

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO SÓCIO ECONÔMICO
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS**

SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: O Modelo Após a Reforma de 2004

Monografia submetida ao Departamento de Ciências Econômicas para
obtenção de carga horária na disciplina CNM 5420 – Monografia.

Por: Marcus Eduardo Chagas

Orientador: Prof. José Antonio Nicolau

Área de Pesquisa: Economia Industrial

Palavras Chave: Setor Elétrico
Regulação Econômica
Competição
Investimento

Florianópolis, Março de 2008.

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO SÓCIO ECONÔMICO
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS**

A Banca Examinadora resolveu atribuir a nota 8 (oito) ao aluno Marcus Eduardo Chagas na Disciplina CNM 5420 – Monografia, pela apresentação deste trabalho.

Banca Examinadora:

Prof. José Antonio Nicolau
Presidente

Prof. João Rogério Sanson
Membro

Prof. Silvio Antônio Ferraz Cário
Membro

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos amigos, colegas de faculdade, colegas de trabalho e professores pela compreensão e ajuda que me deram para a concluir este trabalho e esta etapa de minha vida, especialmente ao Professor que me orientou nesta jornada final do curso de graduação de ciências econômicas.

Gostaria de fazer um agradecimento especial a minha família e a minha namorada pela compreensão, suporte e carinho que proporcionaram durante todo este tempo. As pessoas que sempre estiveram do meu lado em todos os momentos de minha vida.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS.....	3
SUMÁRIO.....	4
RESUMO.....	5
LISTA DE FIGURAS.....	6
LISTA DE TABELAS.....	7
LISTA DE SIGLAS.....	8
1. INTRODUÇÃO.....	10
1.1. Problema e Pesquisa.....	10
1.2. Objetivos.....	11
1.2.1. Objetivo Geral.....	11
1.2.2. Objetivos Específicos.....	11
1.3 Metodologia.....	12
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	13
2.1. Estruturas de Mercado.....	13
2.2. Regulação Econômica dos Setores.....	17
2.3. Padrões de Concorrência e Competitividade.....	20
3. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	26
3.1. Histórico do Setor: o surgimento.....	26
3.1.1. Do governo militar ao início da redemocratização.....	27
3.1.2. A reforma iniciada nos anos 90.....	28
3.1.3. A crise de 2001.....	29
3.2. A Reforma Institucional de 2003/2004: o Novo Modelo.....	30
3.3. Mercado de Comercialização de Energia Elétrica.....	35
3.3.1. Os ambientes de comercialização.....	36
3.3.2. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.....	38
3.3.3. Mercado de curto prazo.....	39
3.3.4. Mecanismo de realocação de energia – MRE.....	42
4. AS PROJEÇÕES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	46
4.1. Balanço Energético Nacional.....	46
4.2. Projeções de Expansão da demanda.....	48
4.2.1. Premissas.....	48
4.2.2. Projeções da demanda no mercado de energia elétrica.....	51
4.3. Projeções da Expansão da Oferta.....	55
4.3.1. Projeções da oferta no mercado de energia elétrica.....	55
4.3.1.1. Hidrelétricas.....	56
4.3.1.2. Termelétricas.....	58
4.4. Projeções de Expansão no Sistema de Transmissão.....	60
5. AS CONDIÇÕES DO NOVO MODELO E A QUESTÃO DO INVESTIMENTO.....	62
5.1. A Crise de 2001.....	62
5.2. As Condições Favoráveis ao Investimento Após a Reforma de 2004.....	66
5.3. Os Pontos Negativos ao Investimento do Novo Modelo.....	68
5.4. A ameaça de uma nova crise.....	70
6. CONCLUSÃO.....	73
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	75

RESUMO

O setor elétrico brasileiro passou por diversas modificações ao longo de sua história, já tendo atravessado por momentos de expansão, estagnação e crise. A partir da década de 90 ocorreu uma série de modificações estruturais, institucionais e organizacionais. Porém, estas não foram suficientes para evitar uma crise de abastecimento observada no ano de 2001. Três anos mais tarde surge mais uma reformulação que caracteriza o presente modelo do setor elétrico brasileiro. O seu funcionamento atual influencia diretamente as decisões dos investidores. É extremamente importante que as condições sejam favoráveis, pois trata-se de um setor de infra-estrutura de base, fundamental não só para o crescimento econômico, como também para o bem estar social. Neste sentido, este trabalho procura descrever o atual modelo do setor elétrico brasileiro e avaliar se as condições são favoráveis ao suprimento adequado de energia elétrica.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Regulamentação do Preço do Monopólio Natural.....	18
Figura 2 – Diagrama das Instituições do Setor Elétrico Brasileiro.....	31
Figura 3 – Sistema Interligado Nacional (SIN).....	33
Figura 4 – Ambientes de Comercialização.....	36
Figura 5 – Cronograma de Realização dos Leilões no ACR.....	38
Figura 6 – Operação Comercial no Curto Prazo.....	40
Figura 7 – Mecanismo de Realocação de Energia.....	44
Figura 8 – Matriz da Energia Elétrica Brasileira.....	47
Figura 9 – Interligação Acre-Rondônia e Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus.....	60
Figura 10 – Evolução de Investimentos no Setor Elétrico Brasileiro.....	64
Figura 11 – Reservatório Equivalente Sudeste/Centro-Oeste.....	65
Figura 12 – Nível dos Reservatórios da Região Nordeste (%).....	70
Figura 13 – Evolução do Preço da Energia no Mercado de Curto Prazo (R\$/MWh).....	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Taxa de Crescimento do PIB (% ao ano).....	49
Tabela 2 – População e Domicílios (mil).....	49
Tabela 3 – Consumo Total de Energia Elétrica e a Elasticidade-Renda.....	51
Tabela 4 – Consumo de Energia Sem a Autoprodução Clássica.....	52
Tabela 5 – Consumo de Energia Elétrica por Subsistema (TWh).....	53
Tabela 6 – Economia e Mercado de Energia Elétrica (1980-2015).....	54
Tabela 7 – Expansão Hidrelétrica – Configuração de Referência.....	56
Tabela 8 – Expansão Termelétrica – Configuração de Referência.....	58
Tabela 9 – Riscos de Déficits de Energia – Cenário de Referência.....	59
Tabela 10 – Linhas de Transmissão do SIN.....	61

LISTA DE SIGLAS E ABREVIACÕES

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEM	Balanço Energético Nacional
BIG	Banco de Informações de Geração
BNDE	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CIP	Contribuição de Iluminação Pública
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento de Expansão do Sistema Elétrico
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNAE	Conselho Nacional de Águas e Energia
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CRC	Conta de Resultado a Compensar
CTEM	Comitê Técnico para Estudos de Mercado
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FMI	Fundo Monetário Internacional
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas de Energia
MRE	Mercado de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional de Energia
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDE	Plano Decenal de Expansão
PIE	Produtor Independente de Energia
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças

RGG	Reserva Global de Garantia
RTE	Recomposição Tarifária Extraordinária
SCDE	Sistema de Coleta de Dados
SCL	Sistema de Contabilização e Liquidação
SIN	Sistema Interligado Nacional
UHE	Unidade Hidrelétrica de Energia
UTE	Unidade Térmica de Energia

1. INTRODUÇÃO

1.1. Problema e pesquisa

Historicamente, o Brasil viveu momentos em que o Governo foi responsável pelo desenvolvimento das bases de infra-estrutura necessárias ao crescimento econômico do país. Foram inúmeras as ações diretas do Estado, com elevadas quantias financeiras investidas, a fim de alcançar tal objetivo. O setor elétrico brasileiro foi um dos beneficiados pelas atitudes desenvolvimentistas, presenciando a criação de importantes empresas nas décadas de 50 e 60 como a Eletrobrás e FURNAS. Atinge seu ápice de investimentos na década de 70, porém, no decênio seguinte, o país passava por um grande período de estagnação. O Estado não tinha mais condições financeiras e organizacionais capazes para manter o investimento que era exigido, e o modelo seguido, dando início a um processo de deterioração do setor elétrico brasileiro.

Surgia a necessidade de mudanças. O Estado como empresário não era mais capaz de promover o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro. A década de 90 é marcada pela primeira reforma no setor, na qual observou-se a entrada de capital privado a fim de atender o problema do subinvestimento, deixando o governo com o papel de fiscalizador, regulador e formulador de políticas. Houveram mudanças estruturais entre as quais destacam-se a desverticalização dos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Foram, também, criadas novas instituições como a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL responsável pela regulação do setor, e o Mercado Atacadista de Energia – MAE, responsável pela comercialização de energia (PAIXÃO, 2000).

Contudo, as modificações do modelo subestimaram as peculiaridades do setor elétrico brasileiro. A fim de captar recursos rapidamente, o Governo privatizou empresas antes mesmo da definição das novas regras do mercado, alguns contratos foram mal feitos e tiveram que ser revistos (ARAÚJO, 2001). A falta de clareza e confiabilidade eram empecilhos para a atração de novos recursos financeiros. Apesar das mudanças contribuírem para o caminho do desenvolvimento, ainda haviam incertezas para que o volume de investimentos privados surtisse com maior efeito. Conseqüentemente, este foi um dos motivos para que o setor elétrico brasileiro passasse por uma crise de abastecimento no ano de 2001.

De fato, os empreendimentos deste setor são característicos pela grande intensidade de capital e por longos períodos de maturação. As perspectivas de lucros estão em função dos riscos observados e da confiabilidade de fatores macroeconômicos como um todo. É fundamental, portanto, uma profunda análise para que seja tomada a decisão de investir. O órgão regulador tem um importante papel nesse processo. Ele precisa fornecer as condições necessárias de forma clara e eficiente para que o mercado invista os recursos necessários ao abastecimento energético do país, garantindo a remuneração do capital (PEDROSA, 2005).

Considerado essencial na base da infra-estrutura brasileira, o setor elétrico é imprescindível ao crescimento econômico do país. É muito importante que a Indústria do Setor Elétrico seja capaz de corresponder com o suprimento de energia exigido pelo mercado. Nesse sentido, em 2004 ocorre outra reformulação do setor incluindo a criação de mais instituições, modificações organizacionais, novas regras de comercialização, entre outros. Tais alterações influenciam as decisões dos investidores e conseqüentemente as projeções futuras deste setor.

Com base nisso, surge à questão de como funciona o comportamento do setor após as mudanças ocorridas desde meados da década de 90? Será que o setor elétrico brasileiro tem condições de suprir as necessidades impostas pelo mercado?

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo Geral

Descrever o atual modelo regulatório do setor elétrico brasileiro e avaliar seu desempenho no sentido de proporcionar oferta de energia adequada à necessidade do país, sem riscos de déficit no suprimento de eletricidade.

1.2.2. Objetivos Específicos

➤ Expor um breve histórico das condições básicas do setor elétrico bem como as características estruturais, organizacionais e institucionais presentes em seu atual modelo.

- Mostrar os procedimentos de comercialização no atual modelo do setor elétrico brasileiro.
- Fazer uma análise do desempenho do modelo do ponto de vista de atração de investimentos e da capacidade de ofertar a energia elétrica exigida pelo mercado.

1.3. Metodologia

A metodologia da pesquisa concentrou-se na coleta e análise de material bibliográfico e de material disponível em sites das principais instituições do setor elétrico brasileiro. Primeiramente, consistiu no levantamento, descrição e apresentação da evolução do setor elétrico, até a presente data. Num segundo momento, a pesquisa buscou compreender e apresentar o funcionamento da comercialização de energia no atual modelo de regulação do setor. Posteriormente, procurando responder ao problema de pesquisa, buscou-se avaliar como o modelo vem buscando atrair os investimentos necessários para a geração de energia suficiente ao atendimento do mercado elétrico brasileiro. Neste aspecto, foram utilizadas as projeções de oferta e demanda de energia elétrica publicadas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo procura apontar as principais referências teóricas que servirão de suporte para a elaboração do presente trabalho, em acordo com os objetivos propostos. Para a realização da análise de setores econômicos é imprescindível um estudo sobre estruturas de mercado. Este é o tema da primeira seção do capítulo, onde abordam-se os diversos conceitos sobre as principais estruturas de mercado da teoria econômica: monopólio, oligopólio e concorrência. A partir disto fez-se uma análise das duas primeiras estruturas que levará a segunda parte do capítulo, a qual trata da regulação econômica dos setores. São mostrados os conceitos existentes no meio teórico sobre o assunto, bem como os principais tipos de instrumentos de regulação pertinentes a este trabalho. Na seção seguinte, tomando como base às estruturas de mercados onde há a presença de competição, apresentam-se as formas e características desde as doutrinas estáticas, até as mais atuais e dinâmicas teorias de competitividade e concorrência. Por fim, a última parte deste capítulo faz um link de tudo que foi tratado até o momento com o paradigma da tecnologia da informação, assunto de grande relevância e capaz de influenciar e transformar os mais diversos setores econômicos da atualidade mundial.

2.1 Estruturas de Mercado

A microeconomia tradicional apresenta uma classificação básica de estruturas de mercado da qual pode-se tomar como o ponto de partida para a análise deste tópico. Contudo é preciso considerar o que vários autores dessa área vêm afirmando constantemente, que a realidade não está tão próxima dos modelos identificados na microeconomia tradicional, porém o objetivo aqui não é exatamente passar o mundo real, mas sim servir de ferramenta para melhor interpretá-lo e analisá-lo. Serão mostradas as características dos principais tipos com base nas obras de Variant (2006) e Pindyck e Rubinfeld (1999).

Mercados Competitivos: este tipo de estrutura apresenta um grande número de participantes, onde vários são compradores e produtores, sendo que ninguém tem a capacidade de influenciar o mercado agindo individualmente. É um mercado onde os

produtos podem ser homogêneos ou diferenciados. As empresas almejam a maximização dos lucros e são muito baixas as barreiras a entradas o que torna as margens de lucro pequenas. Aqueles setores que se mostram atrativos logo são tomados por várias empresas. Do mesmo modo, setores com baixo rendimento levam a saída das empresas. Essa mobilidade de capital é um dos fatores que induzem ao equilíbrio. As forças de mercado da demanda e da oferta definem o preço, este será tomado como premissa por parte dos produtores para determinarem as quantidades a serem produzidas. No momento em que a oferta e a demanda se igualam, tem-se o equilíbrio de mercado. Neste ponto, o preço é igual ao custo marginal, ocorre a maximização dos lucros e o lucro econômico é zero, não havendo estímulos para entrada ou saída de nenhuma empresa daquele mercado.

Monopólio: o monopólio é uma estrutura de mercado altamente concentrada onde existem somente um vendedor e vários compradores, não havendo, portanto, concorrência entre vendedores. Considerado o oposto de mercados competitivos, aqui a empresa tem grande poder de influenciar os preços e as quantidades ofertadas, o que é denominado de poder de mercado. A tendência é que o preço seja maior e as quantidades ofertadas menores em relação à estrutura anterior. A curva de demanda em mercados com estrutura puramente monopolista é igual à receita média da firma. Contudo, a decisão de produção está ligada à maximização dos lucros que ocorre quando a receita marginal e o custo marginal são iguais ou, em outras palavras, é o ponto em que ocorre o equilíbrio de mercado. É importante lembrar que, neste ponto, o preço cobrado será superior ao custo marginal.

Oligopólio: é uma estrutura de mercado concentrada onde poucas empresas, geralmente de grande porte, detêm o controle da maior parte ou totalidade da produção do mercado. Há a presença de fortes barreiras a entradas que permite aos atuantes a obtenção de lucros maiores que em mercados competitivos, porém inferiores aos de mercado monopolístico. Assim como no monopólio, porém em menor grau, seus agentes possuem poder de mercado, todavia as ações das firmas podem gerar reações nas demais, ratificando a existência de concorrência, similar aos mercados competitivos, sendo este um fator muito importante na definição de preço e quantidade neste tipo de estrutura. O equilíbrio ocorre no momento em que as empresas estão fazendo o melhor que podem, não tendo motivos, portanto, para alterarem seus preços ou níveis de produção, devem considerar o que as suas

rivais estão fazendo e tentar prever o que elas podem fazer dada uma estratégia de preços e quantidades adotadas pela firma (PINDYCK; RUBINFELD, 1999).

Adiante da teoria tradicional, Possas (1990) apresenta uma classificação mais aprimorada para diferentes tipos de oligopólio, tendo por base “elementos tecnológicos, de custos, de inovação de produtos e de ampliação da capacidade que possam erigir barreiras à entrada em distintas formas e níveis e determinar diferentes padrões de expansão, em particular ao longo do ciclo econômico.”(POSSAS, 1990, p.170). Tal classificação é a seguinte: Oligopólio Concentrado, Oligopólio Diferenciado, Oligopólio Diferenciado-concentrado ou Misto e Oligopólio Competitivo.

Oligopólio Concentrado: esta estrutura é caracterizada pela forte concentração técnica (grandes unidades de produção) e ausência de diferenciação de produtos devido a sua homogeneidade. Importante papel do investimento como fator relevante na disputa por mercado, dado um potencial crescimento da demanda, a fim de buscar novas técnicas para baixar custos e na ampliação da capacidade de forma antecipada. Forte presença de barreiras a entradas seja pelo elevado grau de investimento inicial necessário, seja pelo controle de tecnologia e insumos, responsáveis pela alta concentração característica deste tipo de oligopólio.

Oligopólio Diferenciado: a disputa por mercado neste tipo de estrutura é baseada na diferenciação dos produtos. Isso traz a necessidade de elevados gastos com marketing o que torna pouco atraente estratégias baseadas em preços, já que refletiriam significativamente nos custos indiretos e conseqüentemente nos lucros. Neste oligopólio as barreiras à entrada estão ligadas as economias de escala de diferenciação, ou seja, pelas marcas e fidelização de hábitos conquistados juntos aos consumidores. Contudo, é grande a presença de inovações neste tipo de estrutura que não permite a estabilidade convencional, evidenciando a dinâmica do oligopólio diferenciado.

Oligopólio Diferenciado-concentrado ou Misto: esta estrutura é nada mais do que uma combinação entre as duas anteriores como está explícito em seu nome. “Essa fusão resulta de diferenciação dos produtos como forma de competição por excelência, ao lado dos requisitos de escala mínima eficiente associados, em maior ou menos grau, à produção dos bens duráveis de consumo que configuram este tipo de mercado.” (POSSAS, 1990, p.177). Os índices de concentração nessa estrutura se aproximam ou até se igualam aos do

oligopólio concentrado, e existe grande esforço em ampliar o mercado pela diferenciação e inovação de produto.

Oligopólio Competitivo: é marcado por uma concentração relativamente alta no mercado apesar da existência de firmas marginais pouco resistentes a eliminações mas que representam uma considerável fatia de mercado. Presença de competição via preço e margens de lucros dificultadas pelas fracas barreiras a entradas e pela inexistência de economias de escala consideráveis. Ao contrário dos oligopólios concentrado e misto, a capacidade de investir adiante da demanda é praticamente inexistente, ela está atrelada ao crescimento mostrando um movimento cíclico de concentração nas recessões e desconcentração nos momentos de recuperação e auge da economia.

Uma outra abordagem à estrutura de mercado encontra-se no “paradigma estrutura-conduta-desempenho”. O recente trabalho de Azevedo (2005) mostra uma análise das estruturas e seus reflexos sobre os mercados. Com base no trabalho de Mason (1939), o autor diz:

Mason definiu como seu objetivo as firmas oligopolistas, o que lhe permitiu diversas considerações que não eram pertinentes em um contexto de concorrência perfeita. [...] Ao contrário do ambiente de concorrência perfeita, em que a ação de uma firma era insignificante perante o todo, em mercados oligopolizados a ação de uma empresa afetava o retorno esperado pelas demais. [...] Como consequência, o comportamento da firma não poderia ser paramétrico, mas sim estratégico. Em outras palavras, a firma oligopolística não tomaria as variáveis como dadas, mas consideraria que a sua ação poderia induzir à mudança da ação das suas rivais. (AZEVEDO, 2005, p.206).

Com argumentos divergentes da microeconomia tradicional, Mason introduz a idéia de “firma ativa” no sentido de que as ações das empresas influenciam o mercado, onde as variáveis externas não são simplesmente dadas, e rejeita também a teoria de maximização dos lucros como o único objetivo da firma.

De acordo com Azevedo (2005), o “paradigma de estrutura-conduta-desempenho” classifica “as firmas segundo tipos de estrutura de mercado, observando, entre outros, o grau de concentração de mercado, as estruturas de mercados fornecedores e as características do produto.” (AZEVEDO, 2005, p.207). Conhecida essa estrutura, as empresas a usam, como um entre outros fatores, na definição de suas estratégias competitivas, que levará a uma determinada conduta das firmas. O resultado dessa cadeia

causal no sistema econômico, alicerçado nas estruturas e condutas (fortemente ligados à competitividade da firma), é o chamado desempenho, que completa o paradigma de Mason.

Por fim, um tipo de estrutura que não deve deixar de ser mencionada nesse trabalho é o monopólio natural. Para casos com um único produto vem da propriedade da subaditividade onde o custo de produção de uma quantidade “x” é menor sendo produzido por uma única empresa, do que se produzido, na mesma quantidade “x”, porém em diferentes partes, por duas ou mais empresas distintas. (PINTO JR e FIANI, 2002). Todavia deve-se respeitar a condição de que haja economias de escala em toda a amplitude relevante de produção. Para melhor entendimento, os autores apresentam a seguinte proposição:

$$C\alpha(X^*) < C\beta(X_1) + C\chi(X_2) \quad (1)$$

Onde:

C, representa a função custo e α , β e χ três empresas distintas;

$X^* = X_1 + X_2$, representam a quantidade de um mesmo produto.

O monopólio natural é tratado como um caso onde a economia de escala existente é tão grande que torna o mercado mais eficiente quando apenas uma firma é responsável pelo abastecimento de um determinado bem. (PINDYCK; RUBINFELD, 1999) Conseqüentemente tem-se o custo médio permanentemente declinante e o custo marginal sempre inferior.

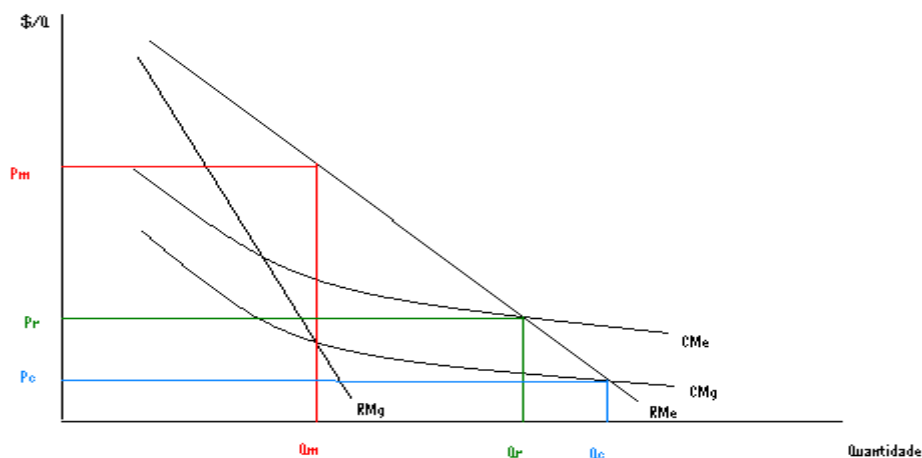
2.2 Regulação Econômica dos Setores

Os setores que apresentam estruturas de monopólio e oligopólio muitas vezes sofrem intervenções de agentes governamentais a fim de coibir eventuais abusos de poder de monopólio, manter a eficiência na alocação dos recursos, preservar os interesses dos consumidores e garantir a rentabilidade dos investidores. Isto é a chamada Regulação Econômica. “Define-se regulação como qualquer ação do governo no sentido de limitar a liberdade de escolha dos agentes econômicos.” (PINTO JR; FIANI, 2002, p.515). Mesmo entre as teorias econômicas mais liberais, reconhece-se a existência de casos em que o mercado não consegue a eficiência na alocação de seus recursos, gerando a necessidade de ações reguladoras a fim de corrigir tal ineficiência.

A regulamentação econômica objetiva o bem estar do consumidor, a eficiência alocativa e produtiva da indústria, a universalização e qualidade dos serviços, a segurança e a proteção ambiental. Esta atividade pode ocorrer de diversas formas, seja em preços, em quantidade, em qualidade ou ainda em restrições a entradas de novas firmas em determinados mercados regulados. “A importância que os reguladores atribuem a cada objetivo depende da estrutura da indústria e é variável com o tempo.” (RIGOLON, 1997, p.130).

A presença do monopólio natural em um determinado setor pode ser a causa pela incapacidade do mercado em fornecer estímulos adequados na alocação eficiente de recursos, gerando a necessidade de intervenção. A regulação em preços é frequentemente posta em prática em casos como este. Com base na Figura 1, mostrada a seguir, é possível ilustrar preço e quantidade em casos de monopólio natural com regulação em preços:

Figura 1. Regulamentação do Preço do Monopólio Natural



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de Pindyck; Rubinfeld (p.381, 1999).

O gráfico apresenta as diferenças entre os preços e quantidades em casos com uma estrutura de monopólio natural com regulação (em verde), com o monopólio natural sem regulação (em vermelho), e caso não houvesse monopólio natural, com uma estrutura de concorrência (em azul).

Para Rigolon (1997) existem dois requisitos necessários para que a regulação econômica seja eficiente. O primeiro é que a agência reguladora seja independente. Tais instituições, geralmente órgãos do governo, não podem sofrer influências políticas para não distorcer os objetivos sugeridos pela regulação. O segundo requisito é a escolha bem

analisada dos instrumentos de regulação que serão utilizados em cada caso específico. Entre os principais instrumentos destacam-se:

Regulação por Taxa de Retorno: neste processo, “o regulador arbitra um vetor tarifário [...], visando garantir para a firma regulada uma taxa de retorno considerada adequada ao prosseguimento de suas atividades.” (PINTO JR; FIANI, 2002, p.520). Para este tipo de regulação, os autores apresentam a seguinte proposição:

$$\sum P_i Q_i = CV(Q_1, Q_2, \dots, Q_n) + \pi(K), \quad (i = 1, \dots, n) \quad (2)$$

onde P_i representa a tarifa para um dado serviço, ou produto, produzido na quantidade Q_i pela firma regulada, CV é o custo variável total resultante da produção dos vários bens e serviços nas quantidades Q_i , π é a taxa de lucro bruto (incluindo depreciação) sobre o capital investido da firma K .

De acordo com Pires e Piccinini (1998, p.149) este é o instrumento de regulação comumente adotado em setores com estruturas de monopólio natural. A taxa de retorno, além de remunerar os custos totais, deve ser atrativa ao investidor.

Uma importante crítica a esse tipo de regulação, de acordo com Rigolon (1997, p.133), é que esse método não incentiva a economia de custos. Como as tarifas são determinadas com base em uma taxa de retorno pré-definida, a economia de custos levaria a uma queda na tarifa a qual eliminaria qualquer ganho adicional por parte da firma, mantendo a mesma taxa de retorno previamente estabelecida.

Preço-teto (Price Cap): Pinto Jr e Fiani (2002) colocam que este instrumento de regulação consiste na limitação do reajuste de preço e está ligado a produtividade do setor. A limitação no aumento dos preços ocorre com base em um índice de reajuste de preços, menos o valor percentual de um fator de produtividade estimado para o setor. Dessa forma, se o índice de reajuste for de 5% e a produtividade no setor almejar um crescimento de 4%, o aumento para as tarifas reguladas seria de apenas 1%.

Com relação à variável fator de produtividade, Pires e Piccinini afirmam que:

...sua definição deve considerar a combinação de três aspectos relevantes: a necessidade da concessionária autofinanciar suas operações, a dinâmica tecnológica do segmento industrial e a defesa dos interesses dos consumidores, evitando-se a prática abusiva de preços e assegurando-lhes a apropriação de ganhos de produtividade. (PIRES; PICCININI, 1998, p. 157)

Em decorrência do exposto acima, o fator de produtividade depende muito do setor em questão, onde aqueles com maior dinamismo tecnológico terão fatores de produtividade superiores aos setores em que a inovação tecnológica é mais lenta. Aqui, procura-se incorporar fatores que consideram o aumento de produtividade bem como as inovações tecnológicas.

Rigolon (1997) também contribui mostrando que este tipo de regulação de preços, ao contrário da anterior, incentiva a redução de custos e possibilita a apropriação com os ganhos de produtividade por parte dos consumidores e dos produtores. É normalmente aplicado nos setores de telecomunicações, energia elétrica, gás natural e abastecimento de água, ou seja, em áreas de infra-estrutura de grande importância.

Outro ponto forte colocado por estes autores é com relação ao custo do aparato da regulação que, por ser um processo mais simples, seria mais baixo já que não existe a necessidade de dispêndio de elevados recursos na captação de informações.

Entretanto, Pinto Jr e Fiani (2002) chamam a atenção para um ponto negativo deste instrumento que é a tendência ao subinvestimento. Devido à existência de um preço-teto, uma forma de aumentar as taxas de lucro seria reduzindo a base de capital sobre a qual esta taxa é calculada, levando, portanto, a uma diminuição do investimento

Tarifas em duas partes: este instrumento refere-se à utilização de preços não lineares. “...é calculada através de uma taxa fixa de rendimento total, que é independente da venda do produto ou serviço, e um preço por unidade do serviço efetivamente usado.” (PINTO JR; FIANI, 2002, p. 529). Em outras palavras, pode ser definida como:

Tarifa em duas partes = componente fixo + preço por unidade consumida

De acordo com os autores, esse tipo de tarifa é particularmente útil na definição de um regime tarifário para segmentos de transporte e/ou transmissão nas indústrias de rede.

2.3 Padrões de Concorrência e Competitividade

Se, por um lado é relevante apresentar as características sobre mercados com estruturas de monopólio e oligopólio, de outro, é também importante analisar mercados com estruturas de concorrência e sua competitividade.

De acordo com autores do assunto, as pesquisas apresentadas sobre competitividade demonstram certa falta de consenso sobre seu conceito e suas metodologias de avaliação. Existem as visões estáticas da competitividade que se dividem em Revelada e Potencial. A primeira está relacionada ao desempenho da firma de um dado mercado ou setor, pelo seu market-share em um determinado momento do tempo. É considerada ex-post, pois é a demanda do mercado que define a posição competitiva da empresa. Já a competitividade potencial está relacionada à eficiência da firma, do coeficiente técnico e produtivo da mesma, de forma que procura obter sempre o máximo de rendimento a fim de alcançar uma boa posição competitiva no mercado. É considerada, portanto, ex-ante, visto que o grau de competitividade é resultado da estratégia adotada e da capacitação produtiva da empresa.

Contudo, as visões estáticas são consideradas limitantes e insuficientes para capturar a essência do fenômeno.

Não é sem razão que está cada vez mais sedimentada entre os especialistas a percepção de que análises de competitividade baseadas somente em dados tópicos referentes a preços, custos (especialmente salários) e taxas de cambio, extraídas do desempenho macroeconômico ou de empresas individuais, são insuficientes e conduzem a conclusões distorcidas. (FERRAZ et al, 1995, p.2)

Sendo assim, surge a necessidade de uma visão mais dinâmica, de modo que os autores definem competitividade “como a capacidade da empresa formular e implementar estratégias concorrenciais, que lhe permitam ampliar ou conservar, de forma duradoura, uma posição sustentável no mercado.” (FERRAZ et al, 1995, p.3). Dessa forma tem-se o processo de concorrência e suas constantes variâncias como referencial para a avaliação da competitividade. Fatores internos como a capacitação acumulada dos agentes, resultado de estratégias adotadas num período anterior, estão vinculados a fatores estruturais ou setoriais de mercado, a configuração da indústria e o seu ambiente, e também estão ligados a fatores sistêmicos, que consistem nas características macroeconômicas, de infra-estrutura disponível, tecnologia entre outros. Estes são pontos analisados que se relacionam diretamente ao padrão de concorrência de cada mercado ou setor. O padrão de concorrência, por sua vez, é definido como o conjunto de fatores críticos de sucesso, mutáveis ao longo do tempo, que são indispensáveis de análise para o processo decisório das estratégias competitivas da empresa (IBID). Em síntese o autor coloca que:

...análises de competitividade devem levar em conta simultaneamente – e com o devido peso – os processos internos a empresa e à indústria e as condições econômicas gerais do ambiente produtivo. Para avaliar a ‘capacidade de formular e implementar estratégias’, é fundamental identificar os fatores relevantes para o sucesso competitivo, que variam de setor a setor, de acordo com o padrão de concorrência vigente, verificar a sua importância setorial no presente e a que se pode esperar no futuro próximo – esse componente preditivo é indispensável, em particular na análise dos setores mais dinâmicos – e avaliar o potencial das firmas do país com relação a eles. Alcança-se, assim, uma abordagem dinâmica de desempenho competitivo da empresa, integrada ao exame de seus fatores determinantes. (FERRAZ et al, 1995, p.9)

Dentre os fatores determinantes da competitividade, Ferraz classifica-os em três grupos: os fatores empresariais, fatores estruturais e fatores sistêmicos.

Os fatores empresariais são aqueles nos quais a empresa consegue controlar e tem a capacidade de manipulá-los individualmente. A empresa é posta como elemento básico de análise e determinam-se quatro áreas de competência empresarial: gestão, inovação, produção e recursos humanos. Elas servem de base para alcançar a interação entre desempenho, capacitação e estratégia competitiva da empresa. É no processo de decisão das estratégias empresariais que se chega aos pontos centrais de compreensão da competitividade. A decisão estratégica deve ser factível e economicamente atrativa, ou seja, estar de acordo com as capacidades da empresa e com a análise de riscos e retornos financeiros.

Os fatores estruturais apresentam como elementos o mercado, a configuração da indústria e o regime de incentivos e regulação da concorrência. Ao mercado estão ligadas as taxas de crescimento, seu dinamismo, distribuição geográfica, faixas de renda entre outros. Vale dar destaque para dois pontos: o grau de sofisticação tecnológica e a relação com mercados internacionais. Dadas as grandes mudanças no aprimoramento tecnológico e da microeletrônica nos mercados e economias mundiais, o autor coloca o seguinte: “...observa-se em todos os setores a difusão de padrões de consumo mais fortemente baseados em tecnologia e mais globalizados.” (FERRAZ et al, 1995, p. 19). Os mercados internacionais e globalizados também influenciam fortemente nas características de competitividade, seja através de um número maior de concorrentes ou pelo aumento considerável do seu tamanho.

Com relação à configuração da indústria o autor coloca que:

A forma como a indústria se organiza, assumindo configurações mais ou menos adequadas no que respeita a estrutura patrimonial e produtiva da oferta e a efetividade das articulações entre produtores e seus fornecedores e clientes, deve ser igualmente analisada. (FERRAZ et al, 1995, p. 20)

O regime de incentivos e regulação da concorrência é um importante fator influenciável na competitividade. Ferraz (1995, p.23) afirma que “a disposição das firmas competirem nos mercados pode ser fortalecida se o regime de incentivos e regulação a que estão sujeitas for eficaz.”.

Por fim, os fatores sistêmicos que são externalidades das quais as empresas têm praticamente nenhuma chance de intervir, porém contribuem com significativo peso para a determinação da competitividade do setor. Entre os fatores sistêmicos pode-se citar taxas de câmbio, taxas de crescimento do PIB e taxas de juros dentro do grupo Macroeconômico; políticas tributárias, apoio fiscal ao risco tecnológico dentro do grupo político institucional; políticas de proteção industrial e de preservação ambiental dentro de legais-regulatórios; qualidade e custo de energia, transportes, telecomunicações e insumos básicos e serviços de tecnologia dentro do grupo de Infra-estrutura, entre outros.

Ferraz (1995), mais uma vez, volta a chamar a atenção para a importância das inovações tecnológicas ocorridas nos últimos anos dizendo o seguinte:

A rápida difusão internacional das tecnologias de base microeletrônica e das inovações na organização da produção, vem promovendo uma sensível elevação dos padrões de eficiência da indústria mundial. Essas transformações trouxeram implicações sobre a competição internacional [...] No novo paradigma competitivo predominam qualidade de produto, flexibilidade, rapidez de entrega, e inovatividade, além da racionalização dos custos de produção. Definem-se, conseqüentemente, novos critérios para a competitividade industrial. (FERRAZ et al, 1995, p.33)

Desse modo o autor divide em quatro grupos industriais a fim de facilitar a análise dos padrões de concorrência. São eles: grupo de commodities, de produtos homogêneos padronizados de larga escala; grupo de duráveis, inclui indústrias de montagem de larga escala com fortes vantagens em diferenciação; grupo de tradicionais, de produtos mais comuns onde é enfatizada a qualidade; e, o grupo de difusores de progresso técnico.

Este último grupo merece atenção especial justamente pelo que o autor vem mostrando a respeito da importância dada as inovações tecnológicas e a sua influência nos padrões de concorrência de todas as áreas específicas. O grupo dos difusores é responsável

pela elevação de níveis de eficiência e produtividade da indústria em geral, transmitindo o progresso técnico para as demais atividades econômicas.

A contribuição de Schumpeter sobre o assunto é extremamente valiosa, no sentido de uma teoria dinâmica sobre concorrência. Possas (2002) coloca que a concorrência schumpeteriana é caracterizada pela “visão dinâmica e evolucionária do funcionamento da economia capitalista [...] vista ao longo do tempo [...] baseada num processo ininterrupto de introdução e difusão de inovações em sentido amplo...” (POSSAS, 2002, p.418). Na concorrência schumpeteriana está presente a busca constante por diferenciações resultantes de inovações que fornecem vantagens competitivas e geram lucros extraordinários por certo período. Tais lucros podem ser considerados de monopólio, pelo menos temporariamente, até o surgimento, por parte dos concorrentes, de outras formas de inovações ou mesmo da capacidade de copiar as mudanças ocorridas num momento anterior. Sendo assim, a “concorrência não é o contrário de monopólio”, existindo, portanto, o monopólio dentro da concorrência schumpeteriana em maior ou menor grau de duração.

Possas também assegura que essa é uma teoria não ortodoxa, relacionada a desequilíbrios conseqüentes da busca pela diferenciação onde:

A concorrência é um processo (ativo) de criação de espaços e oportunidades econômicas, e não apenas, ou principalmente, um processo (passivo) de ajustamento em direção a um suposto equilíbrio, nem supõe qualquer estado tendencial “normal” ou de equilíbrio, como nos enfoques clássicos ou neoclássicos. O desfecho do processo não é predeterminado, mas depende de uma interação complexa de forças que se modificam ao longo do processo [...] (POSSAS, 2002, p. 419)

Além da tradicional forma de concorrência com base nos preços, Schumpeter dá ênfase na diferenciação e na inovação em seu sentido mais amplo, ou seja, em novos mercados e/ou produtos, nos processos produtivos, nas formas de organização, etc, e não somente, embora de grande importância, nas mudanças tecnológicas. Possas (2002) coloca que:

Essa ênfase na *diferenciação* dos agentes e na *multiplicidade* dos instrumentos de concorrência e dos ambientes concorrências implica destacar a importância da *diversidade* dos fatores *microeconômicos* na caracterização dos esforços e resultado competitivos; em particular, a *diversidade estratégica* e a *variedade tecnológica* como elementos centrais na análise da concorrência. (POSSAS, 2002, p.419)

Nessa concorrência, a empresa é o principal ponto de análise sendo o mercado o seu lócus. Contudo, como já mencionado em tópicos anteriores, também deve-se considerar as

condições ambientais, estruturais e sistêmicas que influenciam direta e indiretamente a concorrência e as estratégias adotadas pelas empresas. De acordo com Possas, “as estruturas são, na realidade, endógenas ao processo competitivo, e sua evolução deve ser vista no contexto da interação dinâmica entre estratégia empresarial e estrutura de mercado.” (POSSAS, 2002, p.420).

As mudanças tecnológicas que ocorreram no final do século passado, transformaram significativamente as economias mundiais. Para Tigre (2005), as tecnologias da informação e comunicação são o núcleo dinâmico dessa revolução tecnológica de produtos, processos e técnicas organizacionais, enraizadas pela microeletrônica. Conseqüentemente tornou-se necessária à reformulação das teorias econômicas. Com base nisto, o autor coloca o seguinte:

A maior fragilidade das teorias das firmas e da organização industrial é sua incapacidade de atribuir a importância devida ao papel da mudança tecnológica na configuração da firma e dos mercados. Embora Schumpeter tivesse levantado esses aspectos desde meados dos anos 1950, suas idéias não chegaram a influenciar decisivamente o pensamento econômico de sua época, seja por requererem maior aprofundamento e sistematização, seja por estarem adiante do seu tempo. Foi necessária uma mudança visível e empiricamente comprovável na natureza do processo competitivo mundial para que seu trabalho fosse retomado, através da linha *evolucionista ou neo-schumpeteriana*. (TIGRE, 2005, p. 207)

Tigre (2005) afirma também que:

Tecnologias e estruturas de mercado são consideradas idiossincráticas ao tipo de indústria e à natureza dinâmica das configurações particulares que condicionam o processo competitivo. É necessário, portanto, conhecer a natureza das barreiras a entrada, da regulamentação, do grau de competição e as possibilidades de explorar economias de escala e escopo. (TIGRE, 2005, p.209)

Competitividade para este autor é também definido “como um conjunto de competências tecnológicas diferenciadas, de ativos complementares e de rotinas.” (TIGRE, 2005, p.209). E, observa ainda a questão da estrutura de mercado, com aspecto endógeno, onde a existência do monopólio não significa um ponto negativo para a concorrência, mas sim uma meta a ser alcançada, mesmo que por um curto período de tempo. Dessa forma, a estrutura de mercado não é considerada uma variável exógena condicionante do comportamento e desempenho das firmas, fazendo, portanto, uma crítica ao “paradigma da estrutura-conduta-desempenho”.

3. SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O presente capítulo apresenta as condições gerais do setor elétrico brasileiro e o seu processo de comercialização. Está dividido em três principais seções: a primeira delas expõe um breve histórico do setor desde o seu surgimento até os dias de hoje. Na segunda seção, são mostradas as principais características do atual modelo, tais como suas instituições, agentes, estruturas, etc. A seção 3.3 descreve o mercado de comercialização de energia elétrica no Brasil.

3.1. Histórico do Setor: O Surgimento

A primeira usina elétrica do Brasil, segundo dados da Eletrobrás (2008), foi construída em 1883, à chamada Hiderelétrica de Ribeirão do Inferno, destinada apenas ao uso privativo de uma mineradora em Diamantina, no interior de Minas Gerais. Seis anos mais tarde, em Juiz de Fora (MG), foi criada a Marmelos-Zero, a primeira hidrelétrica para serviço público, com potência de 250 KiloWatts, considerada de grande porte, dando início a suas operações em 1889. Em 1900, o Brasil possuía uma potência instalada de 12 MegaWatts, sendo 6,5 MW gerados por seis termelétricas e 5,5 MW por cinco hidrelétricas. Nos anos 1924-25 surge a primeira grande crise de energia que ocorreu devido à falta de chuvas, que interferiu no volume das águas do Rio Tietê em São Paulo. No período que se estende até 1933, os estados e municípios apenas conferiam autorizações para operação das empresas, sem intervenção na produção e distribuição de energia. O mercado era dominado por duas empresas: a LIGHT e a AMFORP.

Entre 1934 e 1945 vem a regulamentação. Em 34 é aprovado o Código de Águas, regras para o uso da água e produção e fornecimento de energia elétrica. O potencial hidrelétrico passou a depender de autorização ou concessão. Em 1939 é criado o CNAE (Conselho Nacional de Águas e Energia). A II Guerra Mundial afetou negativamente no crescimento da geração de energia devido a dois principais pontos: inibiu os investimentos de capital estrangeiro e aumentou a dificuldade de importação de equipamentos. Com isso tem-se uma leve crise na década de 40. (PAIXÃO, 2008)

O período de 1945 a 1962 é marcado pela expansão. Surgem a CHESF (geradora de âmbito federal – 1945), o Plano Nacional de Eletrificação (1946), o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico – BNDE (1952), a Central Elétrica de Furnas (1957), o Ministério de Minas e Energia (1960), a Constituição da Eletrobrás, holding para planejamento, coordenação e financiamento do setor elétrico (1962), entre outros. Isso resulta em uma nova estrutura organizacional com participação do Estado (nascimento das empresas de geração e de distribuição). Em 1950 a evolução da potência instalada chegou a 1883 MW, com 347 MW produzidas por 987 usinas termelétricas e 16 usinas mistas, e 1536 MW gerados por 1089 hidrelétricas. Na metade do século, a parcela representada por hidrelétricas era o equivalente a 82% da geração total de energia elétrica no país. (CHRISTOFARI, 2006).

3.1.1. Do governo militar ao início da redemocratização

Entre 1963 e 1977 vem a consolidação do setor elétrico brasileiro com a hidrelétrica de Furnas entrando em operação em 1963 e iniciando a interconexão do sistema, ligando inicialmente São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais e posteriormente a outras regiões do país (FURNAS, 2008). Nesse período surge também o aumento da necessidade e capacidade de financiamento do estado na infra-estrutura do setor, devido ao crescimento econômico observado nessa época. Em 1973 é criada a Itaipu Binacional. De acordo com o BNDES (2008), no início dos anos 70, com o intuito de aumentar a sustentabilidade financeira do setor, foram realizadas melhorias na legislação tarifária. Incluía nas tarifas valores suficientes para garantir a remuneração mínima de 10% a 12% do capital investido, contribuindo para a expansão do setor. Contudo, o custo de geração e distribuição não era o mesmo nas diferentes regiões. Nas regiões mais concentradas, com um número maior de consumidores, era viável diluir os custos embutidos nas tarifas, mantendo possível à garantia de retorno financeiro e a capacidade de investimento. Já nas regiões mais distantes, o custo, além de ser mais elevado deveria ser dividido por um número menor de consumidores, o que se tornaria impraticável. Em função disto o governo cria a equalização tarifária (1974), ajustando o modelo de modo que eram repassados os excedentes das empresas superavitárias as empresas deficitárias. Tal mecanismo acontecia através da

Reserva Global de Garantia (RGG). A Conta de Resultados a Compensar (CRC) era onde se registravam as insuficiências ou os excessos de remuneração das empresas que seriam ajustadas no exercício fiscal seguinte, embutindo os valores necessários para compensação, no reajuste da tarifa. Tal procedimento funcionou sem maiores problemas até 1977.

Entre 1977 e 1987, ocorre o processo de estatização. É também um período marcado pela deterioração econômico-financeiro das empresas do setor. Em 1987 a CRC – Conta de Resultados a Compensar (créditos devidos pela União para garantir a remuneração mínima) atinge US\$ 7 bilhões. Era o início da maior crise do setor elétrico, a falência do modelo setorial, baseado na tarifa equalizada para todas as empresas distribuidoras e no direito à remuneração mínima entre 10% e 12%. A década de 80 foi marcada pela estagnação econômica que contribuiu ainda mais para a deficiência observada neste setor da economia brasileira.

3.1.2. A reforma iniciada nos anos 90

A década 90 é marcada pelo início de uma reforma que nos aproxima da atual conjuntura do setor elétrico brasileiro, e, por isso, deve ser tratada com maior detalhe. Os primeiros sinais de modernização, de acordo com a ANEEL (2008), aparecem em 1988 com a nova Constituição Federal, que passou a exigir licitação para a outorga de concessões e permissões de serviços públicos. Porém, foi apenas sete anos mais tarde que de fato definiu-se a regulamentação das licitações para concessões deste tipo de serviço. Em 1990 começa o Plano Nacional de Desestatização. Em 1993 é abolida a equalização tarifária e são criados os contratos de suprimentos entre geradoras e distribuidoras. Dois anos mais tarde surge o Produtor Independente de Energia e o conceito de Consumidor Livre.

Em 1996 o governo desenvolveu o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB) com o objetivo de redefinir o quadro institucional e legal do setor. De acordo com Lindolfo Ernerto Paixão (2000), um dos autores do Projeto RE-SEB, os objetivos eram os seguintes:

a) *Estimular a competitividade em determinadas áreas*: esta meta estava ligada a desverticalização do setor, dividindo-o em segmentos de geração, transmissão,

distribuição e comercialização, tornando-o competitivo onde não houvesse monopólio natural, ou seja, na geração e em alguns pontos de comercialização de energia. Propunha dar continuidade à privatização das empresas. Fortalecer o Cliente Livre. Adotar medidas de regulação a fim de evitar práticas anticompetitivas. Pretendia-se aumentar a oferta de energia. Garantir o livre acesso de transmissão e distribuição para todos os agentes setoriais. E, permitir ampla liberdade de negociação dos contratos de compra e venda de energia elétrica.

b) Regular outras áreas onde houvesse monopólio natural, as áreas de transmissão e distribuição: através disto pretendia-se alcançar a modicidade tarifária. Na distribuição, a venda de energia para consumidores de pequeno e médio porte, conhecidos como “consumidores cativos”, era obrigada a ocorrer por um agente de distribuição local, como o exemplo da CELESC (distribuidora) no estado de Santa Catarina.

c) Limitar o papel do governo ao de formular políticas energéticas e de regulamentar e fiscalizar as atividades delegadas. Neste sentido o governo criou a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL como órgão fiscalizador e regulador do setor. Criou também o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, como uma instituição independente responsável por delegar os aspectos comerciais do setor, da contabilização e liquidação de operações comerciais de contratos de compra e venda de energia elétrica, e o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, responsável pela coordenação de geração e transmissão entre os agentes setoriais. E, em 1997, ocorreu a criação do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, responsável pela formulação de políticas, medidas e diretrizes de energia.

Vale destacar uma importante proposta deste projeto, implementada no período, que foi a progressiva distinção na regulamentação entre atividades prestadas como serviço público (transmissão, distribuição e comercialização dentro do mercado cativo) e as atividades competitivas (geração e comercialização fora do mercado cativo).

3.1.3. A crise de 2001

No final da década de 90, diante do risco de uma crise de abastecimento, o governo lançou uma série de medidas com o intuito de evitar a degradação da situação energética do

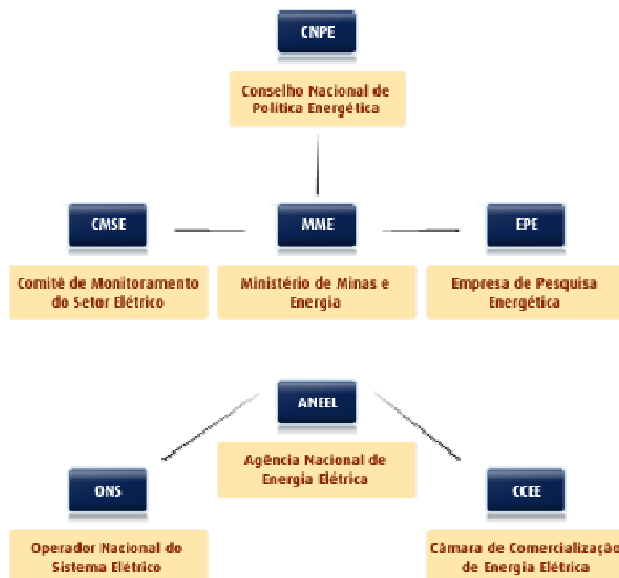
país. Todavia, não se obteve sucesso. Em 2000, a falta de chuvas fez com que a situação ficasse ainda mais crítica. Este fato, somado à insuficiente infra-estrutura disponível no país para esta área específica, fez com que em 2001 o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) alertasse para a imediata necessidade de redução do consumo de energia elétrica a fim de evitar o completo esvaziamento dos reservatórios das hidrelétricas, responsáveis pela maior parte da geração total de energia elétrica do país. O racionamento de 2001 gerou a necessidade da criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE). (BNDES, 2008). Ao invés de cortes de cargas temporárias para diminuição do consumo de energia, o governo optou por uma metodologia que induzisse os consumidores a gastar menos através de bonificações para aqueles que economizassem, de modo a atingir as metas impostas de redução que ficavam em 20% para consumidores residenciais e 25% para os industriais. Aqueles que não diminuíssem ou aumentassem seus gastos, o governo aplicava sobretarifas sobre o consumo praticado. Em 2002 foi encerrado o processo de racionamento após ter sido constatado que os reservatórios teriam voltado a níveis satisfatórios. A economia de consumo gerada pelas normas de racionamento foi de 38 milhões de MegaWatts-hora. Neste mesmo ano foi instituído o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, cujo trabalho resultou em um conjunto de propostas de alterações no setor elétrico brasileiro. (CHRISTOFARI, 2006).

3.2. A reforma institucional de 2003/2004: o Novo Modelo

A partir de 2003 o Governo dá início à mais recente reforma do setor elétrico brasileiro. Em termos institucionais, o novo modelo definiu a criação da EPE – Empresa de Pesquisa Energética (2004), responsável pelo planejamento de longo prazo do setor (MMEa, 2008), o CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (2004), responsável pela segurança do suprimento de energia elétrica ao longo do território nacional (MMEb, 2008), e, a CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2004), em substituição ao MAE, encarregada de viabilizar a comercialização de energia respeitando as regras existentes em cada área do setor (MMEc, 2008).

Desta forma foram definidas as instituições do setor de energia elétrica presentes até a atualidade, como mostra o diagrama a seguir (Figura 2):

FIGURA 2 – Diagrama das Instituições do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: Ministério de Minas e Energia ,2008.

a) **CNPE:** Conselho Nacional de Política Energética – Define diretrizes da política energética para assegurar o suprimento de insumos energéticos para todo o país. Criado em 1997 pelo MME, é vinculado à presidência da república e presidido pelo ministro de minas e energia (MMEed, 2008).

b) **CMSE:** Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – Criado e coordenado pelo MME, monitora permanentemente a segurança do abastecimento contínuo de energia elétrica no país, acompanhando o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica. Também é responsável por elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas ou saneadoras, visando à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhando-as, quando for o caso, ao CNPE (MMEeb, 2008).

c) **MME:** Ministério de Minas e Energia – Formula e implementa a política energética em geral, além de estabelecer o planejamento do setor e monitorar a segurança do suprimento. Desde 2003 possui uma secretaria específica de energia elétrica.

d) **EPE:** Empresa de Pesquisa Energética – é vinculada ao MME e presta serviços na área de estudos e pesquisas que subsidiam o planejamento, a formulação e a implementação de ações do MME no setor energético nacional (EPE, 2008).

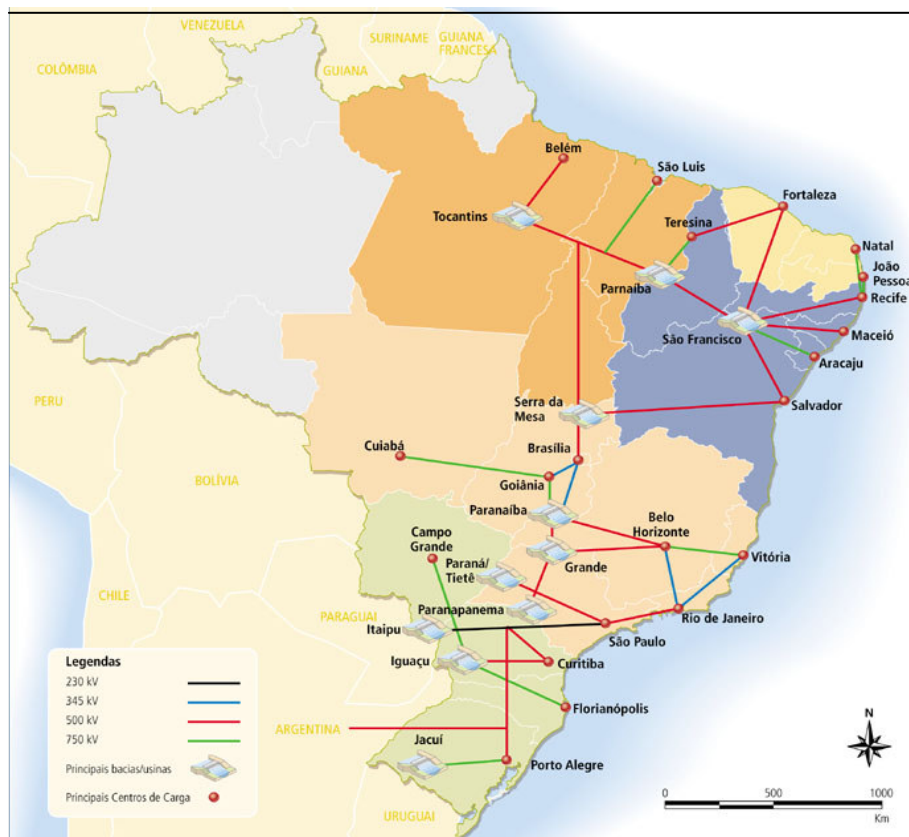
e) **ANEEL:** Agência Nacional de Energia Elétrica – Criada em 1997, ela regula e fiscaliza a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade e universalização do serviço, assim como pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores. É mediadora dos conflitos de interesses entre os agentes do setor e responsável pela permissão, concessão e autorização de instalações e serviços de energia (ANEEL, 2008).

f) **ONS:** Operador Nacional do Sistema Elétrico – É uma instituição de direito privado, sem fins lucrativos, criada em 1998 com a responsabilidade de coordenar e controlar a operação e as instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional – SIN , administrando assim, a rede básica de transmissão de energia no Brasil. Fornece as informações que servirão de base para a definição dos Preços de Liquidação de Diferenças – PLD. (MMEe, 2008).

g) **CCEE:** Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – é uma instituição sem fins lucrativos de direito privado que foi criada em 2004 para suceder o MAE – Mercado Atacadista de Energia. Regulada e fiscalizada pela ANEEL, é responsável pela operação comercial do setor (CCEE, 2008). A reforma de 2003/2004 teve grandes influências sobre o modelo de comercialização de energia elétrica devido às relevantes alterações ocorridas nesta área. Na próxima seção deste trabalho, a qual trata da Comercialização de Energia Elétrica, o papel da CCEE é abordado de forma mais aprofundada.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é o sistema de transmissão que interliga todas as regiões brasileiras e é responsável por transmitir 96,6% da total capacidade de produção brasileira. É dividido em quatro submercados, sul, sudeste/centro-oeste, nordeste e norte. Isto ocorre em função da capacidade e do custo da transmissão da energia. Na região norte do país também há o sistema isolado, o qual corresponde pelos 3,4% restante da transmissão interna. Abaixo, a Figura 3 mostra as principais ligações do SIN.

Figura 3 – Sistema Interligado Nacional (SIN)



Fonte: ANEEL, 2008.

Além dos agentes de governo, compostos pelas instituições acima, com exceção do ONS e da CCEE que são agentes de apoio de iniciativa privada, existem os agentes operacionais que se dividem de acordo com os segmentos estabelecidos após a desverticalização do setor: geração, transmissão, distribuição e comercialização.

a) Os agentes geradores são aqueles responsáveis pela produção de energia elétrica, independentemente do tipo de fonte de energia e possuem liberdade para atuarem no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Todos os agentes geradores precisam obrigatoriamente de concessão e autorização para a produção de energia elétrica com a finalidade comercial e são classificados em:

Concessionários de Serviço Público de Geração: são os agentes titulares de serviço público responsáveis pela exploração e prestação de serviços de energia elétrica. Atualmente existem 98 agentes deste tipo no setor (Banco de Informações de Geração – BIG, 2008).

Os *Produtores Independentes (PIE)*: são pessoas jurídicas produtoras de energia elétrica e estão sujeitas as regras de comercialização do mercado. Atuam no mercado 628 agentes deste tipo podendo vender energia através de leilões para concessionárias de distribuição ou através de livres contratos bilaterais com clientes livres.

Os *Auto-Produtores*: são empresas que produzem energia elétrica para seu uso exclusivo, podendo, eventualmente, comercializar parte excedente de energia elétrica desde que autorizadas pela ANEEL. Existem 590 empresas auto-produtoras, elas são empresas de grande porte e energointensivas, a exemplo da Vale S.A., CSN S.A., Votorantim Energia Ltda entre outras. (ANEEL, 2008). Em 2006, foram responsáveis por quase 10% de toda a geração de energia elétrica interna. (EPEa, 2007).

Apesar de um grande número de geradores existentes no país, a capacidade de geração de energia elétrica das dez maiores empresas representa aproximadamente 65 GigaWatts, o que equivale a 67% da capacidade total do sistema. A capacidade proveniente de empresas privadas, desse grupo, é de 11,4GW. Entre as três maiores, todas estatais, encontram-se aproximadamente 30% do potencial máximo de produção. (Banco de Informações de Geração – BIG, 2008).

b) No segmento de transmissão, estão as empresas responsáveis pelo “transporte” de energia, interligando os geradores a alguns clientes finais e às distribuidoras entre todas as regiões brasileiras. A Eletrobrás é detentora de 59% deste segmento, seguida por outras estatais regionais e uma pequena fração de empresas privadas.

c) Na distribuição estão os agentes responsáveis pelo repasse de energia aos clientes cativos, atuando dentro das normas de regulação por tarifas impostas pelo governo e, portanto, tem a obrigatoriedade de participar do Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Cada empresa opera na sua área de concessão. Hoje em dia, existem mais de 70% do segmento foi privatizado.

d) Por fim, no segmento de comercialização, estão empresas nas quais não detêm necessariamente de estruturas físicas (geradores e redes de distribuição), porém, respeitando as regras específicas de comercialização, compram e vendem energia elétrica. Entre elas encontram-se:

As *Comercializadoras* totalizam 79 empresas que atuam tanto no ACL junto aos Clientes Livres, através de contratos bilaterais, como no ACR com as empresas distribuidoras, através de contratos resultantes de leilões.

Os *Clientes Livres* são aqueles que podem escolher o seu fornecedor de energia (geradora ou comercializadora), firmando contratos no ACL. Contudo, para se tornarem clientes livres, devem ter no mínimo 3MW de demanda, ou 500KW desde que a energia seja oriunda de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) ou de fontes alternativas de energia (eólica, biomassa, solar, etc.) garantindo 100% de seu consumo através deste tipo de contrato ou de produção própria.

Importadores, agentes autorizados a importar energia elétrica;

E os *Exportadores*, agentes autorizados a exportar energia elétrica.

Em síntese, o novo modelo propunha três principais objetivos:

a) Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica. Para tanto, faz-se necessário o permanente monitoramento da forma como é conduzido o fornecimento de energia. Deve buscar equilibrar o uso dos insumos necessários na sua produção, otimizando e equalizando a oferta e a demanda de eletricidade no longo prazo.

b) Prover a modicidade tarifária. A regulação na forma de contratação por meio de leilões com base no menor preço, a fim de minimizar os custos a serem repassados às tarifas dos consumidores finais.

c) Promover a inserção social no setor elétrico. Este objetivo busca a universalização do acesso e do uso da energia elétrica, possibilitando tal benefício as mais diversas áreas do país.

3.3. Mercado de Comercialização de Energia Elétrica

A comercialização de energia no setor elétrico brasileiro merece especial atenção devido a sua peculiaridade perante outros mercados em diferentes setores. Formado por um

mercado híbrido com a presença de segmentos com liberdade de negociação e outros sob monopólio natural, regulamentado pelo governo, apresenta uma série de regras que estabelecem as condições de seu funcionamento. Tais características são extremamente relevantes para a eficiência e o desenvolvimento do setor na sua atual conjuntura, especialmente após a última reforma institucional e organizacional ocorrida em 2003/2004. Este será o tema desta seção que tem como objetivo descrever o complexo mercado de comercialização de energia elétrica no Brasil.

3.3.1. Os Ambientes de Comercialização

O atual modelo de comercialização de energia prevê a realização de contratos em dois tipos de ambientes: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). No ambiente livre, os agentes geradores, comercializadores, importadores e consumidores livres negociam livremente os preços, prazos e volumes a serem firmados nos contratos de compra e venda de energia. Já no ACR, os únicos compradores de energia são os agentes de distribuição. Os vendedores, porém, podem ser os mesmos do ambiente livre, sugerindo assim a presença da competitividade entre tais agentes, já que estes concorrem pela obtenção de contratos independentemente do tipo de ambiente. (CCEE, 2008)

Figura 4 – Ambientes de Comercialização



Fonte: CCEE, 2008

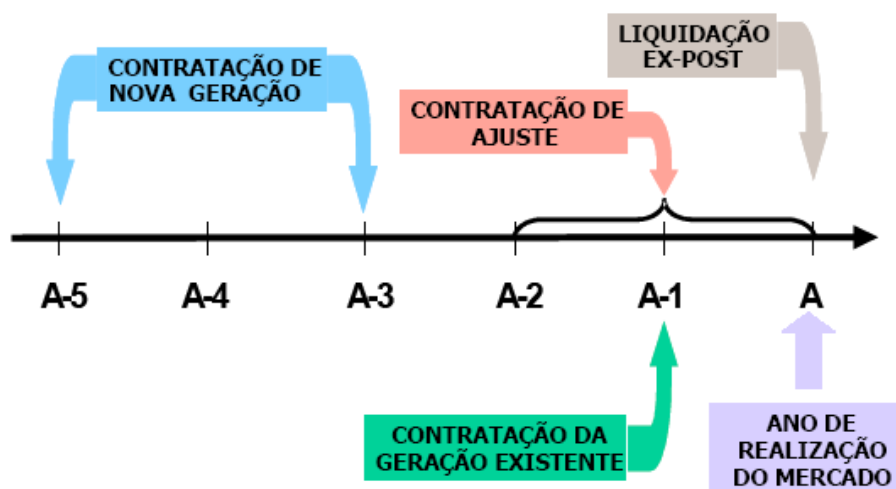
No ambiente regulado os contratos existentes são resultantes de leilões. As empresas autorizadas de serviço público de distribuição devem atender aos seus mercados específicos (sua área de concessão), com o abastecimento de energia, através de licitações na modalidade de leilão, dentro do ACR, regulados pela ANEEL e intermediados pela CCEE. O ganhador do leilão é definido pelo critério da menor tarifa, ou seja, o agente vendedor de energia será aquele que suprir o atendimento da demanda prevista pela distribuidora, pelo menor preço do megawatt hora. O Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) será firmado, portanto, entre o agente vendedor que vencer o leilão e o agente distribuidor que declarou necessidade de compra de energia para uma determinada data futura.

Os CCEARs fazem parte de um mercado de longo prazo. Cada contrato possui um prazo específico e pode, inclusive, ocorrer com empresas geradoras de energia que ainda não possuam as instalações necessárias a produção da energia elétrica. Pode-se dizer que esses contratos são, também, instrumentos de garantia para que os investidores entrem em um negócio de altíssimo valor, como por exemplo à construção de uma hidrelétrica, no qual começará a obter algum retorno financeiro somente após alguns anos. Nesses casos os prazos dos CCEARs para novos empreendimentos podem variar de 15 a 30 anos a partir do momento em que se iniciar o suprimento da energia. Nos casos que já existe infra-estrutura do gerador, tais prazos caem para o período de 5 a 15 anos a partir do ano seguinte ao da realização do leilão.

Vale citar a existência dos leilões de ajuste que servem para adequar a quantidade necessária de energia por parte dos agentes distribuidores, no suprimento de seu mercado consumidor em um dado momento onde haja tal necessidade. Porém os valores permitidos são limitados a 1% da totalidade contratada anteriormente

A realização dos leilões que resultarão em CCEARs, devem respeitar um determinado cronograma, como mostra a Figura 5:

Figura 5 – Cronograma de Realização dos Leilões no ACR.



Fonte: EPE, 2008

Os leilões para novos empreendimentos ocorrem cinco ou três anos antes da data inicial prevista para o suprimento da energia. Nos casos em que já exista o empreendimento, o leilão ocorre um ano antes. E quando houver leilões de ajuste, estes devem ocorrer entre os dois anos precedentes ao início da realização no mercado.

3.3.2. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

Com a última reforma ocorrida no setor elétrico, em 2004, aumenta a necessidade por uma organização a qual tivesse plena responsabilidade de controlar e viabilizar a comercialização de energia elétrica no país. Neste mesmo ano e com tal finalidade, o governo autoriza a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, sucedendo o antigo MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica. Esta instituição é pessoa jurídica, de direito privado e sem fins lucrativos integrada pelos agentes de geração, comercialização e distribuição de energia. As regras e procedimentos adotados nas atividades da CCEE devem ser aprovados pela ANEEL.

São obrigados a participar da CCEE os concessionários e autorizados de geração com capacidade instalada igual ou superior 50 MW, agentes de importação ou exportação

com intercambio também igual ou superior a 50 MW, agentes de distribuição e as comercializadoras com mercado idêntico ou maior que 500 GWh/ano, e os clientes livres. (CHRISTOFARI, 2006).

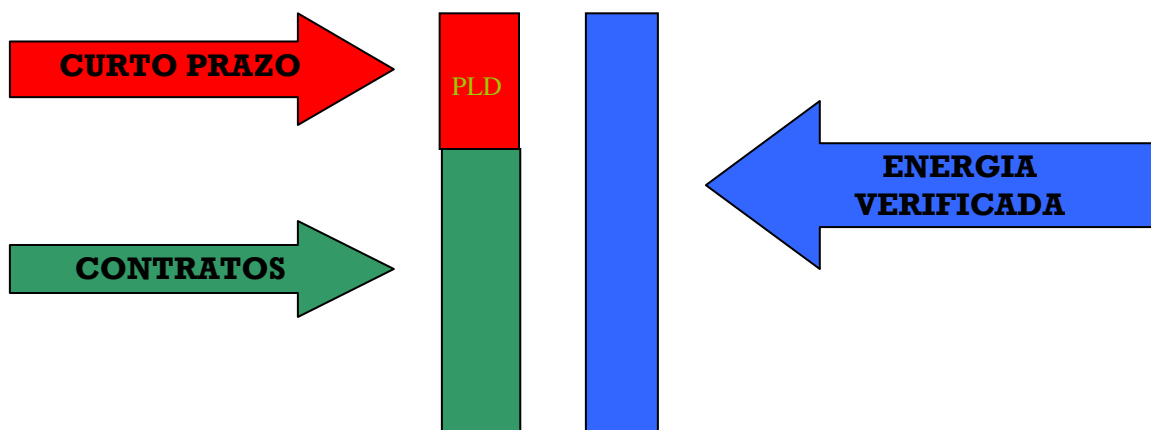
O importante papel da CCEE se explica pelas responsabilidades atribuídas a esta instituição. No ambiente regulado, ela é responsável pela realização dos leilões de compra e venda de energia, quando delegada pela ANEEL, devendo registrar todas as informações referentes aos contratos fechados no ACR, como preços, montantes de potência de energia e prazos estabelecidos. Assim como no ambiente regulado, a CCEE também deve registrar os dados dos contratos bilaterais celebrados no ACL, porém aqui não há a necessidade de registro dos preços, uma vez que neste ambiente os agentes têm a total liberdade para negociação dos valores. Cabe a CCEE coordenar e cobrar qualquer infração dos contratos firmados em ambos ambientes de contratação, podendo aplicar as devidas penalidades quando delegado pela Agência Reguladora.

Dentro do processo de comercialização de energia elétrica brasileira, também existe o mercado de curto prazo. A CCEE tem, igualmente, a função de contabilizar os montantes de energia, apurar o preço de liquidação de diferenças (PLD) e efetuar a liquidação financeira referente às operações de comercialização no mercado de curto prazo.

3.3.3. Mercado de Curto Prazo

Visto que toda comercialização de energia possui algum tipo de contrato com base nas previsões de demanda dos mercados consumidores, e são contratos de longo prazo com os montantes e vigências obrigatoriamente registrados na CCEE, seria errado pensar que a efetivação de tais estimativas correspondesse exatamente ao valor contratado no passado. Obviamente, havendo capacidade, a geração de energia não é cortada quando houver, por parte dos distribuidores, a necessidade acima do que foi acordado nos CCEARs, ou por parte dos clientes livres, maior do que foi firmado em seus contratos bilaterais no ACL. Em função disto, existe o complexo mercado de curto prazo do setor de energia elétrica, que tem a finalidade de liquidar as diferenças entre o que foi de fato consumido, ou gerado, e o que foi previamente contratado, mantendo o equilíbrio na comercialização de energia elétrica.

Figura 6 – Operação Comercial no Curto Prazo



Fonte: CCEE, 2008.

A seta verde da Figura 6 indica a quantidade de energia contratada previamente. No término do mês tem-se o montante de energia verificada, ilustrada pela seta azul. A diferença entre o contratado e o verificado resultará na quantidade de energia a ser liquidada na operação comercial de curto prazo, ao preço de liquidação de diferenças, que está demonstrada pela seta vermelha.

Para entender como a CCEE liquida as diferenças entre os montantes de energias contratados e realizados, é imprescindível citar o uso de algumas ferramentas tecnológicas sem as quais inviabilizaria tal procedimento. O primeiro passo é a contabilização da energia que ocorre a partir do processo de medição da mesma. Os agentes participantes da comercialização de energia são obrigados a usar uma ferramenta de medição chamada Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE), adequando-se as normas da CCEE, para que com este possam enviar os relatórios contendo as informações de geração e consumo de energia em um determinado período. A medição é feita pelo sistema diariamente, porém os relatórios são enviados mensalmente a Câmara de Comercialização. Com tal informação, a CCEE pode apurar, através do Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL), também conhecido como SINERCOM, os resultados operacionais de cada agente. O SCL efetua os cálculos previstos nas Regras de Comercialização possibilitando a contabilização mensal

das diferenças no mercado de curto prazo, ou seja, entre os valores consumidos ou produzidos e os valores contratados.

O segundo passo da CCEE é o processo de definição do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) que se origina nas decisões de despacho de geração de energia por parte do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) com o intuito de otimizar a operacionalização do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Viu-se anteriormente que a maior fonte de energia elétrica no Brasil é proveniente de centrais hidrelétricas, seguidas por centrais termelétricas. O custo dos insumos para a produção da eletricidade com base na energia hidráulica é muito mais baixo do que nas usinas térmicas, além disso ainda é um tipo de fonte renovável e não poluente. Todavia, é preciso levar em consideração que as fontes hidráulicas dependem dos níveis das chuvas nas diferentes regiões do país, bem como da infraestrutura existente capaz de gerar energia elétrica. Se por um lado, num momento presente, considerando bons os níveis dos reservatórios, seria mais econômico produzir eletricidade através de usinas hidrelétricas, devido ao seu inferior custo de operação, por outro lado, isso poderia comprometer os níveis dos reservatórios para fornecimentos futuros, não apenas exigindo maiores gastos com combustíveis para a geração de eletricidade através de termelétricas, como também podendo chegar a ponto de tornar o sistema incapaz de fornecer a quantidade de energia exigida pela demanda. Dessa forma, a maneira mais eficiente de gerenciar o fornecimento de energia elétrica no longo prazo seria encontrando o ponto de equilíbrio que mantenha os níveis dos reservatórios o mais elevado possível e, ao mesmo tempo, minimize o uso dos combustíveis necessários as termelétricas.

O ONS, como responsável por coordenar e controlar a operação do sistema elétrico, utiliza os sistemas computacionais chamados NEWAVE, longo prazo, e o DECOMP, curto prazo, que, com base em diversas variáveis como as condições hidrológicas, a sazonalidade de cada região, preços dos combustíveis, novos projetos de geração de energia, previsões de demanda, entre outros, determinam as quantidades de energia que cada gerador deverá despachar a fim de otimizar o equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento entre as diversas regiões brasileiras. Com isso pretende-se garantir o fornecimento de energia elétrica de forma mais eficiente e planejada

para períodos de longa duração. É fundamentado nos resultados obtidos com os modelos matemáticos destes sistemas, que se formará o PLD.

O PLD é, portanto, resultado de uma análise de diversos cenários, realizada por sistemas computacionais específicos, com base no Custo Marginal de Operação (CMO), que define semanalmente o preço de liquidação de diferenças no mercado de curto prazo da CCEE. O PLD é dividido por quatro submercados que são compreendidos da seguinte maneira:

- Submercado Sudeste e Centro-Oeste;
- Submercado Sul;
- Submercado Norte;
- Submercado Nordeste.

O motivo pelo qual o PLD é dividido em submercados está relacionado a variável capacidade de transmissão entre as diferentes regiões que podem afetar o seu preço.

Uma vez contabilizados os montantes de energias e definido o preço de comercialização no curto prazo, o chamado PLD, a CCEE poderá então efetuar as liquidações entre os agentes através contratos multilaterais. Em outras palavras, significa dizer que a CCEE terá coletado todas as informações necessárias do mercado e, depois fornecerá o saldo de cada empresa, se a pagar ou a receber. Não havendo inadimplências, chega-se ao equilíbrio financeiro entre os agentes do setor.

3.3.4. Mecanismo de Realocação de Energia – MRE

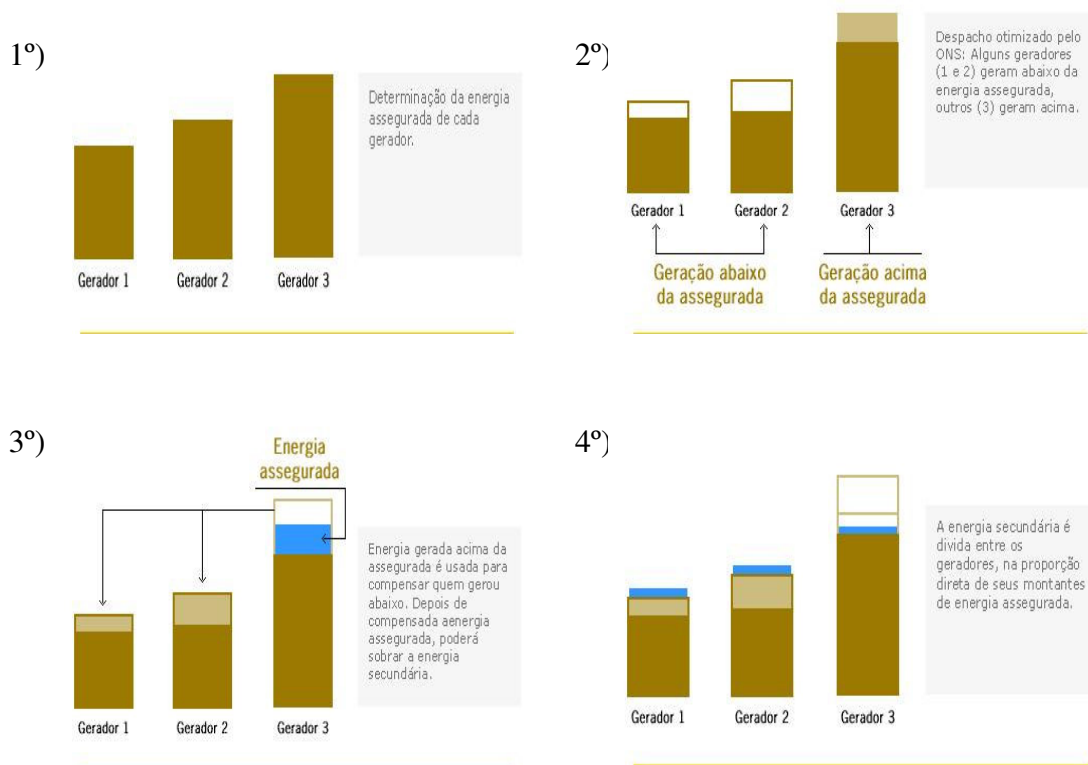
Para melhor entendimento de como ocorre a decisão por parte do ONS na determinação da quantidade de eletricidade a ser despachada por cada geradora, é importante mencionar o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

Lembrando que o Brasil é um país que possui um vasto território de proporções continentais e diversas características hidrológicas ao longo de suas diferentes regiões, além da questão da sazonalidade das chuvas, fica fácil perceber que a pluviosidade não ocorre uniformemente em todas as áreas onde haja centrais hidrelétricas. Visto também que a fonte de energia elétrica é predominantemente deste tipo de usina, os diferentes regimes de chuvas entre as regiões brasileiras poderiam ocasionar distorções na oferta de energia elétrica entre as distantes partes do país.

A energia assegurada do SIN é aquela necessária ao atendimento da demanda para cada submercado, e, somadas, equivale ao atendimento de todo território nacional. Cada geradora possui a sua energia assegurada, determinada pelo ONS, que não corresponde necessariamente ao potencial máximo daquela usina, mas sim a quantidade máxima que pode ser comercializada pela mesma. Como mostrado anteriormente, o Operador Nacional objetiva otimizar o Sistema Interligado de modo que, com o auxílio de sistemas computacionais de alta tecnologia, define os valores de despacho para cada Hidrelétrica. Entretanto, a quantidade de energia que o ONS determina para ser despachada, pode não ser a mesma definida como assegurada. Isto ocorre justamente devido ao Mecanismo de Realocação de Energia, o qual procura compartilhar os riscos hidrológicos entre todas as regiões do país. Em outras palavras, o MRE está associado a maior produção de energia por parte de uma geradora que está localizada em uma região onde os reservatórios encontram-se mais cheios, do naquelas onde os níveis de chuvas estão baixos, e, conseqüentemente, o volume de água represada também. O excedente produzido por alguns servirá para compensar a quantidade não gerada por outras usinas, alcançando o montante assegurado, ou seja, possivelmente já contratado. Isto colabora para que cada usina maximize seu fornecimento de energia no longo prazo, otimizando e equilibrando a operacionalização do SIN, por meio das definições de despacho, centralizado pelo ONS.

Em síntese, o MRE é um mecanismo compulsório que garante que a energia assegurada de cada agente gerador participante, necessária para o atendimento de seus contratos, seja obtida independentemente de sua real capacidade de produção em função das condições hidrológicas, salvo quando a geração total do MRE não for suficiente para suprir a energia assegurada total do sistema. Nos casos em que a energia total produzida no MRE for superior a energia assegurada total do sistema, cada gerador terá sua energia assegurada e mais uma parte do excedente, que é a chamada Energia Secundária.

Figura 7 – Mecanismo de Realocação de Energia



Fonte: CCEE, 2008.

A figura procura mostrar o MRE de modo que, em um primeiro momento, cada geradora possui sua energia assegurada pré-definida pelo ONS. Em seguida, o ONS também definirá as quantidades que cada geradora deverá despachar ao SIN, e estas quantidades nem sempre serão iguais à energia assegurada. Num terceiro momento, toda a energia produzida pelo gerador “3”, acima da quantidade assegurada, será usada para complementar as geradoras “1” e “2” que despacharam abaixo da assegurada, até alcançarem esse ponto. Tal montante usado para compensar as outras geradoras serão negociados a um preço baixo, suficiente apenas para cobrir os custos da empresa “3”. Caso ainda sobre energia, essa será denominada de energia secundária e será também dividida entre os geradores na proporção de suas energias asseguradas. Neste caso, porém, o gerador “3” receberá pelo preço das liquidações de diferenças no mercado de curto prazo.

Em resumo, pretendeu-se mostrar a evolução do setor de energia elétrica ao longo dos anos desde a sua geração, destacando as importantes reformas ocorridas nos anos 90 e

no início da década atual, com a criação de diversas instituições fundamentais ao funcionamento do presente modelo. O capítulo também descreveu o processo de comercialização de energia elétrica, dividido em segmentos regulados e livres, onde a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica é responsável pelo gerenciamento e cumprimento de todos os contratos existentes. As quantidades de energia contratadas e verificadas nem sempre são as mesmas, isto porque as regras de despacho de energia, atribuídas ao Operador Nacional do Sistema, têm o objetivo de otimizar o sistema no maior período de tempo possível. As diferenças são então liquidadas pela CCEE no mercado de curto prazo.

4. AS PROJEÇÕES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Este capítulo tem o objetivo de mostrar os atuais números do balanço energético bem como as projeções do setor elétrico brasileiro para os próximos anos. Primeiramente, na seção 4.1 são apresentados os resultados do Balanço Energético Nacional de 2007. A seção 4.2 mostra os estudos de expansão da demanda até o ano de 2015. Na seção seguinte, com base na demanda esperada para o período, são expostas as projeções para a expansão da oferta interna de energia necessária ao suprimento da demanda neste mesmo intervalo de tempo. Por fim, a seção 4.4 trata do crescimento infraestrutural da transmissão que influenciará diretamente as condições de oferta de energia elétrica.

4.1. Balanço Energético Nacional

O Balanço Energético Nacional – BEN (EPEa, 2007) é uma extensa pesquisa elaborada anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O relatório de 2007, que toma como base o ano de 2006, mostra que a quantidade total de energia ofertada no Brasil foi de pouco mais de 226 milhões de toneladas equivalentes de petróleo, 3,4% superior a 2005, com uma matriz energética composta da seguinte forma: derivados de petróleo (37,8%), biomassas (27,1%), hidráulica e eletricidade (14,8%), gás natural (9,5%) e outras fontes alternativas (10,8%). Da energia total ofertada no Brasil, 45% é procedente de fontes renováveis, percentual bem superior a média observada no resto do mundo, de apenas 13,2%. Essa diferença é ainda maior com relação ao grupo dos países da OCDE, onde o percentual cai para 6%. Isto contribui para os dados evidenciados relativos à emissão de CO₂, um dos fatores responsáveis pelo problema do aquecimento global, no qual o caso brasileiro apresenta um número 50% mais baixo do que a média dos países desenvolvidos.

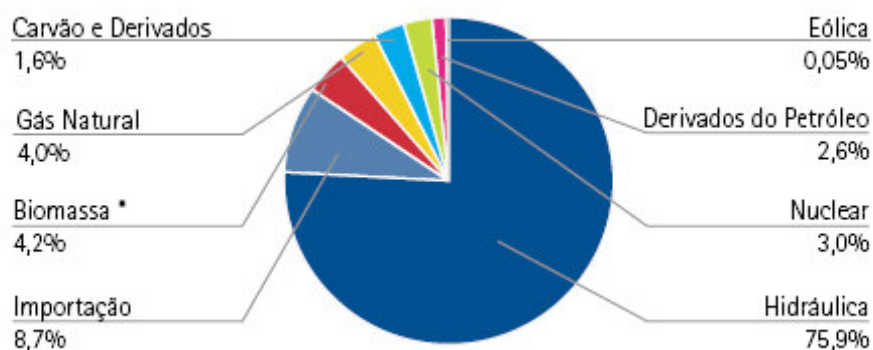
A oferta total de energia elétrica no Brasil em 2006 foi de 460,5 TeraWatts-hora, variação positiva de 4,2% em relação a 2005. Deste montante, 419,3 TWh foi gerada em território nacional e 41,4 TWh foi importada, crescimento de 4,1% e 5,7% respectivamente. Já o consumo total de energia elétrica no mesmo período foi de 390 TWh. A significativa diferença de aproximadamente 70TWh, equivalente a 15% de toda a energia elétrica

ofertada no Brasil, é referente às perdas incorridas nos processos de transformação, transmissão e distribuição.

A capacidade instalada de geração de eletricidade, incluindo todos os tipos de fontes, foi de 96,4GW em 2006. Isso representou um aumento de 5,9% em relação ao ano anterior.

As fontes de geração de energia elétrica no Brasil se distribuem da seguinte forma, como mostra a Figura 8:

Figura 8 – Matriz da Energia Elétrica Brasileira



* inclui bagaço de cana.

Fonte: EPEa, 2007

O gráfico mostra que a maior parcela de energia elétrica produzida no país é proveniente de centrais hidrelétricas (75,9%), seguida por centrais termelétricas (12,6%). Dentre a energia de fonte hidráulica, 74,1% é oriunda de Centrais Hidrelétricas com potência superior a 30 MW, e apenas 1,7% de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) com capacidade inferior ou igual a 30MW. Houve um crescimento de 3,3% para oferta de energia de fonte hidráulica em comparação ao ano anterior. De acordo com o Anuário de Energia (2008), o Brasil é o terceiro maior gerador de energia elétrica de fonte hidráulica do mundo, responsável por 11,3% da produção mundial, ficando atrás apenas da China (13,3%) e Canadá (12,2%).

Ao analisar os tipos de fontes de energia elétrica, percebe-se que o Brasil possui grande vantagem perante a maioria dos outros países do mundo, pois suas fontes renováveis correspondem a mais de 76% do total produzido.

A composição setorial de consumo de energia elétrica não tem variado significativamente ao longo de sua história. No ano de 2006, o setor que mais consumiu este tipo de energia foi o industrial (47%), seguido do residencial (22%), comercial (14,2%), público (8,5%) e outros (8,3%). (EPEa, 2007).

4.2. Projeções de Expansão da Demanda

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é uma instituição que fornece ao mercado importantes instrumentos para a análise e planejamento do futuro do setor energético brasileiro. As projeções que são tratadas neste trabalho estão fundamentadas em uma das publicações desta instituição, o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015 (PDE). Nesta seção, são expostos os resultados dos estudos realizados sobre a demanda de energia elétrica esperada, com base em diversas variáveis, nas diferentes regiões do país, em suas classes de consumo e em determinados períodos de tempo.

4.2.1 Premissas

A metodologia adotada pela EPE para a elaboração das projeções do consumo de energia elétrica não é o foco do presente trabalho, porém é importante destacar alguns pontos para melhor clareza dos resultados obtidos. Em primeiro lugar, existem algumas variáveis que são consideradas fundamentais e servem de base para o processo de projeção da demanda. Entre elas, no caso brasileiro, destacam-se as seguintes: o crescimento econômico e populacional do país, a estrutura da renda nacional e a evolução dos Autoprodutores e dos grandes consumidores de energia.

Além dessas principais variáveis, existem outros inúmeros fatores macroeconômicos, climáticos, tecnológicos que se relacionam entre si e afetam direta e indiretamente o nível de consumo de energia elétrica no Brasil. Em função disso, foi adotada a técnica de cenários como ferramenta na prospecção da demanda de eletricidade.

Baseado em análises morfológicas, de combinações lógicas e consistentes, chega-se a três cenários plausíveis de evolução da economia brasileira. O primeiro é o cenário chamado de Trajetória de Referência, o qual pretende mostrar o caminho mais provável da economia brasileira. Os outros dois são a Trajetória de Crescimento Alto e a Trajetória de Crescimento Baixo, os quais indicam, respectivamente, um caminho com evoluções otimistas, e outro com características menos favoráveis, porém com o controle suficiente para manter um razoável crescimento durante o período.

Dessa forma, o estudo da EPE publicado no PDE 2006-2015 mostra a seguinte previsão de evolução do PIB brasileiro:

Tabela 1 – Taxa de Crescimento do PIB (% ao ano)

Trajetória	2007-2011	2012-2015
Alta	4,5	6,0
Referência	4,0	4,5
Baixa	3,0	3,5

Fonte: EPEb, 2006.

O movimento progressivo populacional e a relação com o número de domicílios apresentados no PDE são baseados em estudos do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, Comitê Técnico para Estudos de Mercado – CTEM e Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE. As projeções para este item são as seguintes:

Tabela 2 – População e Domicílios (mil)

Ano	População	Domicílio	Hab./Dom.
2005	182.507	52.223	3,5
2010	193.027	59.586	3,2
2015	202.418	67.827	3,0
Variação (% ao ano)			
2005-2010	1,13	2,67	-
2010-2015	0,93	2,62	-
2005-2015	1,04	2,65	-

Fonte: EPEb, 2006.

A relação entre PIB e consumo de energia é outro importante fator a ser considerado na projeção da demanda. Ao longo da história, há uma estreita relação entre essas variáveis onde as taxas de crescimento do consumo de energia elétrica são sempre um pouco superiores as do PIB, exceto em momentos de crise no setor elétrico como a ocorrida em 2001.

A elasticidade renda do consumo de energia é uma função decrescente da taxa de crescimento do PIB. Um dos motivos é devido à existência de um componente inercial o qual limita o crescimento do consumo em momentos com elevadas taxas do PIB, e vice versa. Em outras palavras, significa dizer que o comportamento da demanda anda na mesma direção que o do PIB, porém não ocorre na mesma velocidade. Nos casos em que há uma explosão de crescimento do PIB, o consumo também aumenta mas de forma mais lenta. O outro motivo é explicado pelo aumento da eficiência técnica. Com a evolução tecnológica, a indústria, por exemplo, consegue produzir mais com menores gastos de energia.

Os Autoprodutores Clássicos são aqueles agentes que possuem instalações para geração de energia necessária as suas atividades próximas de suas unidades de consumo, não precisando, portanto, usufruir dos meios de transmissão de energia elétrica do SIN. Contudo, vem aumentando cada vez mais o número de autoprodutores que formam parcerias e consórcios com empresas concessionárias de serviço público de geração e produtores independentes, devido aos ganhos de escala. Conseqüentemente, na maioria das vezes as suas fontes de geração ficam em localizações distantes das suas unidades de consumo. Dessa forma, a energia é despachada através do SIN, e em alguns casos através das distribuidoras também, sendo assim, o despacho de energia é controlado de forma centralizada pelo ONS. Nesses casos, o autoprodutor terá um custo pelo uso e pelas perdas de transmissão e é denominado de Autoprodução Transportada. O ponto relevante aqui é que nas projeções de consumo não serão considerados os Autoprodutores Clássicos, visto que sua influência sobre modelo é nula, uma vez que toda a sua necessidade de demanda é atendida por sua própria produção, sem o uso do sistema interligado. De acordo com a trajetória de referência, os autoprodutores clássicos apresentam a seguinte evolução no consumo de energia elétrica: 27,4TWh em 2005, 40TWh em 2010 e 50,8TWh em 2015.

A classe de consumo industrial deve ganhar destaque pois é o setor responsável pela maior parcela de consumo de energia elétrica no país, cerca de 47% do total. É nesta classe que se encontram os chamados “grandes consumidores”, ou seja, as empresas energointensivas. Grande parte destas empresas são autoprodutoras clássicas, não sendo necessário o uso do SIN, porém uma quantia significativa de energia consumida é atendida por meio do sistema interligado. O ponto relevante deste item é que grande parte da produção destes consumidores de energia é dedicada ao mercado externo. Desse modo, ao projetar a evolução da demanda por eletricidade dos grandes consumidores, deve-se levar em conta a dinâmica das economias mundiais devido à grande parcela de exportações existentes nas vendas de algumas dessas empresas.

4.2.2 Projeções da Demanda no Mercado de Energia Elétrica

Com base no trabalho da EPE, o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015, serão apresentados agora os principais resultados considerando três cenários de evolução da demanda de eletricidade no mercado de energia. A primeira tabela mostra qual a previsão do consumo total de energia e a elasticidade renda da demanda para o período compreendido entre 2005 e 2015.

Tabela 3 – Consumo Total de Energia Elétrica e a Elasticidade-Renda

Período	Trajetória		
	Referência	Alta	Baixa
	Consumo (TWh) (*)		
2005	373,5	373,5	373,5
2010	483,5	489,7	462,1
2015	617,7	657,8	563,3
	Variação (% ao ano)		
2005-2010	5,3	5,6	4,4
2010-2015	5,0	6,1	4,0
2005-2015	5,2	5,8	4,2
	Elasticidade Renda		
2005-2010	1,32	1,24	1,45
2010-2015	1,14	1,07	1,19
2005-2015	1,23	1,14	1,31

* Inclui Autoprodução Clássica

Fonte: EPEb, 2006.

O consumo de energia elétrica previsto para a totalidade da economia brasileira está entre 462,1 TWh e 489,7 TWh no ano de 2010, e na faixa de 563,3 TWh e 657,8TWh no ano de 2015. De acordo com a trajetória de referência, a variação média anual de crescimento, no período de 2005 a 2015, será de 5,2% a.a..

Pode-se observar duas principais características com relação à elasticidade renda. A primeira é que ela apresenta índices de crescimento decrescentes ao longo do tempo em todos os cenários, e a segunda é que quanto maior o crescimento, menores são seus índices e vice-versa. Estes dois pontos podem ser explicados pelo progressivo aumento da eficiência energética, e, também, porque a elasticidade renda do consumo de energia elétrica é função decrescente da taxa de crescimento do PIB, como mencionado anteriormente.

Visto que os autoprodutores clássicos apresentam influência nula sobre a oferta de energia e a infraestrutura necessária para o seu atendimento, vejamos a previsão de consumo excluindo tais agentes.

Tabela 4 – Consumo de Energia Sem a Autoprodução Clássica

Período	Trajetória		
	Referência	Alta	Baixa
	Consumo (TWh) (*)		
2005	346,1	346,1	346,1
2010	443,5	449,1	423,6
2015	566,8	603,5	516,3
	Variação (% ao ano)		
2005-2010	5,1	5,4	4,1
2010-2015	5,0	6,1	4,0
2005-2015	5,1	5,7	4,1

* Não inclui autoprodução clássica

Fonte: EPEb, 2006.

A tabela mostra que a quantia necessária de energia em 2010 será entre 423,6TWh e 449,1TWh, ou seja, aproximadamente 8,3% menor que a necessidade total prevista para a economia, considerando os autoprodutores clássicos. Já em 2015, prevê-se uma demanda entre 516,3TWh e 603,5TWh, mantendo a mesma proporção em relação à eletricidade total. A variação média de crescimento anual é praticamente a mesma, 5,1% a.a..

Vejamos agora qual é a previsão de alta de consumo separando-o por cada subsistema do SIN.

Tabela 5 – Consumo de Energia Elétrica por Subsistema (TWh)

Subsistema	Consumo (TWh) (*)			Variação (% ao ano)	
	2005	2010	2015	2005-2010	2010-2015
Trajetória de Referência					
Isolado	7,2	10,9	16,0	8,7	8,0
Norte	23,5	30,7	45,5	5,5	8,1
Nordeste	47,5	61,2	78,1	5,2	5,0
Sudeste/Centro-Oeste	209,1	266,8	335,1	5,0	4,7
Sul	58,8	73,9	92,2	4,7	4,5
TOTAL	346,1	443,5	566,8	5,1	5,0
Trajetória Alta					
Isolado	7,2	11,0	17,0	8,9	9,1
Norte	23,5	30,9	48,8	5,6	9,5
Nordeste	47,5	61,2	84,5	5,5	6,3
Sudeste/Centro-Oeste	209,1	270,2	354,6	5,3	5,6
Sul	58,8	74,8	98,6	5,0	5,7
TOTAL	346,1	449,1	603,5	5,4	6,1
Trajetória Baixa					
Isolado	7,2	10,3	14,4	7,6	6,9
Norte	23,5	30,0	43,3	5,0	7,6
Nordeste	47,5	58,3	70,5	4,1	3,9
Sudeste/Centro-Oeste	209,1	254,7	304,6	4,0	3,6
Sul	58,8	70,3	83,5	3,6	3,5
TOTAL	346,1	423,6	516,3	4,1	4,0

* Não inclui autoprodução clássica.

Fonte: EPEb, 2006.

A tabela mostra que o sistema isolado apresentará variações superiores em relação a outros subsistemas, porém, visto que hoje as quantidades de eletricidade consumidas nessa região são muito pequenas, em termos absolutos os aumentos são poucos significativos.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste continuará com quantidades demandadas muito acima das demais regiões do país, podendo chegar a 354,6TWh em 2015, considerando a trajetória de alta.

A próxima tabela apresenta uma relação de dados da economia brasileira com o consumo de energia elétrica no período de 1980 a 2015. As informações de 2010 e 2015 são baseados na trajetória de referência.

Tabela 6 – Economia e Mercado de Energia Elétrica (1980-2015)

Discriminação	1980	1990	2000	2005	2010	2015
Produto Interno Bruto						
R\$ Bilhões 2004	1.069	1.249	1.624	1.819	2.213	2.745
Varição no período (% ano ano)	-	1,6	2,7	2,3	4,0	4,4
População Total Residente						
mil habitantes	119.844	145.130	170.894	182.508	193.027	202.416
Varição no período (% ano ano)	-	1,9	1,6	1,3	1,1	1,0
PIB per Capita						
R\$ (2004) / hab / ano	8.920	8.606	9.503	9.967	11.465	13.560
Varição no período (% ano ano)	-	-0,4	1,0	1,0	2,8	3,4
Consumo de Energia Elétrica (*)						
TWh	122	219	333	374	484	618
Varição no período (% ano ano)	-	6,0	4,3	2,3	5,3	5,0
Cons. de Energia Elétr. per Capita						
KWh / hab / ano	1.018	1.509	1.949	2.049	2.507	3.053
Varição no período (% ano ano)	-	4,0	2,6	1,0	4,1	4,0
Elasticidade-Renda do Consumo de Energia Elétrica						
	-	3,84	1,61	1,02	1,32	1,14

(*) Inclui Autoprodução Clássica

OBS: Os valores de 2010 e 2015 correspondem à trajetória de referência.

Fonte: EPEb, 2006.

As variações médias previstas de crescimento do PIB até 2015 apresentam considerável aumento em relação ao que foi visto nas últimas décadas. Já o aumento populacional está decrescendo na estimativa apresentada. Com isso, o PIB per capita se mostra em movimento de ascensão para os próximos anos. Isto já vem ocorrendo desde os anos 90.

O consumo de energia elétrica, que vem crescendo desde o início do período apresentado, mantém a mesma tendência para 2010 e 2015 com variações anuais médias próximas de 5% a.a.. Do mesmo modo, o consumo de energia elétrica per capita acompanha essa trajetória, contudo com taxas médias de crescimento em torno de 4% a.a..

A Elasticidade-Renda do consumo de energia vem caindo nos anos passados, porém estima-se um aumento para 1,32 em 2010, voltando a cair em 2015 para 1,14.

4.3. Projeções da Expansão da Oferta

Com base nas estimativas de consumo de energia elétrica, é mostrado agora o cenário de expansão da geração, identificando a quantidade de oferta necessária ao suprimento da demanda sem riscos de déficit e exageradas elevações nos preços.

É importante destacar alguns critérios que foram considerados na elaboração das projeções da oferta. Em primeiro lugar, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) define que o estudo deve adotar uma probabilidade de risco de déficit para o sistema interligado não superior a 5% em cada subsistema do SIN. Este critério deve ser respeitado durante toda a análise das projeções com o intuito de assegurar o suprimento de insumos energéticos a todo país.

A oferta de energia depende diretamente da infraestrutura de transmissão existente, sendo totalmente em vão a construção de uma hidrelétrica com grande capacidade de geração se não houver meios de ligação à rede de transmissão. Por isso, no período de 2006 a 2015 são considerados dois importantes investimentos nessa área, os quais são fundamentais para o processo de expansão da oferta de eletricidade. Um deles está previsto para 2008 que interligará o sistema isolado Acre/Rondônia ao SIN através do subsistema Sudeste/Centro-Oeste. O outro deve ocorrer em 2012 interligando o sistema Manaus/Macapá ao SIN pelo subsistema Norte. A seção seguinte volta a tratar da questão de infraestrutura de transmissão com maior detalhe.

4.3.1. Projeções da Oferta no Mercado de Energia Elétrica

Lembrando que a matriz de energia elétrica brasileira é composta predominantemente por usinas hidrelétricas e termelétricas, com percentuais de participação que juntos chegam a quase 90% do total ofertado, serão apresentadas, a seguir, as projeções de expansão da capacidade instalada das usinas hidrelétricas e termelétricas separadamente.

4.3.1.1. Hidrelétricas

A capacidade instalada de geração de energia proveniente de fontes hidráulicas em 2005 era de 70,9GW. Com base nos estudos da EPE, seguem abaixo os resultados das projeções de expansão das centrais hidrelétricas para o período de 2006 a 2015, levando em consideração as estimativas da demanda com cenário de referência.

Tabela 7 – Expansão Hidrelétrica – Configuração de Referência

Aproveitamento	Ano	Potência (MW)
Itaipu Binacional	2006	1400
Tucuruí	2006	1500
Capim Branco I	2006	240
Picada	2006	50
Corumbá IV	2006	127
Irapé	2006	360
Barra Grande	2006	460
Peixe Angical	2006	452
Fundão	2006	120
Espora	2006	32
Mascarenhas	2006	49,5
Campos Novos	2006	880
Monte Claro	2006	65
Capim Branco II	2006	210
TOTAL	2006	5945,5
Castro Alves	2007	130
TOTAL	2007	130
Rondon II	2008	73,5
14 de Julho	2008	100
TOTAL	2008	173,5
Salto	2009	108
Salto do Rio Verdinho	2009	93
Barra do Braúna	2009	39
Barra dos Coqueiros	2009	90
Retiro Baixo	2009	82
Caçu	2009	65
São José	2009	51
Paulistas	2009	53,6
Olho D'Água	2009	33
Baguari	2009	140
Passo de São João	2009	77,1
TOTAL	2009	831,7
Monjolinho	2010	67
Baú I	2010	110,1
Foz do Rio Claro	2010	67
Simplício + PCH	2010	333,7
Cambuci	2010	50
Serra do Facão	2010	212,6
Dardanelos	2010	261
Barra do Pomba	2010	80
Corumbá III	2010	93,6
São João	2010	60
Salto Pilão	2010	182,3
Salto Grande	2010	53,4
Foz do Chapecó	2010	855,2
Cachoeirinha	2010	45
Estreito Tocantins	2010	1087,2
TOTAL	2010	3558,1

Continuação: Tabela 7 – Expansão Hidrelétrica – Configuração de Referência

Aproveitamento	Ano	Potência (MW)
Mauá + PCH	2011	387,9
Jirau	2011	3300
São Salvador	2011	243,2
Itaguaçu	2011	130
São Miguel	2011	61
Telêmaco Borba	2011	120
Cachoeira	2011	93
Santo Antônio do Jari	2011	99,9
TOTAL	2011	4435
Santo Antônio	2012	3150
Mirador	2012	80
Buriti Queimado	2012	142
Murta	2012	120
Maranhão Baixo	2012	125
Ribeiro Gonçalves	2012	173
Uruçuí	2012	164
Riacho Seco	2012	240
Traíra II	2012	60
Água Limpa	2012	320
Baixo Iguaçu	2012	340
Porto Galeano	2012	139
Pai Querê	2012	291,9
São Roque	2012	214
Belo Monte Complementar	2012	181,3
Tocantins	2012	480
São Domingos	2012	48
Serra Quebrada	2012	1328
TOTAL	2012	7596,2
Itapiranga	2013	580
Estreito Parn.	2013	86
Pedra Branca	2013	320
Novo Acordo	2013	160
Cachoeirão	2013	64
Torixoréu	2013	408
Tucano	2013	157
Tupiratins	2013	619,8
Cebolão	2013	152
Volta Grande	2013	54,7
Belo Monte (1ª etapa)	2013	5500
TOTAL	2013	8101,5
Toricoejo	2014	76
Castelhano	2014	96
Juruena	2014	46
TOTAL	2014	218
Jataizinho	2015	155
TOTAL	2015	155
TOTAL	2006-2015	31.144,50

Fonte: EPEb, 2006.

De acordo com o estudo da EPE, a evolução da expansão da capacidade representa um incremento de 43,8% em relação a existente em 2005. Destacam-se grandes projetos como Jirau com potência de 3,3GW previsto para 2011, Santo Antônio com 3,2GW previsto para 2012 e a primeira etapa com 50% da capacidade do aproveitamento de Belo Monte com 5,5GW de potência, previsto para 2013. Somadas, essas usinas representam 38% do total previsto para o período 2006-2015.

Atualmente, 13% da expansão prevista já está em operação, passando para 74,9GW a capacidade de geração. Este número está um pouco abaixo do que estava previsto pela EPE. Encontram-se em fase de construção 20 usinas hidrelétricas com capacidade de geração equivalente a 22% do total projetado para o período. Outros 16 empreendimentos já foram outorgados mas ainda não iniciaram suas edificações. Estas representam mais 10% do valor estimado. (BIG – Banco de Informações de Geração – ANEEL, fev/08)

4.3.1.2. Termelétricas

A capacidade das termelétricas em 2005 era de 20,3GW, segue agora as estimativas de expansão da capacidade dessas usinas para o período de 2006 a 2015 com base nos estudos da EPE:

Tabela 8 – Expansão Termelétrica – Configuração de Referência

Usina	Combustível	Ano	Potência (MW)
Termorio	Gás Natural	2006	1163
Camaçari	Óleo Diesel	2006	350
TOTAL		2006	1513
Santa Cruz Nova	Óleo Diesel	2007	482
Vale do Açu	Gás Natural	2007	340
TOTAL		2007	822
Três Lagoas	Gás Natural	2008	350
Canoas	Gás Natural	2008	250
Cubatão	Gás Natural	2008	216
Goiânia II – BR	Óleo Diesel	2008	140
Biomassa - LEN 2005	Biomassa	2008	267
Araucária	Gás Natural	2008	469
Jacuí	Carvão Mineral	2008	350
TOTAL		2008	2042
Candiota III	Carvão Mineral	2009	350
TOTAL		2009	350
Carvão Indic.	Carvão Mineral	2010	350
Biomassa Indic.	Biomassa	2010	700
Gás	Gás Natural	2010	2450
TOTAL		2010	3500
Biomassa Indic.	Biomassa	2011	400
Gás	Gás Natural	2011	100
TOTAL		2011	500
Biomassa Indic.	Biomassa	2012	450
Angra III	Urânio	2012	1309
TOTAL		2012	1759
TOTAL		2006-2015	10486

Fonte: EPEb, 2006.

A tabela mostra as expansões mais representativas ocorrerão em 2010 com 3,5GW previstos de potência, seguido pelo ano de 2008, com 2GW. Isso representa mais de 50% do total previsto no período.

Gás Natural será o combustível mais utilizado na expansão das termelétricas correspondendo a 5,3GW de potência, praticamente 50% do total. Biomassa estima 1,8GW, Urânio 1.3GW e Carvão Mineral e Óleo Diesel com aproximadamente 1GW de potência cada.

Hoje em dia, a capacidade das termelétricas já alcançou 24,2GW de potência, ou seja, 37% do total previsto pela EPE até 2015, estando acima das previsões de 2006 e 2007 desta instituição. Existem 18 usinas em construção com capacidade de 1,3GW adicionais. E ainda, 141 empreendimentos outorgados com o equivalente a mais 9,6GW de potência para a capacidade instalada. (BIG – Banco de Informações de Geração – ANEEL, fev/08)

A Tabela 9 apresenta os percentuais para os riscos anuais de déficits em cada ano e para cada subsistema:

Tabela 9 – Riscos de Déficit de Energia – Cenário de Referência

Ano	Risco Anual de Déficit (%)			
	SE/CO/RO	S	NE	N/Man
2006	0,1	0,3	0,4	0,5
2007	1,5	0,7	2,5	3,4
2008	2,2	1,9	3,4	4,7
2009	1,3	0,3	2,2	2,5
2010	2,3	1,4	1,8	2,8
2011	3,3	1,7	2,3	3,2
2012	2,6	1,7	3,3	4,4
2013	2,0	0,9	1,7	1,7
2014	1,5	0,6	0,9	0,8
2015	1,8	1,3	1,8	1,8

Fonte: EPEb, 2006.

A tabela mostra que durante todo o período os riscos anuais estiveram de acordo com o critério imposto pela CNPE, não superior a 5%, a fim de preservar a garantia de suprimento da energia elétrica.

Os pontos de alta ocorreram nos anos de 2008 e 2012, onde os valores percentuais ficaram próximos de 5%, com, respectivamente, 4,7% e 4,4% na região Norte. Estes

números apresentam melhoras nos anos seguintes devido ao fato de estar previsto melhorias nas infraestruturas de transmissão, o que permite aperfeiçoamentos no sistema de otimização e maximização de despacho de energia pelo ONS. A seção seguinte tratará da questão da evolução necessária na infraestrutura de transmissão de energia elétrica.

4.4. Projeções de Expansão no Sistema de Transmissão

A importância dos estudos de expansão do sistema de transmissão é extremamente grande pois tal sistema está vinculado a todo funcionamento do setor elétrico. É por meio dele que os agentes têm acesso a rede de energia, seja na ponta da geração ou na ponta de distribuição ou do consumidor final. É responsável por interligar as diversas regiões de um vasto país como o brasileiro, unindo subsistemas e equalizando os preços nos submercados, possibilitando a flexibilidade de otimização no despacho do sistema elétrico como um todo.

A seguir, são identificados os principais investimentos nesta área do setor elétrico que possibilitarão as expansões projetadas para oferta de energia, as quais foram apresentadas anteriormente.

Estão previstos para 2008 a interligação Acre-Rondônia com o subsistema Sudeste/Centro-Oeste e posteriormente, em 2012 a interligação Tucuruí-Macapá-Manaus com o subsistema Norte, como mostra a figura abaixo:

Figura 9 – Interligação Acre-Rondônia e Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus



Fonte: EPEb, 2006.

A interligação Acre-Rondônia com o Sudeste/Centro-Oeste, segundo estimativas da EPE, indicam que em menos de dois anos de funcionamento, os custos da interligação seriam cobertos pelos gastos com combustíveis necessários ao suprimento da demanda, caso não houvesse tal ligação. Futuramente, quando as usinas hidrelétricas de grande porte do rio Madeira iniciarem suas operações, Santo Antônio e Jirau, a interconexão terá ainda maior relevância para o sistema elétrico nacional, sendo uma região com grande potencial de exportação de energia para outras regiões brasileiras.

A interligação Tucuruí-Macapá-Manaus ao norte, assim como a anterior, permitirá a ligação do sistema isolado ao SIN. Além disso, a partir de 2013, está prevista a ativação da operação de 50% da capacidade prevista para Usina Hidrelétrica de Belo Monte que totaliza 11GW de potência. A interconexão Tucuruí-Manaus- Macapá também será muito importante para escoar a energia produzida nesta usina a outras regiões brasileiras.

A tabela a seguir mostra a evolução prevista para linhas de transmissão no território brasileiro:

Tabela 10 – Linhas de Transmissão do SIN

Tensão	750kV	600kV	500kV	440kV	345kV	230kV	138kV	88/69kV
Existente em 2005	2698	1612	27023	6785	8834	35141	61333	50861
Evolução 2006-2015	5394	4900	19783	8	839	10203	10947	11808
Estimativa 2015	8092	6512	46806	6793	9673	45343	72280	62669

Fonte: EPEb, 2006.

Pode-se observar que as linhas de alta tensão se destacam na evolução no período de 2006 a 2015. Isso pode ser explicado pelas linhas necessárias a transmissão das grandes geradoras de energia que se instalarão em regiões da Amazônia, mais afastadas dos principais centros consumidores.

Em resumo, o Brasil consumiu em 2006 aproximadamente 390 TWh de energia elétrica, tendo no mesmo ano a capacidade instalada de produção de 96,4 GW. O planejamento do setor elétrico para os próximos anos, considerando os prazos de cada projeto, não apresenta riscos de déficits. O próximo capítulo pretende mostrar como as condições atuais do modelo influenciam no estímulo e atração dos capitais necessários para alcançar as projeções expostas até o presente momento.

5. AS CONDIÇÕES DO NOVO MODELO E A QUESTÃO DO INVESTIMENTO

È imprescindível para a evolução do setor elétrico brasileiro a necessidade de atrair investimentos a fim de que hajam recursos suficientes à expansão exigida pela demanda, numa economia em crescimento. Os investimentos, entretanto, estão ligados a uma série de variáveis que determinam o nível do emprego de capital em qualquer setor econômico. Fatores macroeconômicos, políticos, credibilidade e confiabilidade no modelo bem como nos seus gestores, fácil adaptação à modernização e o avanço tecnológico são apenas alguns entre outros diversos pontos que podem influenciar positiva ou negativamente as decisões dos investidores.

O presente capítulo pretende fazer uma análise do que foi exposto até aqui com a questão do investimento no setor elétrico brasileiro. Como as características estruturais, organizacionais e institucionais, o mercado de comercialização e os objetivos propostos pelo atual modelo influenciam na captação de recursos financeiros necessários ao desenvolvimento do setor. Na primeira seção, serão discutidas as causas da crise de 2001. As seções 6.2 e 6.3 apresentam os pontos positivos e negativos do atual modelo, respectivamente, para atração de novos investimentos. E, a seção 6.4, questiona a possibilidade do setor passar por uma nova crise dada a nova conjuntura do setor elétrico brasileiro.

5.1. A Crise de 2001

Muitos afirmam que a crise do setor elétrico, ocorrida em 2001, foi devido à falta de chuvas que não reabasteceu suficientemente os reservatórios das usinas hidrelétricas. Porém, ao ver com mais detalhe as condições e a forma como o setor vinha sendo conduzido nos anos anteriores à crise, percebe-se que a falta de chuvas somente fez transparecer uma situação deficitária no abastecimento energético do país que já vinham de alguns anos anteriores, e que as verdadeiras razões apontavam para graves problemas de escassez de investimentos.

A origem da crise de abastecimento de 2001 surge nos anos 80. A década “perdida”, marcada pela estagnação econômica, crises inflacionárias e pela incerteza, também apresentava problemas no setor elétrico. Políticas econômicas de contenção forçada das

tarifas foram impostas sobre o setor a fim de conter ou amenizar a crise econômica e inflacionária do país, porém, isso acabou acentuando os problemas já vividos pelo setor. Poucos projetos para a expansão da geração e transmissão entraram em operação nesses anos. Paixão (2000) afirma que em diversos momentos deste período, presenciou-se apagões nas regiões Sul e Sudeste brasileiras em função das limitações das instalações então existentes. Ao final da década, o que se via era uma enorme deterioração do setor elétrico brasileiro, grandes obras paralizadas, empresas endividadas e mal administradas. Apesar da economia como um todo não apresentar crescimento, o consumo de energia elétrica seguia o caminho inverso. Como mostrado no capítulo anterior, a variação média do PIB per capita na década de 80 foi negativa de 0,4% a.a., já a mesma variação para o consumo per capita de eletricidade, no período, foi de 4% a.a.. (EPE, 2008).

Na década de 90, surgem, tardiamente, os primeiros sinais de que era preciso tomar alguma atitude para evitar uma crise ainda pior no setor elétrico brasileiro. Dá-se início a uma reforma introduzindo a competição na geração, incluindo as privatizações das empresas, tentando resolver o grave problema da falta de investimento no setor. Observaram-se várias mudanças que contribuíram para a arrancada rumo à modernização e a um modelo eficiente. Entre elas pode-se citar a abolição da equalização tarifária, o surgimento do conceito de Produtor Independente de Energia e do Consumidor Livre, a obrigação de concessão de novos projetos somente por licitação e a implementação de diversas propostas formuladas pelo Projeto RE-SEB que visavam estimular a competitividade em determinadas áreas, regular outras onde houvesse monopólio natural, limitar o papel do governo ao de formular políticas energéticas e de regulamentar e fiscalizar as atividades delegadas (PAIXÃO, 2000). Contudo, os resultados obtidos ao longo da década evidenciaram que tais medidas ainda não eram suficientes para atrair investimentos e promover o desenvolvimento na escala que o país gostaria.

FIGURA 10 – Evolução de Investimentos no Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: PINHEL 2000, apud ARAÚJO, 2001, p.6.

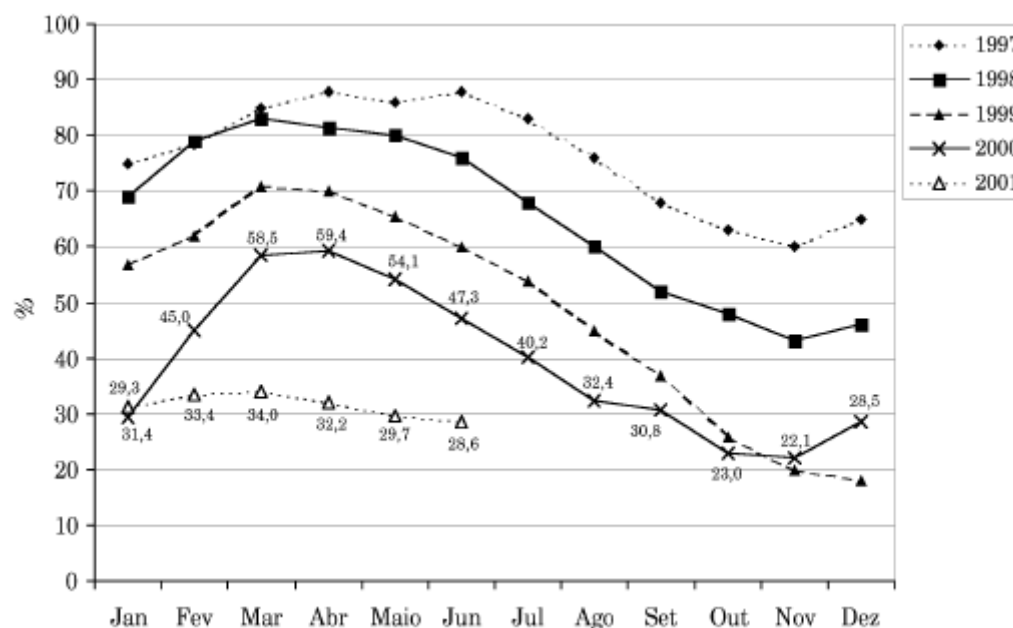
O gráfico mostra que o nível de investimentos no setor vem caindo desde a década de 80 sem apresentar melhoras nos anos 90. Um importante fator que agravou tal situação foi que, na segunda metade da década de 90, o governo buscou controlar as despesas das empresas estatais, visando cumprir as metas de aumento dos superávits primários, sem fazer distinção de despesas correntes com investimentos, fazendo com que houvesse severos cortes na expansão da capacidade instalada proporcionada pelas empresas estatais e preparando as empresas para a privatização. (ARAÚJO, 2001).

Além disso, as incertezas ainda estavam presentes na conjuntura do setor. A reforma era não só muito recente, como também apresentava a necessidade de ajustes e aperfeiçoamentos. As privatizações das distribuidoras foram feitas antes das definições das regras do setor e da oficialização do órgão regulador, gerando um passivo de conflitos potenciais. Estes foram os casos das distribuidoras Escelsa e Light, privatizadas em julho de 1995 e maio de 1996, respectivamente, enquanto a ANEEL foi criada apenas em 1997.

Após isto seguiram-se as privatizações das distribuidoras dos estados de São Paulo e Rio Grande do Sul. As regras começaram a ser delineadas quando no início da privatização das geradoras, começando pela Gerasul, em 1998, seguida por Tietê e Paranapanema em 1999. Todavia, o processo de privatização das geradoras foi logo em seguida paralizado por força de pressões políticas e interesses corporativistas das estatais federais, principalmente Furnas e Chesf.

Somente em 2000 foi criado o MAE, ambiente essencial para a liquidação das diferenças das energias disponibilizadas pelos geradores ou consumidas pelas distribuidoras em relação aos seus respectivos valores contratuais. Adicionalmente, houve um morosidade excessiva para colocar em licitação a concessão de novos projetos de geração e transmissão. Como consequência disso tudo, o que se viu foi um contínuo desestímulo e freio aos novos investimentos e uma piora na trajetória de esvaziamento dos reservatórios brasileiros, especialmente no Sudeste e Nordeste.

Figura 11 – Reservatório Equivalente Sudeste/Centro-Oeste



Fonte: ONS, apud ARAÚJO, 2001, p. 5.

O gráfico apresenta a evolução dos níveis dos reservatórios das hidrelétricas localizadas nas regiões Sudeste/Centro-Oeste nos anos anteriores ao racionamento, entrando o ano de 2001 e níveis muito baixos, próximo de 30% da capacidade, bem inferior ao mesmo períodos dos anos anteriores.

Ainda havia mais um elemento complicador de toda a situação, que eram os estrangulamentos na capacidade de transmissão de energia entre os subsistemas interligados Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste. Somados a todos os fatores acima expostos, a falta de chuvas durante o verão de 2001 levou, inevitavelmente, a crise energética observada naquele ano.

5.2. As condições Favoráveis ao Investimento Após a Reforma de 2004

Em 2003/2004, com o governo Lula cumprindo promessa de campanha de reformulação do setor, novas atitudes foram tomadas com o intuito de aprimorar e complementar as mudanças iniciadas na década anterior. É na realidade uma nova reforma que se concretizava. O novo e atual modelo teve três principais objetivos, que são: a) garantir a segurança do suprimento de energia elétrica; b) promover a modicidade tarifária; e, c) promover a inserção social do setor elétrico.

O primeiro objetivo conta com o apoio da criação de novas instituições como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). Com a EPE, o planejamento de longo prazo se torna muito mais confiável e efetivo e com o CMSE o acompanhamento das condições de suprimento do sistema é feito de forma sistemática. Além disso, o modo de despacho de energia das usinas pertencentes ao SIN, centralizado pelo ONS, é mantido no novo modelo, sendo um moderno e complexo sistema dotado de importantes ferramentas tecnológicas, que permite maximizar e otimizar o uso das fontes de energia, propiciando maior economia e buscando garantir o fornecimento por um período de longo prazo (MME, 2008). Visto que as estruturas de fornecimento de eletricidade são na maior parte provenientes de fontes hidráulicas é também mantido o sistema de trocas de energia de otimização existente no modelo anterior, passando agora a denominar-se MRE- Mecanismo de Realocação de Energia, que desempenha um importante papel na garantia do suprimento da energia elétrica a população brasileira e cria uma estabilidade de receita para os geradores hidráulicos que passam a ficar comercialmente menos dependentes das aflúências a cada momento em suas próprias plantas. Estes fatores favorecem para que o modelo se torne eficiente e confiável, o que pode ser considerado um dos pontos fundamentais para a atração de novos investimentos.

O processo de comercialização do novo modelo baseia-se na convivência simultânea de um ambiente de livre comercialização, destinado para compra por parte de consumidores livres e comercializadores com liberdade de prazos, preços e volumes, e um ambiente de comercialização regulada para compra exclusiva dos distribuidores em processos de leilão com prazos de até 30 anos e com preços tetos definidos pelo governo. Tanto os agentes livres quanto os distribuidores devem contratar 100% de suas

necessidades, caso contrário, deverão adquirir energia no mercado de curto prazo da CCEE ao preço spot (PLD – Preço de Liquidação das Diferenças). A obrigação de contratação a 100% constitui ponto fundamental para a atração de novos investimentos, já que pode permitir condições adequadas de retorno financeiro para os elevados montantes de capital necessários nas construções de usinas hidrelétricas e/ou termelétricas. Nesta equação, deve-se registrar que o acesso a condições de financiamento de longo prazo e com baixos custos desempenha importante fator de competitividade entre os agentes investidores, com benefícios para os consumidores (CCEE, 2008).

A presença da CCEE também contribui para um sistema transparente e organizado, viabilizando o processo de comercialização do setor, através do sistema de leilões aberto a todos os interessados. A modicidade tarifária, então, pretende fornecer energia elétrica a economia brasileira pelo menor preço, com a garantia de rentabilidade atrativa aos investidores.

A promoção da inserção social do setor elétrico está fortemente ligada à infraestrutura de transmissão do Sistema Interligado Nacional. A fim de se tornar um país desenvolvido, é preciso que o Brasil tenha condições de oferecer energia elétrica às mais diversas áreas. Atualmente, no norte do país encontram-se a maioria dos sistemas isolados, os quais correspondem a cerca de 3,4% de toda transmissão da eletricidade brasileira, sendo estes sistemas atendidos por geração térmica local, em geral utilizando óleo diesel como combustível, com custo final da energia elétrica muito maior do que o custo da geração hidrelétrica. Contudo, como mostrado anteriormente, as mais promissoras fontes de energia hidráulica, ainda restantes a serem exploradas, encontram-se naquela região, dentre as quais foram citadas as hidrelétricas de Jirau, Santo Antônio e Monte Belo que juntas correspondem a 17,5GW de potência. Faz parte do planejamento da EPE a integração destes investimentos ao SIN, através de grandes troncos de transmissão. Além disto, outros empreendimentos de transmissão estão sendo planejados para interligar também os sistemas isolados ao SIN, que permitirá o atendimento destes sistemas com energia mais barata de origem hídrica. Em síntese, devido as grandes fontes hidráulicas para geração de energia elétrica existentes na região Norte do país, é considerado muito atrativo o investimento nas transmissões que viabilizarão o escoamento da energia produzida para o SIN e para os sistemas isolados que vierem a se interligar ao SIN.

5.3. Os Pontos Negativos ao Investimento do Novo Modelo

A competitividade no segmento de geração do atual modelo do setor elétrico brasileiro é algo que deve ser analisado com maior detalhe. As empresas concorrem buscando compradores de energia tanto no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Porém, foi visto que a maior parte da capacidade de geração destes agentes é de origem estatal. Atualmente, entre as dez maiores empresas, que correspondem a 67% da capacidade total, apenas 3 são privadas e sua participação perante a capacidade total do sistema cai para pouco mais de 10%. Existe somente três geradoras privadas decorrentes dos processos de privatização – Tractebel, Duke e AES-Tietê, todavia, existe muita energia privada atrelada a empresas distribuidoras, de forma que o total de energia privada é bem maior do que 10% (APINE, 2008). Considerando que cerca 60% da capacidade instalada do setor está ainda na mãos das estatais, a competitividade no setor elétrico brasileiro fica prejudicada visto que algumas estatais nem sempre tem objetivos de retorno financeiro para os investimentos efetuados, mas buscam atender outros interesses. Com exceção da privatização da CESP, de São Paulo, que está prevista para ocorrer em breve, é muito baixa a probabilidade de mudar o cenário de participação entre estatais e privadas no segmento de geração, dada às características do atual governo brasileiro (BEAR STEARNS, 2007).

O estudo apresentado pelo banco de investimentos norte americano Bear Stearns (2007) aponta para algo negativo no controle estatal do segmento de geração, visto que na história brasileira já foram presenciadas, por diversas vezes, políticas econômicas populistas que tentam solucionar problemas às custas de empresas estatais, como ocorreu na década de 80, onde os preços da energia mantinham-se estáveis enquanto a inflação era elevadíssima, justamente para tentar mitigar o problema inflacionário daquela época. Ações deste tipo seriam significativamente onerosas para as empresas privadas que estivessem concorrendo neste segmento.

Mais um fato recentemente observado, foi o elevado risco tomado por empresas estatais para ganhar leilões com um preço bem abaixo do esperado pelo mercado. O recente leilão de energia para a construção da Hidrelétrica de Santo Antônio, no rio Madeira, ocorrido em dezembro de 2007, fixava uma tarifa máxima próxima de R\$ 120,00 MWh e

foi fechado com um deságio de 35%, por R\$ 78,90 MWh, enquanto que o preço competitivo esperado para a energia destinada ao ACR situava-se na faixa de R\$ 95 MWh a R\$ 100/MWh. Este valor surpreendeu o mercado pois estava bem abaixo do considerado viável ao empreendimento. O consórcio ganhador é composto pelas estatais Furnas (39%) e Cemig (10%), atingindo os 49% de participação estatal, valor máximo permitido por lei, e pelas empresas privadas Odebrecht, Andrade Gutierrez e pelos fundos de investimento formados pelos bancos Santander e Banif. Foi previamente estabelecido para este leilão que no mínimo 70% da energia produzida seria vendida no ACR, pelo preço definido no leilão, e o restante poderia ser negociado livremente no ACL a qualquer preço. Ao que se tem notícia dos compromissos assumidos pelas partes no consórcio, a CEMIG comprou toda a energia destinada ao ACL por R\$ 130/MWh, assumindo o risco de repassar esta energia aos consumidores livres. O preço médio da energia resultante ficou em R\$ 94,23 MWh. Os membros do consórcio, formado por estatais, empreiteiros e banco aceitaram trabalhar com taxas de retorno baixas. As estatais por interesse de fazer a obra e atender os planos de governo e do corporativismo dos empregados, o empreiteiro porque com isto garante o contrato de engenharia (onde vai efetivamente ganhar dinheiro) e o banco que deve ter entrado com uma parcela de financiamento a preços interessantes. Ou seja, o risco assumido pelas estatais nesta negociação foi provavelmente alto, o qual as empresas privadas dificilmente assumiriam. O importante a ser destacado aqui é que isso pode contribuir para uma tendência de queda nos preços da energia elétrica no Brasil, o que talvez seja o real objetivo das pessoas responsáveis pela tomada de tal decisão.

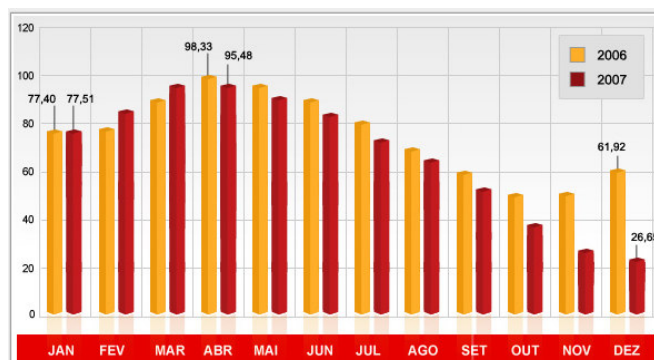
Outro ponto negativo para o setor elétrico brasileiro como um todo é a elevada carga de tributos e encargos aplicada sobre a energia elétrica. Somada toda a cadeia de produção esse valor chega a quase 50% do cobrado pelos consumidores, um dos mais altos índices do mundo. Segundo Pedrosa (2005), na época diretor da ANEEL e atualmente presidente da Associação Brasileira de Comercializadores de Energia Elétrica – ABRACEEL, os investimentos nas plantas industriais e na autoprodução de energia foram ameaçados devido às elevações dos encargos sociais, impostos e custos de transporte de energia. Vem aumentando a disputa entre o Estado e os investidores pelos recursos dos consumidores de tal modo que pode comprometer o equilíbrio entre modicidade e segurança no longo prazo. Bi-tributações e tributações excessivas pelos estados de alguns

impostos como ICMS (os estados vêm no ICMS como uma fonte garantida de arrecadação, chegando em alguns casos a 33% da receita aplicado por fora, correspondendo a 25% por dentro), aumentos da alíquota de outros, no caso do PIS e da COFINS (atingindo em conjunto 9,25% por fora), encargos especiais como a CCC, para o pagamento dos combustíveis gastos nos sistemas isolados, e a Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE, com o objetivo de cobrir os prejuízos do racionamento de 2001, e até a criação de novos tributos como a Contribuição de Iluminação Pública - CIP, com arrecadações que, inclusive, ultrapassam os custos de suas finalidades, sendo o excedente muitas vezes utilizado para o contingenciamento das contas públicas de outras áreas, fazem parte do planejamento tributário do governo brasileiro para o setor elétrico. Em 2004, nas tarifas cobradas pelos consumidores, a fatia representada por encargos teve um aumento de 40% enquanto na componente relativa ao serviço público de distribuição foi próximo de 8,5% (PEDROSA, 2005).

5.4. A Ameaça de uma nova crise

No início deste ano, o país passou por mais um momento de angústia com relação a uma nova probabilidade de racionamento energético. A chuva esperada para o período úmido que se iniciara em dezembro de 2007 e janeiro de 2008 ficou aquém do que realmente ocorreu. É importante entender que nas características climáticas brasileiras, existe o período seco compreendido entre os meses de maio e novembro, e o período úmido, de dezembro a abril.

Figura 12 – Nível dos Reservatórios da Região Nordeste (%)



Fonte: CCEE, APUD G1.GLOBO.COM, 2008.

O gráfico acima mostra a comparação dos níveis dos reservatórios da região nordeste entre os anos de 2006 e 2007. Com um volume de chuvas extremamente baixo no início do período úmido de 2007/2008, os reservatórios caíram drasticamente em relação a 2006, chegando a apenas 26,65% da capacidade em dez/07. Conseqüentemente, o preço da energia elétrica negociado no mercado de curto prazo, o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), disparou para R\$ 569 MWh em janeiro desse ano. No mesmo mês de 2007 este preço era de apenas R\$ 23.

Figura 13 – Evolução do Preço da Energia no Mercado de Curto Prazo (R\$/MWh)



Fonte: CCEE, APUD G1.GLOBO.COM, 2008.

A figura apresenta a acentuada elevação do preço da energia elétrica no mercado de curto prazo (PLD), entre dezembro de 2007 e janeiro de 2008, com um aumento superior a 200%.

Segundo Caetano (Revista Exame, 2008), o reflexo disso é imediato. Os consumidores livres são os primeiros a sofrer as conseqüências. Embora a maioria esteja 100% contratados, alguns contratos prevêem cláusulas nas quais os preços podem variar em determinados casos. Dessa forma, o que viu foram grandes empresas diminuindo e em poucos casos até parando suas operações em função do expressivo aumento do insumo de energia elétrica. E outras, houve expressiva elevação nos seus custos de produção.

Como foi visto, a falta de chuvas leva a um aumento na geração de energia proveniente de termelétricas, porém houve outro agravante que provocou a disparada dos preços: a falta de gás natural para produção de energia elétrica nas usinas. Segundo a

diretora executiva de Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – ABRACE, Patrícia Arce (BORSATO, 2008), das vinte usinas movidas a gás natural, apenas quatorze estão operando normalmente, devido à falta do combustível no mercado. São quase 5000 MW da capacidade instalada parada em função da escassez de gás.

Hoje, graças ao grande volume de chuva verificado no final de janeiro e durante o mês de fevereiro em todo o território nacional, o PLD caiu para R\$ 140 MWh (CCEE, 2008), tranquilizando momentaneamente o setor. Todavia, é patente que existe um desequilíbrio estrutural no balanço entre oferta e demanda de energia elétrica. Consciente disto, o governo está lançando para maio/2008 um leilão para contratação de energia de reserva com base em biomassa, visando garantir o equilíbrio, senão a curto prazo, pelo menos para os anos de 2010 e 2011 (EPE, 2008).

6. CONCLUSÃO

O crescimento econômico de qualquer país está fortemente ligado as suas condições de infra-estrutura. Um dos principais fatores ligado a isto é a oferta de energia elétrica, que desempenha um papel extremamente importante em diversas áreas econômicas e deve ser planejada com bastante antecipação, visto que exigem um longo período de tempo para a conclusão de novos projetos. Situações deficitárias e até mesmo a simples ameaça da falta de energia elétrica, geram grandes prejuízos a economia de uma nação, que poderiam levar muitos anos para se recuperarem. Este trabalho procurou mostrar o funcionamento do atual e complexo setor elétrico brasileiro, que passou por reformulações nos últimos anos com o intuito de desenvolver-se suficientemente para suprir as necessidades demandadas pelo mercado sem riscos de apagões e racionamentos.

A década de 90 marca o início de privatizações das empresas de distribuição e geração de energia, reformas institucionais, criação de uma agência reguladora e a mudança do papel desempenhado pelo governo. A crise energética de 2001 comprovou que as modificações ocorridas anos antes não foram suficientes para contornar o problema do subinvestimento vivido pelo setor. E, em 2004, após novas mudanças institucionais, organizacionais e estruturais é apresentado o atual modelo do setor elétrico brasileiro.

O novo modelo possui um peculiar mercado de comercialização que tem mostrado sucesso para o desenvolvimento do setor. Híbrido, com a presença de segmentos com competitividade e outros com monopólio natural, regulado pelo governo, apresenta uma série de regras com a finalidade de otimizar a geração de energia minimizando os custos e procurando garantir o suprimento pelo mais longo período de tempo possível. A presença de ambientes livres e regulados de comercialização, onde os preços são negociados pelo mercado ou definidos através de leilões com o critério da menor tarifa, obedecendo a um preço teto, procura manter o preço da energia baixo sem comprometer o retorno do investimento dos agentes.

Os aperfeiçoamentos expostos pelo novo modelo procuram atrair os investimentos necessários para atender as projeções de demanda do mercado consumidor de energia elétrica. O comportamento deste mercado vem apresentando trajetórias ascendentes nos últimos anos e deve seguir o mesmo caminho nos anos seguintes. A relação com o

crescimento econômico indica que os aumentos na oferta de energia elétrica, em média, devem ser 1,2 vezes maiores que a taxa de crescimento do PIB, a fim de seguirem na mesma proporção. Existem diversos projetos para novas gerações e novos sistemas de transmissão de energia no planejamento energético do país. Muitos deles já estão em fase de construção, alguns outorgados e outros ainda precisam ser licitados. Contudo, os projetos precisam ser cumpridos dentro dos prazos previstos para evitarem futuras situações deficitárias. Os empreendimentos em questão são passíveis de atrasos devido a sua grande complexidade e magnitude.

A atração de novos investimentos tem sido comprovada pelos aumentos recorde de criação de novas fontes de geração de energia vistas desde o início da década, em média 4GW de potência ao ano. Em comparação ao setor elétrico dos anos 80 e 90, não há dúvidas que o setor está muito mais desenvolvido. O país é considerado uma referência mundial em relação aos países com maiores fontes de energia elétrica provenientes de centrais hidrelétricas, atrás apenas da China e Canadá.

Contudo, ainda não estão descartadas as hipóteses de racionamentos, como foi visto no início deste ano. Ainda existem pontos que podem e devem ser melhorados. Ficou evidente que, apesar de todas as importantes mudanças ocorridas no setor desde o início da década, que tem contribuído significativamente para o seu desenvolvimento, a infraestrutura existente ainda é insuficiente para a garantia do suprimento de energia elétrica sem riscos. A busca por investimentos intensivos de capital, com longos prazos de maturação, deve continuar entre as metas do setor. Para que se realizem, é necessária uma série de fatores favoráveis com o intuito de minimizar os riscos e atrair os investidores. Entre eles pode-se citar a estabilidade política e econômica, os avanços tecnológicos, a confiabilidade e transparência do modelo, as garantias e a previsibilidade da regulamentação do setor. Como afirma Pedrosa (2005), a regulação deve promover o equilíbrio entre a atração de capitais privados e a promoção da segurança e economicidade do abastecimento energético. Pelo visto, o sistema brasileiro ainda busca tal equilíbrio na regulação do setor elétrico.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/> > Acessado em: fev/2008.

Anuário 2008, **Análise Energia**. Análise Editorial, São Paulo: 2008.

ARAÚJO, João Lizardo. A Questão do Investimento no Setor Elétrico Brasileiro: Reforma e Crise., **Nova Economia**, v.11, n.1, 2001. Disponível em: < <http://www.face.ufmg/novaeconomia/sumarios/v11n1/LIZARDO.PDF> > Acessado em: jan/2008.

AZEVEDO, P. F. de. Organização Industrial. In: PINHO, D. B.; VASCONCELLOS, M. A. S. de. **Manual de Economia**. 5. ed. São Paulo: Saraiva, 2004.

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Disponível em: < <http://www.bndes.gov.br> > Acessado em: fev/2008.

BEAR STEARNS. **Latin American Utilities Models**. 4. ed. Estados Unidos, Fev/2007.

BORSATO, Cíntia. A Preciosa Gota D'água. **Revista Veja**. Disponível em: < http://veja.abril.uol.com.br/160108/p_048.shtml > Acessado em: fev/07.

BIG – Banco de Informações de Geração. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2> > Acessado em: fev/2008.

CAETANO, José Roberto. O Apagão já começou. **Revista EXAME**. 30 Jan 2008. p. 32-34.

CBIEE – Câmara Brasileira de Investidores em Energia Elétrica. **Responsabilidade Social e os Investimentos Privados no Setor Elétrico: Uma Metodologia de Gestão Sustentável dos Investimentos Sociais**. Disponível em: < <http://www.cbiee.com.br/> > Acessado em: dez/2007.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: < <http://www.ccee.org.br> > Acessado em: fev/2008.

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico. Disponível em: < http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do;jsessionid=7B8926677826B9FFA1FDA835A42EE380?channelId=1033 > Acessado em: nov/2007.

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética. Disponível em: < http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=27 > Acessado em: nov/2007.

CHRISTÓFARI, Vilson Daniel. **Guia do Cliente Livre**. 1º ed. São Paulo: Duke Energy, 2006.

CUCOLO, Eduardo. Energia Mais Cara Para Empresas Ameaça Elevar Tarifa para Consumidor. **Revista G1**. Disponível em: < http://g1.globo.com/noticias/economia_negocios/0,,MUL261936-9356,00.html > Acessado em: fev/07.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/> > Acessado em: fev/2008.

EPEa – Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2007**. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/Lists/Estudos/Estudos.aspx> > Acessado em: nov/2007

EPEb – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015**. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/Lists/Estudos/Estudos.aspx> > Acessado em: dez/2007.

ELETROBRÁS. Disponível em: < <http://www.eletrabras.gov.br> > Acessado em: fev/2008.

FERRAZ, J. C. et al. **Made in Brazil**. São Paulo: Campus, 1995.

FURNAS. Disponível em: < <http://www.furnas.com.br/> > Acessado em: dez/2007.

GOMES et al. **Setor Elétrico**. Disponível em: < http://www.bndes.gov.br/conhecimento/livro_setorial/setorial14.pdf > Acessado em: dez/2007.

GOY, Leonardo et al. Odebrecht vence leilão do Madeira. **Jornal O Estado de São Paulo**. Brasília, 11 de dezembro de 2007. Economia e Negócios, p. B1.

MME - Ministério de Minas e Energia. Disponível em: < <http://mme.gov.br/> > Acessado em: fev/2008.

MMEa - Ministério de Minas e Energia. Disponível em: < http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=1039 > Acessado em: fev/2008.

MMEb - Ministério de Minas e Energia. Disponível em: < http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=1033 > Acessado em: fev/2008.

MMEc - Ministério de Minas e Energia. Disponível em: < http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=1051 >
Acessado em: fev/2008.

MMEd - Ministério de Minas e Energia. Disponível em: < http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=27 > Acessado em: fev/2008.

MMEe - Ministério de Minas e Energia. Disponível em: < http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=1052 >
Acessado em: fev/2008.

ONS – Operador Nacional do Sistema. Disponível em: < <http://www.ons.com.br/> >
Acessado em: fev/2008.

PAIXÃO, Lindolfo Ernesto. **Memórias do Projeto RE-SEB: A história da concepção da nova ordem institucional do setor elétrico.** São Paulo: Massao Ohno, 1999.

PEDROSA, Paulo. **Desafios da Regulação do Setor Elétrico, Modicidade Tarifária e Atração de Investimentos.** Brasília, ANEEL, 2005. Textos para Discussão I.

PINDYCK, Robert. S.; RUBINFELD, Daniel.L. **Microeconomia.** 4.ed. São Paulo: Makron Books, 1999.

PINTO JR, Helder Q.; FIANI, Ronaldo. Regulação Econômica. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. **Economia Industrial.** Rio de Janeiro: Campus, 2002.

PIRES, José C. L.; PICCININI, Mauricio S. Modelos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico. **Revista do BNDES.** Rio de Janeiro. v.5. n.9, 1999.

POSSAS, Mário Luiz. Concorrência Schumpeteriana. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. **Economia Industrial.** Rio de Janeiro: Campus, 2002

POSSAS, Mário Luiz. **Estruturas de Mercado em Oligopólio.** 2. ed. São Paulo, Hucitec, 1990

RIGOLON, Francisco J. Z. Regulação da Infraestrutura: A Experiência Recente do Brasil. **Revista do BNDES.** Rio de Janeiro. v.4. n.7, 1997.

SILVA, Edson Luiz. **Supply Adequacy in Electricity Markets Based on Hydro Systems: the brazilian case.** Elsevier, 2005.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomo et al. **Mercado de Energia Elétrica 2006-2015.** Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2005.

TIGRE, Paulo B. Paradigmas Tecnológicos e Teorias Econômicas da Firma. **Revista Brasileira de Inovação**. v.4, n.1, Jan./Jun. 2005.

VARIAN, Hal R. **Microeconomia: Princípios Básicos**. 7. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2006.