



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
UNIDADE ACADÊMICA DE ENGENHARIA ELÉTRICA



Mercado Brasileiro de Energia Elétrica

Trabalho de Conclusão de Curso

BYBYANNA MACÊDO SAMPAIO LEITE

Campina Grande – Paraíba.



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
UNIDADE ACADÊMICA DE ENGENHARIA ELÉTRICA



Título

Mercado Brasileiro de Energia Elétrica

Trabalho de Conclusão de Curso apresentada à coordenação de Engenharia Elétrica da UFCG, como parte dos requisitos à obtenção de título de engenheira eletricista.

Orientador: Professor Leimar de Oliveira.

Campina Grande – Paraíba.

Julho de 2009.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Título

Mercado Brasileiro de Energia Elétrica

Julgado em: 14/07/09

BANCA EXAMINADORA:



Professor Leimar de Oliveira

Orientador



Damásio Fernandes Júnior

Convidado

Campina Grande – Paraíba

Julho de 2009.

AGRADECIMENTOS

A Deus por me dar sabedoria para entender que a vida é um eterno aprendizado. Nos momentos de tristezas e desânimos me fez descobrir que tudo é passageiro.

À minha mãe, meu pai e meu irmão pela compreensão da minha ausência, pelos ensinamentos tão dignos e nobres, pelos esforços, confiança e amor que me dedicaram.

Aos colegas de apartamento Iris e Henrique, às amigas Aline, Loise e Raise e às primas-irmãs Cira, Shirley e Cibelle por terem dividido comigo momentos inesquecíveis, pelo apoio e torcida. E, principalmente, a Daniel, pela compreensão, companheirismo, carinho e amor.

Aos colegas de curso Allan, Einstein e Fábio, com quem pude dividir todos os anos da vida acadêmica, intermináveis horas de estudo, planos e sonhos.

Ao professor e amigo Leimar de Oliveira pela grande contribuição no desenvolvimento deste trabalho e pela participação valiosa em minha formação acadêmica e profissional.

Agradeço também a todos aqueles, que não por menor importância, não foram citados, mas que também tiveram grande contribuição na realização do sonho de adquirir o título de engenheira eletrônica.

RESUMO

A estrutura do mercado de energia elétrica foi desenvolvida buscando a eficiência econômica através da inserção da competição nos segmentos de geração e comercialização. O presente trabalho aborda a evolução do mercado de energia elétrica no Brasil através da análise de seus aspectos regulamentares e tributários, situando cada fase do setor elétrico aos contextos histórico e político associados à indústria de energia elétrica. Procede-se, ainda, um relato sobre os antecedentes da modelagem institucional do mercado de eletricidade.

Palavras-Chave:

Mercado de energia elétrica, reestruturação do setor elétrico, tarifas de energia elétrica.

ABSTRACT

The structure's market of electricity was developed seeking economic efficiency through the inclusion of competition in the segments of generation and marketing. This paper discusses the evolution of the market of electric energy in Brazil through analysis of their tax and regulatory aspects, which each phase of the electric industry to historical and political contexts related to the electric power industry. Making is also a report on the background of the institutional model of the market for electricity.

Key words:

Electricity's market, restructuring the electric sector, electrical energy's tariffs.

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS	VIII
LISTA DE GRÁFICOS	IX
LISTA DE FIGURAS	X
1 INTRODUÇÃO	11
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	12
2.1 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO – BREVE HISTÓRICO	12
2.2 O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	13
3 A ORGANIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO ANTERIOR A REESTRUTURAÇÃO.....	15
3.1 DELINIAMENTO INICIAL DA REGULAMENTAÇÃO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA: CÓDIGO DAS ÁGUAS	15
3.2 PLANO DE FINANCIAMENTO DO SETOR ELÉTRICO	18
3.3 A CRIAÇÃO DA ELETROBRÁS	20
3.3 A CRISE FINANCEIRA SETORIAL E A PRIVATIZAÇÃO	21
4 ASPECTOS REGULAMENTARES DO FORNECIMENTO DE ENERGIA NO MERCADO ANTIGO	24
4.1 A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MERCADO ANTIGO	24
4.2 AGENTES REGULADORES DO SETOR	26
4.2.1 Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica – CNAEE	26
4.2.2 Divisão de Águas.....	27
4.2.3 A transferência de atribuições para os Estados.....	28
4.2.4 Ministério das Minas e Energia – MME.....	28
4.2.5 Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE.....	28
4.2.6 Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás	29
4.3 AS CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	29
4.4 O FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	30
4.5 A REGULAMENTAÇÃO TARIFÁRIA.....	31
4.5.1 Regime tarifário pelo custo histórico do serviço.....	31
4.5.2 A equalização tarifária	34
4.5.3 Regime tarifário pelo custo marginal	35
4.5.4 A desigualização tarifária	40
5 A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O NOVO MODELO DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	42
5.1 A ESTRATÉGIA BRASILEIRA DA PRIVATIZAÇÃO	43
5.2 O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO	46

5.2.1	<i>A Criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)</i>	47
5.2.2	<i>Criação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)</i>	49
5.2.3	<i>Introdução de competição na geração e comercialização</i>	49
5.2.4	<i>O Mercado Atacadista de Energia (MAE)</i>	51
5.2.5	<i>A transição entre os modelos do setor elétrico</i>	53
5.2.6	<i>O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)</i>	54
5.2.7	<i>As novas relações contratuais</i>	56
5.3	O LIVRE ACESSO ÀS REDES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO.....	58
5.3.1	<i>Acesso ao sistema de transmissão</i>	58
5.3.2	<i>Acesso ao sistema de distribuição</i>	58
5.3.3	<i>Solicitação de acesso</i>	59
5.4	A ESTRUTURA TARIFÁRIA DO MODELO DE MERCADO LIVRE.....	59
5.4.1	<i>Tarifas do mercado cativo</i>	59
5.4.2	<i>Tarifas do mercado livre</i>	63
6	O RACIONAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA E O MODELO DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA ATUAL ..	66
6.1	O RACIONAMENTO ENERGÉTICO.....	66
6.1.1	<i>O racionamento e a crise do setor energético</i>	71
6.1.2	<i>A gestão do racionamento e a revitalização do modelo setorial</i>	74
6.2	NOVO MODELO DO SETOR ELETRICO BRASILEIRO: MUDANÇAS INSTUTUCIONAIS E REGULAMENTARES	75
6.2.1	<i>Novos agentes</i>	76
6.2.2	<i>O mercado atual de energia elétrica</i>	80
6.3	A ESTRUTURA TARIFÁRIA DO MERCADO DE ENERGIA ATUAL	84
6.3.1	<i>Tarifas para o mercado cativo</i>	84
6.3.2	<i>Tarifas para o mercado livre</i>	84
7	CONCLUSÕES	85
8	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	86

LISTA DE TABELAS

TABELA 5.1 - PROCESSO DE PRIVATIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO DE 1995 A 1998.....	44
TABELA 5.2 – ENCARGOS SETORIAIS DE RESPONSABILIDADE DO SEGMENTO DE CONSUMO.	64

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 3.1 - EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA, EM MW, DE 1930 A 1945.	17
GRÁFICO 3.2 - DISTRIBUIÇÃO DO BNDE AO FINANCIAMENTO DA POTENCIA INSTALADA NO BRASIL, DE 1955 A 1962.	19
GRÁFICO 3.3 - EVOLUÇÃO DA DIVIDA EXTERNA E DA CAPACIDADE INSTALADA, DE 1965 A 1980.	22
GRÁFICO 4.1 - EVOLUÇÃO DAS TARIFAS MÉDIAS DE FORNECIMENTO.	40
GRÁFICO 5.1 - EVOLUÇÃO ANUAL DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA DAS CLASSES DE GERAÇÃO, DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO.	54
GRÁFICO 5.2 - COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA.	61
GRÁFICO 5.3 - EVOLUÇÃO DA COMPOSIÇÃO DAS PARCELAS A E B NA RECITA DAS CONCESSIONÁRIAS.	62
GRÁFICO 6.1 – DESVIO DA MÉDIA DA ENERGIA AFLUENTE NATURAL NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.	67
GRÁFICO 6.2 – DESVIO DA MÉDIA DA ENERGIA AFLUENTE NATURAL POR SUBSISTEMA.	67
GRÁFICO 6.3 – ENERGIA ARMAZENA NO SUBSISTEMA NE.	68
GRÁFICO 6.4 - ESTIMATIVA DE IMPACTO DOS ATRASOS DOS INVESTIMENTOS SOBRE OS NÍVEIS DOS RESERVATÓRIOS EM ABRIL DE 2001.	70
GRÁFICO 6.5 - CONSUMO DE ENERGIA POR CLASSE DE CONSUMO.	73
GRÁFICO 6.6 – EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DO MAE.	74

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 4.1 – ESQUEMA DO MONOPÓLIO VERTICAL DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MERCADO ANTIGO.....	25
FIGURA 4.2 - REGIME TARIFÁRIO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO, VIGENTE ATÉ HOJE PARA CONSUMIDORES CATIVOS.....	38
FIGURA 5.1 – ESQUEMA SEQUENCIAL DO PROCESSO DE REFORMA DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL.	43
FIGURA 5.2 – ESQUEMA DE COMERCIALIZAÇÃO DO MERCADO <i>SPOT</i>	52
FIGURA 5.3 - CONFIGURAÇÃO DO MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MAE.....	57
FIGURA 5.4 - ESQUEMA DE RELAÇÕES CONTRATUAIS DO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO.	57
FIGURA 5.5 – RESUMO DO PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA.	62
FIGURA 6.1 - DIAGRAMA DAS INSTITUIÇÕES NO MODELO ATUAL DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.	80
FIGURA 6.2 - DIAGRAMA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MODELO ATUAL.	81
FIGURA 6.3 – REPRESENTAÇÃO DOS CCEARS.....	81

1 INTRODUÇÃO

O objetivo deste trabalho foi descrever e analisar a evolução do mercado de energia elétrica no Brasil, acompanhando o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro. O capítulo 2 traz uma revisão bibliográfica, enquanto o capítulo 3 relata sobre a modelagem setorial antes da reestruturação do setor elétrico.

Nas últimas décadas, o modelo de mercado de energia brasileiro sofreu diversas alterações até chegar ao modelo vigente. Em função das principais mudanças entre os modelos pré-existentes e o modelo atual, dividiu-se o mercado de energia em três fases.

A primeira fase, denominada de Mercado Antigo ou Monopólio Vertical, consiste em um mercado regulado com uma estrutura de suprimento de energia elétrica composta de empresas verticalizadas, predominantemente estatais, e monopolizadas, ou seja, sem competição; e consumidores são cativos atendidos com tarifas regulamentadas pelo órgão responsável. O capítulo 4 aborda esta estrutura de mercado.

A segunda fase, denominada de Modelo de Mercado Livre, corresponde ao modelo composto de empresas segmentadas por atividades: geração, transmissão, distribuição e comercialização. Este modelo teve como marcos regulatórios a inserção da competição nos segmentos de geração e comercialização, o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e a criação de um ambiente de comercialização de energia, onde os preços de energia elétrica passaram a ser livremente negociados na geração e comercialização. O capítulo 5 aborda o processo de reestruturação do setor e o mercado livre de energia.

A terceira fase, denominada de Mercado atual, abordada no capítulo 6, apresentou poucas mudanças com relação ao modelo anterior. As empresas são divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação. Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO – BREVE HISTÓRICO

Durante o período de 1900 a 1960, o setor elétrico brasileiro foi controlado, na sua grande maioria, por empresas privadas nacionais e grupos estrangeiros¹. A Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf), fundada em 1945, foi a primeira grande iniciativa de participação direta do governo federal na geração e transmissão de energia elétrica.

O planejamento da geração, transmissão e distribuição através do governo federal se tornou mais amplo com a fundação da Eletrobrás, que tinha como objetivos básicos administrar a participação do governo federal no setor da eletricidade e promover a expansão da oferta de energia elétrica do país.

Em 1964 iniciou-se o processo de estatização das empresas de energia elétrica e ao final da década de setenta, grande parte das concessionárias do setor de energia elétrica passou a ser constituída por capital nacional. Entretanto, a crise que se abateu sobre a economia mundial e, conseqüentemente a brasileira, em meados da década de 70, afetou profundamente o modelo de financiamento do setor elétrico, que até então se baseava no autofinanciamento e financiamentos externos.

Em meados da década de oitenta, as empresas estatais começaram a ter problemas em manter a qualidade e a expansão do sistema, principalmente por dificuldades financeiras e administrativas, mas também pela estagnação da demanda, consequência da recessão, que se prolongou até o início da década de noventa, quando o sistema começou a apresentar enormes falhas e atingir o consumidor final de forma direta. Iniciou-se uma reestruturação do setor e a privatização das empresas estatais. [1]

¹ No início da década de 30, a participação da *Light and Power Company* e da *American & Foreign Power Company (Amforp)* no parque gerador nacional era superior a 50%. [Eletrobrás (1995)]

Para que as empresas estatais fossem privatizadas, foi utilizado como principal argumento a necessidade de transformar o setor elétrico monopolista em um mercado concorrencial. Para atingir este objetivo foram criadas diversas leis, tais como a Lei de Concessões (Lei nº 8.987/1995), que atribui a competência de incentivar a competitividade ao poder concedente, e a lei de criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)² bem como o decreto que a regulamenta³.

Buscando a eficiência econômica através da inserção da competição nos segmentos de geração e comercialização, uma vez que a transmissão e distribuição eram monopólios naturais⁴, o setor elétrico brasileiro passou por uma reestruturação tendo como objetivo principal a desverticalização, através do desmembramento das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

2.2 O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

O mercado de energia elétrica pode ser considerado novo tendo em vista que, anteriormente, na maioria dos países, existia o regime de monopólio vertical. A partir dos anos oitenta a energia elétrica começou a ser vista como produto que poderia ser comercializado no mercado e, para que se tornasse uma mercadoria atraente, foi necessário instituir a competição onde era possível: os setores de geração e comercialização. Para estabelecer a competição foi necessário garantir o livre acesso às redes de transmissão e distribuição. Com esse intuito, dispôs a Lei nº 9.074/1995. [1]

Após a reestruturação do setor elétrico, o modelo do mercado de energia elétrica estabelecido no Brasil consistia em um arranjo comercial capaz de oferecer opções de compra de energia elétrica por parte dos consumidores (instituindo o papel de consumidor livre) e conferir o direito de produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da produção (instituindo o papel de produtor independente).

² Lei nº 9.427/1996.

³ Decreto nº 2.335/1997.

⁴ Monopólio natural é a situação de mercado em que a instalação e produção de uma empresa é suficientemente grande para atender todo o mercado, de forma a existir espaço para somente uma empresa.

O objetivo inicial era a disputa no mercado cada etapa do fornecimento de energia elétrica, através da compra da concessão e a manutenção desta ou por fatia do esquema a ser cumprido, objetivando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada para a tarifa.

Em 1996, o Ministério de Minas e Energia (MME) coordenou o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), que definiu novas legislações e competências de regulação do sistema à ANEEL, designou um Operador Nacional do Sistema elétrico (ONS) e definiu um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE).

Durante o ano de 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou em um plano de racionamento de energia elétrica. Esse acontecimento gerou uma série de questionamentos sobre os rumos que o setor elétrico estava trilhando. Visando adequar o modelo em implantação, foi instituído, em 2002, o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, cujo trabalho resultou em um conjunto de propostas de alterações no setor elétrico brasileiro. Durante os anos de 2003 e 2004 o Governo Federal lançou bases para um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro.

Em termos institucionais, o novo modelo definiu a criação de uma instituição responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo (a Empresa de Pesquisa Energética - EPE), uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica (o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE) e uma instituição para dar continuidade às atividades do MAE, na comercialização de energia elétrica no sistema interligado (a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE).

Com relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia elétrica, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercialização, Importadores e Exportadores de energia, e Consumidores Livres.

3 A ORGANIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO ANTERIOR A REESTRUTURAÇÃO

O processo de industrialização e a concentração populacional em centros urbanos impulsionaram o uso da eletricidade, aumentando o número de usinas hidrelétricas instaladas no Brasil. Sendo confirmada, ao longo dos anos, a primazia da hidroeletricidade na matriz energética brasileira.

Neste período de crescimento, o emprego da energia elétrica justificou os primeiros movimentos de regulamentação da atividade pelo Estado. A Lei nº 1.145/1903 e o Decreto nº 5.704/1904 autorizavam, em termos gerais, a União promover, por via administrativa ou concessão, o aproveitamento da energia hidráulica dos rios brasileiros. Entretanto, a lei não obteve sucesso, visto que, os concessionários continuaram firmando contratos e sendo regulamentados pelos estados e municípios.

3.1 DELINIAMENTO INICIAL DA REGULAMENTAÇÃO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA: CÓDIGO DAS ÁGUAS

Com o desenvolvimento do setor elétrico, fez-se necessário a elaboração uma legislação adequada para permitir o controle e incentivo da utilização do potencial hidroenergético disponível. O governo brasileiro decretou, em 1934, o Código das Águas⁵, onde foi definido que a competência para legislar e conceder outorgas para exploração de energia elétrica seria da União. Para desempenhar as atribuições que lhe foram conferidas, a União criou o Departamento Nacional de Produção Mineral do Ministério da Agricultura (DNPM).

⁵ Decreto nº 24.643, 10 de Julho de 1934.

O DNPM do Ministério da Agricultura era responsável pela fiscalização da produção, transmissão, transformação e distribuição da energia hidroelétrica com o objetivo de assegurar o serviço adequado, fixar tarifas razoáveis e garantir a estabilidade financeira das empresas.

De acordo com o Código das Águas, o concessionário era obrigado a pagar uma quantia proporcional a potência concedida desde a data fixada no contrato para conclusão das obras e instalações⁶. As tarifas de fornecimento de energia eram estabelecidas em moeda corrente do país, sendo revisadas a cada três anos. A composição das tarifas se baseava nas seguintes considerações:

- a. Sob a forma do “serviço pelo custo”, levando-se em conta:
 - Todas as despesas e operações, impostos e taxas de qualquer natureza, lançadas sobre a empresa, excluídas as taxas de benefício;
 - As reservas para a depreciação;
 - A remuneração do capital da empresa.
 - O custo histórico, isto é o capital efetivamente gasto, menos a depreciação; conferindo justa remuneração a este capital
- b. Indistinção entre consumidores dentro da mesma classificação e nas mesmas condições de utilização do serviço;
- c. Consideração de despesas de custeio, fixadas anualmente.

Logo depois do Código das Águas, por meio do Decreto-Lei nº 1.284, foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), em 1939, precursor do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), órgão ligado diretamente a presidência da república que tinha por finalidade organizar a interligação dos sistemas, regulamentar o Código das Águas e analisar as questões tributárias pertinentes ao setor elétrico. [2]

A inspiração nacionalista do Código, que conferia as autorizações ou concessões para novas explorações de recursos hídricos exclusivamente a brasileiros ou a empresas

⁶ Decreto nº 24.643/1934, Art. 160.

organizadas no Brasil⁷, desencorajou os investimentos dos grandes grupos estrangeiros instalados no país. Afastando o capital estrangeiro, o cenário se aprontava para a estatização.

O desestímulo das empresas e a restrição às importações de máquinas e equipamentos durante a Segunda Guerra Mundial, deflagrada em 1939, reduziram efetivamente o ritmo de expansão da capacidade instalada, em descompasso com o crescimento do consumo. De fato, o gráfico 3.1 demonstra como a mudança da política tarifária e o nacionalismo econômico reduziram os investimentos em geração de energia.

Em vista desse ambiente, o Estado ampliou seu papel para além das atribuições reguladoras e fiscalizadoras, passando a investir diretamente na produção com a criação da Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf) em 1945.

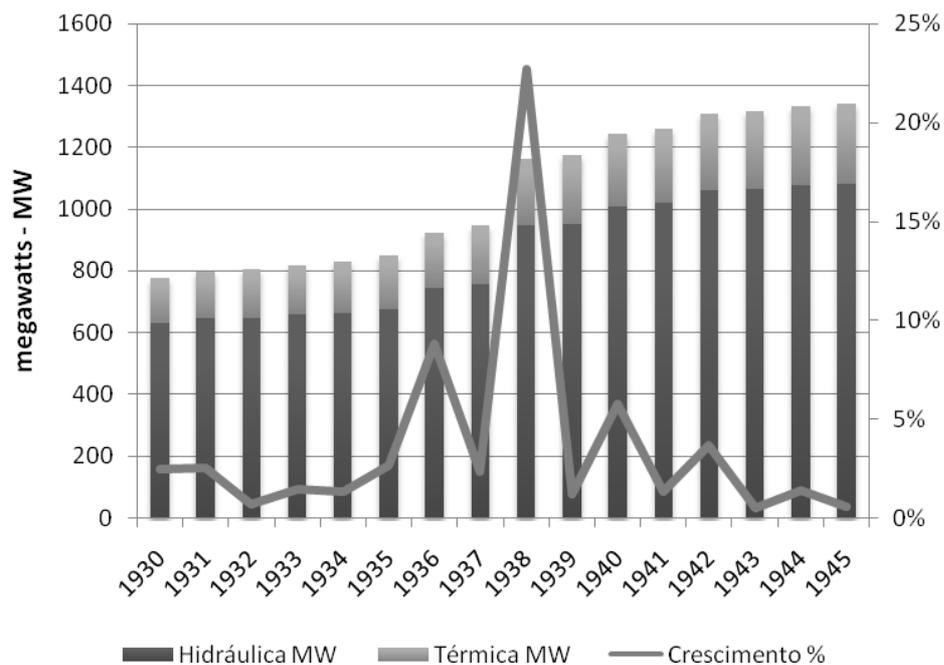


Gráfico 3.1 - Evolução da capacidade instalada, em MW, de 1930 a 1945.

FONTE: Elaboração própria com base nos dados coletados no site Ipeadata, 2009.

⁷ Decreto nº 24.643/1934, Art. 195.

3.2 PLANO DE FINANCIAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

A formalização de apoio do governo brasileiro em favor dos Estados Unidos, diante do conflito da Segunda Guerra, resultou em duas missões norte-americanas no Brasil: a missão Taub, em 1942, e a missão Cooke, entre 1942 e 1943. Esta última apontou o setor de energia elétrica como um dos principais setores que restringiam o crescimento industrial do país. Suas recomendações indicavam a necessidade de um planejamento mais abrangente da expansão, interligando os diversos sistemas de energia elétrica. Sugeriu, ainda, a criação de um banco de investimentos que gerisse recursos de novos impostos e ofertasse recursos de longo prazo para a indústria. Em 1946, o governo federal apresentou um Plano Nacional de Eletrificação, que incorporava as recomendações da missão Cooke. [3]

Paralelamente à tramitação do Plano Salte no Congresso Nacional (1948-50), que coordenava os gastos públicos e investia em setores vitais do país, formou-se a Comissão Mista Brasileiro-Americana de Estudos Econômicos, conhecida como missão Abbink. Tratava-se de uma missão de cooperação econômica entre o Brasil e os Estados Unidos que, corroborando os objetivos do Plano Salte, reafirmava a necessidade de desenvolver o setor elétrico com base em poupança privada, mantendo o Estado na posição de regulador e fiscalizador das concessões. Propunha, ainda, a criação tanto de um fundo de recursos específicos quanto de um banco para geri-lo. Mais uma vez, cogitava-se a idéia de um banco de desenvolvimento. [4]

Em seu segundo mandato (1951-1954), Getúlio Vargas defendeu a intervenção do Estado no setor como forma de resolver o grave problema do financiamento do setor. Diante desta situação foi instituído o Fundo Federal de Eletrificação, através da criação do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUÉE), e lançada a proposta de criação da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás). Além disso, deu continuidade à construção da usina de Paulo Afonso, decidiu construir hidrelétricas e termelétricas no Sul.

Desde sua elaboração, o projeto de criação da Eletrobrás enfrentou a oposição das concessionárias estrangeiras e de algumas estaduais, de vários políticos e até de ministros do próprio governo. O projeto tramitou lentamente no Congresso e sua discussão foi interrompida em 1955, sendo retomada no ano seguinte.

No governo de Juscelino Kubitschek (1956-1960) foi proposto um audacioso programa econômico, o Plano de Metas, que prometia um crescimento de "cinquenta anos em cinco", considerou prioritários setores como os de energia e transportes, destinando ao primeiro mais de 40% dos investimentos.

O sucesso do Plano de Metas no aumento do suprimento de energia está diretamente relacionado ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), que no período de 1955 a 1962, financiou cerca 80% da potência instalada, conforme demonstra o gráfico 3.2. Nesse período, foram construídas a usina de Furnas e a Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG).

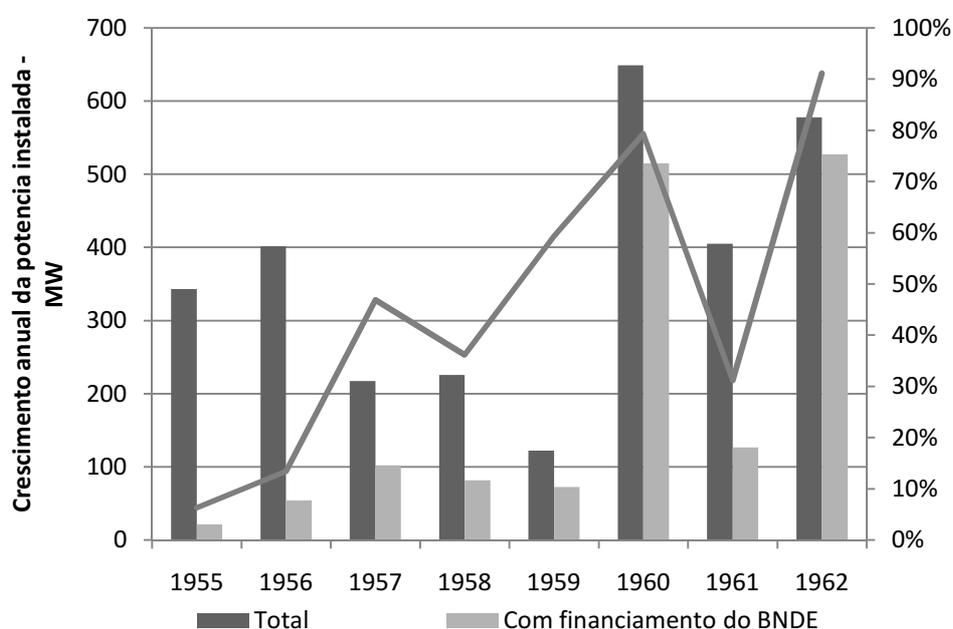


Gráfico 3.2 - Distribuição do BNDE ao financiamento da potencia instalada no Brasil, de 1955 a 1962.

FONTE: Elaboração própria com base nos dados fornecidos por Hildete Pereira. Pag. 111. [5]

É importante deixar claro que o financiamento do BNDE para o setor de energia elétrica tinha implícita a filosofia de que era necessário devolver ao setor a lucratividade que o tornasse novamente atrativo à iniciativa privada. Para tanto, era preciso reformular a legislação tarifária (os reajustes tarifários não estavam acompanhando os índices inflacionários), com o objetivo de remunerar o investimento necessário a produção de energia elétrica. O Estado deveria continuar participando, através dos fundos públicos, mas dentro de uma estrutura empresarial privatista.

3.3 A CRIAÇÃO DA ELETROBRÁS

Em 1960, foi criado o Ministério das Minas e Energia (MME), através da Lei nº 3.782, que incorporou o CNAEE sob seu poder. Com a organização do MME, conforme as disposições da Lei nº 4.904/1965, a Divisão das Águas do DNPM foi transformada no Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE), que anos depois se transformou no Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), com a finalidade já explanada de organizar a interligação dos sistemas.

Na gestão de Juscelino Kubitschek, o texto de criação da Eletrobrás foi aprovado após novas alterações. A decisão entrou pelo governo Jânio Quadros e o projeto acabou sendo assinado, em 25 de abril de 1961, e transformou-se na Lei 3.890-A, sancionada em junho de 1962.

O funcionamento da Eletrobrás nos primeiros anos, embora não tivesse modificado o caráter privatista do setor, fez com que este atuasse em um contexto diferente: não se pretendia mais atrair os recursos do setor privado para a produção de energia elétrica, as empresas privadas continuariam apenas com as instalações existentes e a distribuição de energia elétrica. As empresas privadas de distribuição de energia correspondiam a uma elevada porcentagem no setor de distribuição e se concentrava no eixo Rio/São Paulo, a área mais industrializada do país. Assim, o capital privado tinha monopólio da distribuição de energia elétrica em uma área vital do país. [6]

A Eletrobrás assumiu características de uma *holding* federal, assumindo o controle acionário da Chesf e da Central Elétrica de Furnas. Aos poucos a Eletrobrás foi consolidando sua ação sobre o setor de energia elétrica.

Desde 1934, o Código Das Águas representava a base de toda legislação do setor de energia elétrica, onde se estabelecia, no artigo 180, o regime tarifário com base no serviço pelo custo, de modo que os lucros dos concessionários não excedessem a justa remuneração do capital efetivamente aplicado e a avaliação das propriedades e instalações eram feitas com base no custo histórico. As empresas que atuavam no setor, tanto na geração como na distribuição e, sobretudo, as estrangeiras, vinham em uma campanha violenta contra este

artigo do Código alegando que a remuneração sobre o custo histórico, aliada ao semicongelamento das tarifas, era o responsável pela queda dos investimentos do setor de energia elétrica. [6]

A política conhecida por “realismo tarifário” esperava que a tarifa fosse capaz de gerar recursos necessários para a expansão do setor, no entanto, esta mesma tarifa deveria servir de instrumento de redução dos custos industriais para promover o desenvolvimento industrial. Havia, portanto, que adequar a oferta à demanda e as tarifas de energia deveriam ser fixada na forma serviço pelo custo corrigido, que deveria ser suficiente para ressarcir a empresa de todos os gastos com a prestação de serviço compatibilizando a taxa de lucro das empresas geradoras de energia elétricas com outros setores industriais.

3.3 A CRISE FINANCEIRA SETORIAL E A PRIVATIZAÇÃO

A escassez petróleo, ocorrida na década de 70, desestruturou os fluxos financeiros setoriais e fez com que o governo subsidiasse com tarifas reduzidas a implantação de indústrias eletrointensivas e substituísse o combustível por eletricidade nos processos industriais em geral, o que obrigou o setor a investir em novos projetos de usinas geradoras maiores e mais distantes dos centros de carga, elevando os custos e investimentos setoriais. Ao mesmo tempo, visando reduzir os impactos inflacionários, controlava também as tarifas em níveis inferiores aos demais aumentos dos preços. [7]

Além de provocar a redução dos fatores de geração de recursos setoriais, o governo iniciou a aquisição de empréstimos no exterior, visando o equilíbrio do fluxo financeiro. Com a brutal elevação das taxas de juros internacionais, o setor passou a assistir uma violenta elevação dos custos financeiros, o que resultou no endividamento em divisas estrangeiras. O gráfico 3.3 demonstra a evolução da dívida externa e da capacidade instalada durante o período de 1965 a 1980.

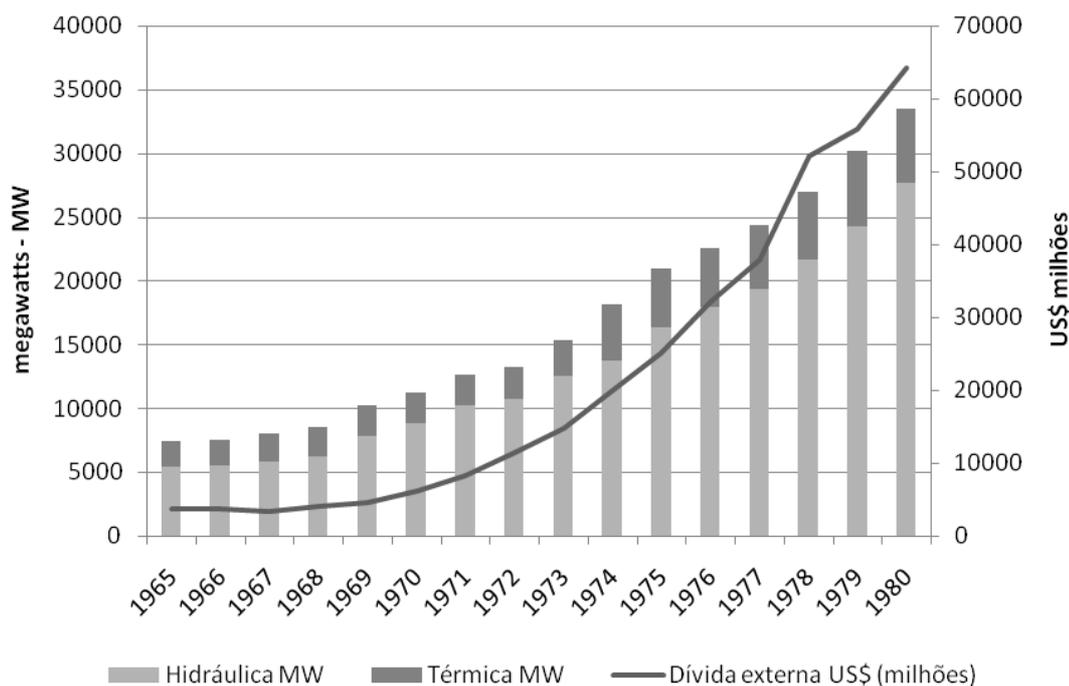


Gráfico 3.3 - Evolução da dívida externa e da capacidade instalada, de 1965 a 1980.

FONTE: Elaboração própria com base nos dados coletados no site Ipeadata, 2009.

Assim, a elevação dos custos setoriais e a redução de tarifas reais limitaram progressivamente a disponibilidade de recursos próprios. Somado a isto, a crise fiscal do estado, que cortou drasticamente a capacidade dos governos estaduais e federal realizarem contribuições de recursos significativos ao programa de financiamento setorial, provocou o estrangulamento do setor⁸ e a deterioração econômica e financeira setorial. [7]

A década de 80 reacendeu, a nível mundial, o debate sobre a função do estado na regulamentação da atividade econômica. No contexto das mudanças políticas ocorridas no comando de diversos países de primeiro mundo e até países em desenvolvimento, várias experiências foram introduzidas, visando à flexibilidade das regras definidas pelo estado para o funcionamento de determinados setores da economia (desregulamentação).

⁸ Por exemplo: em 1973, cerca de 78% das fontes de recursos destinavam-se a investimentos e apenas 15% para o serviço da dívida; em 1989, houve uma total inversão de quadro: apenas 26% dos recursos eram investidos, sendo 74% destinados ao pagamento de compromissos com terceiros. [Oliveira & Pires (1994) apud Luiz Pinguelli].

Dentre as formas de desregulamentação estão propostas a privatização de empresas estatais, e o regime concorrencial. No Brasil, a inexistência de recursos para investimentos, em função do endividamento do setor elétrico; de tarifas com valor restrito e dificuldades financeiras do estado levou ao estudo de novas formas de arranjo do setor, visando a reestruturação do setor elétrico para a retomada a necessária expansão.

4 ASPECTOS REGULAMENTARES DO FORNECIMENTO DE ENERGIA NO MERCADO ANTIGO

Com a instituição do Código das Águas, a regulamentação da indústria hidrelétrica substituiu as disposições do regime contratual no âmbito estadual e municipal, relacionado em sua maioria à distribuição de energia elétrica e ao serviço de iluminação pública, e definiu o regime de concessões para os aproveitamentos hidrelétricos, atribuindo à União a função de poder concedente.

4.1 A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MERCADO ANTIGO

A comercialização da energia elétrica no mercado antigo (período anterior a reestruturação) seguia um monopólio vertical; onde não existia a segmentação dos setores de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Isto é, tratava-se de um único esquema verticalizado sem opções de compra de energia elétrica pelo consumidor. A energia elétrica passava por todos os processos de transformações até o fornecimento ao consumidor final. A estrutura institucional do monopólio vertical é esquematizada na figura 4.1.

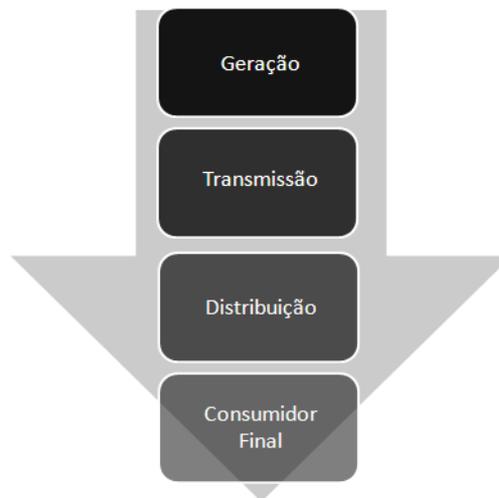


Figura 4.1 – Esquema do monopólio vertical de fornecimento de energia elétrica no mercado antigo.

O Decreto nº 41.019/57, em seu artigo 2º, define serviços de energia elétrica os de produção, transmissão, transformação e distribuição de energia elétrica, sejam estes exercidos em conjunto ou cada um deles separadamente:

- a. O serviço de geração de energia elétrica consiste na transformação de qualquer outra forma de energia, seja qual for a sua origem, em energia elétrica.
- b. O serviço de transmissão de energia elétrica consiste no transporte desta energia do sistema produtor às subestações distribuidoras, ou na interligação de dois ou mais sistemas geradores. O serviço de transmissão pode ainda compreender o fornecimento de energia a consumidores em alta tensão, já existentes anteriormente ao decreto do Código, mediante suprimentos diretos das linhas de transmissão e subtransmissão.
- c. O serviço de distribuição de energia elétrica consiste no fornecimento de energia aos consumidores em média e baixa tensão.
- d. Os serviços de transformação e de conversão de corrente elétrica, bem como o de correção do fator de potência e o de seccionamento de circuitos por meio de subestações, sendo acessórios da produção, da transmissão ou da distribuição, serão tidos, quando existentes, como parte do serviço a que corresponderem.

4.2 AGENTES REGULADORES DO SETOR

Tradicionalmente, o mercado elétrico brasileiro se caracterizou pela centralização do processo decisório e pela presente atuação de empresas estatais desde a instituição do Código das Águas. A administração dos serviços de energia elétrica do setor elétrico brasileiro compete aos seguintes agentes reguladores:

- a. Conselho Nacional das Águas e Energia Elétrica (CNAEE);
- b. Divisão de Águas do Departamento Nacional de Produção Mineral do Ministério da Agricultura (DNPM);
- c. Os Estados, ou seus órgãos, no caso e nas condições de transferência das atribuições pela união.

No ano de 1961, o Departamento Nacional da Produção Mineral foi desligado do Ministério da Agricultura, sendo incorporado, juntamente com o CNAEE, ao Ministério das Minas e Energia (MME), criado pela Lei nº 3.782/1960. O MME teve a seu cargo o estudo e despacho de todos os assuntos relativos à produção mineral e energia.

Em 1965, foi criado o Departamento Nacional de Águas de Energia (DNAE), sendo alterada sua denominação, em 1969, para Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE). Ao ser criado, o DNAEE incorporou dois órgãos regulamentares do setor elétrico que apresentavam problemas de superposição de poderes: o DNAE e o CNAEE.

4.2.1 Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica – CNAEE

O CNAEE, diretamente subordinado ao Ministro de Estado, foi encarregado de elaborar a política de energia elétrica do governo federal, o que incluía a regulamentação do Código de Águas. Suas competências eram⁹:

Estudar:

⁹ Texto dado pelo Decreto 41.019/1957.

- a. As questões, relativas à utilização dos recursos hidráulicos do país, no sentido de seu melhor aproveitamento para produção de energia elétrica;
- b. Os assuntos pertinentes à produção, exploração e utilização da energia elétrica;
- c. Os tributos federais, estaduais e municipais que incidem direta ou indiretamente sobre a indústria da energia elétrica.
- d. Manter estatísticas da produção e utilização da energia elétrica no país;

Resolver:

- a. Sobre a interligação de usinas e sistemas elétricos;
- b. Os desacordos entre a administração pública e os concessionários ou contratantes de serviços de eletricidade, e entre estes e os consumidores.
- c. Executar a fiscalizar o serviço de distribuição e aplicação do Fundo Federal de Eletrificação e do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUÉE).

4.2.2 Divisão de Águas

À Divisão de Águas do Departamento Nacional da Produção Mineral do Ministério da Agricultura competia¹⁰:

- a. Examinar os pedidos de concessão ou autorização para a utilização da energia hidráulica e para a produção transmissão, transformação e distribuição da energia elétrica;
- b. Fiscalizar a produção, transmissão, a transformação e a distribuição de energia elétrica; a fim de garantir a aplicação de normas técnicas reativas à exploração dos serviços e à operação e conservação dos bens e instalações;
- c. Exercer a fiscalização econômico-financeira das empresas que exploram a indústria de energia elétrica;
- d. Executar, em todo o território nacional, o Código de Águas e sua legislação complementar.

¹⁰ Redação dada pelo Decreto 41.019/1957.

4.2.3 A transferência de atribuições para os Estados

A União poderá transferir aos Estados as atribuições para conceder, autorizar ou fiscalizar os serviços de energia elétrica. A transferência seria possível quando o Estado interessado fosse capaz de desempenhar os seguintes serviços¹¹:

- a. Estudos de regimes de cursos d'água, avaliação do potencial hidráulico, projetos e estudos técnicos;
- b. Concessões, autorizações, tarifas e estudos econômicos;
- c. Fiscalização técnica e contábil e demais serviços necessários ao desempenho das atribuições transferidas.

4.2.4 Ministério das Minas e Energia – MME

O MME é, até hoje, o órgão responsável pela elaboração das políticas globais referentes ao setor energético. Cabe a ele fixar as diretrizes políticas a serem seguidas pelo setor de energia elétrica, em concordância com a política energética traçada pelo governo, e promover a exploração dos recursos energéticos e minerais do país.

4.2.5 Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE

O Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, diretamente subordinado ao Ministro de Estado, passou a ser o órgão incumbido de:

- a. Promover e desenvolver a produção de energia elétrica;
- b. Elaborar as leis do setor;
- c. Dar concessões para instalação de usinas elétricas;
- d. Fixar tarifas sobre o uso das águas e eletricidade;
- e. Fiscalizar as empresas concessionárias.

O DNAEE compreende:

- a. Divisão de Águas (DA)

¹¹ Redação dada pelo Decreto 41.019/1957.

- b. Divisão de Energia Elétrica e Concessões (DEEC)
- c. Divisão de Tarifas (DT)
- d. Serviço de Estatística (SE)

O DNAEE foi extinto em 1997, sendo suas funções incorporadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

4.2.6 Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás

A Eletrobrás respondia pela coordenação do planejamento da expansão e da operação do sistema elétrico brasileiro, atuando também como agente financiador do setor, e operando em todo o país por meio das seguintes empresas regionais: ELETRONORTE, FURNAS, CHESF e ELETROSUL, além de possuir participação acionária em todas as distribuidoras.

4.3 AS CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Depende de concessão federal a exploração dos serviços¹²:

- a. De produção de energia elétrica pelo aproveitamento de quedas d'água e outras fontes de energia hidráulica quando a potência aproveitada for superior a 150 kW, seja qual for a destinação da energia;
- b. De produção de energia elétrica que se destine a serviços de utilidade pública Federais, Estaduais ou Municipais, ou ao comércio de energia, seja qual for a potência;
- c. De transmissão e distribuição de energia elétrica, desde que tenham por objetivo o comércio de energia.

O contrato de concessão formaliza as condições especiais de cada concessão. Esta concessão fica, entretanto, sujeita às disposições legais e regulamentares vigentes e a

¹² Redação dada pelo Decreto 41.019/1957, atualizada pelo Decreto 86.463/1981.

vigorar, quanto aos direitos e deveres dos concessionários, e às condições de execução e exploração do serviço determinadas pelo DNAEE.

As concessões dos serviços de energia elétrica, para quaisquer fins, eram dadas pelo prazo normal de trinta anos, podendo ser autorgado, se de acordo com o parecer do DNAEE, para prazo superior, não excedendo em nenhuma hipótese cinquenta anos.

Depende de autorização federal a execução dos serviços¹³:

- a. De produção de energia elétrica pelo aproveitamento de quedas d'água ou outras fontes de energia hidráulica de potência superior a 50 kW e inferior a 150 kW e que se destinem ao uso exclusivo do respectivo permissionário;
- b. De produção termoelétrica:
- c. De potência superior a 500 kW, seja qual for a sua aplicação;
- d. De qualquer potência, desde que tenham por objetivo o comércio de energia ou o fornecimento a serviços de utilidade pública Federais, Estaduais ou Municipais.
- e. De transmissão ou distribuição de energia elétrica, quando se destinem ao uso exclusivo do permissionário. É considerado uso exclusivo dos permissionários a iluminação elétrica de estradas, ruas e logradouros, e os consumos domésticos em vilas operarias de indústrias providas de serviços próprios de energia e construídas em terrenos pertencentes a essas mesmas indústrias.

O requerimento de autorização devia ser encaminhado ao DNAEE, para seja dado o seu parecer. A autorização poderia ser outorgada por um período máximo de trinta anos, podendo ser renovada por prazo igual ou inferior.

4.4 O FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

O ponto de entrega de energia é considerado a conexão do sistema elétrico do concessionário com a instalação de utilização da energia do consumidor. As localizações de pontos de entrega eram definidas pelo DNAEE.

¹³ Redação dada pelo Decreto 41.019/1957, atualizada pelo Decreto 86.463/1981.

Os concessionários dos serviços de energia elétrica eram obrigados, salvo determinações expressas, a fornecer energia nos pontos de entrega, pelas tarifas aprovadas, nas condições estipuladas no Decreto nº 86.463/81, aos consumidores de caráter permanente, localizados dentro dos limites das zonas concedidas respectivas, sempre que as características de demanda e consumo não excedem a potência contratual do concessionário e as instalações de utilização satisfaçam condições técnicas de segurança e eficiência aceitáveis.

Eram estabelecidos inteiramente à custa dos concessionários os sistemas de distribuição primária e secundária para servirem dentro da sua zona de concessão. Bem como, as linhas de transmissão e de distribuição primária e respectivas subestações com capacidade e reserva suficientes para a alimentação dos sistemas de distribuição secundária eram estabelecidas à custa dos concessionários, de acordo com o projeto aprovado pela Fiscalização.

O consumidor assumia a responsabilidade de custeio das obras realizadas a seu pedido e relativas a extensão exclusiva ou de reserva e melhoria dos aspectos estéticos. As obras construídas com a participação financeira dos consumidores serão incorporadas aos bens e instalações das concessionárias quando concluídas, creditando-se a contas especiais as importâncias relativas as participações dos consumidores¹⁴.

4.5 A REGULAMENTAÇÃO TARIFÁRIA

4.5.1 Regime tarifário pelo custo histórico do serviço

A regulação tarifária no Brasil, até 1930, resumia-se a acordos isolados entre as concessionárias e municípios ou estados, que detinham o poder de concessão dos serviços de eletricidade. O regime tarifário continha a Cláusula Ouro, que garantia a indexação das tarifas pela variação cambial, mecanismo bastante favorável às concessionárias estrangeiras.

¹⁴ Redação dada pelo Decreto 41.919/1957, art. 143.

O Código de Águas eliminou a Cláusula Ouro e definiu o regime tarifário do serviço pelo custo, que levava em consideração as despesas e operações, impostos e taxas de qualquer natureza, lançadas sobre a empresa de energia elétrica; bem como o custo histórico (o capital efetivamente gasto) de cada empresa. O regime tarifário pelo custo do serviço definia uma taxa interna de retorno máxima permitida às concessionárias de 10% sobre o custo histórico.

Como o mercado financeiro do Brasil não era suficientemente desenvolvido para atender aos investimentos de longo prazo, o governo Vargas criou através da Lei nº 2.308/54 o Fundo Federal de Eletrificação (FFE), que, inicialmente gerenciado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDE), tinha o objetivo de financiar instalações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, assim como a indústria de material elétrico. Sua fonte de receita era o Imposto Único de Energia Elétrica (IUEE), calculado como fração da tarifa fiscal.

O Decreto nº 40.007/56 determinava que, após o desconto de 0,5% destinado ao Ministério da Fazenda, o IUEE seria distribuído na seguinte proporção: 50% para os estados, 10% para os municípios e 40% para a União. Como era um imposto variável para cada classe de consumo, ele sofreu diversas alterações ao longo de sua existência e, até ser extinto em 1988, era apurado de acordo com a incidência estabelecida na Lei nº 5.655/71: 50% sobre a classe residencial, 60% sobre a classe comercial e 16% sobre a classe industrial. [8]

Após criação da Eletrobrás, em 1962, foi realizada a correção monetária, instituída pela Lei nº 4.357/64, que se transformou no principal instrumento da política de “realismo tarifário” da época, contribuindo para reconstituir a capacidade de autofinanciamento do setor de energia elétrica, que havia sido deteriorada pela remuneração aplicada sobre o custo histórico dos ativos. A partir daí, tornou-se obrigatória a aplicação da correção monetária sobre o valor original do ativo imobilizado das concessionárias de energia elétrica. Isto levou à recuperação das tarifas, visto que o item mais expressivo do custo do serviço das empresas correspondia justamente ao custo imobiliário.

A Lei nº 5.655/71, que elevou a taxa interna de retorno máxima permitida às concessionárias de 10% para 12%, garantiu, ainda, uma taxa de retorno mínima de 10% e estabeleceu que eventuais insuficiências ou excessos de remuneração, apurados pela concessionária, durante as prestações de contas anuais, passariam a ser registrada

contabilmente, podendo ser cobrado dos consumidores a quantia que faltasse ou os excessos devolvidos pela concessionária. Os recursos desta conta tinham o objetivo de restabelecer as taxas de retorno permitidas na legislação, ao compensar as perdas de algumas concessionárias com os recursos gerados por outras. [8]

Considerando que os consumidores deveriam pagar um preço suficiente para cobrir os gastos feitos pela empresa no fornecimento de energia, as tarifas de energia elétrica fixadas sob a forma serviço pelo custo eram compostas conforme equação 1.

$$\text{Custo do serviço} = \text{Custo fixo} + \text{Custo variável} \quad (1)$$

a) Custos fixos

Os custos fixos resultam dos investimentos feitos pela empresas nos sistemas de geração, transmissão, transformação e distribuição com vista a suprir uma determinada demanda. São compostos conforme equação 2.

$$\begin{aligned} \text{Custo fixo} = & \text{Remuneração do investimento} + \text{Quota de depreciação} \\ & + \text{Quota de reversão} + \text{Diferenças de câmbio} \end{aligned} \quad (2)$$

Em que:

- a. Remuneração do investimento: O DNAEE, na forma de poder concedente, estabelece para cada empresa o percentual que varia em torno de 10% a 12% do seu investimento remunerável é composto por:
 - o O valor de todos os bens e instalações que direta ou indiretamente produzem, transmitem e distribuem energia elétrica;
 - o O montante do ativo disponível;
 - o Os materiais em almoxarifado (até 30 % dos bens remuneráveis).
- b. Quota de depreciação: Até 1973 as taxas de depreciação eram 5% para os bens e instalações depreciáveis de hidrelétricas e 8% para bens e instalações depreciáveis de termoelétricas. A Portaria nº 768/1973 do MME fixou os limites máximos permitidos para as taxas de depreciação de 3% e 5% para hidrelétricas e termoelétricas, respectivamente. A reserva para depreciação referente a determinado ano é formada pelo acumulo de quotas anuais de depreciação.

- c. Quota de reversão: Corresponde a 3% do valor dos bens e instalações dos sistemas de geração, transmissão e distribuição das empresas de energia elétrica, deduzindo o saldo de conta “Auxílios para construção”. Estas quotas formam a Reserva Global de Reversão (RGR).
- d. Diferenças de câmbio: Refere-se às despesas com diferenças cambiais oriundas de dívidas contraídas em moeda estrangeira.

a) Custos variáveis

Os custos variáveis são aqueles advindos dos gastos de manutenção e funcionamento da capacidade instalada fixa, sendo responsáveis pelo produto da empresa em kWh. São compostos conforme equação (3).

$$\text{Custo variável} = \text{Despesas de exploração} + \text{Impostos e taxas} \quad (3)$$

Onde:

- a. Despesas de exploração¹⁵: São as despesas referentes a prestação do serviço de energia elétrica: venda, despesas com consumidores e de administração.
- b. Impostos e taxas: Corresponde a uma fração da renda recebida pela empresa com a exploração do serviço concedido.

4.5.2 A equalização tarifária

Até 1974 o setor de energia elétrica apresentava uma grande variedade de tarifas. Cada empresa fazia independentemente seu cálculo, o que dificultava a execução de uma política tarifária nacional. Essa diferenciação regional trazia, inclusive, distorções dentro do próprio setor relativo à competitividade industrial. Cada empresa poderia favorecer grupos de grandes consumidores na sua área, gerando distorções a nível regional. O exemplo clássico desse tipo de distorções é o caso da Light, que tinha tarifas menores que as outras concessionárias, beneficiando indústrias localizadas na sua jurisdição.

¹⁵ Para a Light, no período de 1967 a 1972, este item absorveu em média 59% do faturamento bruto da empresa, enquanto a CESP e Furnas no mesmo período a média foi 23%. [Araujo (1979)].

Impunha-se assim uma política de equalização das tarifas no território nacional como forma de consolidar a posição da Eletrobrás dentro do setor. Através dessa medida, as tarifas passaram a ser iguais para as mesmas classes de consumo em todos os estados da federação.

A execução desta política de equalização tarifária foi feita através da Reserva Global de Garantia¹⁶ (RGG). A RGG era composta por quotas anuais em duodécimos de 5% (calculada pelo DNAEE sobre o valor de todos os bens e instalações que direta e indiretamente produzem energia elétrica) que as concessionárias depositam até o último dia de cada mês na conta da Eletrobrás. [5]

A nova lei de equalização tarifária criou, também, a Conta de Consumo de Combustível (CCC) para o rateio, entre as empresas operadoras dos sistemas interligados, do custo do combustível consumido nas termelétricas.

Para a definição das tarifas de fornecimento de cada concessionária, o DNAEE analisava os dados das empresas, determinava o custo do serviço equivalente, preparava a equalização tarifária e submetia os resultados à apreciação do ministério responsável pela condução da política macroeconômica. Após a manifestação deste, o DNAEE revia os custos e, finalmente, divulgava o valor das novas tarifas.

Os níveis tarifários fixados pelo DNAEE não eram suficientes para fazer frente ao custo do serviço das distribuidoras, provocando inadimplências, por parte das distribuidoras, no pagamento da energia suprida pelas empresas geradoras.

4.5.3 Regime tarifário pelo custo marginal

A estrutura tarifária com base no princípio do custo marginal tinha o objetivo de viabilizar uma estrutura que refletisse os custos reais de fornecimento de energia para cada consumidor. A partir de 1981, com base em estudos realizados em conjunto pelo DNAEE, Eletrobrás e *Electricité de France*¹⁷, este critério começou a ser adotado somente para tarifas

¹⁶ Lei nº 1.383/1974.

¹⁷ Na França, a *Electricité de France* (EDF) adotou, para financiar a expansão do seu sistema elétrico, o modelo tarifário que se baseia na tarifação pelo custo marginal de longo prazo, ou seja, o custo para atender a uma

de alta-tensão, tendo em vista as dificuldades de estimativa de custos para o caso das demais tarifas.

As tarifas foram diferenciadas por classe de consumidores e nível de tensão. Posteriormente, em 1988, através da Portaria nº 33, foi instituída a estrutura tarifária horosazonal, caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano. O objetivo da estrutura tarifária horosazonal é racionalizar o consumo de energia elétrica ao longo do dia e do ano, motivando o consumidor, pelo valor diferenciado das tarifas, a consumir mais energia elétrica nos horários do dia e nos períodos do ano em que ela for mais barata.

A estrutura tarifária passou a ser composta, portanto, por duas tarifas básicas: a convencional e a horosazonal, concretizando a estrutura atual.

A tarifa convencional é definida de acordo com a tensão de atendimento. Os consumidores podem estar conectados às redes de alta-tensão (igual ou acima de 2,3 kV), formando o subgrupo tarifário A, ou às de baixa tensão (abaixo de 2,3 kV), constituindo o subgrupo B. No caso dos primeiros, aplica-se uma tarifa binômia, com os consumidores pagando pela potência demandada (tarifa de demanda) e pela energia consumida (tarifa de consumo). Somente estes consumidores têm direito a pleitear as tarifas horárias, sazonais e interruptíveis, sendo cinco os subgrupos tarifários nas redes de alta-tensão: A1, A2, A3, A4 e AS. Aos consumidores conectados à rede de baixa tensão aplica-se uma tarifa monômia, formada apenas pela energia consumida. Neste caso, existem quatro grupos tarifários: B1, B2, B3 e B4.

Para as horas do dia são estabelecidos dois períodos, denominados postos tarifários. O posto tarifário “ponta” corresponde ao período de maior consumo de energia elétrica, que ocorre entre 18 e 21 horas do dia. O posto tarifário “fora da ponta” compreende as demais

unidade adicional de demanda com ampliação de capacidade. No Chile, a tarifação procurou refletir os custos marginais de curto prazo, isto é, o custo para atender a uma unidade adicional de demanda sem ampliação de capacidade. Nos Estados Unidos, entretanto, tendo em vista a diversidade regulatória e a grande autonomia dos estados da federação, observa-se uma heterogeneidade de práticas tarifárias, com predominância do critério da taxa interna de retorno, embora haja uma tendência à adoção do método de tarifação pelo custo marginal. [Bitu e Born (1993) *apud* Cláudio Linhares]

horas dos dias úteis e as 24 horas dos sábados, domingos e feriados. As tarifas no horário de “ponta” são mais elevadas do que no horário “fora de ponta”. [8]

Já para os meses do ano, são estabelecidos dois períodos: “período seco”, quando a incidência de chuvas é menor, e “período úmido” quando é maior o volume de chuvas. As tarifas no período seco são mais altas, refletindo o maior custo de produção de energia elétrica devido à menor quantidade de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, provocando a eventual necessidade de complementação da carga por geração térmica, que é mais cara. O período seco compreende os meses de maio a novembro e o período úmido os meses de dezembro a abril. [8]

A tarifa horosazonal se aplica obrigatoriamente às unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 500 kW, com opção do consumidor pela modalidade azul ou verde. As unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW podem optar pela tarifa horo-sazonal, seja na modalidade azul ou verde.

A figura 4.2 ilustra um esquema do sistema brasileiro de tarifação de energia elétrica.

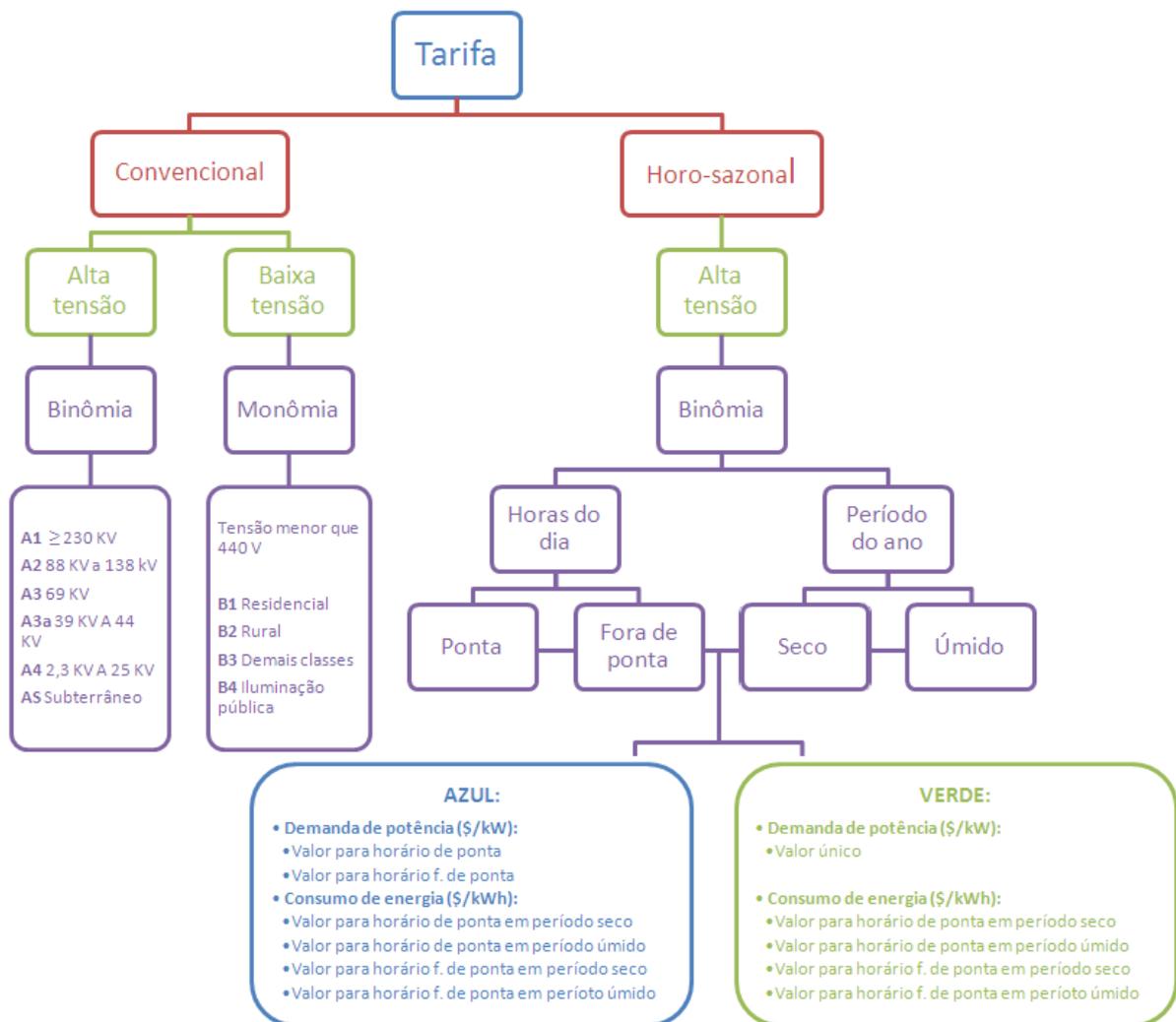


Figura 4.2 - Regime tarifário de energia elétrica brasileiro, vigente até hoje para consumidores cativos.

Na prática, a conciliação da tarifa pelo custo marginal com o mecanismo de equalização tarifária resultou nos seguintes problemas: [8]

- A equalização tarifária, ao obrigar uma uniformidade para todas as concessionárias, fez com que os valores das tarifas finais não representassem os custos marginais dos serviços, tanto no que diz respeito à tarifa de suprimento para as distribuidoras quanto à de fornecimento ao consumidor final;
- As regras da tarifação pelo custo marginal asseguravam uma cobertura de custos excessiva para o componente de demanda da tarifa binômia, incentivando o sobreinvestimento em capacidade;

- c. O custo de risco de déficit de energia, que sinaliza a confiabilidade do sistema, era o valor utilizado para estimar os custos marginais de atendimento do consumidor no curto prazo; como existia certa arbitrariedade na escolha dos critérios do risco de déficit, os custos marginais de curto prazo do sistema não eram apurados por métodos exclusivamente econômicos;
- d. Os custos marginais de longo prazo, por sua vez, eram utilizados apenas como tarifa de referência, não sendo considerados pelo poder concedente quando da determinação do custo do serviço das concessionárias. Esta prática não prejudicou muito o setor enquanto existiam recursos extra-tarifários, utilizáveis para os fins de expansão, provenientes do IUEE.

Apesar desses problemas, a introdução do princípio do custo marginal teve impactos positivos na eficiência do setor. Exemplo disso foi a melhor modelagem da curva de carga diária do sistema, que reduziu as diferenças existentes entre as taxas de utilização de energia elétrica nos horários de pico e fora de pico. Conseqüentemente, o fator de carga¹⁸ do sistema elevou-se de 76% para 83%, enquanto a modulação¹⁹ da carga média reduziu-se de 60% para menos de 40% entre 1982 e 1987. Por outro lado, as tarifas sazonais tiveram pouco impacto sobre as curvas de carga porque, conforme mencionado anteriormente foram ofertadas para grandes consumidores em alta-tensão, cuja demanda não oscila sazonalmente. [7]

A crise financeira mundial, refletida sobre o setor elétrico brasileiro na década de 80 afetou profundamente o modelo de financiamento do setor elétrico, que até então se baseava em três componentes: autofinanciamento, através de tarifas reais; impostos setoriais (IUEE) e financiamento externo.

As tarifas de eletricidade passaram a ser utilizadas como instrumento de controle inflacionário e, como mostra o gráfico 4.1, sofreram um longo e significativo declínio em seus valores reais. Conseqüentemente, os níveis tarifários obtidos não foram capazes de

¹⁸ Relação entre as demandas máxima e média de um sistema.

¹⁹ Processo de variação de amplitude, intensidade, frequência, comprimento e/ou da fase da curva ou sinal.

garantir a remuneração mínima legal de 10% ao ano sobre os ativos em serviço, prejudicando o autofinanciamento do setor. [8]

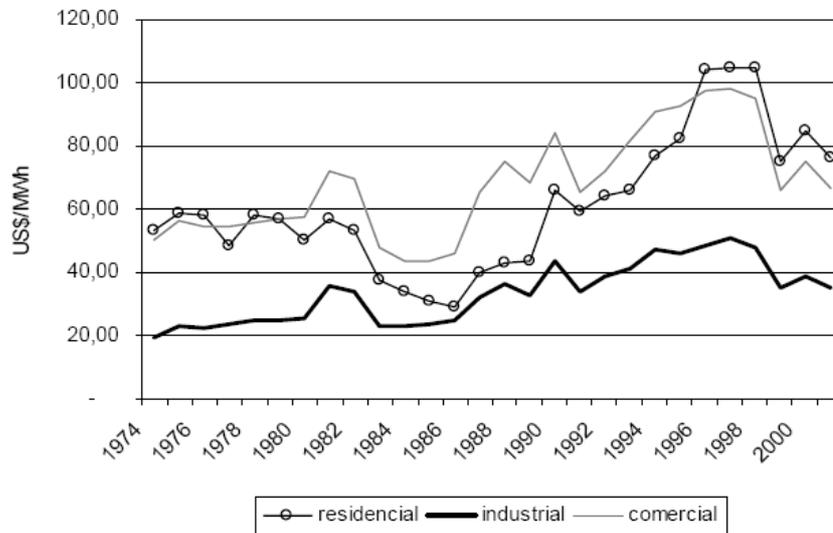


Gráfico 4.1 - Evolução das tarifas médias de fornecimento.

FONTE: Eletrobrás.

4.5.4 A desigualização tarifária

O regime de remuneração garantida e a equalização tarifária desestimulavam a competitividade entre as concessionárias e a adoção de medidas de redução de custos e melhoria de produtividade. Neste sentido, a Constituição de 1988 estimulou a autonomia dos estados e municípios, em defesa da aplicação de tarifas que refletissem os custos de suas concessionárias, e substituiu o IUEE pelo Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), cuja taxação era de livre arbítrio dos governos estaduais.

A Lei nº 8.631/93, entre outras coisas, introduziu inovações importantes no setor elétrico brasileiro:

- a. Eliminou o regime de equalização tarifária, ou seja, as geradoras e as distribuidoras passaram a propor, mensalmente, ao DNAEE tarifas que cobrissem seus respectivos custos de serviço, desde que fosse mantido o valor médio, podendo promover compensações entre as classes de consumidores finais. O DNAEE permanecia com a

- função de supervisionar e aprovar tanto as tarifas de suprimento quanto as de fornecimento;
- b. Estendeu o rateio de custos de combustíveis da geração térmica para todas as concessionárias do país, na proporção da participação de cada empresa do país no mercado de eletricidade, constituindo a chamada conta CCC;
 - c. Promoveu um amplo encontro de contas entre as empresas credoras e devedoras do setor, eliminando o crédito das geradoras federais junto às distribuidoras estaduais. O tesouro nacional absorveu os valores relativos às dívidas das empresas neste encontro de contas;
 - d. Estabeleceu a obrigatoriedade de contratos de suprimento de energia entre as geradoras e as distribuidoras, através dos quais seriam fixadas as demandas de potência e de energia a curto, médio e longo prazos. As tarifas de suprimento deveriam ser calculadas com base nestas previsões e no consumo efetivo.

A ausência de condições institucionais adequadas na época, principalmente no que se refere à existência de um órgão regulador bem estruturado e independente para fiscalizar o cumprimento dos contratos, examinar as diversas planilhas de custos das empresas e dar a decisão final sobre as tarifas inviabilizou a implantação da grande maioria das medidas estabelecidas na lei.

O lançamento do Plano Real, em julho de 1994, estabeleceu o congelamento das tarifas públicas. Somente em novembro de 1995 (após 18 meses de congelamento), através da Portaria nº 267/95 do Ministério da Fazenda, foi permitido ao DNAEE reiniciar o processo de reajuste e homologação das tarifas de energia elétrica.

5 A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O NOVO MODELO DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

A expansão da capacidade de oferta de energia elétrica representou um dos elementos principais da estratégia de desenvolvimento brasileiro nos últimos cinquenta anos. O Estado e as empresas energéticas estatais atuaram notavelmente neste sentido. A política de preços, os investimentos e decisões de financiamento foram fortemente centralizados e bem adaptados ao contexto da época.

As transformações ocorridas na economia mundial no início dos anos 80, especialmente no sistema financeiro, reverteram radicalmente as condições de financiamento dos investimentos de energia. Este período marcou também o início da crise financeira do setor elétrico brasileiro, caracterizada pelo endividamento excessivo e dificuldade de autofinanciamento e de conseguir novos empréstimos.

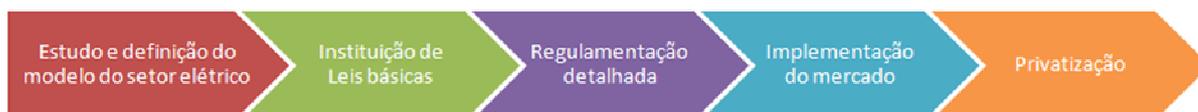
As saídas para solução do problema financeiro corresponderam ao processo de reestruturação do setor e ao retorno da participação do investimento privado. A reestruturação teve como base alterações do modo de organização industrial e dos mecanismos de regulamentação.

Assim como em diversos países do mundo, o mercado de energia elétrica brasileiro, depois de cerca de um século operando verticalizado sob regime de monopólio estatal, iniciou o processo de privatização para operar desverticalizada em regime concorrencial. Dessa forma, o modo de organização industrial teve que se transformar progressivamente, com a introdução de pressões competitivas e o desmembramento das atividades de geração, transmissão e distribuição.

A proposta de reorganização do setor elétrico brasileiro foi similar ao caso inglês, principalmente no que se refere aos instrumentos de estímulo a competição e eficiência produtiva (desverticalização, livre acesso às redes de transmissão, criação de um mercado *spot*, regulamentação flexível e privatização). Uma das grandes diferenças é que na

Inglaterra, a implementação de uma nova configuração do setor elétrico precedeu a privatização das empresas de eletricidade. No Brasil, as privatizações caminharam em paralelo com a construção do sistema regulatório. A Figura 5.1 ilustra um esquema sequencial de como deveria ter sido o processo de reformas institucionais e privatização do setor elétrico e como estas aconteceram no Brasil.

Como deveria ter sido:



Como foi:



Figura 5.1 – Esquema sequencial do processo de reforma do setor elétrico no Brasil.

5.1 A ESTRATÉGIA BRASILEIRA DA PRIVATIZAÇÃO

A proposta de modelo para a privatização do setor elétrico adotou uma estratégia de execução gradativa, visando reduzir a dívida pública, melhorar a eficiência produtiva da energia elétrica e resgatar a capacidade de investimento das empresas.

A tentativa de privatização do setor elétrico iniciou-se no governo Collor, com a inclusão das empresas do grupo Eletrobrás no Programa Nacional de Desestatização²⁰ (PND), em 1992. Desde então, a venda das geradoras passou a ser muito problemática por envolver diversas questões polêmicas, tais como as questões ambientais, de controle dos rios, tarifárias e até mesmo a inadimplência das distribuidoras estaduais. Desta forma, a estratégia do governo Collor, mantida pelos governos que o sucederam, foi de iniciar a privatização pelo segmento de distribuição federal e, em seguida, pelo segmento de distribuição estadual de energia. Na tabela 5.1 pode-se observar as empresas que foram privatizadas do período de 1995 a 1998. [7]

²⁰ Lei nº 8.031/90.

Tabela 5.1 - Processo de privatização do setor elétrico de 1995 a 1998.

FONTE: BNDES (2001)

EMPRESA	DATA DA VENDA	PRINCIPAIS ACIONISTAS	PARTICIPAÇÃO NO MERCADO NACIONAL (%)
I. Distribuição Sul/Sudeste/Centro Oeste			
1. Escelsa (ES)	12.07.95	GTD (Brasil) Iven (Brasil)	2,2
2. Light (RJ)	21.05.96	EDF (França) AES (Estados Unidos) Houston (Estados Unidos)	9,0
3. Cerj	20.11.96	Endesa (Chile) Chilectra (Chile) Endesa (Espanha) EDP (Portugal)	2,4
4. RGE (RS)	21.10.97	VBC (Brasil) CEA (Estados Unidos)	1,9
5. AES Sul (RS)	21.10.97	AES (Estados Unidos)	2,4
6. CPFL (SP)	01.11.97	VBC (Brasil) Bonaire (Brasil)	7,1
7. Enersul (MS)	19.11.97	Iven (Brasil) GTD (Brasil)	1
8. Cemat (MT)	27.11.97	Grupo Rede/Inepar (Brasil)	0,95
9. Metropolitana (SP)	15.04.98	EDF (França)	13,7

		AES (Estados Unidos)	
		Houston (Estados Unidos)	
10. Elektro (SP)	16.07.98	Enron (Estados Unidos)	4,1
		VBC (Brasil)	
11. Bandeirante	17.09.98	Bonaire (Brasil)	9,2
		EDP (Portugal)	
II. Distribuição Norte/Nordeste			
12. Coelba (BA)	01.07.96	Iberdrola (Espanha)	3,3
		Previ (Brasil)	
13. Energipe (SE)	1/12/1997	Cataguases (Brasil)	0,6
		CMS (Estados Unidos)	
14. Cosern (RN)	1/12/1997	Iberdrola (Espanha)	0,9
		Previ (Brasil)	
15. Coelce (CE)	02.04.98	Endesa (Chile)	1,9
		Chilectra (Chile)	
		Endesa (Espanha)	
		EDP (Portugal)	
16. Celpa (PA)	01.07.98	Grupo Rede/Inepar (Brasil)	1,2

A análise dos resultados do processo de privatização das distribuidoras de eletricidade mostra uma expressiva participação de operadoras estrangeiras de energia elétrica, associadas, em sua grande maioria, a fundos de pensão de empresas estatais, na busca de interesses estratégicos ligados aos processos de expansão internacional. [7]

O poder executivo federal estimulava os governos estaduais a venderem suas distribuidoras através do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES),

que propunha programas de financiamento, funcionando como gestor nacional do programa de privatizações. O BNDES oferecia suporte a privatização do setor elétrico através de empréstimos a possíveis interessados na compra do capital acionário das estatais privatizadas. À exemplo, está o empréstimo de capital para o grupo VBC (Votorantim, Bradesco e Camargo Correa), que adquiriu em leilão a Bandeirantes e a CPFL.

Paralelamente à venda dos ativos de energia elétrica monitoradas pelo BNDES em diversos governos estaduais, surgiram processos independentes de privatizações estaduais dos governos de São Paulo, Rio Grande do Sul e Minas Gerais. Estes estados desenvolveram, entre outras medidas, a fragmentação das empresas e constituição de órgãos reguladores estaduais. Estas propostas elevaram as incertezas sobre o ritmo e a natureza da transição que se presenciava, visto que, a ausência de uma coordenação entre as reformas implantadas nos estados poderia agravar a dificuldade de preservação do sistema interligado em operação coordenado existente.

5.2 O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO

As reformas setoriais foram ocorrendo de forma paralela à privatização de ativos federais e estaduais. As reformas do setor elétrico para implantação do novo modelo basearam-se em três pilares básicos: a introdução de competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica; a criação de um instrumental regulatório para a defesa da concorrência nos segmentos competitivos, com destaque para a garantia do livre acesso nos sistemas de transporte (transmissão e distribuição); e, por fim, o desenvolvimento de mecanismos de incentivos nos segmentos que permanecem como monopólio natural (fornecimento de energia no mercado cativo e transmissão de eletricidade), incluindo, ainda, mecanismos de regulação técnica da rede de transmissão.

Durante o final de 1996 e início de 1997, o Ministério de Minas e Energia elaborou um trabalho juntamente com consultores liderados pela *Coopers & Lybrand*²¹, que

²¹ Empresa de consultoria inglesa contratada pelo governo federal em 1996, que atuou conjuntamente com técnicos e consultores da Eletrobrás, do DNAEE, da Secretaria Nacional de Energia do MME e de concessionárias até 1998.

estabeleceu as linhas gerais do modelo do setor elétrico a ser implantado no Brasil. Esse relatório foi utilizado como bússola para guiar os reestruturadores do setor elétrico brasileiro.

Para instituição do novo modelo foram decretadas a Lei nº 9.074/95, que assegura, aos fornecedores e respectivos consumidores livres, livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão mediante ressarcimento, além de criar a figura do produtor independente de energia; a Lei nº 9.427/96, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); e a Lei nº 9.648/98, que definiu, dentre outras coisas, as regras de livre acesso, tarifas e estrutura de mercado.

5.2.1 A Criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

A criação da ANEEL representa um marco na reforma regulatória do setor elétrico brasileiro. Anteriormente, o DNAEE, órgão subordinado ao Ministério das Minas e Energia, exercia implicitamente a regulação das empresas de energia elétrica. Na configuração regulamentar do DNAEE, as políticas setoriais estavam diretamente subordinadas ao Poder Executivo, o que muitas vezes resultava em objetivos contraditórios, tais como fatores microeconômicos (eficiência produtiva), macroeconômicos (controle inflacionário e do déficit público) e sociais (universalização dos serviços).

Durante a atuação do DNAEE não foi exercida a regulação de forma efetiva sobre as empresas. A razão disso é o natural desinteresse do Estado em se autofiscalizar, tendo em vista que as empresas estavam sob o controle acionário do Estado e não havia mecanismos sociais de controle sobre essas empresas. Como exemplo, podem ser citados os graves problemas ambientais surgidos ao longo das obras nos anos 80 e, também, a falta de mecanismos pelos quais os consumidores pudessem reclamar seus direitos, considerando, inclusive, que o Código de Defesa do Consumidor somente foi promulgado em 1990. [9]

A criação da ANEEL objetivou preencher a carência de um órgão setorial com autonomia para a execução do processo regulatório e para a arbitragem dos conflitos dele decorrentes, fruto dos distintos interesses entre poder concedente, empresas (prestadores dos serviços) e consumidores. A Lei nº 9.427/96 que atribuiu a competência de reguladora

do sistema elétrico à ANEEL qualificou sua natureza jurídica de autarquia especial, o que permite ao órgão relativa independência nos seguintes aspectos:

- a. Autonomia decisória e financeira, o que lhe confere agilidade nas suas iniciativas;
- b. Autonomia dos seus gestores, que após a investidura nos seus mandatos só podem ser afastados com base em critérios rígidos de demissão;
- c. Delegação de competência normativa para regulamentar questões técnicas atinentes ao setor;
- d. Motivação técnica e não política de suas decisões, conferindo à atuação da Agência neutralidade na solução dos conflitos e na adoção de medidas.

Esses aspectos dispensam a ANEEL de subordinação hierárquica direta, embora vinculada ao ministério setorial no cumprimento de contrato de gestão. Os conselheiros da ANEEL, assim como toda administração pública, têm a gestão financeira submetida ao controle do Legislativo e todos os seus atos se submetem ao controle de legalidade pelo judiciário. Além disso, são obrigados a realizar audiências públicas e dar transparência às suas atividades objetivando dar condições para que todos (consumidores, empresas do setor, autoridades e público em geral) possam ter um mínimo de compreensão das questões que os envolvem.

Dois outros aspectos importantes na legislação de criação da ANEEL são a definição de atribuições para que o órgão exerça o cumprimento da defesa da concorrência, estabelecendo regras para impedir a concentração de mercado e a previsão do estabelecimento de convênios com agências estaduais, refletindo o caráter descentralizado do setor elétrico brasileiro, para o controle e fiscalização dos serviços e instalações de energia elétrica. [9]

Os principais desafios encontrados no desempenho eficaz da missão regulatória da agência consistiram na falta de tradição regulatória e de pessoal especializado e na dificuldade de estabelecer uma efetiva autoridade das decisões da ANEEL na solução de eventuais conflitos, visto que possíveis arbitragens efetuadas pela Agência poderão ser levadas à apreciação do Poder Judiciário, e esta possibilidade, em razão da inerente morosidade das demandas judiciais, faz com que, na prática, muitas das decisões da Agência não surtam os efeitos imediatos esperados.

5.2.2 Criação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

O CNPE é um órgão de assessoramento do Presidente da República, através da formulação de políticas e diretrizes de energia destinadas a:

- a. Promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com o disposto na legislação aplicável e com os princípios;
- b. Promoção do desenvolvimento sustentado, ampliação do mercado de trabalho e valorização dos recursos energéticos;
- c. Proteção dos interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;
- d. Proteção do meio ambiente e promoção da conservação de energia;
- e. Incremento da utilização do gás natural;
- f. Identificação das soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País;
- g. Utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis;
- h. Atração de investimento na produção de energia;
- i. Rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;
- j. Estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear;
- k. Estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seu derivados, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o artigo 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991.

5.2.3 Introdução de competição na geração e comercialização

A introdução da competição na geração e na comercialização empregou uma série de mecanismos envolvendo estímulos à entrada de novos agentes geradores de energia elétrica

(na geração) e a livre escolha do fornecedor de energia por parte de grandes consumidores (na comercialização).

No que se refere ao segmento de geração, um dos principais instrumentos adotados foi o estímulo à entrada de novos agentes, por meio de duas alterações regulatórias no recém-criado regime para remodelar as relações econômicas no setor: nos critérios de licitação para a construção de novas plantas e no *status* dos operadores de plantas de geração a ser privatizadas²². [9]

Em relação a licitação de novas plantas, a Lei nº 9.648/98 estabeleceu que a licitação para a construção de novas plantas de geração pode ocorrer não somente pela escolha dos critérios da menor tarifa do serviço a ser prestado ou pelo de maior valor ofertado pela outorga, mas também pela combinação desses dois critérios ou ainda pela combinação deles com o de melhor proposta técnica. Essa alteração é importante porque traz mais flexibilidade aos interessados em participar da licitação.

Quanto a operação de empresas geradoras a serem privatizadas, a mesma lei estende, a critério do regulador, o regime de produção independente para os casos de privatização de empresa detentora de concessão ou autorização de geração de energia elétrica. Quando se tratar de geração de origem hidráulica, essa mudança de regime se dá de forma onerosa.

Tanto a mudança do regime jurídico de concessionária para o de produtor independente quanto a possibilidade de o critério de licitação pelo maior valor ofertado ter um peso maior na composição da oferta a ser feita no leilão proporcionam maior incentivo à entrada no segmento de geração, tendo em vista o grau de maior liberdade do produtor independente no estabelecimento dos volumes e dos preços da energia comercializada²³. [10]

²² Adicionalmente a essas medidas, a Lei 9.427/96 estabeleceu incentivos tarifários para os produtores independentes de pequenas centrais hidrelétricas (até 30 MW). A ANEEL deve estipular percentual de redução de no mínimo 50% sobre as tarifas de uso do sistema de transmissão pagas por esses produtores. [10].

²³ A alteração do *status* de concessionária para o de produtor independente desonera os investidores da obrigação de servir. Esses novos critérios foram aplicados, pela primeira vez, na Gerasul, única geradora federal privatizada até outubro de 1999. [10].

No entanto, ao perceber que a simples entrada de novos agentes não garantia, por si só, a expansão da capacidade instalada na geração, a ANEEL cogitou recuar na trajetória de flexibilização da legislação até então implementada. Para tanto, foi adotada, nos seguintes contratos de concessão, a obrigatoriedade de acréscimos de capacidade instalada por parte dos novos concessionários privados, como, por exemplo, no caso de Furnas.

No que diz respeito à comercialização de energia elétrica, a Lei nº 9.648/98 estabeleceu a imediata entrada em vigor da liberdade de escolha do fornecimento de energia para os consumidores com carga maior ou igual a 10 MW e que fossem atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV. Essa energia já começou a ser comercializada no Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), por meio de contratos financeiros, de curto prazo (mercado *spot*) ou de longo prazo (contratos bilaterais), denominados Contratos do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (CMAE).

Para que a energia comercializada pudesse ser entregue aos consumidores foi necessário instituir o Livre Acesso às redes de distribuição e transmissão, direito garantido pela Lei nº 9.074/95 mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente.

Os acessantes dos sistemas de transmissão e distribuição passaram a pagar encargos de uso desses sistemas, estabelecidos com base em tarifas fixadas pela ANEEL, em conformidade com diretrizes emanadas da lei e dos contratos celebrados. Uma parcela dessas tarifas representa o custo do transporte da energia gerada ou consumida e está associada aos investimentos feitos pelas concessionárias para construção dessas redes. Essa parcela é comumente conhecida como “tarifa-fio”: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

5.2.4 O Mercado Atacadista de Energia (MAE)

O MAE foi criado pela Lei nº 9.648/98 e regulamentado pelo Decreto nº 2.655/98, com a função de intermediar todas as transações de compra e venda de energia elétrica de cada um dos sistemas elétricos interligados (mercado de longo prazo). O MAE assumiu

também a contabilização financeira das operações de curto prazo (mercado *spot*) de compra e venda de eletricidade no final de junho do ano de 1999, sendo regulamentado pela ANEEL.

Pela legislação do Acordo de Mercado, celebrado em setembro de 1998, participariam do MAE todos os geradores com capacidade maior ou igual a 50 MW, todos os varejistas (distribuidoras e comercializadores de energia) com carga anual maior ou igual a 100 GWh e todos os grandes consumidores com demanda acima de 10 MW.

O MAE era responsável por contabilizar as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas deveriam ser liquidadas no mercado de curto prazo ou mercado *spot*. Dessa forma, pode-se dizer que o mercado de curto prazo é o mercado das diferenças entre montantes contratados e montantes medidos, conforme demonstra a ilustração da figura 5.2.



Figura 5.2 – Esquema de comercialização do mercado *spot*.

FONTE: CCEE

O preço da energia comercializada no mercado *spot* apresentava oscilações de acordo com o risco de déficit do sistema e com a sua capacidade de atendimento da demanda. Em razão dessas oscilações, a previsão do governo é de que o total de energia a ser comercializada no mercado *spot* não deveria ultrapassar a parcela de 10% a 15% do total da energia transacionada no MAE. Na prática, o mercado *spot* envolvia tanto a oferta de sobras de energia quanto a demanda para complementar eventuais necessidades de energia para atender às exigências contratuais dos agentes do setor elétrico [11].

O principal papel desempenhado pelo mercado *spot* era constituir preços de referência, contribuindo assim para a redução do poder de mercado das grandes concessionárias e dos preços dos contratos bilaterais.

Para contornar a volatilidade do mercado *spot*, o novo modelo atribuiu os contratos bilaterais de longo prazo que, diferentemente da energia comprada no curto prazo, têm o preço da energia prefixado e, por isso, envolvem um grau bem menor de incerteza.

5.2.5 A transição entre os modelos do setor elétrico

Para suavizar os efeitos decorrentes da implantação do novo modelo, o governo estabeleceu um período de transição, no qual foram estabelecidos contratos iniciais entre geradores e compradores, com período de vigência de nove anos. A vantagem dos contratos iniciais era que os novos agentes privados teriam garantido um fluxo de receitas contratadas durante a sua vigência. Por outro lado, provocava o adiamento da possibilidade de maior concorrência no segmento de suprimento de energia.

Até 2003, a competição no segmento de geração ficou restrita a toda energia nova que fosse acrescida ao sistema pelos novos investimentos. Após essa data, a quantidade de energia comercializada livremente passou a crescer bastante anualmente, quando comparada com o volume dos contratos iniciais, estimulando gradualmente a concorrência nesse segmento.

Como os contratos iniciais tratavam apenas dos preços de geração, a ANEEL definiu que a tarifa de suprimento deveria ser dividida em dois componentes: geração e transporte. O gráfico 5.1 pode indicar a evolução do consumo de energia elétrica das classes dos agentes do setor elétrico brasileiro.

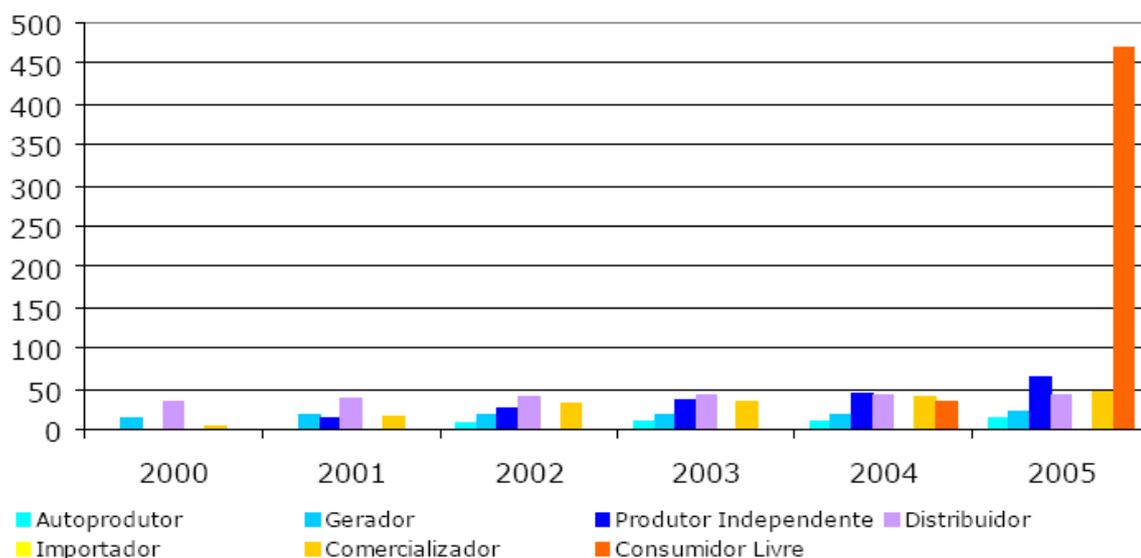


Gráfico 5.1 - Evolução anual do consumo de energia elétrica das classes de geração, distribuição e comercialização.

FONTE: Relatório anual CCEE 2005 (2009)

5.2.6 O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Com o objetivo de garantir o funcionamento “neutro” dos sistemas de transmissão, evitando a possibilidade de práticas discriminatórias dos proprietários e, ao mesmo tempo, viabilizando o funcionamento cooperado do sistema, o governo criou, em agosto de 1998, a figura do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), entidade similar ao Operador Independente do Sistema (*Independent Operator System – ISO*), implementado no contexto internacional. [10]

O ONS é uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, composta por representantes dos diversos agentes do setor, dos consumidores e do poder concedente. O ONS tem a responsabilidade de controle operacional direto de todos os ativos que compõem a rede básica²⁴ de transporte de energia elétrica, sejam eles de propriedade das empresas de geração, transmissão, distribuição ou consumidores livres acessantes da rede de transmissão.

²⁴ Os critérios e a composição da rede básica de transporte foram estabelecidos, respectivamente, pelas Resoluções nº 245/98 e nº 66/99, da ANEEL. De acordo com essas resoluções, as redes básicas são representadas por todas as linhas de empresas do setor elétrico em tensões de 230 kV ou superiores.

Por meio de um Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST), os proprietários das redes básicas de transporte fazem uma cessão de direitos de controle operacional dos seus ativos para o ONS, mediante o pagamento de receitas que lhes remunerem os custos e os investimentos realizados.

As principais funções do ONS são:

- a. Garantir o livre acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória;
- b. Promover a otimização da operação do sistema elétrico, fazendo o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração;
- c. Incentivar a expansão do sistema ao menor custo;
- d. Administrar as redes básicas de transmissão.

Além de seguir a experiência internacional, o modelo brasileiro adotou a gestão colegiada para o seu órgão diretor. O ONS é constituído por uma assembléia geral, um conselho de administração, uma diretoria executiva e um conselho fiscal, destacando-se, ainda, o comitê de arbitragem, que tem o objetivo de dirimir divergências entre os participantes²⁵. [10]

No novo modelo, os geradores devem declarar sua disponibilidade de energia para o ONS, que, após a análise dos dados técnicos dessas empresas, estabelecerá um programa de despacho da energia de forma a otimizar centralizadamente o sistema hídrico brasileiro. A receita do gerador deverá ser igual à receita equivalente a energia que ele colocar em disponibilidade para o sistema, independentemente de sua carga total ser despachada ou não. Isso faz com que a lógica do mercado seja subordinada à lógica da operação otimizada centralizada, já que poderão existir casos em que, embora o gerador declare certa disponibilidade, apenas parte dela deverá ser despachada pelo ONS para não afetar o despacho ótimo de todo o sistema interligado.

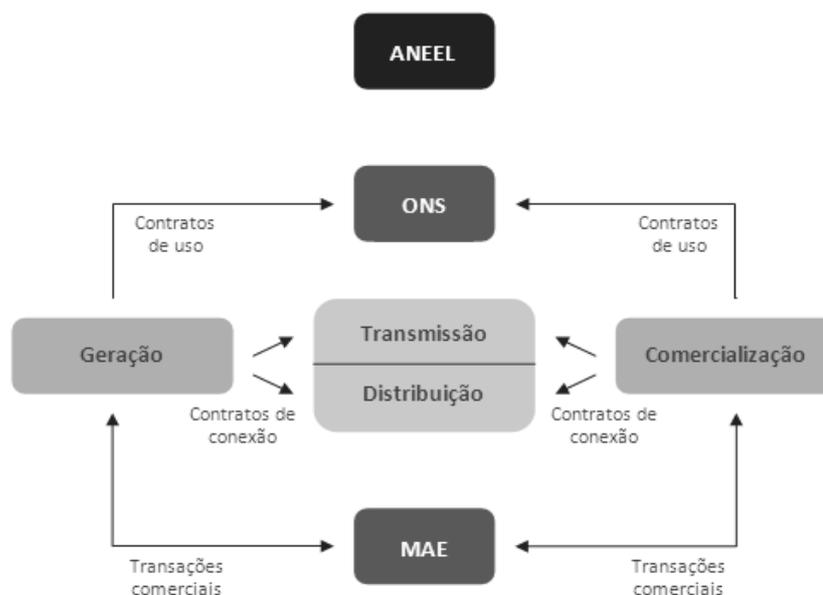
²⁵ O conselho de administração é composto de 15 membros associados, sendo 13 eleitos por suas respectivas classes e dois indicados (um pela ANEEL e outro pela Secretaria de Energia do Ministério das Minas e Energia). A composição dos 13 associados eleitos é a seguinte: três agentes de geração, três da transmissão, três da distribuição, um da comercialização, um dos consumidores livres e dois dos conselhos de consumidores. Segundo o estatuto do ONS, a diretoria executiva será composta por um mínimo de três e um máximo de quatro diretores, eleitos pelo conselho de administração. Tanto este quanto a diretoria executiva terão um mandato de três anos, podendo ser reeleitos por uma única vez. [10]

5.2.7 As novas relações contratuais

Para implantação de novo modelo do setor elétrico brasileiro, a ANEEL alterou as condições gerais da prestação do serviço de transmissão e contratação do acesso, determinando que os Contratos de Suprimento de Energia Elétrica, anteriormente previstos, deveriam ser substituídos por Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE), Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST), Contratos de Uso dos Sistemas de Transmissão (CUST) e Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT)²⁶.

O ONS passou a ser responsável pela contratação e administração dos serviços de transmissão de energia elétrica da rede básica dos sistemas elétricos interligados e suas respectivas condições de acesso. Além disso, o ONS passou a celebrar, em nome das empresas de transmissão, os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), e a firmar, como interveniente, os Contratos de Conexão (CCT) a serem cumpridos com a empresa transmissora em que será instalado o ponto de conexão.

A figura 5.3 apresenta um esquema que ilustra o modelo de comercialização de energia elétrica por intermédio do MAE. A figura 5.4 ilustra o esquema onde podem ser visualizadas as relações contratuais do novo modelo do setor elétrico brasileiro.



²⁶ Resolução nº 247/99.

Figura 5.3 - Configuração do modelo de comercialização de energia elétrica no MAE.

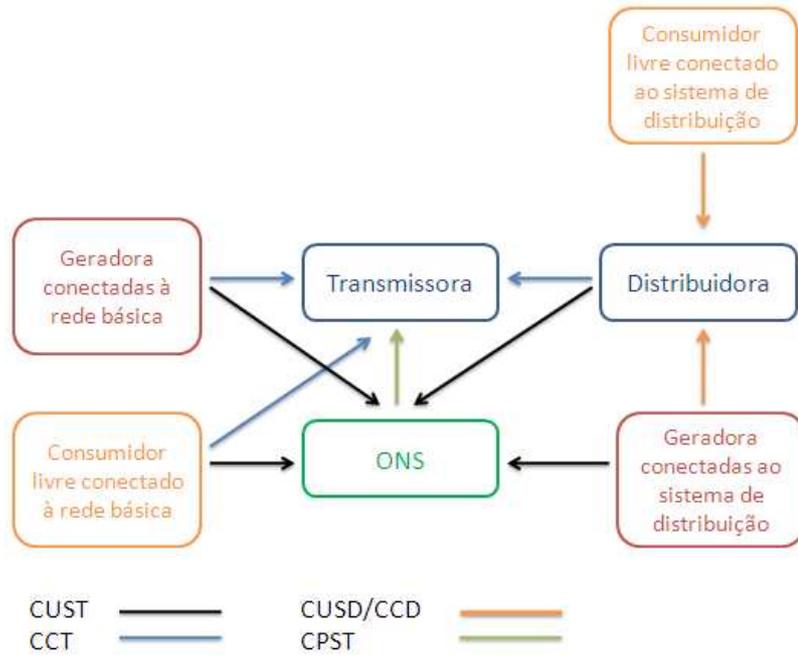


Figura 5.4 - Esquema de relações contratuais do setor energético brasileiro.

5.3 O LIVRE ACESSO ÀS REDES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

5.3.1 Acesso ao sistema de transmissão

O serviço de transmissão de energia elétrica é feito mediante a utilização das instalações da Rede Básica, definida como um conjunto de instalações de transmissão classificadas segundo regras e condições estabelecidas pela ANEEL, sendo normalmente com tensão igual ou superior a 230 kV e com operação coordenada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico. Nesta coordenação, o ONS busca facilitar a relação entre os prestadores dos serviços de transporte e os usuários, celebrando os contratos de uso e supervisionando o cumprimento destes serviços, bem como executando o cálculo dos faturamentos decorrentes. [12]

O ONS coordena a operação das redes elétricas, determinando como cada elemento deve ser operado, de forma que o sistema elétrico tenha seu melhor desempenho, e administra o livre acesso aos sistemas de alta tensão, sendo o responsável pelo relacionamento com os interessados em utilizá-los. Responsabiliza-se também pela análise e coordenação dos estudos associados às solicitações de novos acessos e pela celebração do contrato de uso do sistema de transmissão e, como interveniente, dos contratos de conexão à transmissão. Todos os procedimentos a serem seguidos, os formulários, as informações necessárias e os prazos estabelecidos fazem parte dos Procedimentos de Rede, elaborados pelo ONS, que contemplam também os procedimentos para solicitação de acesso à rede básica de transmissão. [12]

5.3.2 Acesso ao sistema de distribuição

As redes em tensões menores que 230 kV, redes de subtransmissão, geralmente prestam serviço de abrangência regional (redes de distribuição), tendo sua coordenação e operação executadas pela concessionária de distribuição local. O acesso às redes de distribuição é coordenado pela concessionária ou permissionária de distribuição local.

5.3.3 Solicitação de acesso

Os empreendedores interessados em utilizar as redes elétricas para o transporte de energia elétrica devem encaminhar a solicitação ao ONS, quando pretenderem se conectar numa subestação com tensão igual ou superior a 230kV, ou à concessionária de distribuição local, quando pretender se conectar em uma subestação com tensão abaixo de 230kV.

Considerando uma transação entre um Produtor Independente de energia elétrica e um consumidor livre, ambos deverão efetuar as respectivas solicitações de acesso, cada um no seu local de conexão à rede elétrica.

Por determinação da Lei nº 9.074/95, as condições gerais (atribuições, formas de solicitação, obrigações, direitos, índices de qualidade, formas de faturamento, tarifas, etc.) para a contratação e operacionalização do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição foram estabelecidas pela ANEEL por meio da Resolução ANEEL nº 281/99.

5.4 A ESTRUTURA TARIFÁRIA DO MODELO DE MERCADO LIVRE

Com relação às tarifas, os contratos iniciais tinham como objetivo preservar o equilíbrio econômico e financeiro das concessionárias, estabelecendo valores que permitissem cobrir todas as etapas do processo industrial de geração, transmissão e distribuição acrescidas dos impostos e encargos setoriais. De acordo com a ANEEL, dois princípios eram fundamentais na definição das tarifas: a modicidade tarifária, ou seja, uma tarifa acessível para todos os cidadãos, e o equilíbrio financeiro das empresas, tornando-as viáveis para o recebimento e manutenção dos investimentos.

5.4.1 Tarifas do mercado cativo

Foi mantido o regime tarifário pelo custo marginal, conforme descrito no item 4.5.3. No entanto, a ANEEL adotou uma nova sistemática de regulação de tarifas: o regime

*price-cap*²⁷ ou regulação por incentivos. Através deste modelo a ANEEL passou a estabelecer um valor teto para a tarifa, a qual se ajusta anualmente pela taxa de inflação descontada de um índice de ganho de produtividade pré-definido.

O principal objetivo da regulação por incentivos é estimular a produtividade, recompensando a empresa regulada se seu desempenho for superior a parâmetros pré-determinados pelo regulador. O resultado é que se cria um progressivo incentivo à maior produtividade a partir de um processo contínuo de “concorrência” entre as concessionárias, o que gera um círculo virtuoso de aumento de produtividade e modicidade tarifária. Em outras palavras, a Regulação por Incentivos busca simular as condições de um mercado de livre concorrência, mesmo em se tratando de um monopólio natural. [13]

Para definir o novo valor-teto da tarifa (na Revisão Tarifária Periódica), o órgão regulador calcula a Receita Requerida para cobrir os custos das empresas. Estes custos são divididos em duas categorias: os Gerenciáveis e os Não-Gerenciáveis. O gráfico 5.2 mostra a participação da parcela B e dos principais itens da parcela A no valor da tarifa de energia elétrica, enquanto a figura 5.5 ilustra um diagrama esquematizando o processo de Revisão Tarifária Periódica (RTP).

Os Custos Não-Gerenciáveis (ou Parcela A) correspondem a aproximadamente 70% do valor da tarifa e incluem a compra de energia elétrica, os custos de uso do sistema de transmissão, impostos e encargos setoriais. Como a concessionária não tem controle sobre esses custos, eles são repassados integralmente aos consumidores. Os Custos Gerenciáveis (ou Parcela B) somam os outros 30% do valor da tarifa e são aqueles sobre os quais a concessionária tem um controle efetivo. A Parcela B inclui os custos operacionais, a remuneração do capital e a reposição dos ativos da empresa. Os custos operacionais correspondem aos custos de pessoal, material e outras atividades vinculadas diretamente à operação e manutenção para a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica. A remuneração do capital representa o retorno dos investimentos das empresas e resulta da multiplicação do montante de investimentos a ser remunerado pelo custo de capital para

²⁷ O regime de regulação *price-cap* foi originalmente adotado na Inglaterra para regulação dos preços do mercado cativo.

desenvolver a atividade de distribuição no Brasil. O gráfico 5.3 apresenta a evolução das parcelas A e B nas recitas de fornecimento das distribuidoras. [13]

A reposição dos ativos da empresa corresponde ao valor a ser recuperado anualmente para substituir ou repor os ativos ao fim de sua vida útil. É obtido através da multiplicação do montante de ativos da empresa por uma taxa anual de depreciação. Finalmente, a ANEEL calcula o índice de ganho de produtividade, que deverá ser aplicado anualmente no processo de reajuste tarifário para compartilhar com os consumidores os ganhos de produtividade obtidos pelas empresas. [13]

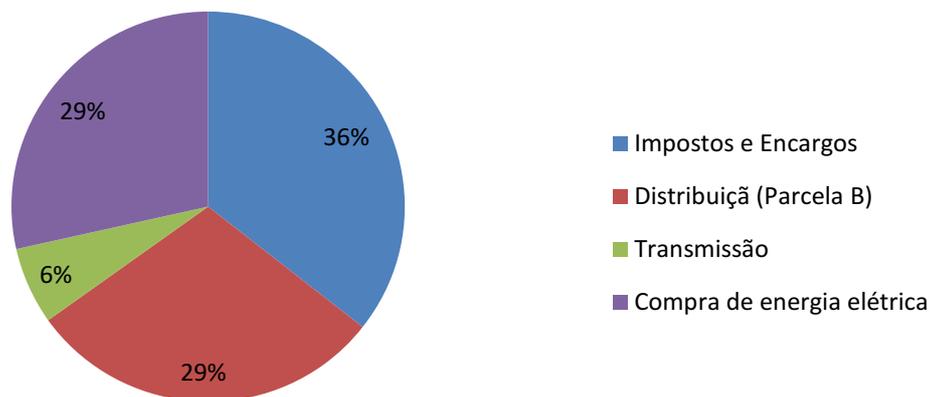


Gráfico 5.2 - Composição da tarifa de energia elétrica.

FONTE: Instituto Acende Brasil (2007).

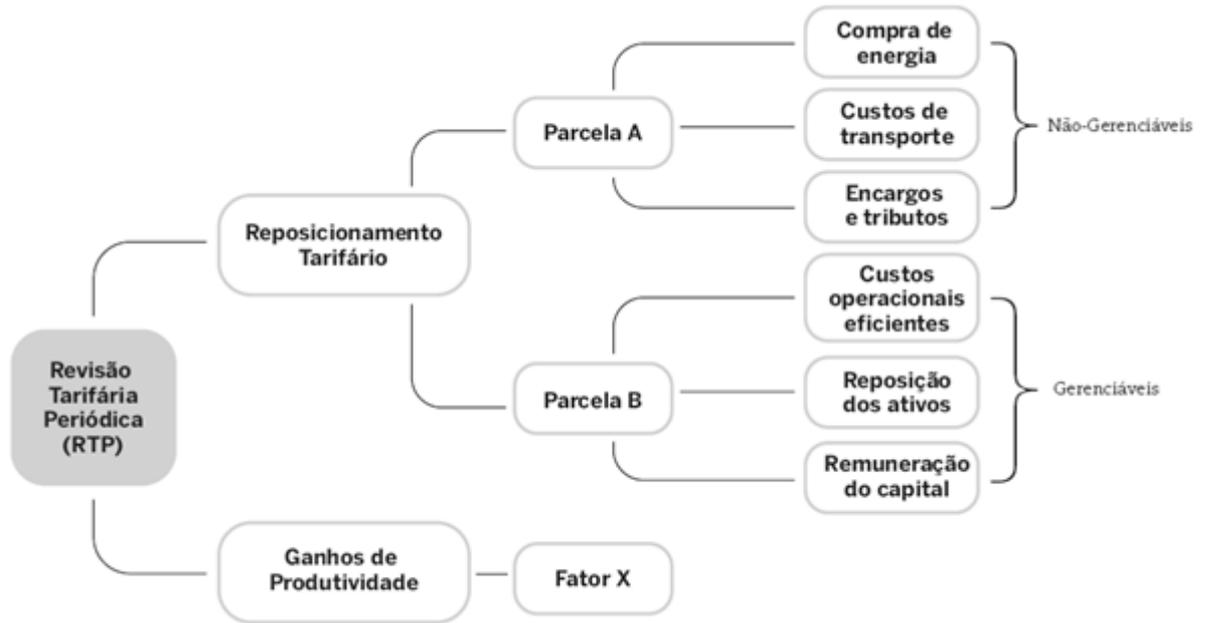


Figura 5.5 – Resumo do Processo de Revisão Tarifária Periódica.

FONTE: Instituto Acende Brasil (2007).

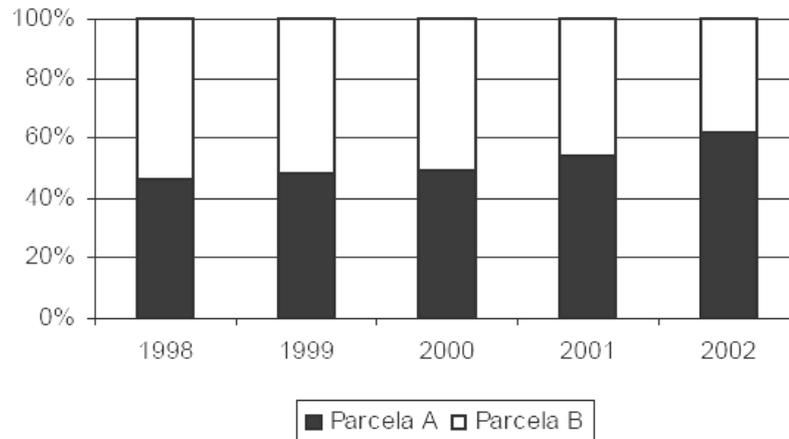


Gráfico 5.3 - Evolução da composição das parcelas A e B na receita das concessionárias.

FONTE: ANEEL/Relatório CBIEE Tendências.

Os consumidores cativos de energia elétrica pagam, por meio da conta recebida de sua empresa distribuidora de energia elétrica, um valor correspondente à quantidade de energia elétrica consumida, no mês anterior, estabelecida em quilowatt-hora (kWh) e

multiplicada por um valor unitário (tarifa) medido em reais por quilowatt-hora (R\$/kWh), que corresponde ao valor de 1 quilowatt (kW) consumido em uma hora.

5.4.2 Tarifas do mercado livre

A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)

A $TUST_{\text{fio}}$ é calculada a partir de simulação com o Programa Nodal, sistema computacional que procura atribuir tarifas que dependem da localização da carga ou geração e também das condições de carregamento da rede elétrica até aquele ponto, ou seja, o número de circuitos a serem percorridos para escoar uma geração ou suprir uma carga e o nível de carregamento desses circuitos que têm relação direta com a intensidade da tarifa de uso do sistema de transmissão. É por esse motivo que, por exemplo, unidades consumidoras instaladas em zonas de geração intensiva têm, normalmente, tarifas inferiores à média, porque aliviam o carregamento dos circuitos da região. [14]

O período tarifário da transmissão vai de 1º de julho de cada ano até 30 de junho do ano subsequente. A data de 1º de julho é coincidente com o reajuste anual dos contratos de concessão da transmissão, quando são reajustadas as receitas anuais permitidas, que as transmissoras recebem para prestar o serviço de transmissão. O Programa Nodal tem como entrada de dados a configuração da rede elétrica, carga e geração projetadas para o mês de junho do ano subsequente ao da simulação das tarifas, bem como a receita anual permitida a ser arrecadada no período, correspondente à soma de todas as receitas anuais permitidas das concessionárias de transmissão. [14]

A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)

A $TUSD_{\text{fio}}$ tem como insumo principal a receita requerida pela distribuidora para a exploração do “serviço fio”, que é constituída da soma das parcelas correspondentes indicadas na Tabela 5.2. A base de remuneração regulatória é definida nas revisões ordinárias, e sobre eles é aplicada a remuneração do capital próprio e de terceiros, e calculada a parcela de depreciação (cota de reintegração). [15]

Os custos eficientes de operação e manutenção (O&M) são definidos a partir da aplicação do modelo da empresa de referência e à provisão para devedores duvidosos. Esses itens correspondem aos custos gerenciáveis da distribuidora, também conhecidos como itens da Parcela B. As demais “parcelas-fio” da Tabela 5.2 compõem os custos não-gerenciáveis ou Parcela A, devendo ser somadas aos itens da Parcela B para se obter a receita requerida a ser recuperada pela aplicação da TUSD_{fio}. [15]

Essa receita é dado de entrada no Programa TARDIST, que calcula o custo marginal de fornecimento de potência, o qual tem como principais insumos os custos marginais de expansão (valores padronizados tendo como base o custo incremental de médio e longo prazo), os diagramas unifilares simplificados da rede da distribuidora e as tipologias de carga de unidades consumidoras e de instalações de transformação. [15]

O custo marginal de fornecimento de potência, também denominado tarifa de referência, reflete a contribuição do “cliente-tipo” (perfil agregado das tipologias de carga) na formação da demanda máxima da rede, e é definido para os postos tarifários “ponta” e “fora de ponta”. [15]

A tarifa de referência aplicada ao mercado de referência de demanda nem sempre recupera a receita requerida para exploração do “serviço fio”, de modo que são necessários alguns ajustes posteriores nessa tarifa para que se obtenha a TUSD_{fio}.

Tabela 5.2 – Encargos setoriais de responsabilidade do segmento de consumo.

FORTE: ANEEL

Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão TUST		Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição TUSD	
TUST fio	TUST encargos	TUSD fio	TUSD encargos
Remuneração	CCC ²⁸ S/SE/CO	Remuneração	CCC
Depreciação	CCC N/NE	Depreciação	CDE
O&M ²⁹	CCC Sistema isolado	O&M	Transporte Itaipu

²⁸ Conta de Consumo de Combustíveis

²⁹ Operação e Manutenção.

RGR ³⁰	CDE ³¹ S/SE/CO	RGR	PIS/CONFINS
PIS/CONFINS	CDE N/NE	PIS/CONFINS	TFSEE
TFSEE (taxa de fisc.)	PIS/CONFINS	TFSEE	Perdas comerciais
P&D ³²		P&D	PROINFA ³³
		Perdas técnicas	ESS
		Encargos de conexão	P&D
		TUSD ou TUST paga	
		Contribuição ONS	

³⁰ Reserva Global de Reversão.

³¹ Conta de Desenvolvimento energético.

³² Pesquisa e Desenvolvimento.

³³ Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de energia.

6 O RACIONAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA E O MODELO DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA ATUAL

6.1 O RACIONAMENTO ENERGÉTICO

O racionamento de energia consistiu em uma redução imediata do consumo de energia elétrica no país como forma de impedir o completo esvaziamento dos reservatórios de água das hidroelétricas. Vigorou no período de junho de 2001 a fevereiro de 2002, para as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. Na região Norte, o racionamento durou menos tempo, iniciou-se em agosto de 2001 e encerrou-se em dezembro de 2001.

Em sistemas elétricos de predominância hídrica, como o brasileiro, um dos maiores desafios é planejar e operar o sistema de modo a garantir uma oferta contínua de energia. Devido às grandes variações no fluxo de água nos rios, a capacidade de geração pode variar significativamente de ano para ano. Para regularizar a geração, o parque gerador hidrelétrico é complementado por grandes reservatórios, que são operados de forma a regularizar a energia afluyente natural³⁴, isto é, a disponibilidade de água a montante das usinas hidroelétricas para gerar energia em períodos de hidrologia adversa. [16]

No gráfico 6.1 é possível observar que a energia afluyente natural nos cinco anos anteriores ao racionamento apresentou dois anos de hidrologia desfavorável, 1996 e 1999, além de 2001. A hidrologia nos anos 1998 e 2000 apresentou valores próximos a média de longo prazo e em 1997 foi bastante favorável. A energia afluyente natural em 2000 foi a décima mais baixa dentre os 71 anos de dados. O gráfico 6.2 apresenta as condições hidrológicas em cada subsistema separadamente. As condições hidrológicas no subsistema Sul foram superiores a média. Em contraste, os subsistemas Norte e Nordeste apresentaram condições hidrológicas bastante desfavoráveis. O gráfico 6.3 apresenta uma comparação da

³⁴ Energia afluyente natural é o volume de água que chegaria às hidroelétricas, subtraído o efeito regularizador dos reservatórios, convertido em unidades de energia elétrica (MWh), considerando o rendimento de cada usina do sistema.

energia armazenada no subsistema Nordeste entre os anos de 2008 e 2009 com o ano de 2001.

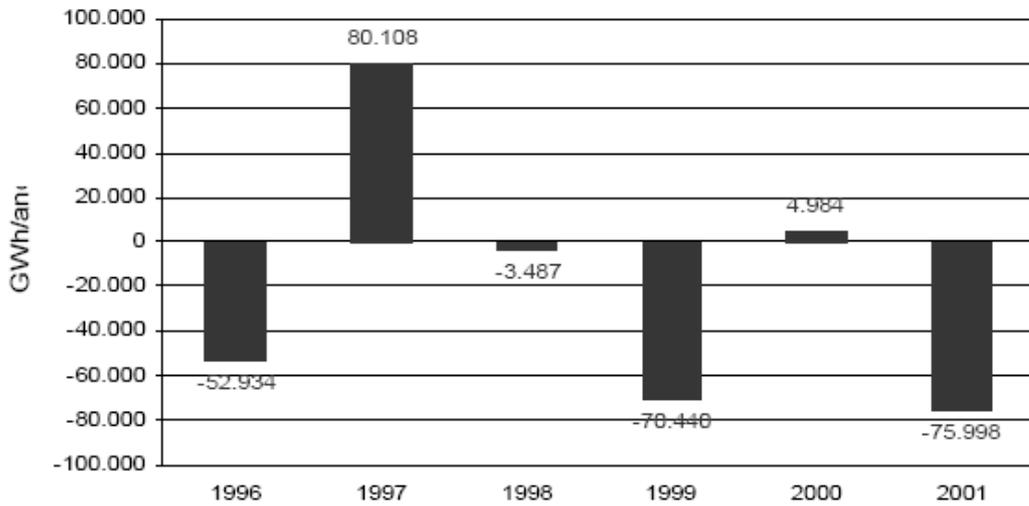


Gráfico 6.1 – Desvio da média da energia af luente natural no sistema elétrico brasileiro.

FONTE: ONS/CBIEE

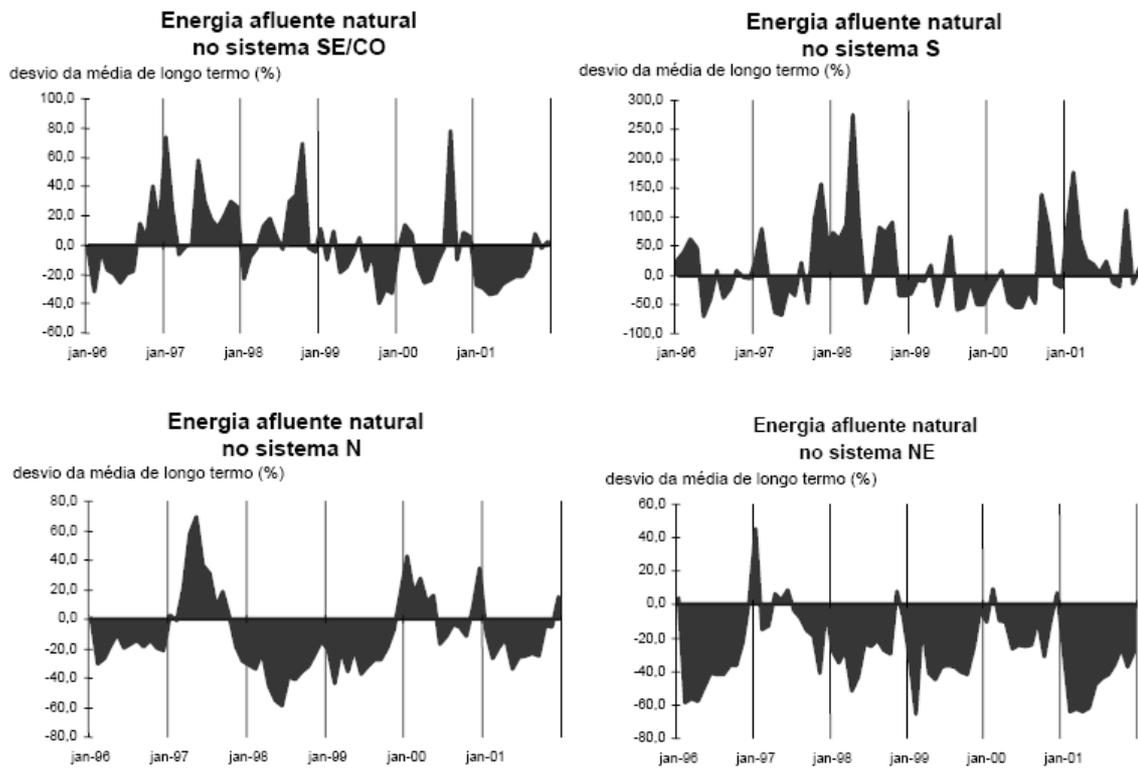


Gráfico 6.2 – Desvio da média da energia af luente natural por subsistema.

FONTE: ONS/CBIEE.

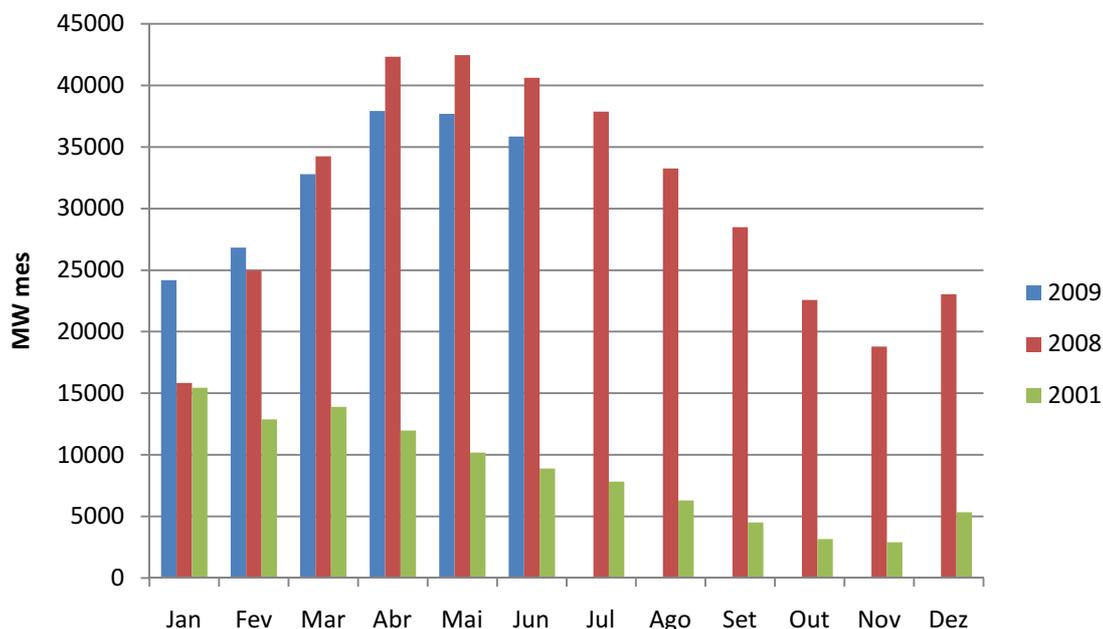


Gráfico 6.3 – Energia armazenada no subsistema NE.

FONTE: ONS.

Embora as condições hidrológicas de 1996 e 1999 tenham sido desfavoráveis, as raízes da crise de oferta de energia estão relacionadas com quatro motivos principais: [17]

- a. Esgotamento do modelo estatal, responsável pela expansão do setor desde os anos 1960;
- b. Falhas no planejamento da transição do modelo estatal para o modelo privado;
- c. Problemas contratuais e regulatórios;
- d. Falta de coordenação entre os órgãos governamentais.

a) Esgotamento do modelo estatal:

A partir da década de 60, a Eletrobrás passou a ser responsável pelo planejamento e coordenação da operação do sistema elétrico brasileiro, impulsionando a expansão do setor. O esgotamento do modelo estatal se deu principalmente por duas razões: a crise fiscal do Estado ao longo da década de 80, que resultou no esgotamento da capacidade de investimento da União nos níveis necessários para expansão do sistema; e pilares

regulatórios inadequados, tais como a equalização tarifária e a remuneração garantida dos investimentos, que não estimulavam a busca da eficiência, fazendo com que as empresas não tivessem incentivos para reduzirem seus custos.

b) Falhas no planejamento da transição entre modelos:

As privatizações das empresas elétricas brasileiras foram feitas com o Real em alta na bolsa de valores mundial e muitas empresas internacionais financiaram suas compras na privatização tomando empréstimos de curto prazo de bancos internacionais. Dessa forma, assim que esses recursos chegavam ao país tinham de atender a dois serviços financeiros: o primeiro ligado à remessa de lucros da empresa privatizada e o outro para pagar os juros e as amortizações do dinheiro que foi tomado para a privatização.

A partir de 1999, além da resistência política enfrentada pelo governo à reforma do setor elétrico, com a crise cambial brasileira e com as crises russa e asiática, não houve mais recursos para a privatização das grandes geradoras da Eletrobrás, de modo que as empresas privadas não tinham condições de efetuar novos investimentos.

Como consequência da interrupção das privatizações, houve, em primeiro lugar, o atraso de obras programadas e, em segundo lugar, a não construção de obras previstas. O Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (GCE - 2001) conclui que estes dois fatores comprometeram seriamente o nível dos reservatórios. O gráfico 6.4 demonstra que os reservatórios das Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste apresentavam o nível de armazenamento de 32% em abril de 2001. Caso não houvesse ocorrido o atraso de obras e caso as usinas de geração programadas tivessem sido construídas, o nível de armazenamento seria, respectivamente, 47% e 73% em abril de 2001.

É importante ressaltar que contribuíram para este quadro tanto o aumento do consumo de energia elétrica como a hidrologia extremamente desfavorável nas Regiões Nordeste e Sudeste que sofreram, respectivamente, a primeira e a segunda maiores secas de suas histórias. [17]

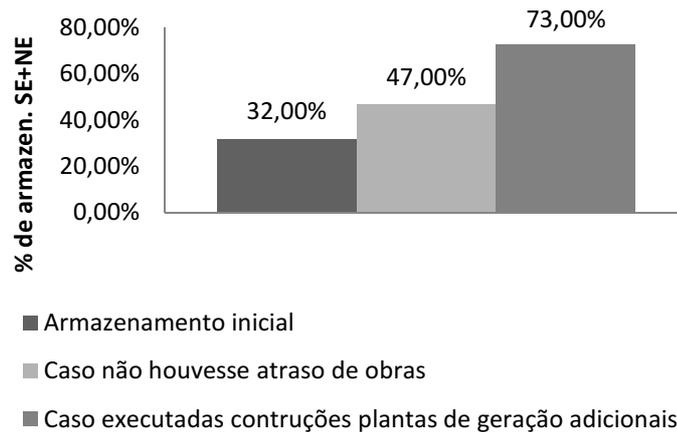


Gráfico 6.4 - Estimativa de impacto dos atrasos dos investimentos sobre os níveis dos reservatórios em abril de 2001.

FONTE: Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (GCE - 2001).

c) Problemas contratuais e regulatórios:

Problemas regulatórios e contratuais agravaram a situação dos reservatórios. Boa parte desses problemas se deve à longa transição entre a privatização das distribuidoras de energia, a fim de aportar novos investimentos e o ritmo de criação do marco regulatório setorial adequado.

A base do novo modelo setorial consistiu no desmembramento de atividades, antes verticalmente integradas, e na instituição da competição nos segmentos de geração e comercialização, para o qual foi necessário garantir de livre acesso às “redes de transporte” de energia elétrica.

No entanto, a Lei das Concessões, que garantia o livre acesso, foi regulamentada em 1995, através da Lei nº 9.074, mas a ANEEL só foi criada em 1997, no mesmo ano em que foi fechado contrato com a consultora internacional *Coopers & Lybrand*, responsável pela elaboração do novo modelo setorial.

O ONS, criado apenas em 1998, exerceria o papel crucial de promover a otimização da operação do sistema elétrico, fazendo o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, de modo a tentar garantir a segurança, a continuidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica no país.

O MAE, que foi criado apenas em 1998, também constituiria papel relevante. Como era o ambiente onde se dava a troca dos excedentes físicos de energia entre os agentes de produção e os de consumo por meio de transações *spot*, era fundamental que esse mercado tivesse credibilidade e transparência para que a medição da energia consumida e vendida fosse feita de forma eficiente. Vale ressaltar ainda, que além da criação tardia, os contratos iniciais impediram que o MAE funcionasse até recentemente, quando a intervenção da ANEEL estabeleceu novas bases do modelo institucional.

d) Problemas de coordenação entre os órgãos governamentais:

Problemas de coordenação entre o Ministério de Minas e Energia e as agências responsáveis pela regulação de energia elétrica (ANEEL), transporte de gás natural (Agência Nacional de Petróleo – ANP) e águas (Agência Nacional de Águas – ANA) impediram a identificação, em tempo hábil, dos sinais de gravidade da crise e, portanto, de aportes emergenciais de recursos em obras de geração e transmissão, bem como da resolução de gargalos para investimentos privados importantes, tal como o caso do valor e do critério de reajuste do preço do gás natural importado para as térmicas do Programa Emergencial elaborado em 1999. [17]

A Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico constatou ainda não havia responsabilidades e procedimentos bem estabelecidos, tanto para a sinalização de problemas de suprimento quanto para a recomendação de medidas de redução do consumo. Por exemplo, se fosse identificada uma situação de alerta, não estavam previstos procedimentos padrões emergenciais nem preventivos. [17]

6.1.1 O racionamento e a crise do setor energético

O racionamento de energia elétrica resultou no acúmulo de prejuízos para empresas e algumas, sobretudo distribuidoras, enfrentaram sérias dificuldades financeiras. No entanto, o principal problema consistiu na falta de perspectivas e a insegurança com relação ao rumo que seria dado ao setor elétrico brasileiro, prejudicando e paralisando novos investimentos e, assim, propiciando o quadro a nova escassez quando o crescimento do consumo não encontrar correspondência no aumento da oferta.

O final do racionamento não marcou o final da crise do setor elétrico brasileiro. A crise permaneceu latente e, para alguns agentes, acentuou-se. As causas dessa crise tiveram como origem dois problemas básicos: a queda da rentabilidade do setor e as incertezas sobre o marco regulatório futuro, onde as empresas prejudicadas permaneceram sem perspectivas futuras. [16]

A queda da rentabilidade do setor decorre, principalmente, dos fatores:

a) A queda no consumo

O racionamento e demais medidas de contenção de consumo tomadas em 2001 foram bem sucedidos em seus objetivos. O resultado foi um decréscimo de 7,9% do consumo de energia elétrica em relação ao ano anterior. Porém a queda inesperada do consumo foi especialmente prejudicial ao setor elétrico porque grande parte dos custos é uma parcela fixa. Dessa forma, as empresas de geração e distribuição defrontam-se com uma queda na sua receita, enquanto que suas despesas são reduzidas numa proporção inferior. É interessante notar, no entanto, que as empresas de transmissão não foram afetadas por essas alterações, pois a sua receita independe do consumo de energia. [16]

O gráfico 6.5 apresenta o consumo de energia por classe de consumo. A redução forçada no ano de 2001, acompanhada de aumento de preços finais ao consumidor, alterou o comportamento da demanda no país. Como pode ser observado, todas as classes de consumo colaboraram para redução da carga. Para se adaptar ao racionamento, os consumidores mudaram seus hábitos de consumo de energia, tais como a substituição de fontes de energia, investimento em equipamentos mais eficientes e adotaram métodos mais eficientes do uso de energia. Assim, o racionamento provocou uma redução permanente do consumo. Após o racionamento o consumo voltou a crescer, mas a partir de um patamar inferior.

Com a queda permanente no patamar de consumo e condições hidrológicas favoráveis em 2002, o sistema logo passou de uma situação de racionamento para uma situação de “excesso de oferta” no curto prazo. Na primeira semana de 2002 os preços de energia de curto prazo do MAE já estavam abaixo dos R\$ 10/MWh e em outubro atingiram o mínimo de R\$ 4/MWh. [16]

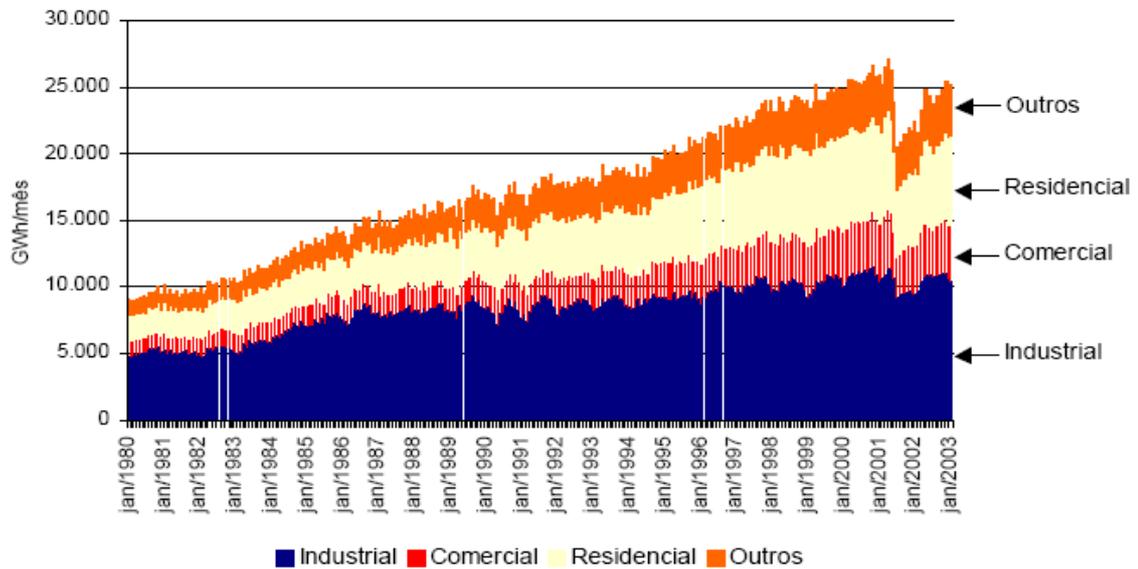


Gráfico 6.5 - Consumo de energia por classe de consumo.

FONTE: Eletrobrás.

b) O aumento dos custos associados à crise de abastecimento

A queda do consumo não foi a única causa da perda da rentabilidade das empresas do setor elétrico. Durante o racionamento, as empresas do setor elétrico sofreram uma forte elevação de seus custos. O principal fator de elevação dos custos das empresas durante o racionamento foi a exposição aos preços do MAE que, durante este período, subiu a patamares elevadíssimos, atingindo o preço-teto vigente de R\$ 648/MWh, conforme ilustrado no gráfico 6.6. Pelas regras do MAE as geradoras hidrelétricas teriam que pagar esse preço pela energia contratada não suprida pelas distribuidoras durante o racionamento. O montante devido pelas geradoras chegou a R\$ 18,7 bilhões só em 2001. [16]

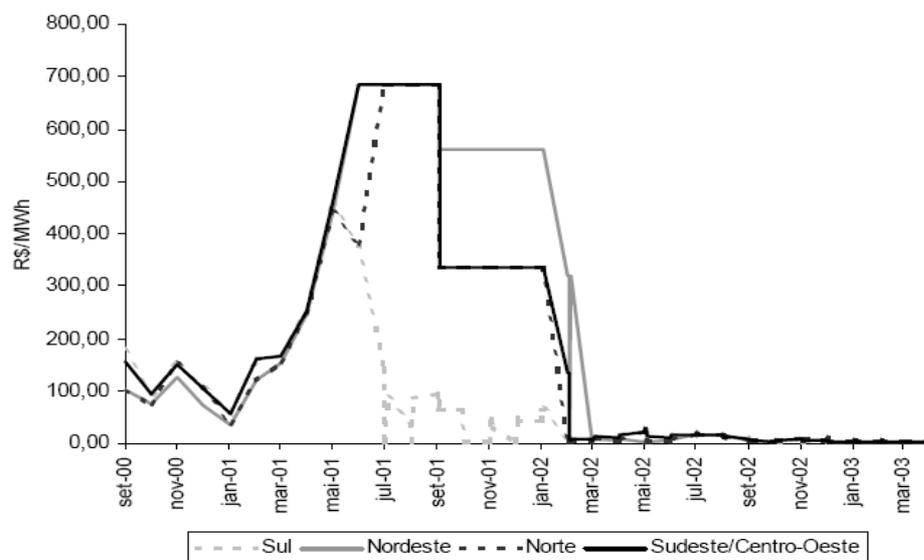


Gráfico 6.6 – Evolução dos preços do MAE.

FONTE: CBIET Tendências (2005).

6.1.2 A gestão do racionamento e a revitalização do modelo setorial

Para equacionar a crise energética de 2001, o governo federal decidiu criar, em maio de 2001, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE)³⁵, com o objetivo de propor e implementar medidas para solucionar a crise do setor no curto prazo e criar as condições para o desenvolvimento sustentado do setor elétrico brasileiro no futuro.

A GCE teve uma atuação mais abrangente, em especial em áreas que transcenderam a crise de curto prazo. A GCE baseou seu plano de ação em quatro pilares fundamentais:

- a. Racionamento;
- b. Programa estratégico de aumento da oferta de energia elétrica, através da retomada dos investimentos privados;
- c. Programa emergencial de aumento da oferta de energia, através da otimização do funcionamento do mercado;
- d. Revitalização do modelo do setor elétrico.

³⁵ Criada e instalada por meio da Medida Provisória nº 2.198-3, de 29 de maio de 2001, e substituída em 6 de julho de 2002 pela Câmara de Gestão do Setor Elétrico (CGSE) conforme Decreto nº 4.261.

A GCE instituiu o Comitê de Revitalização do modelo do setor elétrico, tendo como principal função a formulação de propostas para o aperfeiçoamento do modelo setorial. As propostas elaboradas pelo Comitê de Revitalização foram publicadas em quatro relatórios denominados Relatórios de Progresso e implementados pela Medida Provisória nº 64, de agosto de 2002, que foi convertida na Lei nº 10.604, de dezembro de 2002.

Uma das principais realizações do Comitê de Revitalização foi a articulação do Acordo Geral do setor elétrico, resultando na Lei nº 10.438 de 2002, onde foram abordados diversos temas importantes sobre o setor de energia, dentre os quais pode-se citar: [18]

- a. A Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) para cobrir as perdas das distribuidoras com o racionamento;
- b. O encargo de Capacidade Emergencial para custear o aluguel das usinas térmicas emergenciais na região nordeste;
- c. Novos critérios para classificação das unidades consumidoras na subclasse residencial de baixa renda;
- d. O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de energia elétrica (PROINFA);
- e. As diretrizes para universalização do serviço público de energia elétrica;
- f. Criação da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), com o objetivo de promover a universalização e a produção de energia elétrica a partir de fontes alternativas;
- g. Obrigatoriedade das geradoras sob controle federal de comercializar 50% da sua energia assegurada por meio de leilões públicos, exceto Itaipu e Eletronuclear, e a parcela não negociada nos referidos leilões deverá ser liquidada no mercado de curto prazo do MAE.

6.2 NOVO MODELO DO SETOR ELETRICO BRASILEIRO: MUDANÇAS INSTITUCIONAIS E REGULAMENTARES

A Lei nº 10.604, de 2002, estabeleceu propostas para o aperfeiçoamento do modelo setorial, a saber:

- a. As concessionárias de distribuição somente poderão estabelecer contatos de compra de energia por licitação, na modalidade de leilão, ou por meio dos leilões públicos das geradoras federais;
- b. Os consumidores cativos do grupo A deverão substituir os contratos de fornecimento de energia por contratos equivalentes de conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição e de compra de energia elétrica;
- c. Ficou autorizado a concessão de subsídio econômico aos consumidores da subclasse residencial baixa renda com recursos da Reserva Global de reversão (RGR), com a finalidade de contribuir para a modicidade tarifária;
- d. As concessionárias de geração sob controle federal também poderão comercializar energia elétrica por meio de leilões exclusivos a consumidores finais;
- e. A parcela de energia que não for comercializada pelas geradoras deverá ser liquidada no mercado de curto prazo do MAE.

Em janeiro de 2003, o Governo Federal editou as Medidas Provisórias nº 144 e nº 145 contendo as diretrizes para construção de outro marco regulatório para o setor elétrico, as quais foram posteriormente convertidas nas leis nº 10.848 e nº 10.847, março de 2004, respectivamente. Em julho de 2004, foi publicado o Decreto nº 5.163, regulamentando a comercialização de energia, alterações nos processos de outorga de concessões e autorizações para geração de energia elétrica.

6.2.1 Novos agentes

Os principais pilares do novo modelo consistiram no planejamento de longo prazo, por meio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), na criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que substituiu o MAE e na coexistência dos ambientes de contratação regulada e livre.

6.2.1.1 Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

A Lei nº 10.847, de março de 2004, autorizou a criação da Empresa de Pesquisa Energética, responsável pelo planejamento energético de médio e longo prazo para o setor, tendo por atribuições:

- a. Realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;
- b. Elaborar e publicar o balanço energético nacional;
- c. Identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos;
- d. Dar suporte e participar das articulações relativas ao aproveitamento energético de rios compartilhados com países limítrofes;
- e. Realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos;
- f. Obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica, selecionados pela EPE;
- g. Elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos;
- h. Promover estudos para dar suporte ao gerenciamento da relação reserva e produção de hidrocarbonetos no Brasil, visando à auto-suficiência sustentável;
- i. Promover estudos de mercado visando definir cenários de demanda e oferta de petróleo, seus derivados e produtos petroquímicos;
- j. Desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e socioambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis;
- k. Efetuar o acompanhamento da execução de projetos e estudos de viabilidade realizados por agentes interessados e devidamente autorizados;
- l. Elaborar estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil;
- m. Desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis;
- n. Dar suporte e participar nas articulações visando à integração energética com outros países;
- o. Promover planos de metas voltadas para a utilização racional e conservação de energia, podendo estabelecer parcerias de cooperação para este fim.

6.2.1.2 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica começou a operar em novembro de 2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.177, de agosto de 2004, sucedendo ao Mercado Atacadista de Energia. [19]

A CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo, as quais são auditadas externamente, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 109, de outubro de 2004 (Convenção de Comercialização de Energia Elétrica). As Regras e os Procedimentos de Comercialização que regulam as atividades realizadas na CCEE são aprovados pela ANEEL. [19]

Principais atribuições:

- a. Manter o registro de todos os contratos fechados nos Ambientes de Contratação Regulada (ACR), envolvendo as distribuidoras de energia elétrica, e de Contratação Livre (ACL), envolvendo os consumidores livres e agentes de importação e exportação;
- b. Promover a medição e registro dos dados de geração e consumo de todos os Agentes da CCEE;
- c. Apurar o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) do Mercado de Curto Prazo por submercado;
- d. Efetuar a Contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados no Mercado de Curto Prazo e a Liquidação Financeira;
- e. Apurar o descumprimento de limites de contratação de energia elétrica e outras infrações e, quando for o caso, por delegação da ANEEL, nos termos da Convenção de Comercialização, aplicar as respectivas penalidades;
- f. Apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução de Garantias Financeiras, relativas às Liquidações

Financeiras do Mercado de Curto Prazo, nos termos da Convenção de Comercialização;

- g. Promover Leilões de Compra e Venda de energia elétrica, conforme delegação da ANEEL;
- h. Promover o monitoramento das ações empreendidas pelos Agentes, visando à verificação de sua conformidade com as Regras e Procedimentos de Comercialização, e com outras disposições regulatórias, conforme definido pela ANEEL;

6.2.1.3 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico foi criado pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentado pelo Decreto nº 5.175/2004. O CMSE atua no âmbito do MME, e sob sua coordenação direta, no acompanhamento e avaliação da continuidade e da segurança do abastecimento eletro-energético no país, sendo presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia.

O CMSE será constituído por representantes do MME e titulares dos seguintes órgãos: ANEEL, ANP, CCEE, EPE e ONS. Com as seguintes atribuições:

- a. Acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados, com avaliações das condições de abastecimento e atendimento em horizontes pré-determinados;
- b. Realizar análises periódicas e integradas de segurança do abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados, além de identificar dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial e outros que possam afetar a regularidade e a segurança do sistema;
- c. Elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações que promovam a manutenção da segurança do sistema elétrico.

A organização das instituições governamentais no novo modelo do setor elétrico brasileiro se estruturou conforme ilustra figura 6.1.

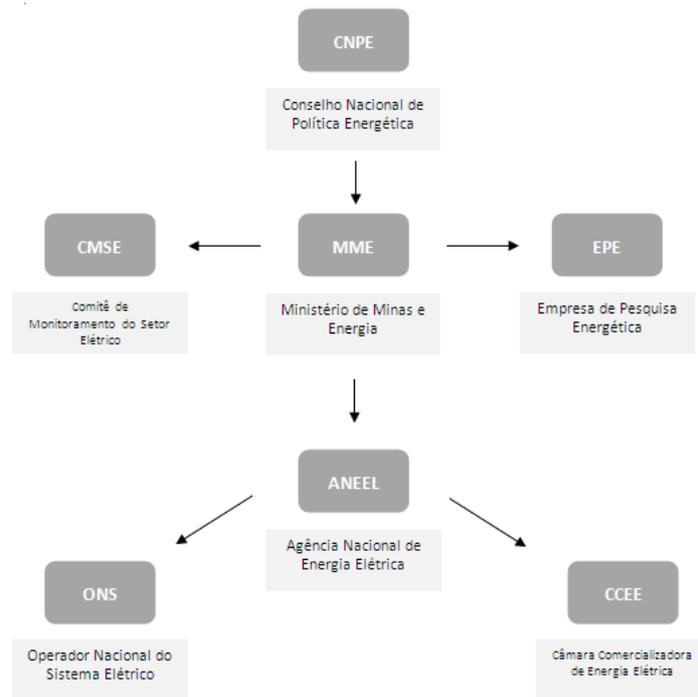


Figura 6.1 - Diagrama das instituições no modelo atual de comercialização de energia elétrica.

6.2.2 O mercado atual de energia elétrica

Com relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia elétrica; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercialização, Importadores e Exportadores de energia, e Consumidores Livres. A figura 6.2 ilustra um diagrama do atual processo de comercialização de energia elétrica.

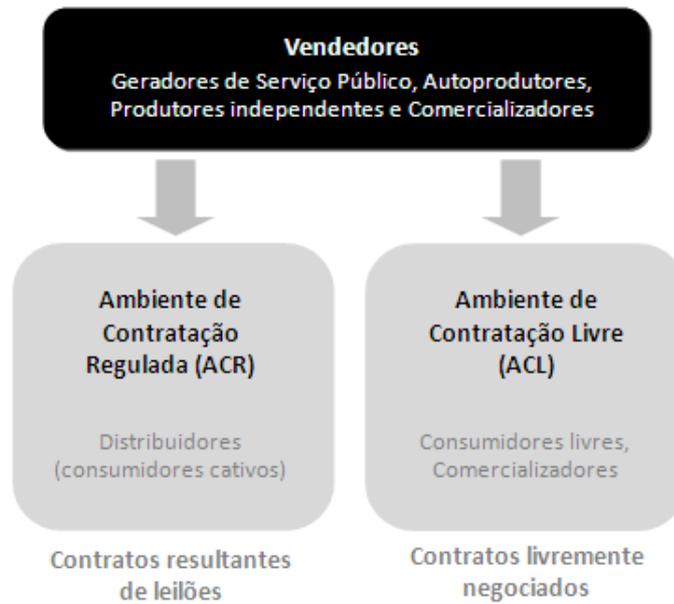


Figura 6.2 - Diagrama de comercialização de energia elétrica no modelo atual.

6.2.2.1 Ambiente de contratação regulada (ACR)

No Ambiente de Contratação Regulada, estão concentradas as operações de compra e venda de energia, por meio de licitações, envolvendo as distribuidoras de energia elétrica. Os agentes vendedores serão os titulares de concessão, permissão ou autorização para gerar, importar ou comercializar energia elétrica. As distribuidoras deverão comprar a energia necessária para atender a 100% de seu mercado cativo, mediante Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), os quais serão celebrados entre as distribuidoras e as concessionárias ou autorizadas de geração, conforme ilustra figura 6.3, com intermediação da CCEE.

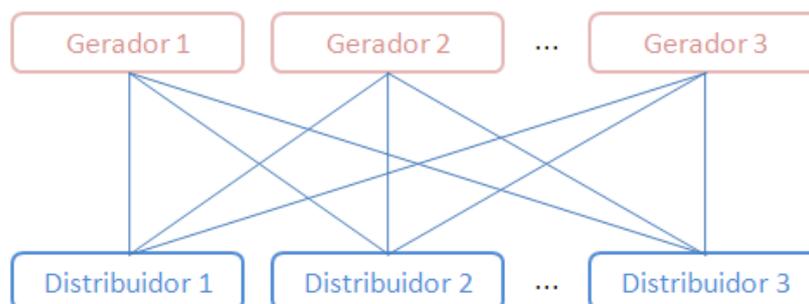


Figura 6.3 – Representação dos CCEARs.

Para cada tipo de leilão, há CCEARs com prazos específicos de duração:

- a. Para os leilões de compra de energia provenientes de novos empreendimentos, os CCEARs têm no mínimo quinze e no máximo trinta anos, contados do início do suprimento de energia;
- b. Para os leilões de compra de energia proveniente de empreendimentos existentes, os CCEARs têm no mínimo cinco e no máximo quinze anos de duração, contados a partir do ano seguinte ao da realização de tais leilões.

No ambiente de contratação regulada, os riscos hidrológicos serão assumidos pelos geradores, nos Contratos de Quantidade de Energia, e pelos compradores, nos Contratos de Disponibilidade de Energia, sendo garantido o repasse dos custos aos consumidores finais, que são cativos.

Como as distribuidoras somente poderão comprar energia por meio de licitação, ressalvados os contratos bilaterais já firmados pelas empresas antes da Lei nº 10.848/2004, e a cota obrigatória da energia de Itaipu para as concessionárias das regiões sul, sudeste e centro-oeste, serão promovidos pela ANEEL três tipos de leilão:

- a. De energia gerada por usinas já existentes;
- b. De energia a ser produzida por novos empreendimentos de geração – energia nova;
- c. De ajuste (onde também serão compradas montantes de energia proveniente de unidades geradoras já existentes).

Os novos empreendimentos de geração são aqueles que ainda não detêm concessão, permissão ou autorização antes da publicação do edital do respectivo leilão, ou fazem parte de usinas já existentes sob processo de ampliação de sua capacidade instalada. O montante total de energia elétrica a ser leiloado, e a lista de usinas hidrelétricas e térmicas que participarão dos respectivos leilões, são definidos pelo MME com base nas previsões de mercado elaboradas pelas distribuidoras e nos estudos realizados pela EPE. Os editais dos leilões para novos empreendimentos de geração serão elaborados pela ANEEL.

Segundo o Decreto nº 5.163/2004, todos os geradores, autoprodutores, consumidores livres e distribuidoras deverão informar ao MME estimativas dos seus mercados ou cargas dos cinco anos subseqüentes, além das distribuidoras terem de relatar o

montante de energia que será contratado em cada um dos leilões, 60 dias antes da realização da licitação.

6.2.2.2 Ambiente de contratação livre (ACL)

Neste ambiente, ocorrem a compra e venda de energia, por meio de contratos bilaterais livremente negociados, com a participação dos agentes de geração, de comercialização, de importação, de exportação e os consumidores livres, não sendo permitido à distribuidora a aquisição de energia neste mercado.

Também serão incluídos nos ACL os consumidores com carga maior ou igual a 500 kW que comprarem energia diretamente de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), fontes à base de biomassa, eólica ou solar.

Os geradores federais, estaduais ou municipais poderão comercializar parte de sua energia assegurada no ACL, utilizando as seguintes opções:

- a. Leilões exclusivos para consumidores finais ou leilões organizados pelos próprios consumidores;
- b. Oferta pública para atendimento da expansão de consumidores existentes ou para novos consumidores, somente àqueles com demanda igual ou superior a 50MW;
- c. Leilões, chamadas ou ofertas públicas aos demais agentes vendedores e exportadores;

O Decreto nº 5.163/2004, definiu o consumidor potencialmente livre com sendo aquele que possui demanda igual ou superior a 3 MW e é atendido em qualquer nível de tensão, e não como estabelecidos pela Lei nº 9.074/95, onde havia limitação do nível de tensão (maior ou igual a 69 kV) para as unidades consumidoras. Os consumidores livres podem ser representados ou podem ingressar como agentes na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para que sejam realizadas as operações de contabilização e liquidação dos contratos no mercado de curto prazo.

6.3 A ESTRUTURA TARIFÁRIA DO MERCADO DE ENERGIA ATUAL

6.3.1 Tarifas para o mercado cativo

O Brasil introduziu o conceito de tarifas baseadas em custos marginais em 1980, conforme descrito no item 4.5.3. As tarifas de fornecimento para o mercado cativo vigentes hoje mantêm, com pequenas alterações para o grupo A, a mesma estrutura introduzida naquela época e no modelo anterior ao atual (modelo de mercado livre).

Conforme a Lei nº 10.604, de 2002, os consumidores cativos do grupo A substituíram os contratos de fornecimento de energia por contratos equivalentes de conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição e de compra de energia elétrica.

A mesma lei autoriza ainda a concessão de subvenção econômica com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda a que se refere a Lei nº 10.438, de 2002, com efeito a partir da data de sua publicação.

A subvenção de que trata este artigo será custeada com recursos financeiros oriundos:

- a. Do adicional de dividendos devidos à União pela Eletrobrás, associado às receitas adicionais auferidas pelas concessionárias geradoras de serviço público, sob controle federal, com a comercialização de energia elétrica nos leilões públicos.
- b. Na insuficiência dos recursos anteriores, com recursos da Reserva Global de Reversão (RGR), cuja prorrogação de arrecadação foi estendida até o ano 2010, por força do art. 18 da Lei no 10.438, de 2002.

6.3.2 Tarifas para o mercado livre

As tarifas de fornecimento para o mercado livre vigentes hoje mantêm a mesma estrutura introduzida para o modelo de mercado livre, conforme descrito no item 4.5.2.

7 CONCLUSÕES

O mercado de energia elétrica foi criado para permitir que grandes consumidores comprassem energia elétrica diretamente dos produtores, evitando, assim, a intermediação das distribuidoras. O mercado livre de energia ganhou força nos últimos anos e se consolidou como alternativa real para grandes consumidores que buscam baixar custos, principalmente após o racionamento de 2001/2002.

A nova regulamentação para instituição do mercado livre separou o produto energia do transporte de energia, assim, os consumidores comercializam a energia com fornecedores livremente escolhidos, podendo se conectar às redes de distribuição ou transmissão, mediante pagamento de encargos financeiros pela prestação de serviços, para receber a demanda contratada de energia.

A Câmara Comercializadora de Energia Elétrica (CCEE) desempenha papel estratégico para viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica, registrando e administrando contratos firmados entre geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores livres. A CCEE é responsável ainda pela contabilização e liquidação das diferenças entre as demandas contratada e verificada, comercializando entre os agentes as sobras de energia. O preço de liquidação de diferenças é regulamentado pela ANEEL e é limitado por valores máximos e mínimos.

Em paralelo ao crescimento do mercado de energia, cresceram as opções de contratação e também os riscos de elevação de preços inerentes a essas contratações. O mecanismo de segurança para operação neste mercado precisa sempre ser ajustado às novas condições de oferta e demanda para que continue crescendo sustentavelmente.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ABREU, Yolanda Vieira. “A reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: questões e perspectivas”. Dissertação de pós-graduação em Energia do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo. USP, São Paulo, 1999.
- [2] GANIM, Antônio. “Setor Elétrico Brasileiro: Aspectos Regulamentares e Tributários”. Editora CanalEnergia, 1ª edição. Rio de Janeiro, 2003.
- [3] REGO, Erik Eduardo. “Usinas Hidroelétricas ‘Botox’: Aspectos Regulatórios e Financeiros nos Leilões de Energia”. Dissertação de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo. USP, São Paulo, 2007.
- [4] CLARET, Antônio S. Gomes. “O Setor Elétrico”. Textos para discussão BNDES. Disponível em <<http://www.bndes.gov.br>>. Acessado em Abril de 2009.
- [5] ARAUJO, Hildete P. M. Hermes. “O setor de energia elétrica e a evolução recente do capitalismo no Brasil”. Dissertação de pós-graduação em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. UFRJ, Rio de Janeiro, 1979.
- [6] BORENSTEIN, Carlos Raul. “Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro”. Editora Sagra Luzzato, 1ª edição. Porto Alegre, 1999.
- [7] ROSA, Luiz Pinguelli. “A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo”. Editora Relume Dumará, Coppe, UFRJ, Rio de Janeiro 1998.
- [8] PIRES, José Cláudio Linhares. “Mecanismo de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro”. Textos para discussão BNDES. Disponível em <<http://www.bndes.gov.br>>. Acessado em Junho de 2009.
- [9] OLIVEIRA, Adilson. “Financiamento do Setor Elétrico Brasileiro”. Editora Garamond, 1ª edição. Rio de Janeiro, 1998.
- [10] PICCINI, Mauricio Serrão. “Mecanismo Desafios da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro”. Textos para discussão BNDES. Disponível em <<http://www.bndes.gov.br>>. Acessado em Junho de 2009.
- [11] *Homepage* do Ministério de Minas e energia: <www.mme.gov.br> Acessado em Junho de 2009.
- [12] ANEEL. “Guia do empreendedor – Capítulo XV”. Disponível em <www.aneel.gov.br/empreendedor/documentos/015_Capitulo_15.pdf> Acessado em Junho de 2009.

- [13] Instituto Acende Brasil. “Caderno tarifário 1 – Regulação por incentivos”. Disponível em <www.acendebrasil.com.br/caderno_01_regulacao_por_incentivos.pdf>. Acessado em Abril de 2009.
- [14] ANEEL. “Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica”. Cadernos Temáticos ANEEL nº 4, 2005.
- [15] ANEEL. “Acesso e Uso dos Sistemas de Transmissão e de Distribuição”. Cadernos Temáticos ANEEL nº 5, 2005.
- [16] TENDÊNCIAS CONSULTORIA. “Setor elétrico brasileiro: cenários de crescimento e requisitos para retomada de investimentos”. Estudo contratado pela CBIEE. São Paulo, 2003.
- [17] PIRES, José Cláudio Linhares. “As perspectivas do setor elétrico após o racionamento”. Textos para discussão BNDES. Disponível em <<http://www.bndes.gov.br>>. Acessado em Junho de 2009.
- [18] CASTRO, Marco Aurélio Lenzi. “Análise dos riscos de uma distribuidora associados à compra e venda de energia no novo modelo do setor elétrico”. Dissertação de mestrado em engenharia elétrica da Universidade de Brasília. UnB, Brasília, 2004.
- [19] *Homepage* da Câmara Comercializadora de Energia: <www.ccee.gov.br> Acessado em Junho de 2009.