paulo. **Anais...** São Paulo: ANPUH/SP-USP, 2008. CD-ROM.

SRAFFA, P. The laws of return under competitive conditions. **Economic Journal**, Londres, v. 36, n. 2, p. 535-550, dez. 1926.

TEODORO, D. M. **A reestruturação do setor elétrico brasileiro e os reflexos em uma empresa estatal**: um estudo de caso na Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC. 2006. 213 f. Dissertação (Mestrado em Economia) – Centro Sócio-Econômico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2006.

TOLMASQUIM, M. T. **Geração de Energia Elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2005.

VARIAN, Hal R. **Microeconomia**: princípios básicos. Rio de Janeiro: Campus, 1994.