

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

Chiara Natércia França Araújo

**Incentivos à Diversificação da Matriz Energética Brasileira:
Efeitos sobre o Preço e o Volume no Mercado de Energia Elétrica**

RECIFE – PE

2011

CHIARA NATÉRCIA FRANÇA ARAÚJO

**Incentivos à Diversificação da Matriz Energética Brasileira:
Efeitos sobre o Preço e o Volume no Mercado de Energia Elétrica**

Tese submetida à Universidade Federal de Pernambuco como parte dos requisitos para obtenção do grau de Doutor em Economia.

Orientador: Francisco de Sousa Ramos

RECIFE – PE

2011

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA
PIMES/ PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

**PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DE DEFESA DE TESE DO
DOUTORADO EM ECONOMIA DE**

CHIARA NATÉRCIA FRANÇA ARAÚJO

A comissão Examinadora composta pelos professores abaixo, sob a presidência do primeiro, considera a candidata Chiara Natércia França Araújo APROVADA.

Recife, 12 de setembro de 2011.

Profº. Dr. Francisco de Sousa Ramos
Orientador

Profº. Dr. José Lamartine Távora Junior
Examinador Interno

Profª. Drª. Andrea Sales Soares de Azevedo Melo
Examinador Interno

Profº. Dr. Paulo Glécio da Rocha
Examinador Externo/ CHESF/ Estácio - FIR

Profª. Drª. Monaliza de Oliveira Ferreira
Examinador Externo/ UFPE – Campus do Agreste

Araújo, Chiara Natércia França

Incentivos à diversificação da Matriz energética brasileira: efeitos sobre o preço e o volume no Mercado de Energia Elétrica / Chiara Natércia França Araújo. - Recife : O Autor, 2011.

129 folhas : fig., tab. e gráficos.

Orientador: Prof^o. Dr^o Francisco de Sousa Ramos
Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco. CCSA. Economia, 2011.

Inclui bibliografia e apêndices

1. Sistema elétrico brasileiro. 2. Certificado verde.
3. Função Oferta. I. Ramos, Francisco de Sousa (Orientador). II. Título.

330 CDD (22.ed.) UFPE/CSA 2011 - 139

À minha mãe (em memória) por, infelizmente, não desfrutar em vida desse momento.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus por dar-me a felicidade de viver esse momento.

Ao meu esposo, Kanon, por me amar e me fazer feliz.

Ao nascimento de minha filhota, Laura, que graças a Deus, nasceu com saúde. Embora saibamos que uma gravidez pode dificultar a conclusão de um trabalho como este, Laura, me fez renascer e me deu forças para continuar quando eu imaginava que não podia mais.

Aos meus pais e familiares por confiar em mim e estarem sempre presentes.

Em especial, quero agradecer a minha irmã Polyana pela força dada em momentos difíceis que atravessei no ano de 2010.

Ao meu querido irmão Gutemberg por acreditar em mim, quando imaginava que eu já não tinha mais fôlego.

Aos meus irmãos Kepler e Alex pela torcida e pela preocupação no que se refere aos meus trabalhos.

A querida irmã Thelma por toda orientação e carinho despendido a minha pessoa; a minha irmã Luse pelas conversas e experiências trocadas.

A irmã “torta” Penha por transmitir a certeza de que, ao final, eu iria conseguir.

Aos meus sogros, Isabel e Abelardo, por me apoiarem em momentos difíceis.

A queridíssima Maria Fernanda pela amizade de sempre, pelo apoio e pelo carinho.

A todos os colaboradores que compõem o grupo operacional e administrativo do Pimes, especialmente, a Patrícia e a Denise.

Aos professores do PIMES, vai meu eterno agradecimento por contribuírem com a minha formação acadêmica.

Em especial, ao Prof^o Francisco Ramos, por estar ao meu lado, nessa difícil caminhada, sobretudo, por ser o orientador que é.

RESUMO

O objetivo principal deste trabalho é realizar simulações com vistas à diversificação da matriz energética brasileira. Para tanto, foi analisado como o mecanismo de certificação verde afetou o Sistema Elétrico Brasileiro, quando aumentada a fração (α), que corresponde o valor do compromisso em produzir energia elétrica oriunda da fonte biomassa (verde). A sistemática do mecanismo de certificado verde funciona sob a égide da regulação e da implementação de incentivos de mercado. Na prática, o governo impõe aos produtores de energia um valor que corresponde ao compromisso (α) de produzir energia elétrica oriunda da fonte biomassa (verde). Observando o lado da demanda, essa também aceita a imposição, quando passa a consumir parte da energia produzida por essa fonte geradora. Adicionalmente, esse mecanismo de mercado tem a pretensão de contribuir com as questões que estão associadas com a preservação do meio ambiente, em especial, a redução dos Gases de Efeito Estufa (GEE). Funções de oferta de energia elétrica foram estimadas, tomando como base dados referentes à produção de energia gerada pelas fontes tecnológicas hidrelétrica e biomassa, durante o período de 1999 a 2008. O método utilizado para a realização das regressões foi o método dos Mínimos Quadrados Ordinários (MQO). Tomando como base o equilíbrio de mercado, bem como as estimações das funções ofertas, foram verificados os efeitos sobre o preço e sobre o volume da energia tradicional (hidrelétrica), da energia verde (gerada pela biomassa) e da energia de aquisição (total), quando introduzido o mecanismo de certificação verde no Sistema Elétrico Brasileiro. Mais especificamente, foi verificado o que aconteceu com o preço e o volume de energia elétrica oriunda das duas fontes em questão, quando elevada a fração que corresponde ao compromisso de produzir energia elétrica advinda da fonte biomassa. Assim, foi possível verificar que a implementação do mecanismo de certificado verde no setor elétrico brasileiro reduziu o preço de aquisição de energia elétrica (quando já incluso a participação da energia elétrica advinda da biomassa no sistema), bem como elevou o volume total ofertado de energia elétrica. Sobretudo, a aplicação desse instrumento de mercado estimulou a produção de energia renovável, assim como, diversificou a matriz energética brasileira, a qual, antes, era predominantemente hídrica.

Palavras-chave: Sistema Elétrico Brasileiro. Certificado Verde. Função Oferta.

ABSTRACT

The main objective of this study is to perform simulations to diversify the Brazilian energy matrix. Thus, it was considered as the mechanism for green certification affected the Brazilian Electric System, increased when the fraction (α) which represents the value of commitment to producing electricity supply coming from biomass (green). The systematics of the green certificate mechanism operates under the aegis of the implementation of regulation and market incentives. In practice, the government requires producers of energy value that corresponds to a commitment (α) to produce electricity supply coming from biomass (green). Looking at the demand side, this also supports the imposition, when he begins to consume part of the energy produced by the generating source. Additionally, this market mechanism is the intention of contributing to the issues that are associated with the preservation of the environment, in particular the reduction of Greenhouse Gas (GHG) emissions. Functions of electricity supply were estimated based on data relating to the production of energy generated by hydroelectric source technologies and biomass during the period 1999 to 2008. The method used to perform the regression was the method of Ordinary Least Squares (OLS). Based on market equilibrium and the estimation of functions offers, the effects were observed on the price and the volume of traditional energy (hydropower), green energy (generated by biomass) and energy acquisition (total) when introduced into the mechanism of green certification in the Brazilian Electric System. More specifically, it was seen what happened with the price and volume of power coming from the two sources in question, when raised to the fraction that corresponds to the commitment to produce electrical energy coming from the biomass source. Thus, we found that the implementation of the green certificate mechanism in the Brazilian electric sector has reduced the purchase price of electricity (when it included the participation of electricity coming from the biomass in the system), and raised the total energy supply power. Above all, the application of this instrument market stimulated the production of renewable energy, as well as diversify the Brazilian energy matrix, which was formerly predominantly water.

Keywords: Brazilian Electric System. Green Certificate. Function Offering.

LISTA DE FIGURA

FIGURA 1 – PARTICIPAÇÃO DOS SETORES NA DÍVIDA EXTERNA BRASILEIRA (1980).....	30
FIGURA 2 – ESTRUTURA ATUAL INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.	60
FIGURA 3 – ESTRUTURA DE UM MERCADO DE ELETRICIDADE, INCLUINDO ENERGIA CONVENCIONAL E ENERGIA RENOVÁVEL	87

LISTA DE TABELA

TABELA 1 - CONSUMO MUNDIAL DE FONTES PRIMÁRIAS PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA, EM 2010.	21
TABELA 2 – CONSUMO MUNDIAL DE RECURSOS PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA POR SETOR (MILHÕES DE TEP), EM 2008.	22
TABELA 3 – CAPACIDADE INSTALADA NO BRASIL ENTRE 1900 A 1996 (MW).	27
TABELA 4 – PRIVATIZAÇÕES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (1995-2000) E A PARTICIPAÇÃO DO CAPITAL ESTRANGEIRO (MILHÕES DE DÓLARES).....	46
TABELA 5 – UTILIZAÇÃO DE MOEDAS DE PRIVATIZAÇÃO: 1991 – 1997 (US\$ MILHÕES).	47
TABELA 6 – INDICADORES DE EFICIÊNCIA, QUALIDADE E PRODUTIVIDADE DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO, 1995 E 1999.....	50
TABELA 7 – PARTICIPAÇÃO DAS FONTES ENERGÉTICAS NO CONSUMO FINAL DE ENERGIA NO BRASIL (10^3 TEP).	62
TABELA 8 – PAÍSES QUE MAIS CONSOMEM ENERGIA HIDRELÉTRICA (% , 2009 E 2010)	66
TABELA 9. <i>RANKING</i> DE PAÍSES MAIS DEPENDENTES DA HIDRELETRICIDADE,	67
TABELA 10. REGRESSÃO LOG-LINEAR DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA TRADICIONAL ($\text{LN}(X^T)$) EM RELAÇÃO.....	111
TABELA 11. REGRESSÃO LOG-LINEAR DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA VERDE ($\text{LN}(X^G)$) EM RELAÇÃO.....	114
TABELA 12. REGRESSÃO LOG-LINEAR DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA TRADICIONAL ($\text{LN}(X^T)$) EM RELAÇÃO.....	116

LISTA DE GRÁFICO

GRÁFICO 1 – VARIAÇÃO (%) EM NÍVEL MUNDIAL DO PIB E DO CONSUMO DE ENERGIA, ENTRE 2002 E 2010.....	20
GRÁFICO 2 – PARTICIPAÇÃO (%) DAS PRINCIPAIS FONTES DE ENERGIA NO CONSUMO DOS PAÍSES DA OCDE,.....	24
GRÁFICO 3 – PARTICIPAÇÃO (%) DAS DIVERSAS REGIÕES DO MUNDO NO CONSUMO DE ENERGIA,	25
GRÁFICO 4 – INVESTIMENTOS HISTÓRICOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO, US\$ BILHÕES – 1980 A 1997.	32
GRÁFICO 5 – PREÇOS MÉDIOS DA ENERGIA ELÉTRICA, R\$/MWH, SEM INCLUIR ITAIPU (1992 A 1997).	34
GRÁFICO 6 – VARIAÇÃO ACUMULADA DO PIB, OFERTA (CAPACIDADE INSTALADA) E.....	54
GRÁFICO 7 – CONSUMO FINAL ENERGÉTICO POR SETOR (MILHÕES DE TEP) NOS ANOS DE 2006 E 2007.....	64
GRÁFICO 8 – GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MUNDO POR TIPO DE COMBUSTÍVEL (1973 E 2008)	65
GRÁFICO 9 – HISTÓRICO DO CONSUMO MUNDIAL DE ENERGIA POR FONTE (1973 E 2008).....	68
GRÁFICO 10 – MATRIZ DE OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL (2009 E 2010).....	69
GRÁFICO 11 – EFEITO SOBRE O MERCADO DE ENERGIA TRADICIONAL, QUANDO INTRODUIDO O VALOR DE AP_C	103
GRÁFICO 12 – EQUILÍBRIO NO MERCADO DE ENERGIA	105
GRÁFICO 13 – REGRESSÃO LOG-LINEAR DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA TRADICIONAL ($\ln(X^T)$).....	112
GRÁFICO 14 – REGRESSÃO LOG-LINEAR DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA VERDE ($\ln(X^G)$).	114
GRÁFICO 15 – REGRESSÃO LOG-LINEAR DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA TRADICIONAL ($\ln(X^T)$).....	116
GRÁFICO 16 – OFERTA MÉDIA DE ENERGIA TRADICIONAL, COM E SEM CERTIFICAÇÃO VERDE	118
GRÁFICO 17 – EXCEDENTE DO PRODUTOR E DO CONSUMIDOR.....	120
GRÁFICO 18 – COMPORTAMENTO DOS PREÇOS DO CERTIFICADO VERDE, DA ENERGIA TRADICIONAL E DA.....	121
GRÁFICO 19 – COMPORTAMENTO DAS OFERTAS DA ENERGIA TRADICIONAL, DA ENERGIA VERDE E DA ENERGIA TOTAL,	123

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	13
<i>INTRODUÇÃO</i>	13
CAPÍTULO 2	19
<i>A IMPORTÂNCIA MUNDIAL DO FORNECIMENTO DE ENERGIA</i>	19
2.1 FONTES PRIMÁRIAS DE ENERGIA E O CONSUMO MUNDIAL	19
2.2 PARTICIPAÇÕES DOS PAÍSES DESENVOLVIDOS E DOS PAÍSES EM DESENVOLVIMENTO NO CONSUMO MUNDIAL DE ENERGIA	22
CAPÍTULO 3	27
<i>REORGANIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO</i>	27
3.1 HISTÓRICO E DESVERTICALIZAÇÃO	27
3.2 INÍCIO DAS REFORMAS	33
3.2.1 <i>Sugestões da Coopers Lybrand</i>	39
3.3 RUMO ÀS PRIVATIZAÇÕES	42
3.3.1 <i>Principais Indicadores</i>	48
CAPÍTULO 4	52
<i>A MAIS RECENTE ESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO</i>	52
4.1 MOTIVOS E CRISE ENERGÉTICA.....	52
4.2 O NOVO MODELO ENERGÉTICO	57
CAPÍTULO 5	62
<i>A MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA</i>	62
5.1 PARTICIPAÇÃO DAS FONTES PRIMÁRIAS DE ENERGIA.....	62
5.2 AS PRINCIPAIS FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL (HIDRÁULICA E BIOMASSA)	64
CAPÍTULO 6	71
<i>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</i>	71
6.1 INCENTIVOS À GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA RENOVÁVEL: ÊNFASE PARA O SISTEMA DE CERTIFICAÇÃO VERDE.....	71
6.2 O USO DE CERTIFICADOS VERDES NA DIVERSIFICAÇÃO DA MATRIZ ENERGÉTICA	81
CAPÍTULO 7	96
<i>METODOLOGIA</i>	96
7.1 MODELO	96
7.1.1 <i>Análise Teórica</i>	97
7.1.1.1 <i>Forma Funcional</i>	106
7.2 DADOS	109
7.3 APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	109

CONCLUSÕES	126
REFERÊNCIAS	130
APÊNDICE A – DERIVAÇÃO QUE EXPRESSA OS EFEITOS DOS PREÇOS.....	137

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Nos dias atuais é perceptível que as fontes energéticas fósseis ainda possuem forte participação na oferta mundial de energia elétrica, no entanto, as fontes renováveis estão aos poucos ampliando suas contribuições em nível mundial. No que diz respeito às principais fontes energéticas, o petróleo possui uma participação pioneira na oferta mundial de eletricidade correspondendo a 61%; a fonte nuclear se posiciona como a segunda do *raking* com 20% da participação na oferta mundial de energia elétrica; na seqüência, estão as hidrelétricas com 15%; e, outras fontes renováveis (eólica, solar, geotérmica, entre outras) correspondendo a 4%, aproximadamente (MONTHLY ELECTRICITY STATISTICS, June 2011¹). Tais participações referem-se ao período de janeiro a junho de 2011.

Destacando a participação em nível mundial das fontes de energia renovável para a geração de energia elétrica, as hidrelétricas cresceram, em média, 1.3% sua participação entre os anos de 2010 e 2011. Outras fontes, tais como, eólica, solar, geotérmica, entre outras, aumentaram, conjuntamente, suas participações em 34.2% no mesmo período mencionado. Já as fontes fósseis, petróleo e nuclear, decresceram suas participações na oferta de eletricidade em, respectivamente, 1.6% e 7.7 no mesmo período (MONTHLY ELECTRICITY STATISTICS, June 2011). Isso demonstra, em geral, que os países do mundo estão preocupados em ampliar a participação das fontes de energia renovável, em especial no setor de eletricidade, em detrimento da participação das fontes fósseis.

Analisando as fontes renováveis de energia, essas aumentaram sua participação no setor de eletricidade, especialmente, devido à necessidade existente, em nível mundial, de contribuir com as questões que envolvem a preservação do meio ambiente, particularmente, no que se refere à redução dos Gases de Efeito Estufa (GEE), os quais, conseqüentemente, acentuam o aquecimento global e, assim, contribuem para as mudanças climáticas. Adicionalmente, as fontes renováveis estão sendo cada vez mais requisitadas tanto pelos países desenvolvidos, quanto pelos países em desenvolvimento, como um caminho que possibilita a diversificação da matriz energética, objetivando, assim, alcançar maior poder de

¹ International Energy Agency (IEA) – Disponível em: WWW.iea.org.

manobra para as atividades produtivas de seus países, quando essas não ficam reféns dos combustíveis fósseis, nem tão pouco da elevação dos seus preços (IEA).

Destacando o caso brasileiro e, especificamente, o setor elétrico, esse passou por dois momentos de reestruturação. O processo de privatização pelo qual passou o setor elétrico brasileiro, em especial, entre 1996 e 1999, representou apenas o primeiro momento em direção a uma mudança de paradigma. De forma resumida, essa primeira transformação estava relacionada à desverticalização do setor e, portanto, ao esquecimento do antigo modelo controlado pelo Estado. O segundo momento vivido pelo setor elétrico em questão também fez referência a um processo de reestruturação (iniciado, mais precisamente, em 2004), no entanto, esse momento estava, basicamente, atrelado ao problema do suprimento de energia elétrica. Sabe-se que o setor elétrico brasileiro passou por dificuldades no fornecimento de energia, especialmente, no final da década de 90, o que resultou em apagões e racionamentos em 2001.

A crise energética de 2001 resultou em prejuízos para todos os setores da economia brasileira. Todos os estudos que enfatizam essa crise energética sinalizam que o setor elétrico brasileiro passou por deficiência de suprimento de energia e que esse problema fora causado, principalmente, pela falta de investimento na geração de energia elétrica nos anos anteriores a crise. Tal fato, certamente, comprometeu a capacidade instalada do setor em questão, a qual, em 2001, mostrou ser insuficiente em atender a demanda crescente. Adicionalmente, a Aneel destacou que, na época, houve deficiência hidrológica nas regiões que abrigavam as principais hidrelétricas do país (Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste), isso acabou afetando negativamente os reservatórios de água, o que prejudicou ainda mais o fornecimento de energia. Objetivando informar, o IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística) identificou que entre os anos de 1980 e 2000 a capacidade instalada do setor elétrico no Brasil aumentou, em média, 4%, por outro lado, o consumo de energia elétrica cresceu, em média, 5% no mesmo período.

Medidas de curto prazo foram implementadas pelo Governo Federal para contornar a crise energética de 2001. Dentre elas, estavam a criação do Programa de Racionamento do Consumo de Energia e a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE). Tais medidas tinham como objetivo básico instituir metas emergenciais que provessessem a redução do consumo de energia elétrica para os consumidores residenciais, comerciais e industriais nas regiões mais prejudicadas (Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste). Vale salientar que tarifas foram reajustadas objetivando encorajar a redução do consumo de energia elétrica.

Em março de 2004, um novo modelo para o setor elétrico foi instituído através da promulgação da Lei 10.848. De forma geral, essa lei estimava uma nova reestruturação para o setor elétrico brasileiro. Dentre os objetivos, esse novo modelo pretendia solucionar o problema de abastecimento, afim de evitar crises energéticas futuras. Adicionalmente, pretendia-se estabelecer um mercado livre e competitivo, comprometido em ofertar energia com qualidade e a preço baixo aos consumidores finais.

Destacando a preocupação relacionada com o consumo e o fornecimento de energia elétrica, dado a relevância dessas variáveis em encontrar os resultados para os objetivos estabelecidos por esse trabalho, observa-se, segundo o levantamento bibliográfico, que existia, há tempos, descompasso entre a oferta e a demanda de energia elétrica e que isso afetava diretamente o nível de preço desse bem. Objetivando exemplificar, o BNDES (2000 – Nº53) afirmou que durante o período de 1995 a 1999 a oferta de energia elétrica foi, em média, 3,4% ao ano, enquanto que a demanda cresceu, no mesmo período, a taxa média de 4,4% ao ano. Adicionalmente, a tarifa média de energia elétrica cresceu consideravelmente na década de 90, especialmente, a partir de 1995, cerca de 43%. Associado a essas questões, foi constatado que a oferta de eletricidade no Brasil advinha praticamente de uma única fonte tecnológica (a hidrelétrica), tal fato, certamente, resultou em dependência por parte da demanda, que, por vezes, teve que limitar seu consumo. Tecnicamente, sabe-se que a energia elétrica gerada a partir das hidrelétricas fica suscetível as variações pluviométricas, o que, em períodos de estiagem, atinge negativamente os reservatórios de água e, conseqüentemente, a geração de energia.

Segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) e considerando a matriz de eletricidade brasileira, a biomassa ocupou o segundo lugar no ranking, sendo responsável por 5.9% da oferta de energia elétrica em 2010. A fonte tecnológica hídrica foi responsável por 80% da ofertada total no mesmo ano. Embora a fonte eólica tenha alcançado participações pouco expressivas na oferta de energia elétrica nos últimos anos, entre 2009 e 2010, essa fonte cresceu, aproximadamente, 33% na oferta nacional de eletricidade.

Assim, tomando como base a problemática ambiental associada à necessidade de ampliar o uso de fontes energéticas renováveis em detrimento de fontes que poluem o meio ambiente, esse trabalho realiza simulações visando a implementação do mecanismo de certificação verde no sistema elétrico brasileiro, objetivando diversificar a matriz energética brasileira na direção ambientalmente correta. Tal aplicação busca, sobretudo, estimular a utilização da biomassa como fonte geradora de energia elétrica, a fim de mitigar a

dependência do setor elétrico brasileiro com relação à fonte hídrica, bem como abrir o leque de opções para os consumidores finais, quando a intenção deve gerar competição entre os ofertantes de eletricidade e, assim, redução do preço da energia elétrica. Para tanto, foram analisados os efeitos da introdução dos certificados verdes sobre os preços e os volumes ofertadas de energia elétrica, tanto para a energia oriunda da tecnologia hídrica, quanto para a energia gerada pela fonte biomassa.

Considerando o caso brasileiro, bem como os possíveis gargalos de abastecimento de energia elétrica, a implementação do instrumento de certificação verde no sistema elétrico brasileiro tem como intuito adicional diversificar a matriz energética na direção ambientalmente correta visando evitar novas práticas de racionamento. Essa justificativa também está associada ao esgotamento do recurso natural, em particular, do recurso água. A utilização desse recurso é quase que unânime na matriz de eletricidade brasileira², tal fato pode provocar escassez no futuro³, principalmente, em períodos de estiagem.

O sistema de certificação verde é um mecanismo que está sendo amplamente testado entre os países da União Européia desde o final da década de 90, tendo como objetivo principal estimular o desenvolvimento de fontes tecnológicas de energia renovável, que possibilitem a produção de eletricidade verde (oriunda de fontes renováveis)⁴. Para tanto, a sistemática do mecanismo em questão informa que a produção de energia elétrica verde deve ser subsidiada, uma vez que a mesma apresenta-se onerosa para o ofertante que pretende entrar no mercado de eletricidade. Vale salientar que o produtor recebe o certificado a cada unidade produzida de energia elétrica verde, tal quantidade deve ser pré-estabelecida pelo governo, quando o mesmo impõe ao ofertante o valor do compromisso, α .

Observando o lado da demanda, essa deve comprar do produtor o certificado quando consome uma parcela de energia elétrica verde. Isso também denota uma imposição por parte do órgão regulador do sistema. A outra parcela de energia elétrica demandada pelos consumidores deve advir de fontes tecnológicas tradicionais, já consolidadas no mercado, que, em se tratando do sistema elétrico brasileiro, será representada pelas hidrelétricas. Dessa forma, a sistemática do mecanismo em questão funciona sob a égide da regulação, bem como através de incentivos de mercado (imposto e subsídio). É importante frisar que o subsídio

² Uma vez que a matriz mencionada é predominantemente abastecida pelas hidrelétricas.

³ Embora saibamos que o recurso água é classificado como renovável, esse, em condições normais, pode se esgotar caso sua taxa de extração supere a taxa de reposição no decorrer do tempo (Pearce e Turner, 1990).

⁴ Nielsen e Jeppesen (2003), Bertoldi e Huld (2006), Skytte (2006), Marchenko (2008), Berget e Jacobsson (2010), Ciarreta et al (2011), entre outros estudiosos, destacaram a implementação do mecanismo de certificação verde no mercado de eletricidade de alguns países da Europa (ver capítulo 6: Fundamentação Teórica).

direcionado ao produtor de energia elétrica verde pode ser substituído, de forma alternativa, por um imposto que deve incidir sobre a produção de energia elétrica tradicional. Para fins desse estudo, foi considerada como energia elétrica verde a produção advinda da fonte energética biomassa. É importante informar que a denominação “verde” atribuída à energia elétrica oriunda da fonte biomassa é apenas uma convenção desse trabalho, haja vista que a fonte hidrelétrica também é considerada renovável. Mas, nesse estudo, a energia elétrica advinda dessa última fonte foi denominada como “tradicional”, uma vez que a mesma se apresenta consolidada no mercado de eletricidade brasileiro (ver seção 7.1.1).

Em se tratando do setor de eletricidade brasileiro, nenhum trabalho foi ainda encontrado, que explanasse de forma prática a implementação do sistema de certificação verde⁵. Isso é bastante compreensível, quando a própria bibliografia, até então selecionada, afirma que esse instrumento de incentivo é uma prática nova e que ainda está sendo testado em alguns países da Europa, em especial, na Noruega, na Holanda, na Dinamarca, na Suécia, na Itália e na Inglaterra⁶. Dessa forma, esse trabalho torna-se relevante quando se apresenta como único na literatura nacional.

Nesse contexto, esse trabalho tem como objetivo geral analisar como o sistema de certificação verde, que utiliza instrumentos políticos, tais como, imposto e subsídio, pode afetar o mercado de energia elétrica no sentido de estimular a diversificação da matriz energética brasileira na direção ambientalmente correta. Os objetivos específicos estão elencados da seguinte forma: 1. Encontrar as elasticidades preço-oferta das duas fontes geradoras de energia elétrica renovável (hidroelétrica e biomassa) a partir das estimações⁷ das curvas de oferta. Nesse sentido, foi estimada a curva de oferta de energia elétrica gerada a partir das hidrelétricas antes e depois da introdução da tarifa (imposto), objetivando analisar o efeito provocado na oferta de energia por essa fonte geradora, quando estimulado a produção de energia elétrica gerada pela fonte biomassa; 2. Analisar como o preço e o volume de energia gerado pelo mercado tradicional⁸ foram afetados pela introdução do valor da tarifa,

⁵ Foram realizadas pesquisas nos principais jornais e revista que poderiam abordar essa temática, a exemplos: Economia & Energia; Energy Policy; Bioresource Technology; Electric Power Systems Research; Applied Energy; Electricity Journal. *Sites* de alguns órgãos foram investigados, afim de encontrar alguma prática do mecanismo de certificação verde no sistema elétrico brasileiro, tais como: Ministério de Minas e Energia, Aneel, Eletrobrás, Banco Mundial e International Energy Agency.

⁶ (ver capítulo 6).

⁷ Como descrito na seção 7.1.1.1, as funções regredidas nesse estudo obedeceram as especificações log-linear e o método utilizado para regredi-las foi o Método dos Mínimos Quadrados Ordinários (MQO) – Gujarati (2000). O pacote econométrico utilizado foi o programa *Eviews*.

⁸ Mercado composto pelas fontes geradoras de hidroeletricidade.

por outro lado, foram verificadas quais as implicações sobre o mercado de energia elétrica verde (gerada a partir da fonte biomassa) depois de estabelecido o imposto (tarifa) sobre o mercado de energia tradicional⁹; 3. Calcular e analisar os possíveis ganhos e/ou perdas (excedente) dos produtores e dos compradores de energia elétrica (tradicional e verde) depois da introdução do instrumento de certificação (tarifas e subsídios), considerando o equilíbrio de mercado, bem como o ano de 2008; 4. Tomando como base a fração do compromisso α em adquirir energia elétrica oriunda da fonte geradora biomassa, foram verificadas, separadamente, as sensibilidades existentes entre o preço da energia tradicional (proposição I), o preço da energia verde (proposição II) e o preço de aquisição da energia (proposição III), quando o governo aumenta o valor do compromisso α ¹⁰.

O capítulo 2 desse trabalho discute brevemente sobre a importância mundial do fornecimento de energia elétrica, procurando destacar o quanto o setor energético contribui diretamente para o crescimento das nações. Adicionalmente, as fontes primárias de energia e o consumo receberam destaque no cenário mundial.

O capítulo 3 trata especificamente sobre o setor elétrico brasileiro, procurando descrever de forma sucinta, sobre sua história, especialmente, sobre os processos de desverticalização e de privatização das empresas estatais.

Tomando como base o contexto de reestruturação do setor elétrico brasileiro, o capítulo 4 destaca a criação do novo modelo energético, em 2004, bem como os motivos que levaram a essa nova reformulação.

O capítulo 5 descreve a matriz energética brasileira, bem como as principais fontes de energia renovável que compõe essa matriz. O capítulo 6 trata da fundamentação teórica, a qual se deteve em descrever sobre o envolvimento do sistema de certificação verde com a diversificação da matriz energética. O capítulo 7 retrata a metodologia utilizada por esse trabalho. Nessa seção foram descritos o modelo; a análise teórica, que norteou a apresentação e a análise dos resultados; bem como, os dados utilizados.

Na seqüência, tem-se a conclusão e as referências bibliográficas. Por fim, o apêndice descreve algumas derivações utilizadas na análise teórica desse trabalho.

⁹ O valor do imposto sobre os produtores de energia elétrica tradicional equivale ao valor do preço do certificado. Tal valor pode incidir de forma alternativa sobre os ofertantes de energia elétrica verde como um subsídio (ver seção 7.1.1).

¹⁰ Vale salientar que as proposições I, II e III citadas por esse objetivo específico foram desenvolvidas, mais adiante, quando sugerida a modelagem (seção 7.1.1).

CAPÍTULO 2

A IMPORTÂNCIA MUNDIAL DO FORNECIMENTO DE ENERGIA

2.1 Fontes Primárias de Energia e o Consumo Mundial

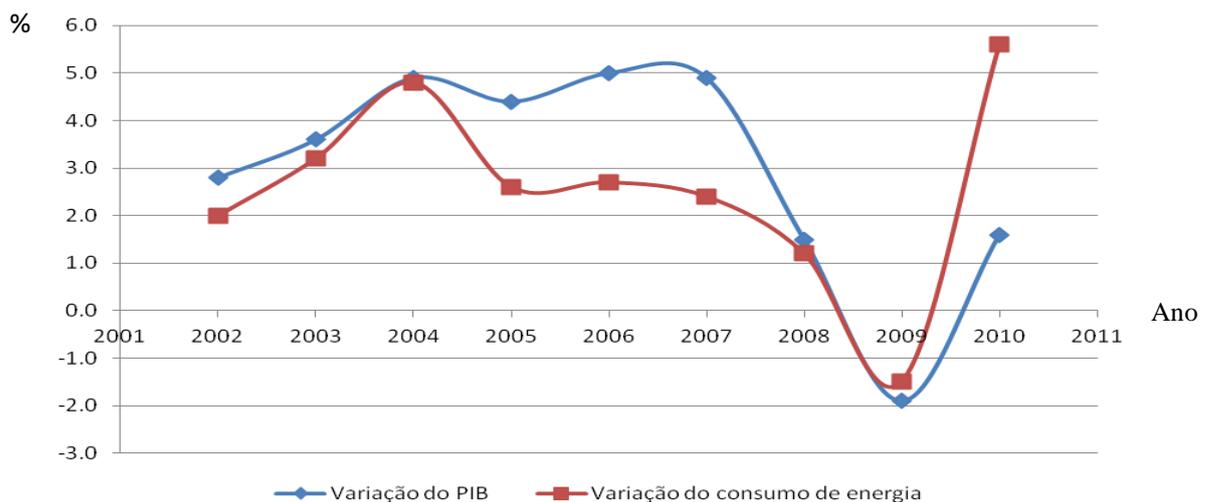
Numa visão geral, é conhecido que o fornecimento de energia é algo imprescindível para a construção das nações. No âmbito de cada país é possível observar a importância desse fornecimento quando o mesmo satisfaz as necessidades de construção de infra-estrutura, servindo de base para o desenvolvimento de outros setores da economia, tais como, o de transporte, as indústrias, os serviços, entre outros. De forma mais específica, o fornecimento de energia torna-se importante quando gera benefícios para a população como um todo, possibilitando, assim, elevar o bem-estar da sociedade. Tais importâncias podem ser analisadas quando observamos dados sobre o consumo de energia. Assim, essa seção procura ressaltar a participação do consumo de energia como um indicador relevante e adicional para o crescimento econômico (haja vista o impacto relevante do setor em questão na formação da infra-estrutura do país) e para o nível de qualidade de vida da sociedade como um todo. Além disso, essa seção busca destacar as fontes de energia mais utilizadas no mundo, bem como a crescente participação das fontes de energia renovável.

Em se tratando do crescimento econômico, a elevação do consumo de energia torna-se importante na medida em que viabiliza as atividades dos setores industrial, comercial e de serviços. Em outras palavras, o aumento do consumo de energia reflete maior ritmo desses setores, que necessitam do fornecimento de energia para a realização de grande parte, senão totalmente, de suas atividades. Embora isso possa ocorrer, não é regra para todos os países, pois existem países mais ricos, e, portanto, desenvolvidos, que conseguiram adquirir eficiência energética ao longo do seu crescimento econômico, o que, de certa forma, possibilitou maior ritmo das atividades, sem que isso consistisse em maior consumo de energia. Isso será comentado mais adiante com mais profundidade.

No Gráfico 1, a seguir, podemos observar a inter-relação existente entre as variações do PIB mundial e do consumo de energia durante 2002 e 2010. Observando os anos de 2002 a 2007, o PIB mundial passou por variação crescente, que correspondeu, respectivamente, de 2.9% para quase 5%. Já o consumo de energia, segundo o mesmo gráfico, teve variação acumulada de 13% no mesmo período, passando de 9.828 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), em 2002, para 11.099 milhões de tep, em 2007. Segundo o IPEA e BP (British Petroleum), o que se observou entre 2002 e 2007 é que a expansão do consumo mundial de energia acompanhou o movimento de crescimento econômico das nações, em especial, dos países asiáticos, como por exemplo, a China; e, de alguns países da América latina, exemplificando, o Brasil.

A partir de 2007 até 2009, aproximadamente, a variação do consumo mundial de energia acompanhou o movimento decrescente do PIB mundial. Tal comportamento ocorreu devido à crise financeira (*subprime*) ocasionada pelos Estados Unidos, a qual foi refletida com mais intensidade apenas em 2008, entre os demais países do mundo. A partir de 2009 tanto o PIB, quanto o consumo de energia no mundo voltaram a crescer, demonstrando a recuperação da economia mundial após o período de crise.

Gráfico 1 – Variação (%) em nível mundial do PIB e do consumo de energia, entre 2002 e 2010.



Fonte: IPEA, BP, 2010.

Dentre as fontes primárias para gerar energia, o recurso mais consumido é o petróleo. Para fins informativos, a Tabela 1, a seguir, denota a seqüência mundial das fontes mais utilizadas em 2010. Os recursos primários mais consumidos mundialmente, em ordem

decrecente, são: os derivados do petróleo, o carvão e o gás natural. Percebe-se na tabela menciona que as fontes renováveis (hidráulica e as demais fontes) possuem uma participação tímida em comparação com os outros recursos (petróleo, carvão e gás natural).

Tabela 1 - Consumo mundial de fontes primárias para a geração de energia, em 2010.

Fonte	Consumo
Petróleo	4028.1
Carvão	3555.8
Gás natural	2858.1
Nuclear	626.2
Hidráulica	775.6
Renováveis	158.6
Total	12002.4

Nota: O consumo de petróleo está medido em milhões de toneladas; os outros consumos estão em milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep).

Fonte: BP, 2010.

Segundo a International Energy Agency (IEA), Tabela 2, a seguir, o setor que mais consome derivados do petróleo em nível mundial é o de transporte (aproximadamente, 62% do total). Isso, de certa forma, é logicamente comprovado dado a natureza dessa atividade. O recurso carvão é mais consumido pela indústria (78,5% do total); e, o gás natural é o recurso mais utilizado por residências, comércio, serviços públicos e agricultura (em conjunto representa “outros setores” na Tabela 2), correspondendo a 48,2% do consumo mundial. Em se tratando desse último recurso é possível observa a participação significativa da indústria, com 35% do consumo mundial.

Considerando ainda a Tabela 2, a seguir, observa-se a participação das fontes renováveis na indústria e em “outros setores” (residências, comércio, serviços públicos e agricultura). Respectivamente, a indústria e “outros setores” consomem, aproximadamente, 18% e 78% do recurso biomassa disponível como fonte geradora de energia. As demais fontes renováveis de consumo, tais como, a geotérmica, solar, eólica, entre outras, também possuem significativas participações nos setores industrial e “outros setores”, que representam, respectivamente, 41,6% e 57%.

Tabela 2 – Consumo mundial de recursos para a geração de energia por setor (milhões de tep), em 2008.

Fontes/ Consumo	Carvão	Petróleo	Derivados de Petróleo	Gás Natural	Energia Nuclear	Energia Hidrelétrica	Biomassa	Outras Fontes*
Indústria	645.8	5.74	326.18	460.24	-	-	190.76	716.34
Transporte**	3.45	0.02	2149.82	77.41	-	-	45.45	23.22
Outros setores	136.42	0.23	452.87	633.44	-	-	834.05	979.91
Usos não Energéticos	37.42	14.11	553.19	142.32	-	-	-	-
Total	823.09	20.10	3482.06	1313.42	-	-	1070.27	1719.47

Nota: (*) Outras fontes incluem: geotérmica, solar, eólica, etc;

(**) Inclui *bunkers* marítimos.

Fonte: IEA (Key World Energy Statistics, 2010).

Assim, torna-se importante destacar o consumo mundial de energia como uma variável, dentre outras, que se apresenta em consonância com o crescimento geral das nações, uma vez que o setor de fornecimento de energia é utilizado como força motriz para que essa possibilidade de concretize. Nesse contexto, embora se observe ainda, nos dias atuais, maior participação das fontes fósseis (petróleo, carvão e gás natural) no consumo mundial para a geração de energia, as fontes renováveis vêm ganhando espaço quando demonstra participação de destaque em setores como o industrial, o comércio, a agricultura, entre outros.

A próxima seção relata comparações entre os países desenvolvidos e os países em desenvolvimento procurando destacar as principais fontes e a participação desses grupos no consumo mundial de energia.

2.2 Participações dos Países Desenvolvidos e dos Países em Desenvolvimento no consumo mundial de energia

Segundo os estudos apresentados pelo BP Global¹¹, os países desenvolvidos apresentam um histórico de consumo de energia mundial maior do que os países em desenvolvimento. Essa participação dos países desenvolvidos vem diminuindo ao longo dos últimos anos, por outro lado, os países em desenvolvimento conseguiram expandir sua participação no consumo mundial de energia, particularmente, os países asiáticos (China e Rússia, por exemplo) e os

¹¹ Disponível em: www.bp.com. - BP Global corresponde a uma nova denominação dada à companhia British Petroleum.

países da América Latina, como foi o caso do Brasil (dados referentes ao consumo brasileiro de energia serão demonstrados mais adiante, no capítulo 5).

Em geral, o decréscimo de consumo de energia nos países desenvolvidos ao longo dos anos aconteceu devido a três características básicas: i. são países que possuem uma economia estável e, portanto, não apresentam acréscimos marginais significativos na produção industrial; ii. o consumo de bens que possam exigir maior demanda por energia, como, por exemplo, automóveis e eletro-eletrônicos, não apresentam atualmente aumentos acentuados, pois essas economias já atingiram um alto padrão de satisfação pela maioria da sociedade, o contrário ocorre nos países em desenvolvimento, que, ao atingirem qualquer melhoria na economia e no nível de renda da população, em geral, passam a consumir mais bens¹² que possam elevar o consumo de energia; iii. por fim, os países mais ricos e com economias mais estruturadas conseguiram ao longo do seu crescimento atingir melhores níveis de eficiência energética¹³, o que acabou proporcionando decréscimos no consumo de energia. Para o caso de eficiência energética, tomemos como exemplo os casos vivenciados na França e na Alemanha, quando o consumo de energia primária desses países diminuiu, respectivamente, em 2,1% e em 5,6% entre 2006 e 2007, enquanto que o PIB desses países aumentou em 1,9% e em 2,5%, no mesmo período (International Energy Agency - IEA).

Outra característica importante dos países desenvolvidos, em particular, dos países que fazem parte da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) é que eles procuraram diversificar sua matriz energética implementando outras fontes de energia, em especial, fontes renováveis. O motivo principal que levou a essa diversificação está atrelado ao fato da problemática ambiental. A idéia era aumentar o uso de fontes de energia que não agredissem o meio ambiente em detrimento da utilização dos combustíveis fósseis, principalmente, do petróleo e do carvão, recursos com maior representatividade de uso nesses países. Com isso, seria possível minorar o volume de emissões dos gases de efeito estufa e, assim, controlar os efeitos causados pelo aquecimento global. Além disso, diversificar a

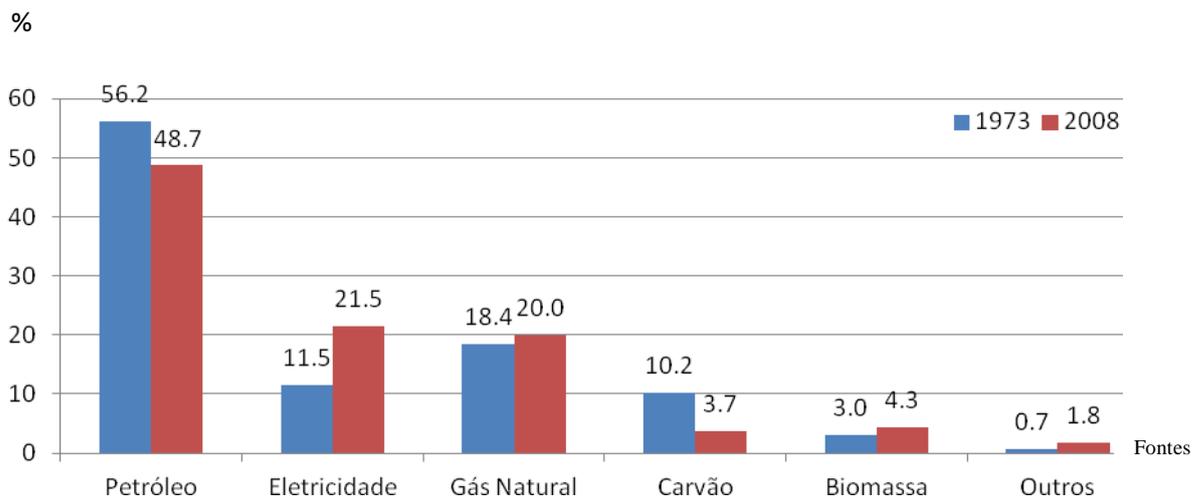
¹² O caso brasileiro pós-implantação do Plano Real pode ser citado aqui como um momento na história do nosso país em que a expansão econômica, proporcionada pelo controle da inflação e pela estabilização da moeda (a partir de 1994), resultou em maior poder aquisitivo da população. Tal fato gerou elevação do consumo, em especial, de eletro-eletrônicos, o que acabou elevando o nível de consumo de energia, passando de 4,5% em 2004 para 6,4% em 2005 (Operador Nacional do Sistema Elétrico).

¹³ Nas referências bibliográficas que descrevem os principais assuntos sobre energia, o termo eficiência energética está atrelado ao avanço tecnológico dado a esse setor, o que significa criar e utilizar tecnologias que possam requerer menor volume de energia. Muitos desses avanços podem ser observados, como por exemplo, a tecnologia que foi desenvolvida para gerar lâmpadas mais econômicas; a tecnologia necessária que reduziu o consumo de energia de alguns eletro-eletrônicos e, assim, os classificaram como equipamentos com nível 'A' de eficiência energética; entre outros casos.

matriz energética possibilitaria maior poder de manobra para as atividades produtivas, quando essas não ficariam reféns dos combustíveis fósseis, bem como de seus elevados preços (International Energy Agency - IEA).

O Gráfico 2, a seguir, apresenta a participação das principais fontes de energia no consumo dos países da OCDE para o ano de 1973 e 2008. Destacando os principais recursos, o que se observa é que os países da OCDE e, portanto, desenvolvidos, reduziram a participação do petróleo e do carvão no consumo total de energia, respectivamente, de 56.2% para 48.7% e de 10.2% para 3.7% do total de energia consumida em 1973 e 2008. Em contrapartida, o consumo de eletricidade nos países da OCDE quase que dobrou no mesmo período, passando de 11.5% para 21.5%. Isso se deve, em geral, ao surgimento de outras fontes, em particular, das fontes de energia renovável. Embora as últimas fontes, ‘biomassa’ e ‘outros’ (solar, eólica, entre outras), tenham demonstrado pouca representatividade quando comparadas as demais fontes, essas elevaram sua participação no consumo de energia entre 1973 e 2008 nos países da OCDE, tal que a participação da biomassa passou de 3% para 4.3% no consumo total; e, as outras fontes representadas no Gráfico 2 por ‘outros’ aumentaram sua participação de 0.7% para 1.8%.

Gráfico 2 – Participação (%) das principais fontes de energia no consumo dos países da OCDE, em 1973 e 2008.



Nota: “Outros” incluem fontes solar, eólica, entre outras renováveis.

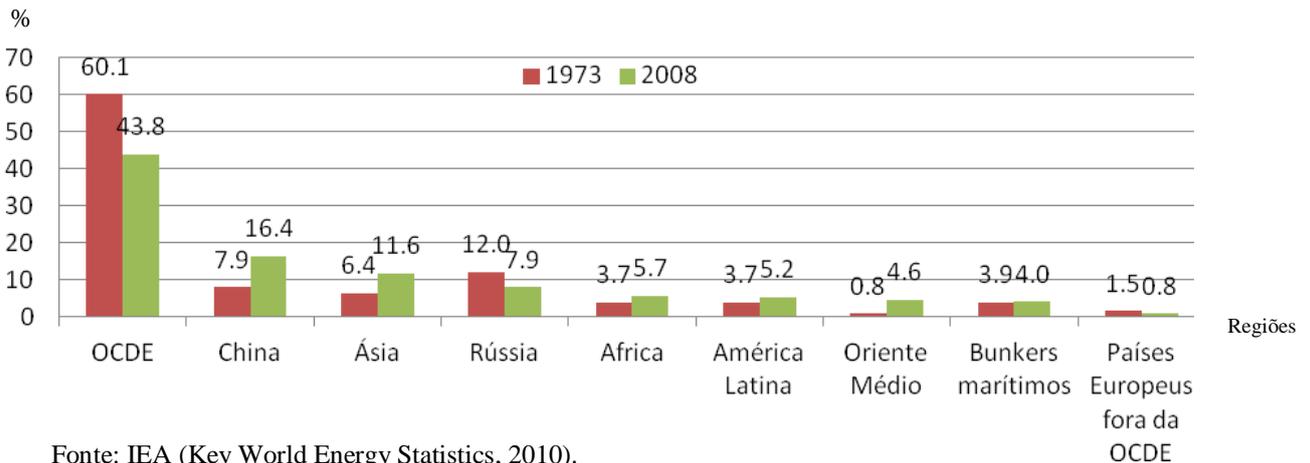
Fonte: IEA (Key World Energy Statistics, 2010).

Considerando a evolução do consumo de energia no mundo é importante destacar a posição dos países em desenvolvimento nesse contexto, bem como demonstrar como eles

diferem dos países desenvolvidos, quando analisamos o volume consumido de energia desses dois grupos.

O Gráfico 3, a seguir, demonstra a participação das mais importantes regiões do mundo no consumo de energia em 1973 e 2008. O que se percebe é que, em geral, todas as regiões apresentaram crescimento no consumo de energia. Como país de maior destaque, a China apresentou crescimento no consumo de energia passando de 7.9% do consumo total para 16.4%. Considerando o período de 1998 e 2008, o BP Global afirmou que a China atravessou largo crescimento, o que resultou em aumento da variação do consumo de energia em 103% e que a elevação desse consumo teve como fonte de energia principal o carvão. Isso caracteriza esse país como um grande poluidor (perdendo apenas para os EUA), por ser o recurso carvão um dos fósseis responsáveis pela maior concentração de gases poluentes na camada de ozônio. Adicionalmente, pode-se ratificar a idéia de que os países desenvolvidos reduziram seu consumo de energia de forma lenta e estratégica ao longo do tempo, procurando desenvolver a eficiência energética (idéia já descrita e exemplificada, anteriormente). Essa redução do consumo (de 60.1%, em 1973, para 43.8%, em 2008) pode ser verificada no Gráfico 3, a seguir, quando se observa as colunas do grupo de países que pertence a OCDE.

Gráfico 3 – Participação (%) das diversas regiões do mundo no consumo de energia, em 1973 e 2008.



Fonte: IEA (Key World Energy Statistics, 2010).

Assim, considerando a lógica do consumo de energia e como esse indicador é importante para o crescimento do país e para a elevação do bem-estar da população como um

todo¹⁴, passemos a questionar como é possível atender as crescentes necessidades de consumo de energia, sem que isso signifique elevar a oferta de energia advinda de fontes poluidoras (que contribuem com a acumulação de Gases de Efeito Estufa (GEE) na camada de ozônio)?

Em se tratando do setor energético brasileiro, e destacando que o mesmo é composto, basicamente, por fontes renováveis de energia, como o setor em questão pode atuar no sentido de diversificar a matriz energética brasileira? Mais especificamente, será que a diversificação da matriz energética brasileira deve gerar menor dependência das hidrelétricas, quando o assunto envolve a oferta de energia elétrica? Será que essa diversificação deve ser direcionada no sentido de desenvolver tecnologias capazes de gerar energia elétrica a partir de fontes renováveis? Antes de qualquer descrição que esteja atrelada a tais questionamentos, se faz necessário obter maiores informações sobre o setor energético brasileiro, sua história e seus padrões de consumo. O capítulo 3, a seguir, fala, especificamente, sobre o processo de reestruturação que o setor elétrico brasileiro sofreu no século passado. Na sequência, o capítulo 4 destacará a reforma mais recente do setor em questão. O capítulo 5 tratará sobre a matriz energética brasileira, seus padrões de consumo, bem como destacará as principais fontes energéticas brasileira.

¹⁴ A importância destacada nesse parágrafo sobre o consumo de energia está no sentido de que o mesmo fornece condições que possibilitam o desenvolvimento da infra-estrutura de qualquer país, bem como satisfaz as necessidades humanas.

CAPÍTULO 3

REORGANIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

3.1 Histórico e Desverticalização

Observando a história do setor elétrico brasileiro constata-se que a participação do Estado, como grande financiador e estrategista do setor em questão, ocorreu, mais precisamente, durante meados da década de cinquenta, quando o modelo desenvolvimentista de Juscelino Kubitscheck foi colocado em pauta. De 1900 até 1960 o setor elétrico brasileiro foi constituído, em sua maioria, por empresas de capital privado nacional, existindo também a presença do capital estrangeiro. Segundo Carvalho (1998), a capacidade instalada do Brasil cresceu significativamente, especialmente durante 1900 e 1960, alcançando nesse último ano um volume de 4800MW (Tabela 3, a seguir). Desse total, 1300MW advinha de empresas estatais, enquanto que 3500MW era originado de empresas privadas.

Tabela 3 – Capacidade instalada no Brasil entre 1900 a 1996 (MW).

Ano	Total	Hidráulica	Térmica
1900	12	5	7
1910	160	138	22
1920	357	279	78
1930	779	630	149
1940	1.244	1.009	235
1950	1.882	1.535	347
1960	4.800	3.642	1.158
1970	10.459	8.720	1.739
1980	30.687	27.107	3.580
1990	48.987	44.223	4.764
1995	55.512	50.687	4.825
1996	57.232	52.427	4.805

Fonte: Carvalho (1998).

O modelo de crescimento impulsionado pelo Estado¹⁵ brasileiro, especialmente após a II Guerra Mundial, quando a pretensão era estimular o processo de industrialização, utilizou um sistema centralizado de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica. Tal sistema tinha como característica básica a estrutura de monopólio natural, com a formação de geradoras monopolistas, tais como a Chesf, a Eletronorte, a Eletrosul e Furnas, as quais eram subsidiárias da Eletrobrás, que por sua vez, passou a controlar e financiar a geração e a transmissão da energia elétrica do Brasil, após a sua criação em 1963 (OLIVEIRA, 1997). Os recursos financeiros utilizados pela Eletrobrás correspondiam, em grande parte, ao proporcional dos ativos pertencentes às empresas geradoras de energia elétrica, e as receitas (especialmente, impostos) obtidas diretamente dos consumidores finais de energia.

Santos (1996) afirmou que o sistema de distribuição de energia elétrica era conhecido como Sistema Centralizado de Despacho. O modelo monopolista-centralizador, descrito pelo autor mencionado, era um sistema interligado, que tinha como objetivo principal a maximização da eficiência quanto ao uso d'água, bem como visava a minimização dos custos. Dessa forma, caso certa usina hidrelétrica¹⁶ produzisse menos do que sua necessidade, tal empresa poderia comprar energia de outra empresa geradora, que, certamente, tinha gerado energia elétrica acima de sua necessidade. Esse modelo mostrou ser bastante eficiente quanto ao uso do recurso água. Em 1996, a Eletrobrás identificou que o Sistema Centralizado de Despacho gerou uma economia total de quase US\$ 4 bilhões, o que equivaleu, na época, a 2.200 MW de capacidade.

Especialmente durante a década de 60, o setor elétrico brasileiro recebeu fortes incentivos financeiros, resultantes da criação da Eletrobrás (criada em 1963) e, sobretudo, do governo, que tinha interesse em fomentar o processo de industrialização no país. Segundo Oliveira (1996), durante o período mencionado, o desenvolvimento das empresas de geração e de distribuição de energia elétrica eram vistas como metas cruciais para o crescimento econômico. Tomando como base a contextualização do processo de industrialização, o setor elétrico brasileiro tinha como função essencial servir de base para o desenvolvimento dos

¹⁵ O Estado reflete um conjunto de instituições que possui os meios de coerção legítima exercida sobre o território nacional, bem como sobre a sociedade. Além disso, tem o poder de elaborar e estabelecer leis e regulamentos através de um governo organizado (BANCO MUNDIAL, 1997).

¹⁶ Santos (1996) afirmou que, em geral, várias usinas hidrelétricas faziam uso de uma mesma bacia fluvial e, nesse caso, o Sistema Centralizado de Despacho considerava que o fluxo de água que beneficiava as empresas rio acima deveria servir de “combustível” para outras usinas rio abaixo.

demais setores da economia, assim, sempre estava nos planos do governo a sua melhoria¹⁷. Ainda sob a ótica do autor citado, a política de incentivo direcionada ao setor elétrico brasileiro na época mencionada resultou na ampliação da área geográfica de atuação das empresas de energia elétrica, na redução dos custos, bem como na melhoria da qualidade dos serviços prestados.

Oliveira (1996) afirmou que com o passar do tempo os governos dos estados mais ricos das regiões Sul e Sudeste perceberam que o Sistema Centralizado de Despacho limitava o avanço acelerado que vinha ocorrendo, principalmente, no setor industrial. Assim, objetivando alavancar o crescimento industrial dessas regiões, foi implementado um programa agressivo de investimento para a criação de empresas regionais que pudessem controlar não somente a distribuição, como também, a geração e a transmissão de energia elétrica. Exemplificando, foram criadas a Cesp (São Paulo), a Cemig (Minas Gerais), a Copel (Paraná), Itaipu e a CEEE (Rio Grande do Sul), as quais compreendiam quase 53% da capacidade instalada (MW) total em 1995. A outra fatia da capacidade instalada (47%) compreendia as subsidiárias da Eletrobrás: Eletronorte, Chesf, Furnas e Eletrosul. Vale ressaltar que a limitação do sistema (Sistema Centralizado de Despacho) evidenciou seus pontos negativos a partir da década de 70, na medida em que o ciclo de expansão, especialmente, das centrais elétricas, começou a sofrer com a escassez de investimentos. Isso resultou no decréscimo das economias de escala, bem como na impossibilidade da redução de custos (OLIVEIRA, 1992).

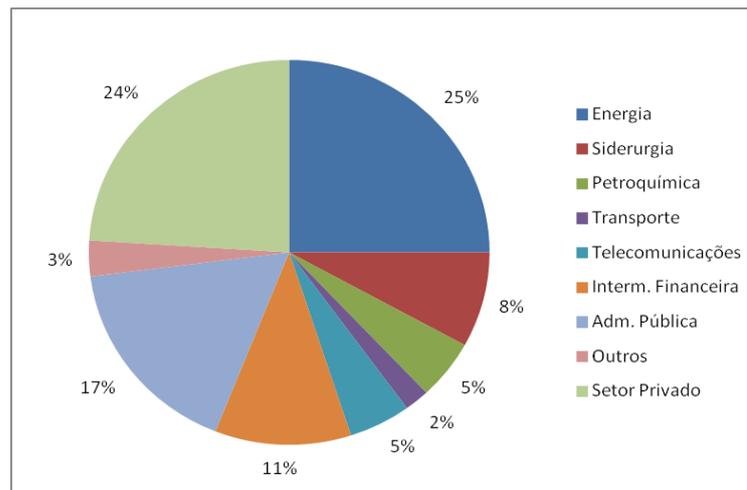
Beluzzo e Coutinho (1983) destacaram que o setor elétrico brasileiro teve períodos de crescimento que se materializaram durante as décadas de 50, 60 e 70 e que este crescimento estava atrelado ao desejo de industrializar o país. Ainda na visão dos autores mencionados, especialmente, a partir de 1979, o setor em questão passou por profundas dificuldades que se configuraram em forte endividamento externo, decorrente dos empréstimos e financiamentos adquiridos em anos anteriores a este, que objetivavam promover o crescimento do setor. Essa dívida cresceu, principalmente, depois do aumento das taxas de juros internacionais¹⁸, bem como devido à manipulação das tarifas, que foram utilizadas como mecanismo de controle da inflação durante o período de 1982 a 1993. No que se refere às taxas de juros internacionais,

¹⁷ Atualmente, renovar e ampliar o sistema elétrico do país ainda é motivo a ser perseguido por parte das autoridades governamentais e, sobretudo, das empresas privadas.

¹⁸ Segundo Beluzzo e Coutinho (1983) a maioria dos contratos de empréstimos e financiamentos eram firmados sob cláusulas de taxas de juros flutuantes.

essas aumentaram de 9.9%, em 1977-78, para 14.4%, em 1979, chegando a atingir, em 1980, 20%. A Figura 1, a seguir, demonstra que, em 1980, o setor de energia representava 25% do total da dívida externa brasileira.

Figura 1 – Participação dos setores na dívida externa brasileira (1980).



Fonte: Beluzzo e Coutinho (1983).

Munhoz (1987) compartilhou de idéias próximas as expostas por Beluzzo e Coutinho (1983) e expôs que as estatais do setor elétrico brasileiro dificilmente resistiriam às situações de endividamento externo, decorrente das elevadas taxas de juros internacionais; da falta de investimentos por parte do governo, a fim de ampliar e modernizar o setor em questão; bem como, da imposição do mecanismo de tarifa, ao qual estava submetido o setor elétrico e que tinha como objetivo controlar a inflação e não cobrir os custos das empresas estatais¹⁹. Tudo isso foi exposto pelo autor da seguinte forma:

“O fato de que as estatais que registram prejuízos enfrentam os desajustes fundamentalmente porque o seu acionista controlador, o Governo Federal, interfere nas decisões de caráter administrativo das empresas, pondo em risco a sua sobrevivência, por meio de duas atitudes de efeitos fatais para qualquer empresa: não faz aportes de capital,

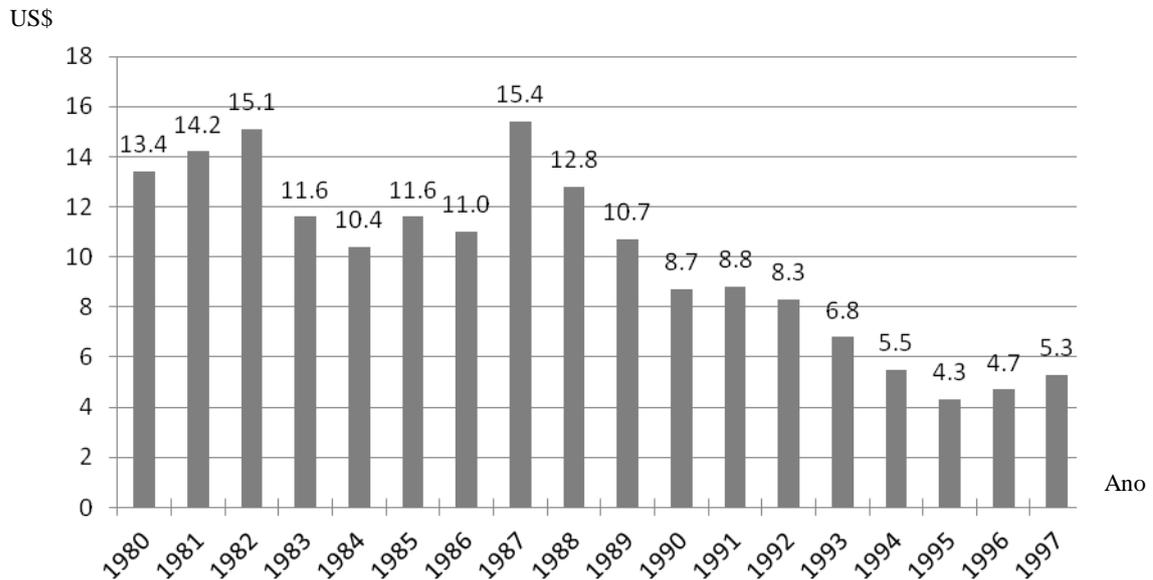
¹⁹ Além disso, Segundo a Fundação do Desenvolvimento Administrativo (FUNDAP, 1997), a partir de 1974, a implementação da equalização tarifária em todo o Território Nacional (lei n.º 1.383/74), as remunerações das empresas passaram a ser ajustadas através da transferência de excedentes de receita (sobre o custo total dos serviços das empresas) das concessionárias superavitárias para as deficitárias. Essa medida, basicamente, não alterou o regime de remuneração das empresas, porém introduziu um sistema de transferências financeiras que, apesar de alterações sofridas ao longo do tempo, persistiu até 1993.

obrigando as empresas, a recorrerem a empréstimos bancários, endividando-se acima dos níveis normalmente aceitáveis, e assumindo encargos financeiros insuportáveis que desequilibram as unidades produtivas; fixa preços políticos, desequilibrando as empresas, recorrendo, assim, a um efetivo subsídio aos consumidores (de energia e de aço especialmente, favorecendo os consumidores de alta renda), como estratégia ora deflacionária, ora para estímulo às exportações, o que, ao lado de manter taxas de inflação artificialmente produzidas, reduz parcial ou totalmente os lucros das empresas, jogando-as à situação de real prejuízo.”

Especificamente, os principais fatores que contribuíram segundo Oliveira (1997), para a decadência do sistema verticalizado do setor elétrico brasileiro, foram: os vultosos empreendimentos na construção de usinas de grande porte, o que resultou em longos períodos de maturação dos dispêndios iniciais fixos; a ausência de controle sobre os fluxos de caixa (retorno e custos²⁰); como se tratava de uma estrutura que seguia os preceitos de um monopólio natural, e isso, de certa forma, garantia o retorno do ativo, não existia estímulo para o aumento da eficiência; a crise financeira provocada, especialmente, pelo pedido de moratória do México²¹, também contribuiu para que o setor elétrico brasileiro se tornasse frágil, em geral, isso ocorreu porque existia a necessidade de investimento para a manutenção e a expansão do setor; a participação do Estado como fonte financiadora já não era a mesma, pois o déficit fiscal acumulado, especialmente, desde a década de 60, associado à crise financeira internacional, fez-se esgotar as fontes de empréstimos e de financiamentos. O Gráfico 4, a seguir, apresenta como os investimentos no setor elétrico brasileiro foram, em geral, decrescentes, especialmente, desde 1982 até 1995, momento em que se iniciou o processo de privatização do setor em questão:

²⁰ O descontrole quanto aos custos contábil acabou por comprometer a fixação de tarifas no setor em questão. Sabe-se que os custos norteiam a fixação de tarifas quanto ao consumo de energia elétrica, isso, certamente, garante uma remuneração mínima para a atividade (Oliveira (1997))

²¹ Sabe-se que o pedido de moratória do México (1982) aliado aos problemas recorrentes do período do Milagre econômico (1968-1972), bem como das sucessivas crises do petróleo (1972 e 1979), ocasionaram um colapso na economia brasileira que resultaram em severa crise fiscal, baixo crescimento econômico e elevada inflação (GREMAUD ET AL, 2006).

Gráfico 4 – Investimentos históricos do setor elétrico brasileiro, US\$ bilhões – 1980 a 1997.

Fonte: Eletrobrás (1998).

Outros motivos que levaram a derrocada do sistema centralizado e, assim, contribuíram para a acentuação do problema foram: a contratação de funcionários com altos salários, os quais, por vezes, eram realocados em outros setores do domínio público, isso, geralmente, acontecia sem qualquer compensação para as empresas de energia elétrica; além disso, algumas empresas de energia elétrica foram usadas financeiramente, com a obrigação de financiar os déficits públicos de seus respectivos estados; por fim, algumas empresas não cumpriam com os pagamentos de sua conta de energia, em geral, isso ocorria devido às alianças e favores entre as empresas estaduais de distribuição de energia e o governo do estado. Certamente, todos esses fatores contribuíram para que o sistema centralizado que regia o setor elétrico brasileiro entrasse em decadência nos anos 80 e, assim, a ausência de investimento e a dívida do setor em questão fossem acentuadas nos anos posteriores. A dívida total do setor elétrico brasileiro ao final de 1995 correspondia a 14% do total dos ativos (OLIVEIRA, 1997).

Os problemas ocorridos entre as décadas de 70 e de 80 sinalizavam que mudanças deveriam ocorrer no setor elétrico no decorrer dos anos 90. O modelo centralizado já não apresentava bom desempenho mediante a nítida e a elevada ineficiência financeira que o setor em questão se encontrava. Numa visão geral e sob o crivo de Maciel e Almeida (2005), os motivos que permearam, principalmente durante a década de 70, a contestação da decadência do modelo de monopólio público verticalizado do setor elétrico, tanto a nível nacional, quanto

a nível internacional, foram os seguintes: déficits fiscais, instabilidade do sistema financeiro, choques do petróleo, ausência de inovação tecnológica, pressões ambientais, questionamentos da sociedade quanto a ineficiência dos serviços ofertados, entre outros.

Dessa forma, o modelo centralizado de despacho impulsionado pelo Estado desde a década de 50, entrou em colapso no final dos anos 70 demonstrando fragilidades institucionais e financeiras no setor elétrico brasileiro. Tais fragilidades se configuraram na ausência do Estado como grande regulador e financiador, uma vez que o mesmo se apresentava, na época, impossibilitado de promover novos investimentos no setor elétrico em questão devido, principalmente, à existência de um enorme déficit fiscal. Tomando como base esse contexto, o setor elétrico brasileiro passou por inúmeras reformas, especialmente, durante a década de 90, as quais contribuíram para uma mudança de paradigma. Na próxima seção, fez-se uma breve descrição sobre as principais reformas.

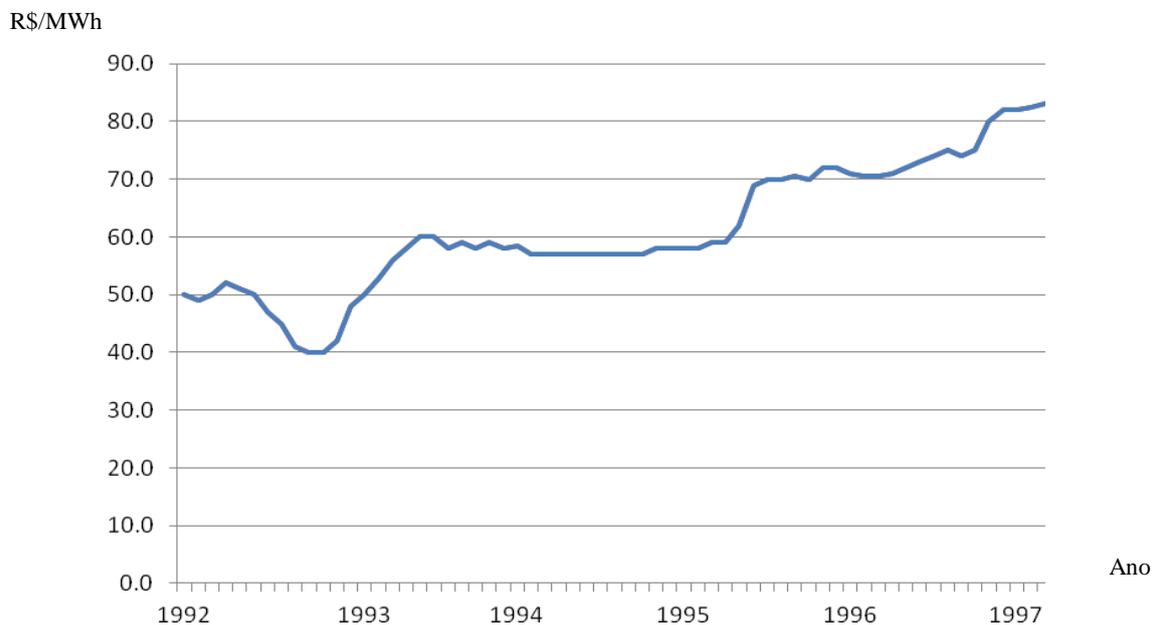
3.2 Início das Reformas

O início da década de 90 foi marcado por algumas leis que proporcionaram algumas reformas. A Lei 8.631 (1993) eliminou, em especial, a unificação das tarifas de energia elétrica. Vale salientar que a unificação das tarifas, em todos os estados brasileiros, ocorreu em 1974, momento em que o país atravessava elevada inflação. Nessa época, o nivelamento da tarifa foi criado para facilitar os reajustes das tarifas e, assim, preservar os retornos reais dos ativos (em torno de 10%) do setor elétrico, que, por sua vez, mostravam-se insuficientes e diferenciados segundo a realidade de custos de cada empresa. Além disso, o reajuste da tarifa ocorria abaixo do índice de inflação, a fim de beneficiar os consumidores finais.

Com a Lei 8.631 as tarifas deveriam ser determinadas segundo a estrutura de custos de cada empresa. Tal procedimento daria equilíbrio entre o retorno esperado e o fluxo de caixa. É importante acrescentar que a Lei 8.631 definiu dois tipos básicos de tarifas, são elas: a tarifa de suprimento, que é a parcela cobrada pela empresa que gera a energia elétrica quando a mesma vende para as empresas de distribuição; e a tarifa de fornecimento, que corresponde a parcela que as empresas distribuidoras cobram do consumidor final (domicílio, indústrias, empresas comerciais) – Pires e Piccinini (1998).

O Gráfico 5, a seguir, mostra como os preços médios da energia elétrica se comportaram a partir da efetivação da Lei 8.631/93. Percebe-se no gráfico mencionado que os preços médios da energia elétrica se elevaram a partir de 1993, apresentando, em geral, reajustes periódicos, o que demonstra uma negação ao procedimento de unificação da tarifa aplicado outrora, bem como aos reajustes abaixo do índice de inflação.

Gráfico 5 – Preços médios da energia elétrica, R\$/MWh, sem incluir Itaipu (1992 a 1997).



Fonte: Eletrobrás, 1998.

Posterior a reforma tarifária iniciada pela Lei 8.631, foram criadas, em 1995, as Leis 8.987 e 9.074, as quais foram instituídas com a finalidade de gerir as concessões e as suas possíveis renovações, especialmente, no setor elétrico. Com essas leis, as concessões seriam efetivadas apenas através de licitações, e, as renovações das concessões, assim como as concessões novas só poderiam ser concedidas caso houvesse o desmembramento das atividades de geração, transmissão e de distribuição de energia elétrica. Especificamente, a Lei 9.074²² ampliou o campo de mercado das empresas geradoras de energia elétrica quando permitiu que as mesmas pudessem vender a energia gerada para consumidores livres, desde que eles demandassem uma carga de pelo menos 10MW e estivessem classificados com uma voltagem de no mínimo 69KV. Antes da Lei 9.074 ser promulgada as empresas geradoras só

²² Complementa a Lei nº 8.987/95.

podiam comercializar energia com as empresas distribuidoras. Quanto a Lei 8.987/95, essa respaldou uma mudança de paradigma quando permitiu que a iniciativa privada pudesse adquirir empresas públicas, em especial, de setores relacionados a infra-estrutura. Certamente, essa lei concedeu a privatização de estatais nos vários segmentos da telefonia, do transporte, das indústrias de base e do setor de eletricidade (BRESSER PEREIRA, 1997).

A década de 90 foi marcada por profundas mudanças no setor elétrico, dentre as já citadas, tivemos o processo de privatização, que foi iniciado com mais veemência depois da posse do ex-presidente Fernando Henrique Cardoso (1995). Nessa época, visualizar a privatização do setor elétrico brasileiro significava desestruturar completamente o Sistema Centralizado de Despacho, que tinha sido criado na década de 60. Sugestões pioneiras foram levantadas pelo governo do Estado de São Paulo, ainda em 1995, quando o mesmo propôs que as empresas Cesp, Eletropaulo e CPFL fossem desmembradas do sistema que estava em vigor na época, ou melhor, fossem privatizadas. Inicialmente, o caminho das privatizações apresentava-se um pouco sombrio, haja vista que algumas questões, relacionados ao Sistema Centralizado de Despacho precisavam ser definidas. A Lei 8.031/90 criou o Programa Nacional de Desestatização (PND) que tinha como objetivos: reordenar a posição estratégica do Estado na economia, transferindo à iniciativa privada atividades indevidamente exploradas pelo setor público; permitir a retomada de investimentos nas empresas e atividades que vierem a ser transferidas à iniciativa privada; permitir que a administração pública concentre seus esforços nas atividades em que a presença do Estado seja fundamental para a consecução das prioridades nacionais (Art.1o, Inciso I, III e V).

Oliveira (1996) chamou a atenção para algumas preocupações no âmbito regulatório, que precisavam ser levadas em consideração quando a intenção era privatizar o sistema elétrico brasileiro, em meados da década de 90. A primeira delas estava relacionada com o crescente consumo de eletricidade, o qual dependia de um sistema de transmissão ainda em expansão. Associado a essa problemática existia a questão do fornecimento de energia, o qual se apresentava, desde então, praticamente realizado por usinas hidrelétricas. As centrais hidrelétricas, sob a ótica do autor mencionado, deveriam funcionar de forma coordenada com as centrais térmicas, tal procedimento reduziria os riscos da falta de abastecimento pelas centrais hidrelétricas, em momentos de baixos níveis pluviométricos. A segunda preocupação estava relacionada à diversidade da estrutura empresarial do sistema e como o mesmo estava conectado. O sistema era composto por empresas verticalizadas, não verticalizadas, empresas federais, estaduais e privadas, isso, na visão do autor, apresentava-se como uma dificuldade,

quando a intenção era reunir as especificidades de cada região e segmento, objetivando atender às necessidades do processo de privatização.

Oliveira (1996), mesmo sabendo das dificuldades (citadas no parágrafo anterior), mostrou-se otimista quanto ao processo de privatização, e afirmou que a grande dificuldade da mudança de paradigma (sistema verticalizado *versus* sistema concorrencial) estava centrada no sistema tarifário. Substituir o sistema tradicional tarifário de custo de serviço, atrelado ao regime monopolista centralizador, pelo sistema tarifário originado pela competição de preços foi uma das dificuldades destacada em seu artigo. Criar um preço competitivo mediante a grande diversidade de custos entre as centrais elétricas (geradoras) existentes no país tornava-se, na época, um grande desafio. Existiam centrais geradoras de energia elétrica mais antiga e, que, portanto tinham a maioria de seus ativos amortizados. Já as mais recentes, em geral, não tinham passado ainda pelo processo de amortização de seus ativos, isso, certamente, exigia que essas últimas empresas atribuíssem elevadas tarifas à energia fornecida a fim de cobrir seus custos médios. Assim, inicialmente, o preço foi alinhado tomando como base o custo de fornecimento mais elevado. No curto prazo, o preço permaneceria balizado dessa forma até que as centrais recentes pudessem acompanhar as empresas de geração mais eficientes (de menor custo). Durante esse período, as centrais elétricas que tinham seus ativos amortizados gozavam de elevados lucros em detrimento da situação das empresas mais recentes, em expansão.

Outro ponto que foi destacado por Oliveira (1996), no que se refere à fixação de um sistema competitivo de preço, estava atrelado às condições de fornecimento de energia elétrica. O setor elétrico brasileiro teve seu desenvolvimento inicial baseado na geração de energia a partir das hidrelétricas. A preferência pela fonte hidrelétrica deve-se ao enorme potencial decorrente das bacias fluviais existente no país, bem como à existência de economias de escala (OLIVEIRA, 1997). O fato da energia gerada no Brasil ser praticamente advinda de fontes hidrelétricas, tal acontecimento mostrava a dependência do fornecimento de energia às condições pluviométricas. Assim, centrais elétricas que estavam situadas em regiões beneficiadas por elevados níveis pluviométricos, certamente, teriam mais vantagens competitivas de preço frente àquelas centrais com deficiência pluviométrica. Como solução de curto prazo, o autor citado sugeriu que fossem originadas condições favoráveis para a entrada de centrais termelétricas no mercado. Tal sugestão objetivava evitar elevação das tarifas, falhas no fornecimento de energia elétrica, bem como, forçava, no curto prazo, as

empresas em expansão a alinhar seus custos, a fim de promover preço competitivo (custo marginal= preço marginal).

A partir de 1982, a Teoria dos Custos Marginais foi utilizada para calcular as tarifas de energia elétrica (ELETROBRÁS, 1985). Segundo Bajay e Carvalho (1998), essa teoria foi amplamente utilizada objetivando critérios que atendessem a demanda, bem como procurou otimizar as operações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Assim, o Setor Elétrico Brasileiro embasou-se em três tipos de métodos: 1. o custo marginal de operação (curto prazo) considerava o sistema elétrico existente e calculava a tarifa segundo o atendimento a uma unidade adicional de demanda. A tarifa de curto prazo deveria ser calculada anualmente, e o reajuste da mesma deveria ocorrer quando houvesse variações significativas de custos; 2. o custo marginal de expansão (longo prazo) considerava a expansão do sistema, bem como alterações na qualidade do serviço prestado. A tarifa calculada, a partir desse método, baseava-se em custos incrementais²³ associados à expansão do sistema elétrico; 3) o custo marginal de dimensionamento (longuíssimo prazo) baseava-se em um horizonte de tempo maior, aproximadamente 30 anos, e era considerado um método que visava a expansão do sistema, tomando como referência o valor presente dos custos marginais futuros. Vale salientar que o método de custo marginal de dimensionamento deveria ser utilizado para definir a valoração econômica dos benefícios energéticos, levando em consideração a vida útil das usinas.

Quando a intenção é expandir o sistema elétrico, o planejamento torna-se uma ferramenta essencial. Em geral, essa ferramenta toma como base os custos marginais de longo ou de longuíssimo prazo, mediante uma demanda prevista. Tendo em vista o crescimento esperado da demanda, expandir a geração de energia elétrica significa prever a entrada de novas turbinas, ou o surgimento de novas usinas. É importante destacar que o plano de expansão do sistema de potência deve ser confiável, objetivando atender a necessidade da demanda crescente, bem como deve atender ao critério de minimização de custo. Além disso, optar pela expansão do sistema significa dizer que o custo marginal de operação deve ser

²³ Basicamente, consideram-se custos marginais de longo prazo aqueles que estão atrelados aos custos marginais de capacidade, aos custos marginais de energia e aos custos marginais de atendimento aos consumidores. Os custos marginais de capacidade referem-se aos custos de investimentos em geração, em transmissão e em distribuição de energia, a fim de atender incrementos da demanda. Os custos marginais de energia são aqueles que procuram investir na construção de reservatórios para armazenamento de água, quando o sistema é hidrelétrico. Em caso do sistema ser termelétrico, esse tipo de custo está associado aos custos de operações e de combustível. Por fim, os custos marginais de atendimento aos consumidores são aqueles que estão relacionados à medição, à ligação e à cobrança da energia elétrica (Bajay e Carvalho (1998)).

maior do que o custo marginal de expansão, assim, o atendimento a uma unidade adicional de demanda deve ser realizado pela expansão e não pelo uso intensivo do sistema existente. Bitu e Born (1993) ratificaram essa idéia e afirmaram que a utilização mais intensiva do sistema existente trás mais custos para a sociedade (refletido no preço da energia) do que a construção de uma nova usina.

No que se refere à expansão do sistema de transmissão²⁴, o objetivo era definir e seleccionar (de forma confiável e a um custo mínimo), o tipo, a distribuição e a localização das linhas adicionais, a fim de atender a demanda prevista. Vale salientar que a expansão da rede de transmissão deveria ser determinada, considerando o longo prazo, pelo desenvolvimento da potência instalada nas usinas. Assim como a geração e a transmissão de energia elétrica, a rede de distribuição deveria crescer na medida em que a demanda aumentasse. No contexto da teoria dos custos marginais e considerando a expansão do sistema, os custos das distribuidoras de energia elétrica eram calculados com base na “Lei de quantidades de obra”, a qual associava os custos incrementais advindos de quilômetros adicionais de linhas de transmissão e de KVs de transformadores nas redes.

A Teoria dos Custos Marginais classificava as tarifas da seguinte forma: monômias (tarifa de consumo), a qual era definida apenas pela energia consumida; binômias, que era composta segundo a energia consumida e a demanda máxima de potência requerida (tarifa de demanda); horosazonais, que eram as tarifas diferenciadas para os consumidores (de acordo com as horas do dia e/ou estações do ano); em blocos, que eram tarifas que variavam de acordo com o total de KWh consumido, em geral, as tarifas decresciam na medida em que ocorria o aumento do consumo; interruptíveis, referia-se a um tipo de tarifa em que o consumidor concordava em ser desconectado sempre que houvesse dificuldade de fornecimento de energia; e, por fim, a tarifa instantânea, que demonstrava ser uma modalidade de tarifa que admitia grandes variações em curtos intervalos de tempo.

Segundo Dias e Rodrigues (1996), a Teoria dos Custos Marginais podia gerar problemas de natureza macro e microeconômica, quando se pretendia calcular a tarifa de energia elétrica. Do ponto de vista macroeconômico, os autores citados mencionaram que em períodos de elevada inflação (como os períodos em que a economia brasileira já passou no passado, especialmente, na década de 80) as empresas não tinham precisão quanto a definição dos custos, isso, certamente, inviabiliza a aplicação da teoria. Na visão microeconômica, a

²⁴ O sistema de transmissão é constituído por redes de interconexão responsáveis pelo escoamento da potência gerada para os centros consumidores (ELETROBRÁS, 1985).

Teoria dos Custos Marginais não se apresentava como uma boa opção, uma vez que não incentivava a redução dos custos, além disso, ela tendia a superestimar os planos de investimento da empresa. Os autores mencionados afirmaram ainda que essa teoria deveria ser utilizada juntamente com outro conceito, a fim de melhor definir a tarifa de energia. Mais adiante, esse trabalho realizou comentários sobre outro mecanismo de precificação (*price-cap*), o qual foi adotado durante o processo de privatização do setor em questão.

As reformas proporcionadas, especialmente, na década de 90, tais como, a eliminação do sistema de tarifa única e a criação de um ambiente de licitações para as concessões de geração e distribuição de energia elétrica, mostraram-se necessárias quando a intenção era desverticalizar o setor elétrico brasileiro e, assim, promover o desmembramento das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Isso, na época mencionada, significava também alimentar um ambiente concorrencial em detrimento do sistema controlado, até então, pelo Estado. Associado ao desejo de criar um ambiente concorrencial, o setor elétrico brasileiro passou pelo período de privatização dos seus ativos financeiros, isso significou, em meados dos anos 90, o início de um processo irreversível, que se configurou numa maior participação do setor privado, em especial, do capital estrangeiro no setor em destaque.

A subseção, a seguir, descreve as principais sugestões da Coopers Lybrand, as quais serviram de base para a apresentação de um modelo descentralizado e mais condizente com a realidade que o setor elétrico brasileiro atravessava nos anos 90.

3.2.1 Sugestões da Coopers Lybrand

No início de 1996 a empresa de consultoria e contabilidade Coopers & Lybrand foi contratada pela Eletrobrás com o intuito de apresentar um modelo descentralizado para o setor elétrico brasileiro que fizesse referência às pretensões relacionadas ao processo de privatização. As recomendações básicas da Coopers & Lybrand (1997) foram: a criação de um Mercado Atacadista de Eletricidade (MAE); a formação de uma fase de transição para o mercado competitivo de energia elétrica; a criação de um Operador Independente do Sistema (OIS); a separação dos ativos de transmissão; e, o planejamento das atividades financeiras do novo sistema.

O MAE era um ambiente onde se negociava a compra e a venda de energia entre participantes através de contratos bilaterais. Tinha como objetivo principal determinar o preço de referência para a energia vendida através de contratos estabelecidos entre as empresas de geração e as empresas de distribuição de energia elétrica. Tal negociação podia ocorrer também entre os geradores de energia elétrica e os consumidores finais. Os contratos bilaterais entre tais empresas tinham como foco principal diminuir a volatilidade dos preços, bem como incentivar novos projetos de geração de energia elétrica.

Segundo Pires e Piccinini (1998) o mercado bilateral entre as empresas de geração e de distribuição de energia correspondia a maioria da energia negociada no MAE. Ainda sob a ótica dos autores citados, o mercado a vista tinha sua participação que variava entre 10% a 15% do MAE. No que refere ao mercado a vista, o preço à vista também seria estabelecido no Mercado Atacadista de Eletricidade e, o mesmo, refletiria o custo de geração (custo marginal) da energia. Os custos adicionais de transmissão seriam incorporados segundo as exigências de custos das empresas de distribuição. Vale salientar que tanto no mercado a vista, quanto no mercado a prazo, o sistema interligado entre as empresas geradoras e distribuidoras de energia elétrica seria regido pelo operador do sistema, o OIS, o qual tinha como papel principal garantir o cumprimento dos contratos bilaterais entre tais empresas, bem como garantir o preço à vista. Segundo as determinações da Coopers & Lybrand, o OIS seria um órgão executor, sem fins lucrativos, e, regulamentado pela Aneel.

O Mercado Atacadista de Eletricidade (MAE) visava, progressivamente, criar um ambiente propício para a competição. A idéia dos contratos iniciais sugerida pela Coopers & Lybrand (1997) explicou tal objetivo. Inicialmente, o Operador Independente do Sistema estabeleceria contratos entre as empresas geradoras e distribuidoras de energia elétrica. O preço da energia ofertada obedeceria a uma média, que seria composta tanto por níveis mais elevados de preço (empresas menos eficientes), quanto por níveis mais baixo de preço (empresas mais eficientes). Nesse caso, os compradores de energia teriam que aceitar essa média de preço. Tal procedimento, certamente, diminuiria o poder de competição das empresas mais eficientes, bem como daria chance às empresas menos eficientes de reduzir seus custos ao longo do tempo e, assim, ofertar energia a preços mais baixos. Em média, os contratos iniciais deveriam vigorar por 15 anos²⁵. Depois de transcorrido 6 anos desse período, as empresas distribuidoras já poderiam, parcialmente, fazer suas aquisições de

²⁵ Para as usinas do Norte e do Nordeste os contratos iniciais deveriam vigorar durante 20 anos. Após 11 anos desse período, as empresas poderiam negociar, parcialmente, no mercado livre.

energia no mercado livre, podendo estabelecer contratos de longo prazo, ou adquirir energia através do mercado a vista.

Quanto aos ativos de transmissão, esses seriam administrados pelo Operador Independente do Sistema, o qual estabeleceria tarifas unificadas de transmissão; solicitaria, quando necessário, a expansão do sistema de transmissão e/ou a concessão de novas linhas de transmissão através de licitações. Assim, os acordos seriam firmados entre as empresas de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica sob a administração do OIS.

Em se tratando do financiamento do novo sistema elétrico, a Coopers & Lybrand (1997) recomendou, em seu relatório, que a Eletrobrás deveria continuar como agente financiador do setor elétrico. Nesse caso, a maior parte dos recursos deveria vir dos retornos dos empréstimos que a Eletrobrás concederia às empresas de energia elétrica, bem como dos recursos captados junto a o Banco Mundial e ao Banco Interamericano de Desenvolvimento. Ferreira (1995) sugeriu que o financiamento do novo sistema elétrico deveria ser realizado pela Eletrobrás, no entanto, tendo o Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES) como fonte financeira para o desenvolvimento de projetos de energia elétrica.

No contexto das privatizações, vale acrescentar que a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) foi criada no final do ano de 1996, pela Lei 9.427, com o propósito de regulamentar o sistema elétrico brasileiro. De forma geral, as principais obrigações da Aneel se resumiram a: garantir a qualidade dos serviços aos consumidores; criar licitações para novas concessões de geração e de distribuição de energia elétrica; garantir o âmbito competitivo do MAE; estabelecer critérios para a determinação dos custos de transmissão; e, rever, sempre que necessário, as tarifas no varejo.

Em maio de 1998, a Lei 9.648 firmou as sugestões direcionadas ao setor elétrico brasileiro pela Coopers & Lybrand. Essa lei criou o MAE e o ONS (Operador Nacional do Sistema), além disso, estabeleceu condições relativas ao funcionamento do MAE. O Operador Nacional do Sistema foi instituído com o objetivo coordenar, supervisionar e controlar as operações e planejamentos do sistema elétrico brasileiro, bem como as negociações internacionais, buscando otimizar todo o sistema. Esse ato representou o momento que faltava para que o processo de reestruturação e de privatização dos ativos de geração de energia elétrica se intensificasse no Brasil. Por mais que esse acontecimento tenha impulsionado as privatizações do setor elétrico brasileiro, esse processo já havia começado, quando, entre o final do ano de 1995 e início de 1996, o governo federal privatizou suas duas empresas de

distribuição, a Escelsa e a Light²⁶. Daí por diante, as empresas de distribuição, sob controle dos governos dos estados, começaram a ser privatizadas. Por volta do último período mencionado, ocorreram, inicialmente, a reestruturação e a privatização das principais empresas verticalizadas do país, que foram: a Cesp (São Paulo); CEEE (Rio Grande do Sul); a Cemig (Minas Gerais) e a Copel (Paraná). Tais empresas correspondiam a, aproximadamente, 35% da capacidade total de geração de energia do país, em 1995 (OLIVEIRA, 1997).

A seção, a seguir, faz uma breve explanação sobre o processo de privatização do setor elétrico brasileiro, bem como destaca a presença do capital estrangeiro no contexto desse processo.

3.3 Rumo às Privatizações

São Paulo foi o primeiro estado a anunciar a reestruturação do setor elétrico. Além da Cesp, o governo do Estado de São Paulo tinha como objetivo privatizar a CPFL e a Eletropaulo. Os motivos que levaram às privatizações dessas e de outras empresas faziam referência àqueles já citados para o setor elétrico como um todo. Tais motivos podem se resumir no endividamento das empresas junto a Eletrobrás (endividamento do estado junto ao governo federal), bem como ao descontrole econômico-financeiro interno que as empresas atravessavam em meados da década de 90. Exceto a CPFL (empresa basicamente de distribuição), a Eletropaulo e a Cesp eram empresas que envolviam ativos de geração, de transmissão e de distribuição de energia. Assim, até o ano de 1998, a CPFL foi privatizada, a Eletropaulo e a Cesp sofreram desverticalização e suas empresas de distribuição foram privatizadas. A Eletropaulo foi desmembrada em uma empresa de geração, uma de transmissão e duas empresas de distribuição, dessas, apenas as duas últimas foram privatizadas (Eletropaulo Metropolitana e a Eletropaulo Bandeirante). A Cesp foi dividida em

²⁶ A Escelsa e a Light eram empresas de distribuição de propriedade da Eletrobrás (*holding* federal). Até o ano de 1995 a iniciativa privada tinha uma participação tímida no sistema elétrico brasileiro. Com relação à geração de energia elétrica, as empresas privadas eram responsáveis por 2,7% da capacidade instalada, e, no âmbito da distribuição de energia, o capital privado abrangia apenas 2,4% da energia elétrica fornecida. A partir de 1995, quando impulsionada a reestruturação do setor em questão, a participação do investimento total do capital privado mostrou-se crescente, passando de 6%, em 1995, para 35%, em 1999 (BNDES, 2000 - Nº 53).

quatro empresas de geração, uma de transmissão e uma de distribuição (Elektro). Até o ano de 1998, apenas a Elektro foi privatizada.

A CEEE, pertencente ao Estado do Rio Grande Sul, passou por uma reestruturação e foi dividida em duas empresas de geração, uma de transmissão e três empresas de distribuição. Dessas últimas, apenas duas empresas de distribuição foram privatizadas. Quanto a Cemig e a Copel, pertencentes, respectivamente, aos Estados de Minas Gerais e Paraná, até o ano de 1998, tinham vendido apenas pequenas participações de suas ações (somando US\$ 1.266 bilhões – Citibank).

Juntamente com as novas leis de concessão (Leis 8.987 e 9.074²⁷), o mecanismo de ajuste de preço foi estabelecido no setor elétrico brasileiro. Tal mecanismo ficou conhecido como “preço teto”. O novo regime de tarifação estabelecia regra de reajuste, que correspondia às possíveis alterações periódicas de custos da empresa. Isso se tornava necessário uma vez que as empresas deveriam investir em melhorias inovativas, objetivando reduzir seus custos e buscando ampliar a sua produtividade. Vale acrescentar que o mecanismo de preço-teto buscava estimular a eficiência produtiva, visto que, devido ao preço previamente especificado, as firmas tendiam a minimizar os custos para se apropriarem de lucros excedentes. O grande desafio deste método era garantir a qualidade do serviço e fazer com que tais reduções de custos beneficiassem os consumidores.

No regime de preço teto a tarifa inicial deveria ser aceita como suficiente para cobrir as despesas da concessionária (distribuidora de energia) e remunerar adequadamente seus ativos, tanto pelo poder concedente quanto pela concessionária (OLIVEIRA, 1996). Assim, o preço-teto era constituído pelos preços médios das firmas, corrigido de acordo com a evolução de um índice de preços ao consumidor, o *Retail Price Index* (RPI), menos um percentual equivalente a um fator X de produtividade, para um período prefixado de anos (DIAS e RODRIGUES, 1997).

A ANEEL estimou que 40% da tarifa de energia paga pelo consumidor final era composta por custos não-gerenciáveis, que são: valores dos tributos, energia comprada e custos financeiros. Tais custos eram repassados diretamente para a composição da tarifa de energia. Os 60% restante da tarifa era composta por custos gerenciáveis, que, em geral, eram denominados como: custos de operação e manutenção, custos de comercialização e lucros.

²⁷ Vale salientar que as leis mencionadas (criadas em 1995) asseguravam que os contratos de concessões deveriam estabelecer que as tarifas fossem reajustadas todas as vezes que houvesse elevação dos custos. Tal procedimento tornava-se necessário, quando analisado o equilíbrio econômico-financeiro da empresa.

Ainda sob a ótica da ANEEL, tais custos podiam ser corrigidos por qualquer indexador (conforme contrato) até que ocorresse a revisão tarifária pela ANEEL. Vale salientar que é nessa parcela de custos gerenciáveis que as concessionárias podiam trabalhar no sentido de diminuir seus custos e, assim, obter lucros excedentes. Adicionalmente e considerando a existência de lucros excedentes, algumas empresas podiam optar em utilizar parte desse ganho para dar descontos nas tarifas dos consumidores de energia, assim, podiam se tornar mais competitivas.

Não se pode negar que a adoção do “preço teto” potencializou o processo de privatização das empresas de distribuição do setor elétrico brasileiro, uma vez que ofereceu garantias aos investidores quanto aos possíveis retornos esperados. Outras formas de estímulos foram criadas pelo governo federal para beneficiar as privatizações das empresas de distribuição em nível estadual (detentores da maioria das empresas distribuidoras). Como exemplo, tivemos a atuação do Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES) que ofereceu empréstimos aos governos dos estados brasileiros, que concordassem com o processo de privatização de suas empresas. Em troca, o BNDES exigia um lote de ações da empresa que estaria sujeita à privatização. Caso o governo do estado não privatizasse a empresa, o BNDES deveria cobrar o empréstimo, tomar posse das ações e privatizar a empresa. Foi por causa desse esquema que muitas empresas distribuidoras pertencentes a alguns estados foram federalizadas, a exemplos, temos a Cemat (Centrais Elétricas Matogrossenses S/A), a Enersul (Empresa Energética do Mato Grosso do Sul) e a Celpa (Centrais Elétricas do Pará S/A).

Outra forma de estímulo oferecida pelo governo federal aos governos estaduais foi o reescalonamento da dívida. Tal mecanismo se baseou na renegociação da dívida, onde ficou estabelecido que 80% da mesma deveria ser paga num prazo de 30 anos (com taxas subsidiadas), e, o restante da dívida (20%), deveria ser paga antecipadamente em ações.

Não se pode negar que os incentivos oferecidos pelo governo federal aceleraram o processo de privatização. No entanto, tais procedimentos possuíam objetivos implícitos que estavam relacionados à falta de eficiência das empresas estatais no que se refere aos fluxos de caixa; à ausência de investimentos do setor; bem como, ao enorme endividamento dos governos estaduais para com o governo federal. Além disso, a privatização foi considerada, em meados da década de 90, como um caminho que possibilitaria o equilíbrio fiscal do setor

público, bem como o equilíbrio do saldo em Transações Correntes²⁸ (BNDES, 2000; Bérzin - <http://www.sep.org.br/artigo/ixcongresso35.pdf>).

Numa visão mais ampla, o Banco Mundial (1993) afirmou que os países em desenvolvimento, em geral, buscavam privatizar suas estatais pelos seguintes motivos: *aumentar a eficiência econômica e operacional das empresas de eletricidade; reduzir a carga financeira e administrativa que as empresas representavam para o governo; reduzir a dívida do setor público correspondente ao setor de energia elétrica, e, reduzir o custo da eletricidade mediante o sistema de expor os produtores e distribuidores às forças competitivas do mercado.*

Bérzin (<http://www.sep.org.br/artigo/ixcongresso35.pdf>) examinou a desestatização²⁹ do setor elétrico brasileiro e destacou a participação do capital estrangeiro no processo de privatização entre os anos de 1995 e 2000. O autor citado verificou que 22 empresas do setor elétrico brasileiro foram privatizadas no período mencionado, dentre elas, quatro empresas eram geradoras (Centrais Elétricas Cachoeira Dourada, Companhia de Geração Elétrica Paranapanema, Companhia de Geração Elétrica Tietê e a Gerasul – Tabela 4, a seguir), e, dezoito empresas eram distribuidoras regionais (as demais da Tabela 4). A seguir, a Tabela 4, apresenta o resultado das privatizações, bem como a participação do capital estrangeiro no setor elétrico brasileiro.

Bérzin (<http://www.sep.org.br/artigo/ixcongresso35.pdf>) afirmou que a participação do capital estrangeiro nas privatizações (1995-2000) das empresas do setor elétrico brasileiro foi bastante significativa, totalizando 49,06% do total investido no setor. Isso, na visão do autor citado, caracterizou uma desnacionalização parcial do setor em questão. Além disso, ele afirmou que os investimentos estrangeiros direto davam preferência aos setores de infraestrutura, em especial, o de telefonia e o de eletricidade, dado que esses eram considerados, pelo capital entrante, como setores mais lucrativos. Ainda na concepção do mesmo autor, a entrada do capital estrangeiro no nosso país foi possível graças a Lei das Concessões (nº 8.987), bem como ao processo de abertura comercial e financeira, que tinha se iniciado no

²⁸ O capital entrante decorrente do processo de privatização promoveu o equilíbrio das contas externas, especialmente, entre 1997 e 1998, quando ocorreram as crises externas (asiática e russa), as quais proporcionaram ausência de liquidez internacional.

²⁹ É importante ressaltar que o processo de desestatização começou mais especificamente quando a Lei 8.987/95 foi promulgada (Lei das Concessões), a partir daí, o estado deixou de ser caracterizado como interventor direto e tornou-se regulador dos agentes econômicos. Em se tratando do setor elétrico brasileiro, o estado deveria regular o sistema sob a fiscalização de um agente regulador.

início da década de 90, momento em que Fernando Collor de Melo assumiu a presidência da república.

Tabela 4 – Privatizações do setor elétrico brasileiro (1995-2000) e a participação do capital estrangeiro (milhões de dólares)

Empresa	Data	Resultados dos Leilões (US\$ milhões)	Nacionalidade dos Compradores	Total Adquirido por Capital estrangeiro
SAELPA	17/2/2000	185	Brasil - 100%	0 (0%)
Companhia Energética do Maranhão - CEMAR	15/6/2000	289	Estados Unidos - 100%	289 (100%)
Companhia Energética de Pernambuco - CELPE	28/7/1999	1004	Espanha - 70%; Brasil - 30%	702.8 (70%)
Companhia de Geração Elétrica Tietê	28/7/1999	472	EUA - 100%	472 (100%)
Companhia de Geração Elétrica Paranapanema	27/10/1999	682	EUA - 100%	682 (100%)
Empresa Bandeirante de Energia	17/9/1998	860	Portugal - 56%; Brasil - 44%	481.6 (56%)
GERASUL	15/9/1998	800.4	Bélgica - 100%	800.4 (100%)
Elektro Eletricidade e Serviços S/A (CESP)	16/7/1998	1273	EUA - 100%	1273 (100%)
Centrais Elétricas do Pará S/A	9/7/1998	388	Brasil - 100%	0 (0%)
Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade S/A	5/4/1998	1777	Brasil - 100%	0 (0%)
Cia. Energética do Ceará – COELCE	2/4/1998	868	Espanha - 37.5%; Brasil - 36.5%; Chile - 26%	551.18 (63.5%)
Cia. Energética do R. G. do Norte - COSERN	12/12/1997	606	Brasil - 87.8%; Espanha - 12.2%	73.93 (12.2%)
Empresa Energética de Sergipe - ENERGIPE	3/12/1997	520	Brasil - 100%	0 (0%)
Centrais Elétricas Matogorssenses S/A – CEMAT	27/11/1997	353	Brasil - 100%	0 (0%)
Empresa Energética do M. Grosso do Sul - ENERSUL	19/11/1997	565	Brasil - 100%	0 (0%)
Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL	5/11/1997	2731	Brasil - 100%	0 (0%)
Cia. Norte Nordeste de Distrib. de Energ. Elétrica	21/10/1997	1486	Brasil - 66.7%; EUA - 33.3%	494.84 (33.3%)
Cia Centro-Oeste de Distrib. de Energ. Elétrica	21/10/1997	1372	USA - 100%	1372 (100%)
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S/A - CDSA	5/9/1997	714	Chile - 60%; Peru - 20%; Outros - 20%	714 (10%)
Cia de Eletric. do Estado da Bahia - COELBA	31/7/1997	1598	Brasil - 61%; Espanha - 39%	623.2 (39%)
Cia. de Eletric. do Estado do Rio de Janeiro - CERJ	21/11/1996	587	Chile - 60%; Portugal - 30%; Espanha - 10%	587 (100%)
LIGHT	21/5/1996	2270.9	França - 11.3%; USA - 22.6%	1384.2 (60.95%)
Total		21401.3		10501.2 (49.06%)

Fonte: BNDES, Apud Bérzin (<http://www.sep.org.br/artigo/ixcongresso35.pdf>).

Segundo Chossudovsky (1999), o interesse do capital estrangeiro nas privatizações, em geral, ocorria pelo seguinte motivo:

“A privatização das empresas estatais está sempre vinculada à renegociação da dívida externa do país. As paraestatais mais lucrativas são assumidas pelo capital estrangeiro ou por join-ventures freqüentemente em troca da dívida. O produto dessas vendas é depositado no Tesouro e canalizado para os Clubes de Londres e Paris. O capital internacional obtém o controle e/ou propriedade das empresas estatais mais lucrativas a um custo baixo. Além do mais, quando um grande número de países endividados está negociando suas empresas públicas ao mesmo tempo, o preço do ativo estatal cai.”

Analisando de forma crítica observa-se que o processo de privatização das estatais do setor elétrico brasileiro serviu, mesmo que parcialmente, para resgatar dívidas públicas. Sabe-se que durante esse processo a “moeda de privatização” foi também utilizada como forma de pagamento. Além da moeda corrente, as ações das estatais do setor em questão eram negociadas tendo em troca dívidas contraídas pelo governo federal no passado. Em geral, o comprador adquiria participações nas empresas a serem desestatizadas utilizando as seguintes “moedas de privatização”, as quais estavam autorizadas pelo Plano Nacional de Desestatização: Debêntures da Sirderbrás (SIBR), Certificado de Privatização (CP), Obrigações do Fundo Nacional de Desenvolvimento (OFND), Créditos Vencidos Renegociados (securitizados) - DISEC- Título da Dívida Externa (DIVEX), Título da Dívida Agrária (TDA), Letras Hipotecárias da Caixa Econômica Federal (CEF), Notas do Tesouro Nacional – série M-NTN-M. A Tabela 5, a seguir, apresenta, em milhões de dólares, a utilização de “moedas de privatização” entre 1991 a 1997.

Tabela 5 – Utilização de moedas de privatização: 1991 – 1997 (US\$ milhões).

Ano	SIBR	CP	OFND	DISEC	TDA	DIVEX	CEF	Moeda Priv	T. Geral V das
1991	623	345	277	266	80	4	-	1596	1614
1992	149	748	284	791	255	37	106	2370	2401
1993	505	180	33	1344	175	27	188	2452	2627
1994	75	9	24	379	56	1	7	551	1966
1995	144	7	-	516	9	-	-	676	1003
1996	-	8	-	791	224	-	-	1023	4.08
1997	-	-	-	180	12	-	-	192	4265
Total	1496	1297	618	4156	810	69	301	8860	17.956

Fonte: BNDES (1998).

A desverticalização das estatais do setor elétrico brasileiro foi acompanhada pelo processo de privatização dessas empresas. Tal processo começou a fazer sentido quando o Estado não mais podia arcar com a carga financeira e administrativa, além disso, as empresas estatais do setor elétrico brasileiro não demonstravam, há tempos, bom desempenho financeiro e operacional. Atrelada a essa problemática existia o desejo de criar um ambiente competitivo para o setor em destaque, onde imperasse as forças de mercado. Sobretudo, o processo de privatização das estatais do setor elétrico brasileiro foi iniciado com o propósito de renegociar a dívida externa do país. Isso, na visão de muitos estudiosos, significou a desnacionalização do capital nacional existente, uma vez que as estatais do setor mencionado passaram a ser adquiridas pelo capital estrangeiro, entre o período de 1995 e 2000.

A seção, a seguir, tece um pequeno relato sobre o comportamento de alguns indicadores, tais como, o consumo e a oferta de energia elétrica. Adicionalmente, apresenta-se o desempenho da produtividade, da eficiência e da qualidade do setor em questão, depois que o processo de privatização foi iniciado, mais precisamente, a partir de 1996.

3.3.1 Principais Indicadores

A área de projeto de infra-estrutura do BNDES divulga, periodicamente, cadernos que contém informações e indicadores sobre o desempenho dos setores de infra-estrutura, dentre eles, o setor de eletricidade do país. Assim, o caderno referente ao setor elétrico e ao seu desempenho durante o período de 1993 a 1999, publicado em dezembro de 2000 (Nº 53³⁰), apresentou, dentre outros indicadores, o desempenho da produtividade, da eficiência e da qualidade do setor em questão, durante o período mencionado.

Segundo o caderno publicado pelo BNDES, o setor elétrico brasileiro atravessou dois momentos distintos na década de 90. O primeiro momento correspondeu ao período que antecedeu a implementação do Plano Real³¹, ou seja, de 1990 a 1994, nesse tempo a taxa de crescimento do consumo de energia elétrica foi superior a taxa de crescimento da economia brasileira, sendo, respectivamente, de 3,5% ao ano e de 2,3% ao ano. O segundo momento fez

³⁰ <http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/provedor/biblioteca/setoreletrico.htm>

³¹ Plano que objetivava a estabilização econômica-financeira da economia brasileira, em especial, através da implementação de políticas restritivas de combate à inflação – maiores detalhes vê Gremaud et al, 2006, cap. 18.

referência ao período pós- Real (1995-1999). Nesse período, o consumo de energia elétrica no nosso país também se mostrou crescente (5,4% ao ano). Tal crescimento ocorreu devido à elevação do poder aquisitivo da população em geral, que apresentou melhorias no nível de renda em decorrência do Real sobrevalorizado. Isso incentivou o consumo de energia elétrica, especialmente, o consumo residencial, que teve como reflexos maiores aquisições de aparelhos eletrodomésticos; e, o consumo comercial, com a criação de novos estabelecimentos comerciais (hipermercados, *shopping centers*, entre outros).

Ainda sob a ótica do relatório emitido pelo BNDES, foi possível constatar que, em 1998, as crises externas (crise asiática e a crise russa) acabaram por afetar, de forma geral, o crescimento da economia brasileira³². Diante do negativo contexto internacional, a promessa de crescimento econômico iniciada com o Plano Real teve que ser reavaliada e, isso, resultou na implementação de políticas de reajustes que estavam associadas a elevadas taxas de juros e ao equilíbrio fiscal. Certamente, tais políticas desaceleraram o crescimento geral do consumo no nosso país. O fraco desempenho da economia brasileira também afetou negativamente o consumo de energia elétrica, fazendo-o decrescer de 6,2%, 4,1% e 1,6%, respectivamente, em 1997³³, 1998 e 1999. Vale frisar que nesse último ano o Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro cresceu apenas 0,85%, abaixo da taxa de consumo de energia.

Como já afirmado pela Eletrobrás (Gráfico 5), o BNDES também ratificou a idéia de que a tarifa média de energia elétrica cresceu consideravelmente na década de 90, em especial, a partir de 1995 (cerca de 43%). Embora tenha ocorrido a elevação da tarifa média no período mencionado, o consumo de energia elétrica, em geral, cresceu a despeito disso, como visto anteriormente. Somente no final da década de 90 é que ocorreram quedas no consumo de eletricidade (parágrafo anterior).

No que se refere à oferta de energia elétrica, essa mostrou crescimento médio de 11,8% ao ano, na década de 70³⁴; nas décadas seguintes a mesma decresceu para 4,1% ao ano

³² Sabe-se que o Plano Real (1994) procurou, através da âncora cambial, estabilizar a moeda brasileira (Real) deixando-a equiparável ao dólar. Só que essa política elevou o poder aquisitivo da população e, como consequência, gerou a deterioração em transações correntes (devido, principalmente, às elevadas importações). Vale salientar que a âncora cambial se manteve até, aproximadamente, 1998, porque estava associada a políticas de elevação da taxa de juros e a perdas de reservas internacionais. Isso, certamente, deixou a política econômica refém dos acontecimentos externos, ou melhor, crises externas. Tais crises (crise asiática e a crise da Rússia) desaceleraram o ritmo da economia brasileira, uma vez que diminuiu a liquidez mundial, bem como afetou as transações comerciais internacionais (GREMAUD ET AL, 2006).

³³ Segundo o BNDES, o ano de 1997 representou a maior taxa de crescimento do consumo de energia elétrica (6,2%) durante a década de 90.

³⁴ Esse período foi caracterizado por forte investimento no setor energético, especialmente, sob a gestão do Plano Nacional de Desenvolvimento, implantado pelo governo militar, que dentre outros feitos, criou a Eletrobrás e

(década de 80) e para 2,9% (década de 90). Conforme publicado pelo BNDES³⁵, durante o período de 1995 a 1999, a oferta de energia elétrica foi, em média, de 3,4% ao ano, enquanto que a demanda cresceu, no mesmo período, à taxa média de 4,4% ao ano. Certamente, tais dados configuraram um descompasso entre a oferta e a demanda de energia elétrica, o que pode ter gerado a elevação das tarifas de energia no mesmo período.

A seguir, a Tabela 6 apresenta indicadores que expressam a eficiência, a qualidade e a produtividade das distribuidoras de energia elétrica nos anos de 1995 e 1999. No que se refere à eficiência, as perdas de energia decresceu, aproximadamente, 9% quando comparado a eficiência dos anos citados. Tal decréscimo, segundo o relatório nº 53 do BNDES, deve-se aos investimentos do setor privado depois de iniciado o processo de privatização (mais precisamente a partir de 1996). A qualidade do serviço ofertado pelas concessionárias aos consumidores finais e a produtividade do setor também sofreram mudanças positivas depois dos investimentos advindos das privatizações. As interrupções de energia e a frequência com que essas interrupções ocorriam decresceram, respectivamente, 33% e 36%. Quanto a produtividade, essa cresceu 136% MWh vendido por empregado, e, aumentou 114% de números de consumidores atendidos por empregados.

Tabela 6 – Indicadores de eficiência, qualidade e produtividade do setor elétrico brasileiro, 1995 e 1999.

Indicadores Técnico-Operacionais (Distribuidoras)	1995	1999	%
Indicador de Eficiência			
Perda de Energia, %	13.60%	12.40%	-9
Indicador de Qualidade (Interrupções de Fornecimento)			
DEC (Nº de horas)	27.41	18.36	-33
FEC (frequência)	27.68	17.64	-36
Indicador de Produtividade			
MWh vendido/ empregado	1572	3705	136
nº consumidores/ empregado	283	607	114

Fonte: BNDES, publicado em dezembro de 2000, Nº 53.

Reis et al (<http://www.congressosp.fipecafi.org/artigos62006/283.pdf>) realizaram um estudo empírico ressaltando a abordagem analítica de teste de hipótese, a fim de verificar a qualidade dos serviços de fornecimento de energia elétrica após as privatizações, em especial,

captou recursos externos para a ampliação do sistema elétrico brasileiro (GREMAUD ET AL, 2006). Vale relembrar que até meados da década de 90, o sistema em questão era controlado por estatais.

³⁵ Dezembro de 2000 (Nº 53).

entre os anos de 1995 a 2000. Esses autores chegaram a conclusão de que a Duração de Equivalência de Interrupções por Consumidor (DEC), o que corresponde ao espaço de tempo que cada consumidor ficou sem o fornecimento de energia elétrica; e, a Frequência Equivalente de Interrupções por Consumidor (FEC), que corresponde ao número de interrupções, em média por consumidor, demonstraram melhorias na qualidade do fornecimento de energia elétrica ao consumidor final, após as privatizações das empresas de distribuição.

Assim, foi nesse contexto que o setor elétrico brasileiro passou por mudança de paradigma. A desverticalização do setor tonava-se um fato, quando a intenção era gerar um ambiente concorrencial. Vale salientar que o processo de privatização das empresas estatais, em especial, das geradoras e das distribuidoras de energia elétrica, estimulou a reestruturação do setor, que fora iniciada na década de 90.

O próximo capítulo ressalta o momento em que o setor elétrico passou por novas mudanças, as quais se configuraram na criação de um novo modelo energético.

CAPÍTULO 4

A MAIS RECENTE ESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

4.1 Motivos e Crise Energética

Sabe-se que o setor elétrico brasileiro passou por importantes transformações durante os anos 90. A primeira delas ocorreu, especialmente, em meados da década citada, quando o modelo financiado pelo setor público foi sendo substituído, paulatinamente, por um modelo que visava um ambiente de competição, assim como, maior participação do setor privado. Para tanto, mudanças operacionais e institucionais foram promovidas e direcionadas para que ocorressem a desverticalização das empresas de geração, transmissão e distribuição de energia, bem como a privatização do setor elétrico.

A segunda transformação ocorreu em 2004 quando houve a criação do novo modelo do setor elétrico brasileiro. De forma geral, o novo modelo energético tinha como objetivo promover a reestruturação do setor em questão, bem como iniciar novamente a participação do Estado no planejamento do mesmo. Além disso, pretendia-se, sobretudo, resolver o gargalo da oferta de energia elétrica (suprimento de eletricidade), a qual mostrava indício de defasagem, principalmente, desde o final da década de 90, fato que culminou em apagões e racionamentos em 2001; objetivava também, obter a moderação tarifária e a inserção social³⁶.

A crise energética de 2001 trouxe prejuízos para todos os setores da economia brasileira, uma vez que eles dependem direta ou indiretamente do setor energético para colocar em prática suas atividades e ofertar seus serviços. No ano citado, o setor elétrico brasileiro passou forte crise de suprimento de energia, o que o obrigou a elaborar um plano de racionamento. Isso significou o acúmulo de perdas financeiras, que resultou na quase paralisação dos serviços de oferta de energia (Aneel).

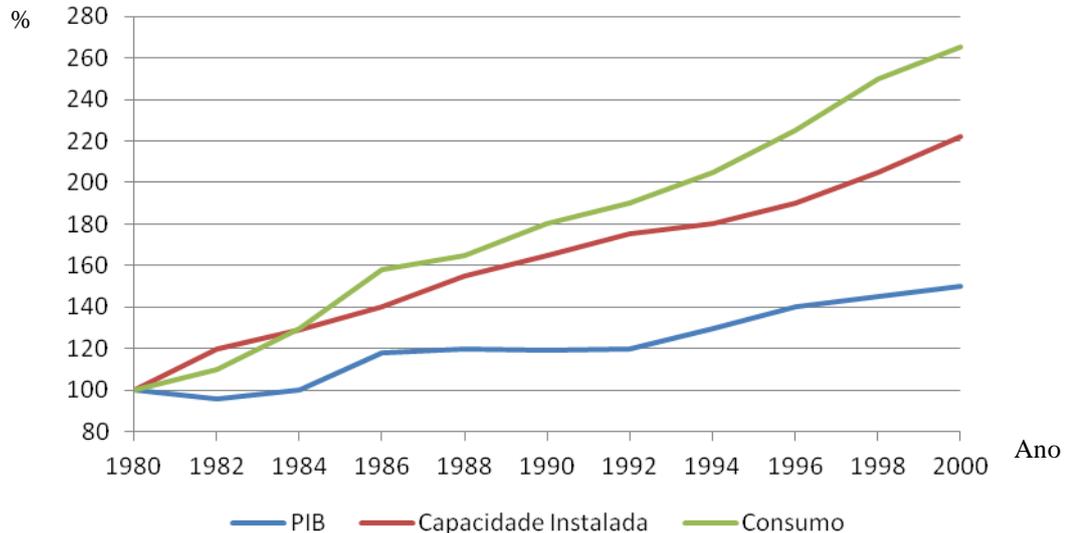
Todos os estudos sobre o racionamento de energia (2001) sinalizam que o problema foi causado, basicamente, pela falta de investimento na geração de energia nos anos anteriores a

³⁶ A inserção social estava focada em programas, como por exemplo, “Luz para todos”. Esse programa foi lançado em 2003, pelo ex-Presidente Luiz Inácio Lula da Silva e teve como objetivo levar luz, até o ano de 2010, a 12 milhões de brasileiros que não tinham acesso ao serviço de eletricidade.

crise. As regras de comercialização, naquela época, funcionavam, resumidamente, da seguinte forma: as usinas comercializavam energia conforme sua capacidade de produção, ou seja, de acordo com sua potência instalada e conforme o regime hidrológico do rio que as abasteciam. No que se refere à demanda, as empresas distribuidoras tinham que demandar, através de contratos de longo prazo, no mínimo 85% às empresas geradoras de energia, o restante (15%) poderia ser adquirido no mercado de curto prazo. Tal negociação, certamente, reduzia o risco das empresas geradoras de energia uma vez que garantia a venda de boa parte de sua produção através dos contratos de longo prazo, além disso, garantia os investimentos futuros. Vale salientar que o preço de longo prazo da energia era definido pelos contratos e segundo as negociações entre as partes. O preço de curto prazo era calculado pela proximidade dos reservatórios da curva de aversão ao risco, no que diz respeito ao racionamento por insuficiência de água.

Como destacou a Aneel, a crise energética enfrentada pelo setor elétrico brasileiro, em 2001 até o início de 2002, ocorreu porque nesse período, especialmente, as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste (quase a totalidade do Sistema Integrado Nacional, faltando apenas a região Norte) demonstraram condições hidrológicas desfavoráveis, resultando em baixos reservatórios de água; além disso, a capacidade instalada do setor energético brasileiro mostrou ser insuficiente no sentido de atender ao aumento do consumo de energia. Dito de outra forma existia descompasso entre o consumo e a capacidade instalada – tal comportamento pode ser observado no Gráfico 6, a seguir:

Gráfico 6 – Variação acumulada do PIB, oferta (capacidade instalada) e demanda (consumo) de eletricidade (1980 = 100).



Fonte: IBGE, Eletrobrás.

De acordo com o Gráfico 6, acima, o consumo e a capacidade instalada (oferta) de eletricidade apresentaram-se divergentes durante o período mencionado. Segundo o IBGE, o aumento da capacidade instalada (média de 4% de aumento no período de 1980 a 2000) não acompanhou o crescimento do consumo de eletricidade (média de 5% de aumento no período de 1980 a 2000). Isso, na visão do IBGE, é característico entre os países em desenvolvimento, dado que nesses países a oferta de eletricidade baseia-se conforme a elevação do PIB. Nesse caso e considerando ainda o Gráfico 6, o que se pode observar é que há uma desproporcionalidade entre o aumento do PIB (média de 2% de aumento no período de 1980 a 2000) e o consumo de eletricidade (média de 5%, no mesmo período). Assim, basear-se na elevação do PIB para definir a oferta de eletricidade não parece ser a melhor estratégia quando existe uma demanda por eletricidade crescendo em proporções mais elevadas do que a oferta de eletricidade. Medidas para evitar gargalos de oferta, como por exemplo, investimentos necessários para promover o aumento da capacidade instalada de geração de energia, e, para a ampliação da eficiência energética, devem ser realizadas na medida em que ocorrem aumentos na demanda por eletricidade e não na proporção em que o PIB aumenta - Pires, Giambiagi e Sales (2002).

Com relação ao suprimento de eletricidade, Castro e Leite (2008) destacaram que o novo modelo energético brasileiro, que foi aprovado pelo Congresso Nacional, através da Lei

10.848/2004³⁷, visava: *a inversão do foco dos contratos de energia elétrica do curto para o longo prazo, com o objetivo de reduzir a volatilidade do preço e criar um mercado de contratos de longo prazo (Power Purchase Agreements – PPAs) que pudessem ser utilizados como garantia firme para os financiamentos; a obrigatoriedade de cobertura contratual, pelas distribuidoras e consumidores livres, de 100% de seu consumo de energia elétrica; a criação do Comitê de Monitoramento de Setor Elétrico (CMSE) com a função de acompanhar para os horizontes temporais de curto, médio e longo prazo o equilíbrio entre oferta e demanda; a exigência prévia de licenças ambientais para se permitir a participação de um novo empreendimento no processo de licitação; a retomada do planejamento setorial integrado e centralizado pelo Estado, na figura da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), criada pelo novo decreto.*

Em decorrência da crise energética brasileira ocorrida entre 2001 e o primeiro trimestre de 2002, algumas medidas de curto prazo foram implementadas pelo Governo Federal para contornar a situação, tais como: o Programa de Racionamento do Consumo de Energia nas regiões mais prejudicadas, a saber, regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do Brasil; e, a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), a qual aprovou uma série de medidas de emergência que previam a redução das metas de consumo de energia para consumidores residenciais, comerciais e industriais nas regiões afetadas. Essas metas foram estabelecidas mediante a introdução de regimes tarifários especiais que encorajavam a redução do consumo de energia.

A Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE)³⁸ tinha como objetivo principal estabelecer medidas emergenciais, as quais deveriam solucionar a crise do setor no curto prazo. Além disso, deveria fazer uma reorganização setorial objetivando oferecer soluções que conseguissem resolver o problema de abastecimento, afim de garanti-lo no futuro. Nesse contexto, a GCE tinha como desafio criar um ambiente favorável para o desenrolar das negociações contratuais existentes entre os agentes de geração e de distribuição de energia. As cláusulas contratuais deveriam ser reformuladas e o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão deveria ser revistos entre as partes.

O racionamento em 2001 provocou uma grave crise nas empresas de distribuição de energia, quando estabeleceu de forma compulsória a obrigatoriedade da redução do consumo

³⁷ Essa Lei será mencionada com mais detalhes mais adiante.

³⁸ Pires, Giambiagi e Sales (2002).

de energia por parte dos consumidores. Tal feito prejudicou as receitas das empresas distribuidoras, que, diante do contexto, não podiam aumentar as tarifas, nem tão pouco reduzir seus custos (devido a ausência de estímulo financeiro). Como solução, foi instituído o Acordo Geral do Setor Elétrico, que tinha como finalidade recuperar as perdas decorrentes do processo de racionamento e, assim, restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão entre as empresas geradoras e as distribuidoras de energia. Para tanto, os passivos das empresas foram revisados, além disso, foi aplicado à tarifa de energia um reajuste extraordinário (RTE), objetivando recuperar as perdas de forma diluída nos próximos anos. Adicionalmente, o Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES) concedeu, na época, financiamento conforme os valores (perdas) a serem recuperados.

Em março de 2002, a câmara responsável pela Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) suspendeu as medidas emergenciais e, assim, as metas de racionamento de energia por parte dos consumidores. Isso ocorreu em função de um aumento significativo dos níveis dos reservatórios no ano mencionado, dado que as condições hidrológicas desfavoráveis que fizeram deflagrar a crise em 2001 foram superadas durante o período do racionamento, principalmente, naquelas regiões (Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste) mais afetadas, em 2001, pela escassez de chuvas. A redução da demanda de energia, devido ao racionamento imposto pelo GCE entre 2001 e o primeiro trimestre de 2002, pode ser citada como outro fator que contribuiu para que as medidas de racionamento fossem abolidas logo em seguida. Na sequência, em dezembro de 2002, a Lei nº 10.604, promulgada pelo Governo Federal, concedeu subsídios para as companhias de distribuição de energia objetivando redução das tarifas cobradas a consumidores de baixa renda.

Assim, passado o processo de privatização (1996-2000), o setor elétrico brasileiro atravessou um período de precário abastecimento de energia elétrica que resultou em apagões e racionamentos (2001-2002). A falta de expansão da capacidade produtiva no setor em destaque associada à insuficiente condição pluviométrica ocorrida no final da década de 90 nas principais regiões de fornecimento de eletricidade, a saber, Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, apresentaram-se como uma das principais causas que geraram a escassez de suprimento de eletricidade. Medidas de curto prazo foram tomadas objetivando contornar a situação difícil em que se encontrava o setor elétrico brasileiro, principalmente, entre 2001 e 2002. O racionamento de energia elétrica se apresentou como uma prática eficaz para controlar o consumo de energia crescente.

O resultado do período de apagões e de racionamentos sinalizou que o setor elétrico brasileiro precisava de novas reformas. Tais reformas se configuraram em um novo modelo energético, o qual será descrito, resumidamente, na seção, a seguir.

4.2 O Novo Modelo Energético

A Lei nº 10.848³⁹ de 15 de março de 2004 criou um novo cenário quando promulgou o novo modelo para o setor elétrico brasileiro. Essa lei tinha como objetivo principal reestruturar o setor energético brasileiro e consolidar, definitivamente, o que já havia começado desde 1995 com o processo de privatização. Além disso, esse novo modelo pretendia evitar possíveis crises de fornecimento de energia, como aquela que ocorreu no início de 2001. Assim, de forma geral, seus objetivos pretendiam estabelecer um mercado de energia livre e competitivo que garantisse o fornecimento de energia aos consumidores a preço baixo, que, por sua vez, pudessem garantir a taxa de retorno às companhias de geração de energia.

Segundo a Aneel, a implantação, em 2004, do novo sistema energético representou, em linhas gerais, a retomada do planejamento necessário para o período pós-crise energética. A reforma promovida pelo novo modelo energético criou entidades, como por exemplo, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a qual tinha como objetivo principal desenvolver estudos (pesquisas) que fizessem expandir o setor elétrico brasileiro. Além disso, outras ações foram realizadas, como a substituição do Mercado Atacadista de Energia (MAE)⁴⁰ pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), cuja função corresponde, atualmente, a definição das operações comerciais de curto prazo no mercado livre, dentre elas, está a definição de preços da energia comercializada.

Dentre as mudanças promovidas pelo novo e atual sistema energético, duas delas merecem destaque, são elas: a concessão de novos empreendimentos de geração de energia através de leilões; e, a criação de dois ambientes de comercialização (compra e venda de energia), que, na visão de Castro e Leite (2008), possuem *lógica e estruturação nitidamente*

³⁹ Regulamentada pelo Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004.

⁴⁰ Criado no início do processo de liberalização do setor, nos anos 90.

distinta. Em se tratando da primeira mudança, o novo modelo energético estipulou que os leilões⁴¹, para a obtenção de concessões de geração de energia, deveriam beneficiar o investidor que ofertasse o menor preço de venda da produção oriunda da nova usina⁴². Resumidamente, os leilões aconteceriam da seguinte forma: o Ministério de Minas e Energia (MME) determinaria a data do leilão que seria realizado pela Aneel e pela CCEE. O preço teto para o MWh seria determinado através de portaria, distinguindo o tipo de fonte, se térmica ou se hidráulica. Logo, com base no preço teto, os investidores iriam oferecendo os seus lances, e, o vendedor que oferecesse o menor preço (que deve ser menor ou igual ao preço teto) pela energia ofertada, teria prioridade. Vale salientar que os vendedores, que são os agentes geradores de energia, em geral, não ofertariam de forma individualizada, existiria uma combinação (ou acordo)⁴³ entre eles, que também é conhecida como “pool”.

Segundo a Aneel, desde que o novo sistema elétrico foi colocado em prática, a sistemática que abrange os leilões vem alcançando sucessos. As contribuições iniciais de destaque, principalmente do ponto de vista ambiental, foram os leilões realizados em 2007 e 2008 que ressaltaram a importância da oferta de energia oriunda de fontes renováveis. Nesses anos mencionados, foram viabilizadas, através de leilões, a construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e termoeletricas, com a pretensão de ofertar energia a partir do bagaço da cana-de-açúcar.

Observando o lado da demanda, os leilões promovidos pelo governo passaram a ser o único ambiente em que as empresas distribuidoras poderiam comprar energia. A compra por parte das distribuidoras teria que atender 100% de sua carga e teria que ser realizada com cinco anos de antecedência. Isso, certamente, objetivava garantir previamente a viabilização dos empreendimentos por parte das empresas geradoras de energia, o que, conseqüentemente, as deixariam em melhores condições de competição, fazendo com que o preço ofertado ficasse próximo do custo marginal de expansão do sistema. Tal prática classificou as empresas distribuidoras como agentes tomadores de preço. Nesse contexto, as empresas

⁴¹ Na visão da Aneel, os leilões são de suma importância quando os mesmos podem sinalizar possíveis descompassos entre a oferta e a demanda de energia no médio e no longo prazo, quando oferecem variáveis necessárias para possíveis investimentos (custos, receitas, fluxo de caixa, entre outros) futuros, isso, de certa forma, oferece maior segurança aos agentes de geração e de distribuição de energia; além disso, os leilões beneficiam os consumidores quando estabelecem a prática do menor preço, isso garante a modicidade tarifária.

⁴² Ao contrário do que era seguido pela regra anterior, que concedia a outorga para o comprador que oferecesse o maior preço.

⁴³ Isso será comentado mais adiante quando for abordada a seção: Sistema de Certificação Verde.

geradoras de energia passariam a exercer a prática da competição por preço, quando essas vendessem a energia produzida nos leilões.

Quanto à segunda mudança, o primeiro ambiente de compra e venda estava relacionado a um âmbito exclusivo das companhias de geração (vendedoras) e de distribuição (compradoras) de energia elétrica. Esse foi denominado como Ambiente de Contratação Regulada (ACR), o qual visava atender as demandas dos consumidores cativos⁴⁴; o segundo ambiente ficou conhecido como o Ambiente de Contratação Livre (ACL), o qual deveria atender aos consumidores livres⁴⁵. Os participantes desse último ambiente seriam as geradoras, as comercializadoras, os importadores e os exportadores de energia elétrica. O ACL também foi denominado como mercado livre, isto é, local onde os vendedores e os compradores exerciam livremente suas negociações, o que se resumiam na livre determinação entre as partes sobre as cláusulas do contrato de compra e venda de energia, onde deveria ser definido o preço, o prazo e as condições de entrega.

Ainda sob a lógica de Castro e Leite (2008), deveria existir uma característica importante nesse novo modelo, em especial, nos ambientes de comercialização. As empresas de distribuição não poderiam agir de forma verticalizada, ou seja, não poderiam ter ativos de geração, nem tão pouco poderiam comercializar com os consumidores livres. Suas atuações restringiam-se apenas ao ACR. Tal limitação destaca um ponto positivo do novo modelo energético, quando esse inibe o subsídio cruzado entre as atividades de geração e distribuição de energia.

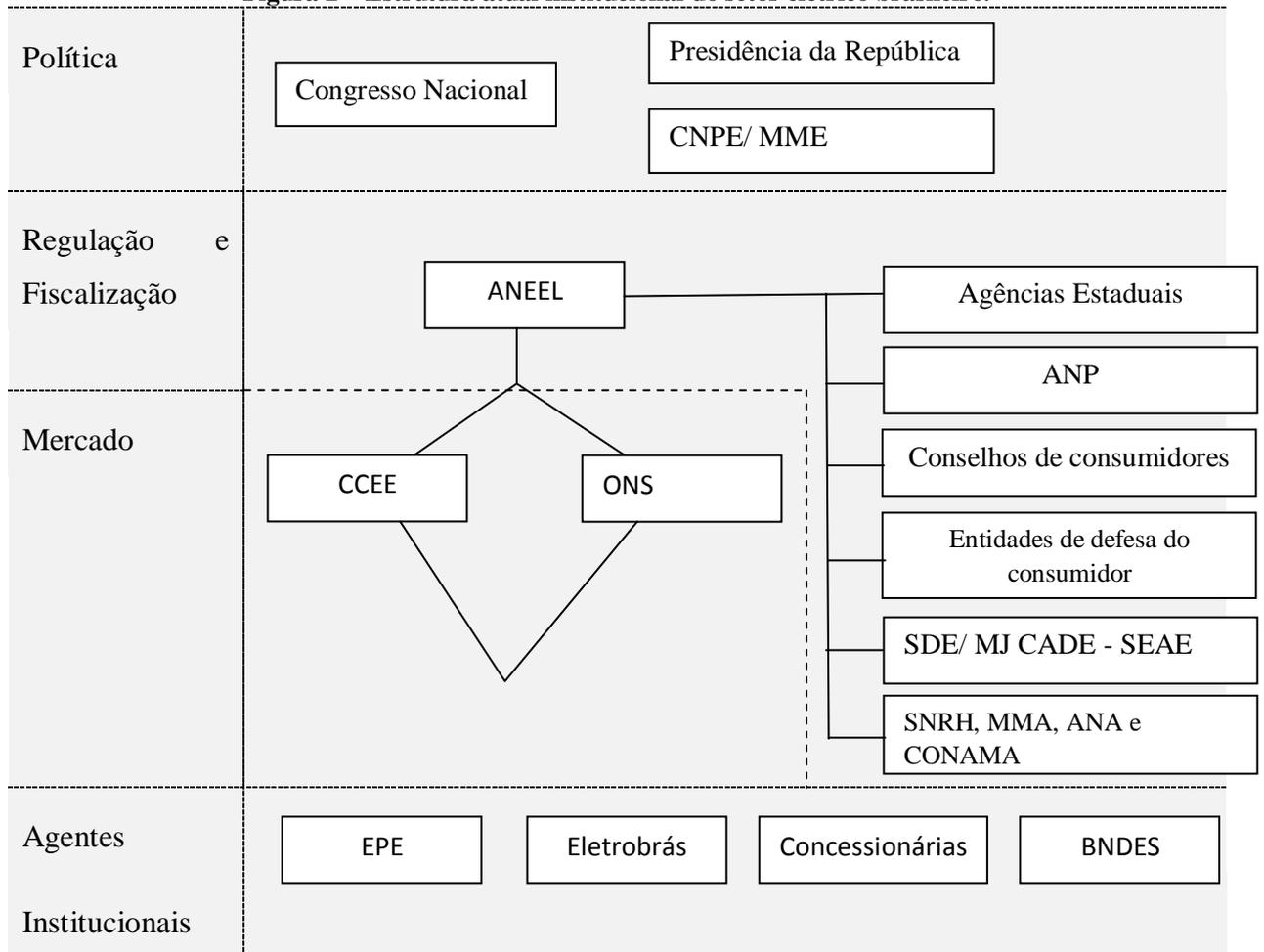
O novo sistema energético brasileiro embora tenha promovido reformas importantes a partir de 2004, ele teve como base teórica e prática o processo de liberalização, que fora iniciado no início da década de 90. Embora o processo de liberalização tenha ocorrido, o novo modelo energético manteve presente a figura do Estado, esse, por sua vez, passou a exercer a função de agente regulador. A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) reflete, ainda hoje, a atuação do Estado e está subordinada ao Ministério de Minas e Energia (MME). Essa agência reguladora possui plenos poderes para exercer as ações de regulamentação, controle e fiscalização do setor energético brasileiro e, assim, garantir que os agentes usufruam de um ambiente de equilíbrio, o que significa satisfazer tanto as companhias de geração, de transmissão e de distribuição de energia, quanto ao consumidor final.

⁴⁴ Seriam consumidores residenciais, de serviços e indústrias com baixos níveis de consumo.

⁴⁵ Esse tipo de consumidor compreendia as empresas de grande porte, que necessitavam de um maior volume de energia no curto prazo. Em geral, seriam consumidores que demandassem mais de 0,5MW (megawatt).

Na Figura 2, a seguir, é possível observar a hierarquia atual institucional do setor energético brasileiro. Resumidamente, essa estrutura, conforme as informações contidas no Atlas de Energia Elétrica (2008), publicado pela Aneel, indica que o Poder Executivo, através do Ministério de Minas de Energia (MME), do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e do Congresso Nacional passaram a formular políticas capazes de fomentar o setor energético brasileiro, objetivando criar um novo modelo energético para o país. Como já dito em trechos anteriores, a Aneel surgiu como a grande reguladora e fiscalizadora de todo o processo. O Operador Nacional do Sistema (ONS) exerce a função de gerenciar o sistema e o mercado, enquanto o CCEE, dita regras operacionais do mercado, dentre elas, a determinação dos preços.

Figura 2 – Estrutura atual institucional do setor elétrico brasileiro.



Fonte: Atlas de energia elétrica, 2008.

Assim, o que se percebe na organização do sistema elétrico brasileiro é que ele sofreu profundas mudanças de ordem estrutural e financeira, mais especificamente, a partir de

meados da década de 1990. Esse período representou o total esquecimento do sistema que se desenvolvia sob o jugo do Estado, desde a década de 50. Vale frisar que essa mudança de paradigma ocorreu em um contexto em que o sistema em questão apresentava-se falido. Tal decadência se configurava em forte endividamento, ausência de investimento por parte do Estado, má gerência dos recursos e elevada ineficiência econômica e financeira. Nesse contexto, a privatização do setor elétrico brasileiro, especialmente, a partir de 1996, ocorreu como resposta à total ineficiência e desorganização institucional que o sistema demonstrava na época mencionada. Vale acrescentar, que nesse momento, o Estado apresentava-se como grande regulador do sistema.

O sistema elétrico brasileiro passou por outro momento de reestruturação quando foi elaborado, em 2004, um novo modelo para o setor. A criação dessa nova estrutura ocorreu, especialmente, devido à fragilidade que o sistema apresentava no que diz respeito ao abastecimento. O problema dos apagões, que resultaram em racionamentos em 2001 e 2002, demonstrou que o setor precisava de investimentos para ampliar sua capacidade produtiva, objetivando, assim, atender a uma demanda que se mostrava crescente na época.

Assim, analisando de forma resumida os dois grandes momentos de reestruturação do setor elétrico brasileiro, o que se percebe é que a figura do Estado, como grande regulador do sistema em questão, foi surgindo, paulatinamente, em detrimento da figura do Estado interventor, que outrora ditava as regras e se colocava como grande financiador. Nesse contexto, o mercado de eletricidade procurou adotar práticas liberais, quando o mesmo viabilizou a livre negociação entre os compradores e os vendedores de energia elétrica.

O capítulo, a seguir, apresenta a matriz energética brasileira procurando destacar a participação das fontes renováveis de energia na geração de eletricidade.

CAPÍTULO 5

A MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

5.1 Participação das Fontes Primárias de Energia

Tomando como base o Balanço Energético Nacional de 2008 e de 2011, publicado pelo Ministério de Minas e Energia, percebe-se que o consumo das fontes energéticas para a geração de energia no Brasil foi crescente. Na Tabela 7, a seguir, está registrado o consumo final de energia entre 2006-2007 e 2009-2010 por fonte energética. Nessa tabela podemos destacar maiores participação no consumo final de energia para as fontes primárias do bagaço cana-de-açúcar e do etanol, o que, respectivamente, representaram uma variação de crescimento de 10.5% e de 34.7% entre 2006 e 2007. As demais fontes, exceto a lenha e a gasolina automotiva, apresentaram crescimento, porém, inferiores quando comparados com as fontes de energia renovável: bagaço-da-cana e etanol. Considerando o Brasil e o período de 2006 e 2007, o etanol merece destaque especial como fonte primária para a produção de energia renovável (Tabela 7, a seguir).

Tabela 7 – Participação das fontes energéticas no consumo final de energia no Brasil (10³ tep).

Fontes	2006	2007	Δ07/06	2009	2010	Δ10/09
Eletricidade	33536	35443	5.7%	36365	39055	7.4%
Óleo diesel ¹	32816	34836	6.2%	36911	40661	10.2%
Bagaço da cana	24208	26745	10.5%	28837	30991	7.5%
Lenha	16414	16310	-0.6%	16583	17052	2.8%
Gás natural	13625	14731	8.1%	14546	17082	17.4%
Gasolina ²	14494	14342	-1.0%	14674	17515	19.4%
Álcool etílico	6395	8612	34.7%	11792	12033	2.0%
Gás liquefeito de petróleo	7199	7433	3.2%	7557	7868	4.1%
Outras fontes ³	39887	42957	7.7%	38959	43838	12.5%

¹ Inclui biodiesel

² Inclui apenas gasolina A (automotiva)

³ Inclui lixívia, óleo combustível, gás de refinaria, coque de carvão mineral e carvão vegetal, entre outros

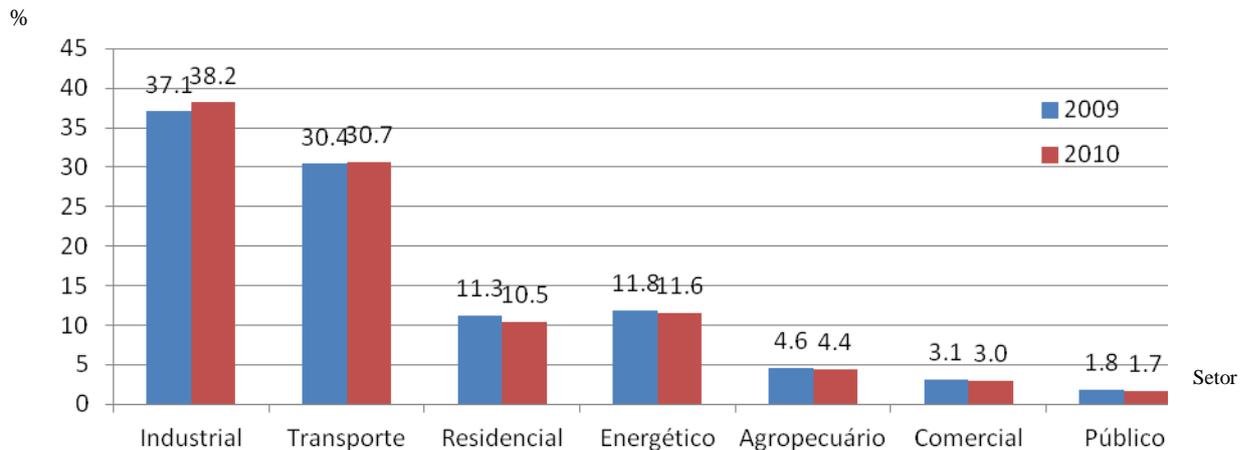
Fonte: Balanço Energético Nacional de 2008 e de 2011 – EPE/MME.

De fato ocorreu uma maior participação de fontes renováveis de energia, tais como, o bagaço da cana e o etanol, no consumo total de energia no Brasil. Isso também foi constatado pelo Balanço Energético Nacional quando esse verificou que no ano do racionamento de energia, em 2001, o consumo total de energia advinda de fontes renováveis não regrediu, pelo contrário, houve um aumento de 0.14%, acompanhado pelo aumento do PIB nacional de 1.3%. Mesmo que o aumento do consumo tenha sido pequeno quando comparado as outras estimativas em diferentes períodos, tal fato prova que o consumo de energia foi compensado, nessa época⁴⁶, pela utilização de outras fontes (alternativas).

Comparando os períodos 2006-2007 e 2009-2010 as participações das fontes bagaço da cana e do etanol diminuíram no consumo final, passando, respectivamente, de 10.5% para 7.5% e de 34.7% para 2.0% durante os interstícios mencionados. Nesse contexto a queda da participação do etanol no consumo final foi bastante expressiva. Por outro lado, fontes poluentes passaram a ser mais consumidas no Brasil durante 2009-2010, com destaque para o óleo diesel (10.2%), gás natural (17.4%) e gasolina (19.4%) – Tabela 7.

O Gráfico 7, a seguir, mostra o consumo final de energia no Brasil, por setor, nos anos de 2009 e 2010. Nesse gráfico percebe-se que o setor industrial é o maior consumidor de energia no país, seguido pelo setor de transporte e energético. Comparando os dois anos (2009 e 2010), o setor que apresentou maior incremento no consumo de energia foi o setor industrial (em, aproximadamente, 13%), seguido pelo setor de transporte (10.7%) e pelo setor comercial (7.3%).

⁴⁶ Sabe-se que entre os anos de 2001 e começo de 2002 o consumo de energia elétrica sofreu uma queda de 6,6% na época do racionamento.

Gráfico 7 – Consumo final energético por setor (milhões de tep) nos anos de 2006 e 2007.

Fonte: Balanço Energético Nacional, 2011(EPE/MME).

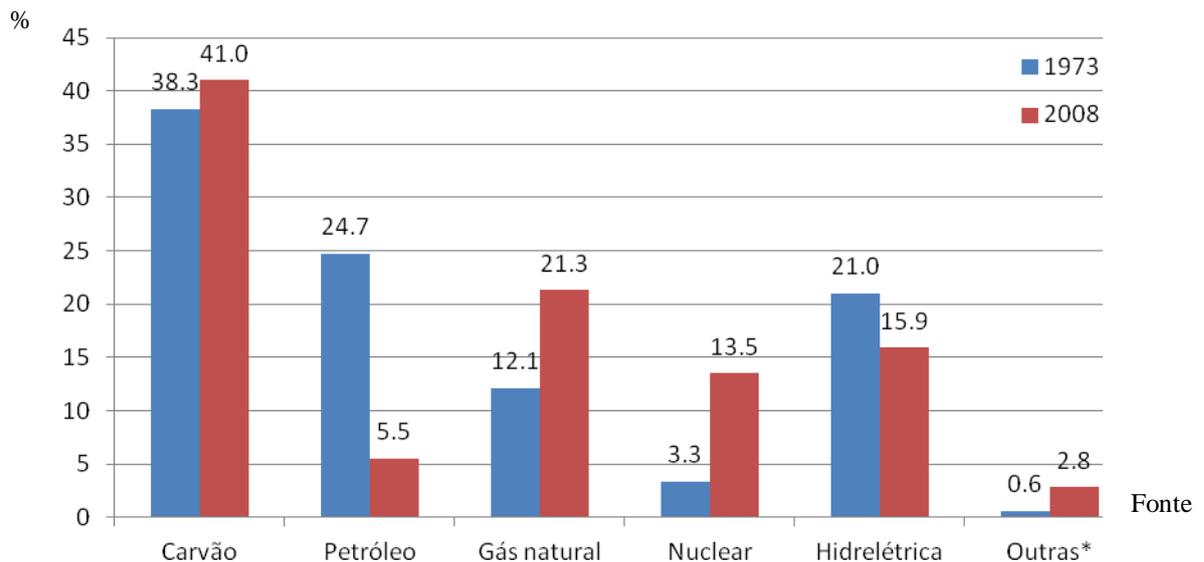
Depois de realizado um breve apanhado sobre as principais fontes energéticas existentes no Brasil, a seção, a seguir, destaca questões que envolvem o setor de eletricidade, ou melhor, a matriz de energia elétrica brasileira, procurando ressaltar a importância das fontes renováveis de energia (foco desse trabalho). Para tanto, foi constatado a existência das fontes hidráulica, biomassa, solar, eólica, biogás, geotérmica e mar, logo, esse trabalho procurou destacar as duas mais importantes (hidráulica e biomassa) no contexto brasileiro.

5.2 As Principais Fontes de Energia Renovável (Hidráulica e Biomassa)

Antes de entrar em detalhes a respeito das principais fontes que impulsionam a matriz do setor de eletricidade brasileiro, observemos quais os recursos primários mais utilizados mundialmente por esse setor. No Gráfico 8, a seguir, é possível observar, a nível mundial, o *ranking* das principais fontes utilizadas pelo setor de eletricidade. O carvão, o gás natural e a energia nuclear apresentam-se como as fontes que aumentaram sua importância, comparativamente, nos anos de 1973 e 2008 no setor mundial de energia elétrica. Considerando esses dois anos, a energia nuclear mostrou ser o combustível que mais cresceu sua participação (10%), seguido pelo gás natural (9%) e pelo carvão (2.7%). O petróleo teve sua participação diminuída na ordem de 19.2%, considerando o setor mundial de eletricidade;

e, a fonte hidráulica também decresceu em 5.1%. Por ser uma fonte “limpa”⁴⁷, esse último dado mostra ser preocupante quando observamos a questão ambiental, em especial, no tocante a emissão dos gases de efeito estufa que tanto contribuem para o aquecimento global, o que por sua vez, acentua os efeitos adversos da natureza, como por exemplo: os maremotos, as enchentes, os tornados, entre outros. É de conhecimento geral que algumas fontes de energia, tais como, petróleo, carvão, gás natural, e nuclear (através do material radioativo) geram gases que se acumulam na atmosfera terrestre e causa o efeito estufa. Logo, em se tratando dos dados observados no Gráfico 8 e considerando o período analisado pelo mesmo, chegamos a prévia conclusão de que o setor mundial de energia elétrica fez, até então, pouco uso de fontes renováveis, particularmente, da hidráulica, por ser a única apresentada de forma significativa no gráfico em questão.

Gráfico 8 – Geração de energia elétrica no mundo por tipo de combustível (1973 e 2008)



*Inclui geotérmica, solar, eólica, biomassa entre outras
 Fonte: IEA (Key World Energy Statistics, 2010).

De acordo com International Energy Agency (IEA), nos últimos 30 anos, basicamente, dois países mostraram posição de destaque no consumo de energia hidrelétrica, a China e o

⁴⁷ Está no sentido de que não emite gases poluentes, ou seja, é considerada uma fonte de energia renovável.

Brasil. Na China⁴⁸, a justificativa é que esse país não apresentava seu potencial bastante desenvolvido, além disso, sua energia elétrica, ainda hoje, é gerada, praticamente, através da utilização do carvão como fonte principal. Essa última justificativa torna-se forte quando se trata de uma época em que se discutem bastante as questões que levam à degradação do meio ambiente. Nesse caso, a energia elétrica advinda de usinas hidrelétricas é muito bem vinda, por se tratar de uma energia oriunda de fonte renovável⁴⁹. Quanto ao Brasil, as hidrelétricas respondem pela maior parte da geração de energia elétrica, o aproveitamento do potencial hidráulico é da ordem de 30%, o que significa que se tem muito a explorar.

Em se tratando da fonte de energia hidráulica e tomando como base os anos de 2009 e 2010, o Brasil mostrou ser o segundo maior consumidor de energia hidrelétrica, consumindo 11,6% do total produzido. O nosso país perde apenas para a China (Tabela 8, a seguir), que consome 21% do total mundial produzido. Observando os dois anos, 2009 e 2010, todos os países da tabela em questão aumentaram seu consumo de energia hidrelétrica, exceto o Canadá, os EUA, a Rússia, a Noruega e a Venezuela, que decresceram sua participação em, respectivamente, 0,8%, 5,9%, 4,5%, 7,3% e 10,8%. O país que mais aumentou sua participação em 2010 no consumo mundial de energia hidrelétrica, quando comparado com o ano de 2009 (variação) foi a China (17,1%), seguida pelo Japão (17%) e a Índia (5%).

Tabela 8 – Países que mais consomem energia hidrelétrica (% , 2009 e 2010)

Países	2009	2010	$\Delta 2010/2009$	Participação (2010)
China	139.3	163.1	17.1	21.0
Brasil	88.5	89.6	1.2	11.6
Canadá	83.6	82.9	-0.8	10.7
Estados Unidos	62.5	58.8	-5.9	7.6
Rússia	39.9	38.1	-4.5	4.9
Noruega	28.8	26.7	-7.3	3.4
Índia	24.0	25.2	5.0	3.2
Venezuela	19.5	17.4	-10.8	2.2
Japão	16.5	19.3	17.0	2.5
Suécia	14.9	15.1	1.3	2.0

Fonte: BP Statistical Review of World Energy (2011) - Disponível em: www.bp.com

⁴⁸ A hidrelétrica Três Gargantas construída na China (em fase de conclusão) será a maior do mundo. Em nível comparativo, essa usina terá capacidade instalada de 18.200 megawatts, enquanto a hidrelétrica de Itaipu (a maior do mundo), no Brasil, tem a capacidade instalada de 14.000 megawatts.

⁴⁹ A água é o recurso principal para gerar a energia hidrelétrica. As hidrelétricas geram energia renovável, seja pelo tipo principal de combustível que utilizam (água), seja pela forma que é gerada a energia, onde a água passa do estado líquido para o estado de vapor, através do efeito da energia solar, formando nuvens, que, por fim, fará que essa água retorne à superfície terrestre sob a forma de chuva.

Em 2010, o Brasil apresentou 81%, aproximadamente, de sua matriz de energia elétrica dependente da hidreletricidade. Isso o colocou no segundo lugar no *ranking* mundial. O primeiro lugar pertenceu a Noruega, que nesse mesmo ano, obteve 94.8% de sua produção de eletricidade dependente da energia oriunda das hidrelétricas – Tabela 9, a seguir:

Tabela 9. *Ranking* de países mais dependentes da hidreletricidade, segundo sua produção total em 2010

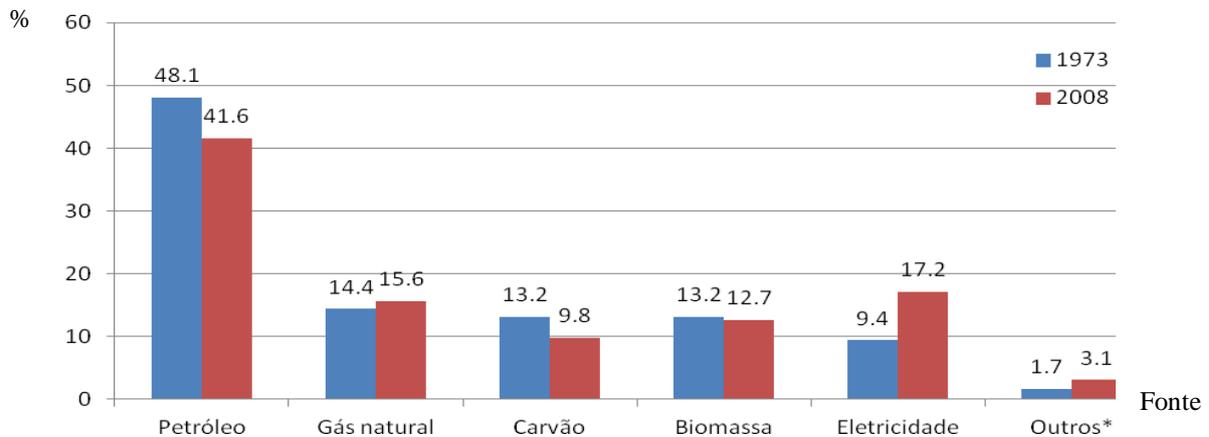
	Países	%
1ª	Noruega	94.8
2ª	Brasil	81.0
3ª	Islândia	74.3
4ª	Canadá	60.0
5ª	Suíça	56.5
6ª	Suécia	47.5
7ª	Eslovênia	30.0
8ª	Rússia	17.0
9ª	Espanha	15.5
10ª	Índia	15.0
11ª	China	14.5
12ª	Japão	8.0
13ª	Estados Unidos	6.7

Fonte: IEA

(Disponível em: www.iea.org/stats/index.asp)

Outra fonte de energia renovável de suma importância é a biomassa⁵⁰. A biomassa apesar de demonstrar participação histórica pouco expressiva (vê Gráfico 9, a seguir), com cerca de 12% de consumo mundial como fonte energética primária, ela apresenta-se como uma fonte energética promissora, conforme a visão Survey of Energy Resources 2010, projetado pelo World Energy Council (WEC). Além disso, a biomassa apresenta-se como uma fonte capaz de produzir não somente energia elétrica, mas também, biocombustíveis, a saber, o etanol e o biodiesel. Tal feito, não somente diversifica a matriz energética, como também diminui a participação de combustíveis fósseis no processo de geração de energia, seja ela elétrica, mecânica ou térmica. Isso, certamente, contribui para a redução dos gases de efeito estufa.

⁵⁰ A biomassa refere-se a qualquer matéria orgânica que possa ser transformada em energia mecânica, térmica ou elétrica. Sua origem pode ser de natureza florestal (principalmente, madeira), agrícola (soja, milho, cana-de-açúcar, entre outros) e de rejeitos urbanos e industriais (sólidos ou líquidos, como por exemplo, o lixo).

Gráfico 9 – Histórico do consumo mundial de energia por fonte (1973 e 2008)

*Inclui geotérmica, solar, eólica, biomassa entre outras
 Fonte: IEA (Key World Energy Statistics, 2010).

Dentre as fontes da biomassa, a cana-de-açúcar demonstra ser um recurso com grande potencial para a geração de energia elétrica, por meio da utilização do bagaço e da palha. Segundo o BEN 2011, a participação da cana-de-açúcar como fonte de energia para o setor elétrico brasileiro é fundamental não somente por se tratar de uma fonte renovável, mas também, por possibilitar a diversificação da matriz de eletricidade. Além disso, torna-se um meio a considerar, quando existe a necessidade de suprimento de energia elétrica no momento em que as hidrelétricas, em especial do Sudeste/Centro-Oeste⁵¹, passam por momentos de estiagem provocados por condições hídricas desfavoráveis, o que, conseqüentemente, atinge negativamente a produção de energia.

As produções de biocombustíveis e, especialmente, de energia elétrica estão atreladas à biomassa agrícola e, claro, a utilização de tecnologias eficientes para a realização do processo. Assim, a produção dos biocombustíveis e da bioenergia depende de certas condições iniciais, são elas: climáticas, disponibilidade de terras agricultáveis e com grande potencial, bem como a existência de uma agroindústria desenvolvida. O Brasil demonstra ser um país promissor nesse ramo, por deter solo e condições climáticas adequadas, além de apresentar grande potencial para a agricultura, tendo grande parte de seu território destinado para essa atividade (Plano Nacional de Energia 2030).

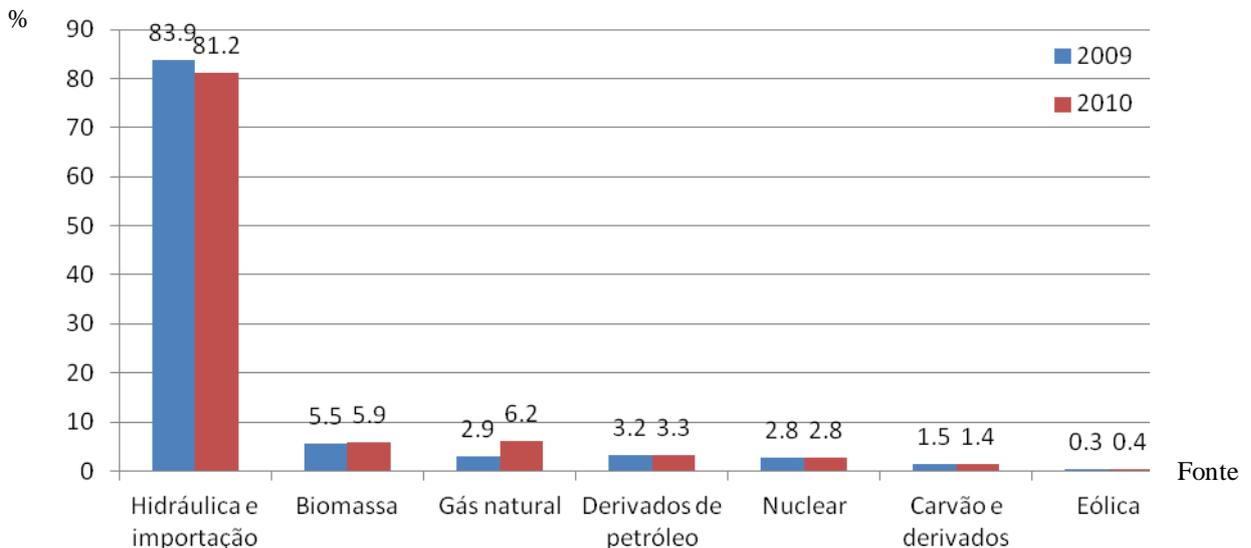
Embora o Brasil tenha grande potencial para a geração de energia elétrica a partir da biomassa, ele não se apresenta, nesse quesito, como um país despreocupado com as questões

⁵¹ Regiões onde existe maior concentração de hidrelétricas no país.

ambientais, pois, a matriz do setor de eletricidade é composta em grande parte pelas hidrelétricas. Isso pode ser constatado pelo Gráfico 10, a seguir. A participação das hidrelétricas (mais energia elétrica importada oriunda dessa fonte) é de 81% da oferta total de energia elétrica em 2010, fato que lhe concede o primeiro lugar na matriz de eletricidade nacional. Em segundo lugar, vem a biomassa correspondendo a 5.9% da oferta total (2010). Os dados do Gráfico 10 ratificam a idéia de que o Brasil demonstra ser um país ambientalmente comprometido no que se refere à geração de energia elétrica, já que essa é gerada em sua grande maioria pela utilização de fontes renováveis.

Observando ainda o Gráfico 10, a seguir, constata-se que dentre as fontes de energia renovável, a biomassa elevou sua participação em 0.4% entre 2009 e 2010 na oferta de energia elétrica nacional. A fonte eólica apresentou uma discreta elevação na participação da oferta de energia elétrica no mesmo período, apenas 0.1%.

Gráfico 10 – Matriz de oferta de energia elétrica no Brasil (2009 e 2010)



Fonte: Balanço Energético Nacional, 2011(EPE/MME).

É indiscutível o fato de que o Brasil possui uma matriz de fornecimento de energia elétrica que não agride o meio ambiente, ou seja, que é ambientalmente limpa por não contribuir com a emissão de Gases de Efeito Estufa. Observando o Gráfico 10 é possível constatar tal conclusão, quando a fonte tecnológica das hidrelétricas apresenta-se em primeiro lugar, como grande ofertante nacional de eletricidade.

Nesse contexto, países do BRICs, tais como, a China e a Índia vêm seguindo o exemplo do Brasil, quando esses países demonstraram variações significativas no consumo de energia elétrica oriunda das hidrelétricas. Países como o Canadá, os Estados Unidos, a Rússia, a Noruega e a Venezuela demonstraram desinteresse por essa fonte tecnológica, suas participações no consumo entre 2009 e 2010 decresceram, respectivamente, 0.8%, 5.9%, 4.5%, 7.3% e 10.8%. Países como a China e o Japão merecem destaque, uma vez que aumentaram seu consumo de energia elétrica oriunda das hidrelétricas em, aproximadamente, 17%, no período mencionado (ver Tabela 8).

Depois de verificado que as fontes de energia renovável (em especial, hidrelétricas e biomassa) têm participação significativa no setor de eletricidade brasileiro, o próximo capítulo descreve como instrumentos políticos de regulação e de incentivos de mercado, utilizando o sistema de certificação verde, podem estimular o desenvolvimento de fontes de energia renovável e, assim, diversificar a matriz energética de qualquer país seguindo o caminho ambientalmente correto.

CAPÍTULO 6

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

6.1 Incentivos à Geração de Energia Elétrica Renovável: ênfase para o sistema de certificação verde

A importância da existência de um sistema eficiente de produção e de distribuição de energia elétrica que busque ofertar a eletricidade prezando pela minimização dos custos e, assim, ofereça preços favoráveis ao consumidor são objetivos, constantemente, aprimorados nesse mercado.

Outro objetivo do setor de eletricidade, que tem sido bastante evidenciado nos últimos anos, está relacionado com as questões que envolvem o meio ambiente, ou melhor, com a preservação do mesmo. A problemática que envolve o meio ambiente, em particular, o aumento das emissões de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera terrestre, vem sendo destacada no âmbito da produção de energia no mundo. A principal questão é que a maioria dos países, principalmente, os mais desenvolvidos, fazem uso de forma excessiva, de fontes de energia (combustíveis fósseis: carvão, derivados do petróleo, entre outros) que poluem o meio ambiente, ou seja, que liberam de forma demasiada tais gases (GEE).

Autoridades de todos os países do mundo procuram soluções para minorar os efeitos das externalidades negativas (provocadas pelas elevações das emissões de GEE⁵²) geradas pelas tecnologias que produzem energia a partir da queima de combustíveis fósseis. Para tanto, políticas que tenham como objetivo principal gerar energia limpa ou renovável tem sido foco de amplas discussões a nível mundial. Nesse contexto, estimular o desenvolvimento de tecnologias renováveis torna-se uma ação de grande relevância, que possibilita a internalização dos danos ambientais à produção de energia.

⁵² Exemplificando: mudanças climáticas

Do ponto de vista do produtor, o desenvolvimento de tecnologia renovável, por vezes, representa uma ação onerosa, fato que pode elevar seus custos e se tornar, portanto, uma prática inviável. Por outro lado, essa prática pode penalizar o consumidor, quando o mesmo adquire energia a preços elevados. Nesses casos, ações governamentais, ou ações de outros agentes econômicos, que possibilitem subsidiar o desenvolvimento dessas tecnologias, certamente, viabilizariam a geração de energia limpa e, conseqüentemente, contribuiriam para a redução das emissões dos GEE.

Nessa seção foi possível descrever alguns estudos realizados por diferentes autores que, de uma forma ou de outra, buscaram ressaltar, mediante a problemática existente em reduzir as emissões de GEE, a importância de aumentar a utilização da eletricidade proveniente de fontes renováveis de energia. O aporte bibliográfico central desse trabalho concentra-se em estudos que analisaram o sistema de certificado verde como uma política possível de ser implementada afim de estimular o desenvolvimento de tecnologias que produzem energia elétrica a partir de fontes renováveis. A Diretiva da Comissão Européia sobre Energia Renovável (EC, 2001) reforça a importância dos diferentes instrumentos políticos que podem ser utilizados a fim de estimular o desenvolvimento de fontes tecnológicas capazes de gerar energia elétrica renovável e que, conseqüentemente, possam contribuir com a redução dos GEE. Dentre os instrumentos mais importantes está o sistema de certificação verde.

Menanteau, Finon, Lamy (2003) afirmaram que a criação de instrumentos políticos (Exemplos: tarifas, subsídios, sistema de licitação, certificados verdes, entre outros) direcionados aos produtores de energia elétrica são capazes de estimular o desenvolvimento de tecnológicas que utilizam fontes renováveis. Afirmaram ainda que a criação de um mercado competitivo existente entre as tecnológicas que usam fontes fósseis e renováveis é uma premissa insuficiente para garantir a difusão de tecnologias renováveis no mercado de eletricidade, pois pode ser bastante oneroso para o entrante a difusão dessa última tecnologia nesse contexto. Nesse sentido, os autores destacaram que instrumentos políticos, como por exemplo, a certificação verde, pode viabilizar a entrada de novos competidores no mercado de eletricidade. Adicionalmente, os mesmos autores citados ratificaram a idéia de que os incentivos de mercado devem exercer um papel adicional nesse contexto competitivo, na medida em que podem viabilizar o desenvolvimento das tecnologias limpas, reduzindo os custos de produção através do estímulo ao progresso técnico e ao processo de aprendizado (*Learning by doing*).

Em seu artigo, Menanteau, Finon, Lamy (2003) tomaram como base o conceito de eficiência (estática e dinâmica) para analisar os diferentes instrumentos políticos de incentivos ao desenvolvimento das fontes de energia renovável. Esses instrumentos estavam resumidos em duas abordagens: preço e quantidade. A primeira abordagem diz respeito à imposição de uma tarifa sobre o preço de aquisição da energia elétrica convencional. Esse imposto, na visão dos autores citados, deveria ser determinado por uma autoridade pública e teria como função principal desestimular a demanda pela energia convencional (que polui o meio ambiente). A segunda abordagem fez referência ao sistema de licitação e ao sistema de certificação verde. Considerando o processo de licitação, o regulador maior do sistema de energia elétrica deveria estabelecer a geração de certa quantidade de energia renovável, isso incentivaria a competição entre os ofertantes de energia de forma que eles teriam que ajustar seus custos até atingir essa quantidade de energia renovável determinada. As propostas seriam analisadas em ordem crescente dos custos e os geradores selecionados seriam beneficiados com um contrato de longo prazo para ofertar a quantidade pré-determinada de energia limpa a preço fixado na proposta da licitação. Dito de outra forma, o produtor não poderia alterar esse valor, mesmo que no futuro (no momento de gerar a energia elétrica) os seus custos de produção se alterassem. No que se refere ao sistema de certificação, esse deveria estabelecer cotas de eletricidade verde, que teriam que ser compradas pelos distribuidores ou pelos consumidores⁵³ ao produtor de energia elétrica em um mercado de certificado verde.

Menanteau, Finon, Lamy (2003) analisaram diferentes incentivos e compararam sua eficiência segundo alguns critérios, tais como: capacidade de estimular a geração de energia renovável; controle dos custos; incentivos para reduzir custos e preços; e, incentivos a inovação. A conclusão que os autores apresentaram nos informa que em alguns aspectos, certos incentivos mostravam-se eficientes e em outros aspectos, não. Assim, no que se refere ao controle de custos, a abordagem de quantidade (licitação e certificado verde) mostrou ser mais eficiente na medida em que essa teoria exigia o conhecimento prévio da curva de custos, dado que a produção da energia verde deveria ser pré-determinada pelas autoridades. Isso não ocorre com a abordagem de preço, que impõe um imposto sobre o preço da energia. Do ponto de vista da expansão da capacidade instalada, o sistema baseado em imposto apresentou ser mais eficiente, pois essa abordagem demonstra mais segurança aos produtores de energia

⁵³ Segundo Nielsen e Jeppesen (1999), os consumidores poderiam adquirir a energia verde tanto dos distribuidores, quanto dos próprios geradores. Nesse segundo caso, existia um limite mínimo de demanda estabelecida pelo sistema elétrico ao qual nos referimos.

renovável, quando garante a lucratividade e minimiza os riscos desses produtores na medida em que o preço de venda (lado da demanda) apresenta-se elevado por uma tarifa garantida. Observando os critérios de redução dos custos de produção e de estímulo a inovação tecnológica, os autores chegaram a conclusão de que eles estavam interligados. O sistema de imposto mostrou ser mais eficiente na redução dos custos de produção, no médio e longo prazo, do que a abordagem de quantidade. Tal eficiência foi observada em consonância com o progresso técnico⁵⁴. Por sua vez, a difusão das tecnologias renováveis recebeu maiores estímulos a partir dos incentivos dado pela abordagem de preço, uma vez que esse instrumento político garante maiores retornos ao produtor através de preços mais elevados e, portanto, através de uma tarifa garantida.

Considerando o mercado de certificação verde, Menanteau, Finon, Lamy (2003) atentaram para a importância crescente desse mercado no cenário mundial, quando esse instrumento pode ser implementado objetivando o desenvolvimento de qualquer fonte de energia renovável. Isso, na visão dos autores citados, deve viabilizar metas ambientais mais significativas em cada país e a nível mundial, quando a intenção é promover a difusão e o desenvolvimento de tecnologias que gerem energia elétrica renovável e, assim, possam contribuir com a redução das emissões dos Gases de Efeito Estufa (GEE) geradas pelo setor de eletricidade. Embora isso seja possível, os autores mencionados acrescentaram que o mercado de certificação verde é um sistema pouco desenvolvido e que precisa ser testado na prática.

Morthorst (2000) descreveu em seu artigo a importância da difusão do mercado de certificados verdes no sistema elétrico da Dinamarca. Tomando como base o sistema elétrico da Dinamarca e considerando que o mesmo deve passar por algumas reformas, dentre elas, a liberalização do mercado de eletricidade, o autor mencionado afirmou que a criação e o desenvolvimento do mercado de certificação verde é algo de suma importância não somente por estimular a criação e o desenrolar de tecnologias que geram energia elétrica a partir de fontes renováveis, mas também, como um caminho necessário para que se cumpra com os compromissos com o meio ambiente, dentre eles, a mitigação dos Gases de Efeito Estufa (GEE). Acrescentou ainda em sua análise que a energia eólica é a fonte mais difundida na Dinamarca, dentre as tecnologias que geram eletricidade a partir de fontes renováveis. O

⁵⁴ Menanteau, Finon, Lamy (2003) citou o caso da França como exemplo, que conseguiu reduzir o efeito do imposto sobre o preço da energia na medida em que ocorreu o avanço das fontes tecnológicas renováveis de energia.

consumo da eletricidade advinda da tecnologia eólica é de 9%, aproximadamente. Dentre o *rank* das tecnologias renováveis, as demais tecnologias possuem um consumo aproximado de 1 a 2% do consumo total⁵⁵.

Skytte e Jensen (2003) analisaram como os mercados de permissão e de certificados verdes poderiam, respectivamente, reduzir as emissões de GEE da geração de eletricidade, bem como assegurar o desenvolvimento de tecnologias capazes de gerar eletricidade a partir de fontes renováveis. Nesse contexto, os autores observaram ainda como as implementações desses mecanismos regulatórios poderiam afetar o preço de aquisição da energia. Assim, considerando o estudo de caso, em que os autores investigaram uma meta única para cada um dos instrumentos regulatórios, o uso da cota verde compreendeu a introdução da certificação verde no sistema de eletricidade. Nesse caso, eles concluíram que o preço de aquisição da energia segue um movimento ambíguo quando o cota verde se elevava [resultado obtido com mais detalhes em outro artigo dos autores, Skytte e Jensen (2002)]. Em se tratando da cota de emissão, a meta de emissão dependia das correlações existentes entre o preço ao consumidor (preço de aquisição) e a cota verde. Segundo as análises realizadas pelos autores mencionados, se a correlação entre o preço de aquisição e a cota verde fosse positiva, a cota de emissão deveria ser escolhida como instrumento regulatório, por outro lado, quando a correlação se apresentasse negativa, a cota verde deveria ser utilizada. Vale salientar que Skytte e Jensen descreveram de forma analítica os efeitos dos instrumentos regulatórios, permissão de emissão e certificação verde, sobre o preço de aquisição de eletricidade. A escolha desses instrumentos tinha como objetivo central reduzir as emissões de GEE e desenvolver tecnologias geradoras de energia a partir de fontes renováveis.

Morthorst (2000) comentou que escolher o sistema de certificação verde como um instrumento regulatório capaz de mitigar as emissões de GEE é melhor do que implementar as cotas de permissão comercializáveis, pois o primeiro instrumento tem como prioridade desenvolver tecnologias que geram energia renovável, além de diminuir as emissões dos GEE gerados pela produção de eletricidade. No entanto, Skytte e Jensen (2003) afirmaram que as cotas de permissão comercializáveis também podem promover o desenvolvimento de novas tecnologias geradoras de energia renovável. Na concepção dos últimos autores isso pode ocorrer desde que o custo marginal da produção de energia elétrica a partir da tecnologia suja

⁵⁵ Morthorst (2000).

(que ajudam a elevar as emissões) demonstre ser maior do que o custo marginal da produção de energia elétrica advinda da tecnologia limpa.

Fristrup (2003) relatou a importância do sistema de certificado verde como um mecanismo regulatório que foi implementado, conjuntamente, com as mudanças proporcionadas pela legislação (1999, quando foi modificada) que rege o sistema energético da Dinamarca. Essas mudanças na legislação focaram, principalmente, à geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Nesse contexto, as fontes de energia renovável (RES) deveriam receber novos incentivos, em especial, através da implementação do sistema de certificação verde. Tal sistema deveria favorecer o desenvolvimento de fontes de energia renováveis, tais como, a energia eólica, a biomassa, o biogás, a energia solar, a dos mares e as hidrelétricas. Dentre essas fontes, a que passaria a receber maior ênfase no contexto energético da Dinamarca deveria ser a energia gerada a partir da força dos ventos (energia eólica), como já mencionado.

Nielsen e Jeppesen (2003) definiram o sistema de certificados verdes comercializáveis e em seguida fizeram comparações desse sistema de referência com os sistemas nacionais desenvolvidos por alguns países da União Européia. Quanto a definição, os autores mencionados afirmaram que o sistema de certificados verdes comercializáveis é definido como um *sistema que certifica a produção de energia renovável*, além disso, é um instrumento regulatório que possibilita alcançar metas de produção de energia renovável, o que, em geral, é definida pelas autoridades públicas. Adicionalmente, afirmaram que o mercado de certificados verdes comercializáveis é definido como um mercado regido pelas leis da oferta e demanda de mercado. A oferta de certificados verdes está associada aos produtores de energia renovável, os quais devem receber a certificação por cada unidade de energia gerada e vendida a rede de energia elétrica. Ainda sob a ótica dos autores citados, os certificados verdes também podem ser definidos como ativos financeiros comercializáveis, que podem ser vendidos em um mercado separado, a parte do mercado de energia. A função principal da venda desses certificados no mercado é financiar o custo de produção da energia renovável⁵⁶. Por outro lado, a demanda por certificados verdes é determinada por uma obrigação política, onde os consumidores e/ou as companhias distribuidoras provam que estão consumindo a energia renovável quando compra os certificados verdes. Vale salientar que o

⁵⁶ Vale esclarecer que o preço da energia de aquisição é definido no mercado de energia e que esse preço é formado pela soma do preço da energia convencional gerada e o preço do certificado [Nielsen e Jeppesen (2003)].

sistema de certificação verde tem se apresentado, na concepção de vários autores, dentre eles Voogt et al (2000), Nielsen e Jeppesen (2000) e Morthorst (2000 e 2001), como um instrumento capaz de promover o desenvolvimento de energia renovável em um mercado de energia liberalizado.

Nielsen e Jeppesen (2003) justificaram que alguns aspectos podem dificultar a construção de um mercado único de certificados verdes comercializáveis na União Européia. Dentre os aspectos, quatro foram destacados pelos autores: a exclusão de algum tipo de tecnologia para a certificação, mecanismos de estabilização de mercado, mecanismos que afetam a demanda e a coexistência da regulação da energia renovável. No que diz respeito à exclusão da certificação para certos tipos de tecnologia⁵⁷, a justificativa para isso está no fato da tecnologia já ser bastante competitiva e devido a isso não necessitar de qualquer compensação financeira para seu desenvolvimento no mercado. Quanto aos mecanismos de estabilização de mercado, tais como, diferentes preços (máximo e mínimo), não podem coexistir entre os países que desenvolvem o sistema de certificados verdes comercializáveis na União Européia, principalmente, quando o objetivo é unificar o mercado de certificados verdes. Além disso, na visão dos autores mencionados, não pode existir diferentes períodos de validade dos certificados, nem tão pouco períodos finitos de validade dos certificados em certos países e, em outros, períodos de validade infinitos. Em se tratando dos mecanismos que afetam a demanda, os autores mencionaram que não era possível existir a unificação do mercado de certificados verdes tendo países que possuíam demanda voluntária e, outros países, que possuíam demanda suscetível a sanções (quando não ocorresse o cumprimento da obrigação imposta pelas autoridades competentes em adquirir energia renovável). Por fim, Nielsen e Jeppesen chamaram a atenção para a regulação existente no campo da produção de energia renovável. Eles afirmaram que os esquemas de regulação têm estimulado os investimentos na geração de energia renovável em vários países da União Européia, no entanto, eles destacaram que tais esquemas poderiam distorcer o potencial de competição de certos produtores de energia renovável e, por outro lado, dificultar a concorrência eficiente entre tecnologias que eram realmente competitivas.

Na concepção de Nielsen e Jeppesen (2003) um sistema de certificados verdes comercializáveis é definido como eficiente quando o mesmo é capaz de produzir a energia renovável (ER) com o menor custo. Para tanto, os autores citados atentaram para a eficiência

⁵⁷ O Reino Unido e a Dinamarca, segundo Nielsen e Jeppesen (2003), excluiu as grandes centrais hidrelétricas da certificação.

da tecnologia escolhida, ou seja, que ela seja capaz de gerar uma maior produtividade ao menor custo. Em se tratando da proposta do sistema único de mercado de certificados verdes, Nielsen e Jeppesen perceberam três diferenças básicas entre os países que desenvolvem nacionalmente o mercado de certificados verdes na União Européia, são elas: a tecnologia escolhida, os mecanismos de mercado e os mecanismos para estimular a demanda.

Alguns países da União Européia (a exemplos: Dinamarca, Itália, Bélgica, Alemanha, Reino Unido e Holanda) têm desenvolvido domesticamente o sistema de certificados verdes, bem como sugerido a harmonização das políticas que beneficiam o setor elétrico dos Estados Membros da União Européia a fim de proporcionar a formação de um mercado único de certificados verdes de energia. Segundo Nielsen e Jeppesen (2003), tal esquema passou a ser conhecido como o Sistema de Certificados de Energia Renovável (RECS).

Skytte e Jensen (2002), assim como Morthorst (2000), concordaram quando afirmaram que a existência de um mercado único de eletricidade entre os países da União Européia é só uma questão de tempo. Segundo esses últimos autores citados, países como a Itália, Bélgica, Alemanha e Reino Unido estão se adaptando e procurando introduzir o sistema de certificação verde como uma forma de incentivar o desenvolvimento de tecnologias geradoras de eletricidade a partir de fontes renováveis. A questão é que cada país possui suas peculiaridades no que se refere ao funcionamento do sistema elétrico, principalmente, quando se trata da existência de políticas de subsídios. Isso, certamente, dificulta a convergência de políticas que possam levar a criação de um mercado único⁵⁸.

Skytte (2006) analisou como os mecanismos de regulação podem atuar no sentido de alcançar objetivos conhecidos como essenciais para o funcionamento do setor elétrico da União Européia. Segundo o autor mencionado, há, pelo menos, três objetivos políticos principais que devem ser considerados quando o assunto envolve os mercados de eletricidade da União Européia, são eles: redução do preço da energia elétrica, aumento da utilização de eletricidade proveniente de fontes renováveis e redução das emissões de GEE gerados pelo setor em questão. Dentre os mecanismos regulatórios, Skytte descreveu, resumidamente, como o sistema de certificação verde deve atuar para alcançar tais objetivos simultaneamente. O resultado dessa análise conferiu que o sistema de certificação verde demonstra sinergia positiva no que concerne aos objetivos de redução do preço da eletricidade ofertada, bem como estimula a produção de energia elétrica oriunda de fontes renováveis. No que se refere à

⁵⁸ Considerando os dias atuais, não existem evidências, na prática, de que o mercado de eletricidade europeu é único.

redução das emissões de GEE, embora o sistema de certificação verde não seja utilizado diretamente para esse fim, a conclusão que Skytte chegou é que esse mecanismo acaba contribuindo de forma indireta com a redução das emissões de gases poluentes quando alcança os outros dois objetivos já mencionados.

Bertoldi e Huld (2006) analisaram de forma preliminar como o esquema de certificação verde e os certificados brancos comercializáveis podem ser utilizados conjuntamente no mercado de eletricidade da Europa. Nesse contexto, verificaram que o sistema de certificação verde deve proporcionar benefícios ao mercado em questão quando garante a geração de eletricidade a partir de fontes renováveis de energia. Em se tratando do esquema de certificados brancos negociáveis, eles afirmaram que esse sistema mostra-se necessário quando o mesmo foca o desenvolvimento de tecnologias que vislumbram a eficiência energética. Tomando como base os sistemas de certificações verdes e brancos, verificaram ainda que o uso da internet pode viabilizar a melhoria desses sistemas na medida em que permite, em tempo real, a emissão e o comércio dos certificados. No entanto, atentaram que o uso da internet apresenta-se como uma solução viável para o monitoramento e controle simultâneo desses mecanismos, quando na existência de um largo número de participantes. Ainda considerando o mesmo contexto, os autores citados alegaram que os mecanismos de certificações verdes e brancos precisam estabelecer metas e obrigações comuns a fim harmonizar seus objetivos. Além disso, constataram que tais sistemas devem está interligados ao esquema de comércio de emissões, objetivando, assim, a redução dos Gases de Efeito Estufa (GEE). Considerando esse último ponto, os autores afirmam que o valor do carbono deve ser calculado e incluído ao valor do certificado. Nas análises realizadas pelos autores mencionados a combinação de instrumentos baseado em mercado e o ambiente da internet mostra-se como algo desafiador e pouco experimentado entre os países europeus. Bertoldi e Huld afirmaram que isso poderá ser superado na medida em que os projetos fossem implantados e, assim, pudessem mostrar a viabilidade do sistema.

Soderholm (2008) analisou como a negociação bilateral nos mercados de certificação verde da Europa pode harmonizar os sistemas que oferecem eletricidade verde. Para tanto, o autor mencionado levou em consideração alguns princípios econômicos para sua análise e, então, discutiu questões que envolvem a eficácia, a estabilidade e a legitimidade da integração de tais mercados. Nesse contexto, o autor considerou como exemplo, a possibilidade de ocorrer integração entre os mercados de certificados verdes da Noruega e da Suécia. Assim, verificou-se que mercados integrados de certificados verdes oferecem eficiência na medida

em que reduz os custos e aumenta a competição. Adicionalmente, argumentou que para assegurar o bom funcionamento do mercado e a estabilidade da política de energia no longo prazo é necessário que haja entendimento comum entre os países no que se refere aos objetivos fundamentais. Falhar nessa harmonização de objetivos significa, na opinião do autor, comprometer a eficiência do mercado de certificados verdes, levando a elevação dos preços e/ou dificultando a alocação eficiente da produção de eletricidade verde. Nesse contexto, o artigo destaca que o forte incentivo dado às centrais eólicas na Suécia pode se tornar um obstáculo quando a intenção é promover a integração do parque energético desses países. A criação de um mercado de certificados verdes integrado entre a Noruega e a Suécia deve incentivar a produção de energia eólica mais na Noruega do que na Suécia, afirma Soderholm.

Sobretudo, e sob uma perspectiva internacional, Soderholm (2008) afirma que o sistema de certificação verde quando implementado: aumenta a segurança do abastecimento de eletricidade, diversifica a produção e contribui para a redução da degradação ambiental.

Berget e Jacobsson (2010) avaliaram a performance do sistema de certificados verdes comercializáveis objetivando contribuir com os inúmeros debates que surgiram nos últimos tempos e que ressaltaram a importância de desenvolver fontes de energia renovável. Nesse contexto, os autores mencionados afirmaram que os certificados verdes comercializáveis são considerados atualmente como um instrumento regulatório capaz de promover a difusão de tecnologias que geram energia elétrica limpa (oriunda de fontes renováveis). Adicionalmente, os autores concluíram que o sistema de certificado verde implementado na Suécia (*locus* da análise) passou em um dos critérios, quando demonstrou eficácia e eficiência no que diz respeito aos custos sociais de curto prazo. O esquema de certificação verde na Suécia demonstrou potencializar o desenvolvimento de firmas que geravam eletricidade a partir da biomassa e das turbinas eólicas. Assim, a expansão da energia verde alcançou metas que foram obtidas a um baixo custo social. O lado negativo da análise destacou que o sistema de certificação em questão elevou os custos para os consumidores. Esse custo apresentou-se mais elevados do que o esperado devido à inclusão do preço do certificado no preço final de aquisição da eletricidade, incluindo os custos de transação.

Assim, percebe-se que diversos países do mundo buscam incessantemente meios que possibilitem uma postura diferente quando o assunto relaciona a geração de energia elétrica e a preservação do meio ambiente. Sabe-se que a produção de energia elétrica oriunda de fontes fósseis foi amplamente desenvolvida desde que o setor elétrico apresentou-se como de suma

importância para o desenvolvimento das nações. Há tempos políticas públicas têm sido testadas no setor elétrico de vários países com o intuito maior de desenvolver a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Alguns instrumentos políticos, tais como, impostos, subsídios, certificados, permissões comercializáveis, entre outros, vêm sendo implementados visando desenvolver esse tipo de geração de energia, afim de contribuir com a mitigação dos Gases de efeito Estufa (GEE), bem como com a preservação do meio ambiente. Para tanto, países da União Européia têm implementado, especificamente, o sistema de certificação verde nos seus respectivos setores de eletricidade. Alguns países, tais como, a Itália, a Holanda, a Alemanha, entre outros, visualizam que, em um futuro próximo, possa existir até a unificação desse setor, caso haja a harmonização das políticas públicas entre as nações.

Considerando a literatura descrita até aqui fica evidente que o mecanismo de certificação verde pode ser implementado no sistema elétrico de certo país, objetivando estimular o desenvolvimento de tecnologias que gerem energia elétrica a partir de fontes renováveis. Nessa sequência, pode-se concluir, previamente, que esse mesmo instrumento pode viabilizar a diversificação da matriz de eletricidade na direção ambientalmente correta. Trabalhos de diversos autores foram descritos, a seguir, visando esse fim.

6.2 O Uso de Certificados Verdes na Diversificação da Matriz Energética

Essa seção busca descrever, sob a visão de diferentes autores, como ocorre a dinâmica do sistema de certificação verde quando esse mecanismo é utilizado para estimular a geração de eletricidade renovável, buscando diversificar a matriz energética no sentido ambientalmente correto.

Nenhum trabalho específico que abordasse a prática do mecanismo de certificação verde no sistema elétrico brasileiro foi encontrado. Pesquisas foram realizadas no meio eletrônico, em *sites* de órgãos que estão envolvidos com o setor em destaque, tais como, Aneel, Ministério de Minas e Energia, Eletrobrás, entre outros; revistas e jornais também foram consultados, a exemplos: Economia & Energia; Energy Policy; Bioresource

Technology; Electric Power Systems Research; Applied Energy; Electricity Journal. Tal afirmação deve ser levada em consideração quando a própria bibliografia selecionada por esse trabalho afirma que a implementação do sistema de certificação verde no setor de eletricidade é uma prática que está ainda em fase de teste, especialmente, em alguns países da Europa (Noruega, Holanda, Dinamarca, Suécia, Itália e na Inglaterra) e que precisa ser aprimorada com as experiências implantadas.

Skytte e Jensen (2002) afirmaram que a combinação da liberalização do mercado de eletricidade com o esquema de certificação verde tem sido uma tendência entre os países da União Européia que visam o desenvolvimento de tecnologias que ofertam energia renovável. Tomando como base esse contexto os autores citados desenvolveram um modelo determinístico a fim de analisar o sistema de certificação verde e, mais especificamente, os efeitos sobre o preço e sobre o consumo quando esse sistema era introduzido no mercado de eletricidade. Para tanto, o modelo foi construído considerando uma economia fechada (sem comércio internacional) e sobre o contexto de um mercado competitivo, tanto para o mercado de energia térmica, quanto para o mercado de certificação verde. Vale salientar que o mercado de certificação verde deveria estar ligado ao mercado que gera energia elétrica a partir de fontes renováveis. Nesse caso, o preço de equilíbrio para ambos os mercados considerou os ajustes automáticos ao longo das curvas de oferta e de demanda de cada mercado. A sistemática do modelo assumiu que o produtor que gerasse eletricidade a partir de fontes renováveis deveria receber certificados verdes comercializáveis em uma proporção pré-determinada pelas autoridades, que correspondessem a eletricidade verde produzida. Esse produtor poderia vender esses certificados e receber uma renda adicional, que correspondesse ao preço do certificado (valor adicionado ao preço da energia) comercializado no mercado verde. Observando o lado da demanda, o modelo assumiu que o consumidor de eletricidade era obrigado a consumir uma cota (K) de eletricidade gerada a partir de fontes renováveis (também pré-estabelecida pelas autoridades). Essa cota deveria ser equivalente a quantidade de certificados verdes que o consumidor era obrigado a comprar e, naturalmente, deveria corresponder a uma porcentagem K da eletricidade total que deveria ser consumida (d).

Skytte e Jensen (2002) concluíram que a introdução do sistema de certificação verde no mercado de eletricidade provocou um efeito ambíguo sobre o preço de equilíbrio da energia. Tomando como base o modelo teórico desenvolvido pelos autores citados, eles chegaram a conclusão que: na medida em que a cota do compromisso K se elevava, o preço da energia térmica decrescia, pois, a produção da energia verde era subsidiada com a venda da

certificação. Por outro lado, na medida em que crescia o compromisso K, a demanda por energia gerada a partir de fontes renováveis crescia e, conseqüentemente, o preço do certificado verde aumentava cada vez mais. Assim, na medida em que o compromisso K se elevava, o preço da energia térmica decrescia e o preço do certificado verde aumentava (mais precisamente a partir de $K=20\%$), o que descreve um movimento contrário entre esses preços. No que se refere ao preço de aquisição da energia⁵⁹, o efeito foi ambíguo, ou seja, quando o valor do compromisso K aumentava, o preço de aquisição da energia decrescia até certo valor do compromisso K (aproximadamente 25%) e começava a aumentar a partir de então.

A proposta do mercado de certificação verde, na concepção do Ministério do Meio Ambiente e Energia da Dinamarca (1999), deve seguir as seguintes características gerais, segundo o sistema elétrico do país mencionado: 1. todos os consumidores de eletricidade na Dinamarca devem comprar certo volume de eletricidade gerada pelas tecnologias renováveis (volume pré-determinado pelas autoridades cabíveis). A grande parte desse comércio deve acontecer entre as empresas distribuidoras, as quais compram a quantidade necessária para atender aos seus consumidores. Pode ainda existir o comércio direto entre os produtores e os consumidores, o que depende de um volume limite mínimo de consumo, o qual deve ser pré-determinado pelas autoridades; 2. Todos os produtores de energia renovável, seja através da geração da energia eólica, biomassa, hidrelétricas, etc., devem receber um certificado por produzir certa quantia fixa de MWh de energia renovável (ou verde). Tais certificados podem ser vendidos as companhias distribuidoras ou aos consumidores diretos de eletricidade, os quais têm a obrigação de cumprir com certa quantia de consumo de eletricidade verde.

Na visão de Fristrup (2003), a proposta de desenvolver a RES no setor elétrico da Dinamarca, em especial, a energia gerada a partir de turbinas eólicas, deveria ser financiada, segundo a reforma implantada pela legislação energética do país mencionado, pela renda advinda da própria venda da eletricidade, bem como pela renda gerada com a venda dos certificados verdes no mercado de eletricidade. Na descrição do autor, a nova legislação energética da Dinamarca propôs que todos os produtores de energia renovável deveriam receber certificados verdes conforme o volume produzido de energia renovável e que os consumidores seriam obrigados a comprar os certificados, os quais deveriam corresponder a uma fração do consumo total de energia. Os certificados verdes deveriam ser comercializados sob a égide de um mercado específico e sua venda não necessariamente deveria ser imediata.

⁵⁹ Preço de aquisição é o preço cobrado ao consumidor, que corresponde ao preço da energia somado a parcela do compromisso multiplicada pelo valor do certificado verde ($P_e + KP_c$) - Skytte e Jensen (2002).

Isso quer dizer que os certificados poderiam ser negociados posteriormente, fato que deveria acontecer antes do prazo de validade de sua existência (caso houvesse prazo de validade).

Morthorst (2000) disse que o mercado de certificação verde pode passar por certos riscos de investimentos, quando considerado que os certificados verdes possuem prazo de validade de um ano. Em geral e segundo o autor mencionado, esses riscos estão relacionados às oscilações na capacidade produtiva da energia renovável e às oscilações dos preços (considerando ajustes automáticos entre as curvas de oferta e de demanda de mercado). Tomado como exemplo o caso da Dinamarca e considerando, especialmente, a produção de energia eólica, Morthorst (2000) afirmou que em períodos em que as condições dos ventos se apresentam menos favoráveis, as turbinas eólicas produzem menos do que o esperado e a oferta de energia renovável, certamente, diminui. Nesse caso, a oferta de certificado verde diminui e o preço do mesmo tende a aumentar (excesso de demanda por certificado). Tal resultado poderia comprometer o compromisso dos consumidores em atingir suas metas pré-estabelecidas de consumo de energia renovável. Do ponto de vista dos ofertantes, eles poderiam estabelecer preços altíssimos para os certificados, já que existe o excesso de demanda. Já em períodos em que as condições dos ventos se mostram favoráveis e, assim, as turbinas eólicas passam a produzir mais do que o esperado, a oferta de energia eólica tende a crescer e, assim, a oferta de certificado verde tende a aumentar, levando a uma queda do preço do certificado. Nesse caso, o mercado de certificação verde mostra excesso de oferta, a qual passa a não valer nada ao final de um ano. Morthorst (2000) retrucou essa idéia e afirmou que se os certificados verdes tivessem uma validade indeterminada, então, no período em que houvesse a escassez de certificação verde (em decorrência de condições desfavoráveis dos ventos), essa poderia ser coberta por quantidades de certificados acumuladas em períodos anteriores; ou, em período em que ocorresse excesso de oferta de certificados, tais certificados poderiam ser negociados em períodos subsequentes.

Em se tratando do tempo de validade do certificado verde, Fristrup (2003), assim como Morthorst (2000), afirmaram que o tempo de validade da certificação verde não deveria seguir um período determinado (exemplo. 1 ano), o que evitava possíveis oscilações de preço, gerado pelo excesso de oferta ou pelo excesso de demanda por certificado verde.

Fristrup (2003) foi mais além e fez uma análise microeconômica sobre as vantagens de entrar em um mercado de eletricidade desenvolvendo tecnologias renováveis. Sob condições de competitividade e tomando como base uma análise de curto prazo, seria interessante para o investidor se tornar ofertante de energia renovável e, assim, entrar no mercado de eletricidade,

se o preço do certificado verde comercializável conseguisse cobrir pelo menos a diferença entre o custo marginal de produção e o preço da energia. Para tanto, analisou que certa variação na oferta individual de um ofertante de energia renovável, como por exemplo, a energia gerada por turbinas eólica, não afetaria o preço de mercado dos certificados verdes⁶⁰. Já na análise de longo prazo, Fristrup explicou que os investidores só se sentiriam estimulados em produzir a energia renovável, caso o preço de equilíbrio da certificação verde superasse o custo marginal médio de produção, para tanto, a cota de consumo de certificados verdes, que deveria representar a obrigação do consumidor, seria elevada. Caso a cota do compromisso fosse pequena, o investidor poderia se deparar com um preço de equilíbrio para o certificado verde mais baixo do que o custo marginal médio de produção e, nesse caso, não seria interessante para o investidor entrar no mercado de energia renovável.

Nielsen e Jeppesen (1999) analisaram a atuação do sistema de certificação verde no mercado europeu de eletricidade. Assim como os demais autores até aqui citados, Nielsen e Jeppesen consideraram que o mercado de certificação verde deveria ser usado como um instrumento de incentivo para estimular o desenvolvimento das fontes tecnológicas de energia renovável. Adicionalmente, afirmaram que esse caminho poderia contribuir com as questões que envolvem o meio ambiente, em particular, com a redução das emissões de GEE. Para tanto, o sistema de certificado verde foi analisado tomando como base a combinação de dois tipos de regulação: comando-e-controle (CAC) e os incentivos de mercado. O mecanismo de comando-e-controle deveria regular o mercado de eletricidade e estabelecer meta para a produção de energia renovável, tal meta deveria ser determinada pela autoridade máxima do sistema europeu. Os mecanismos de incentivos de mercado deveriam assegurar o comportamento dos agentes: do produtor de eletricidade, do distribuidor e do consumidor final.

A combinação dos incentivos, mencionados no parágrafo anterior, contribuiu para a implementação do sistema de certificado verde, que nas visões de Nielsen e de Jeppesen (1999), deveria seguir o seguinte raciocínio: o produtor deveria receber a certificação verde por certa quantidade de energia renovável gerada (essa quantia deveria ser pré-estabelecida pela autoridade do sistema de eletricidade e estimulada pelo governo, quando o mesmo

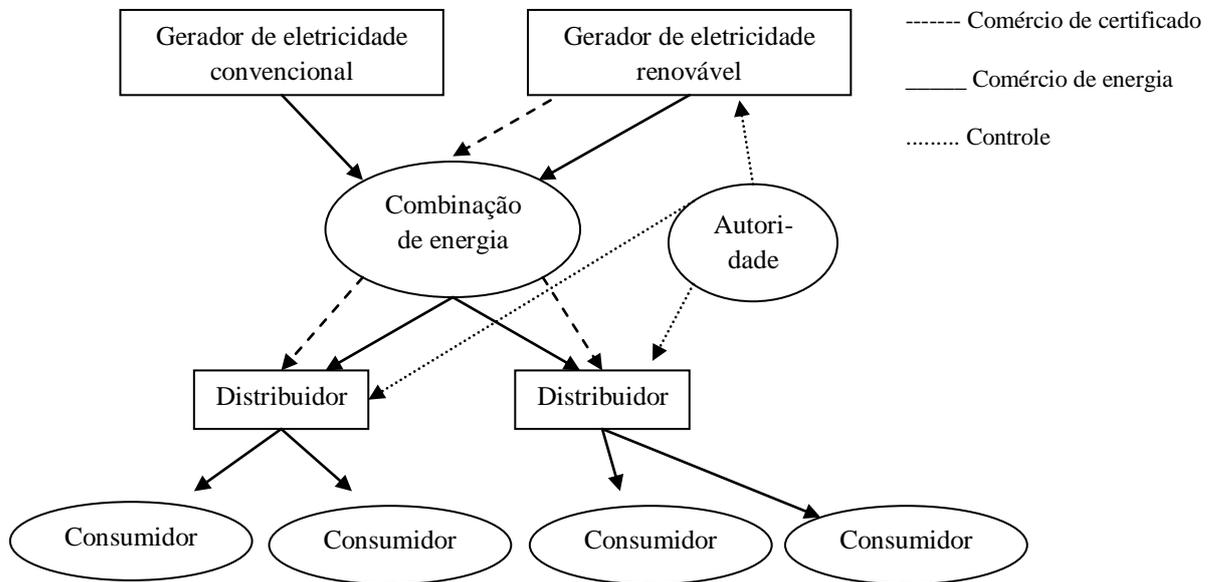
⁶⁰ Isso ocorre porque o preço é determinado pelas forças de mercado (demanda e oferta), logo seus participantes são tomadores de preço.

impunha à demanda a compra de certa quantidade de energia renovável⁶¹); por outro lado, o consumidor (demanda) deveria consumir certa quantidade de energia renovável, isso seria comprovado pela realização do pagamento referente ao valor do certificado verde. O equilíbrio desse mercado tinha como premissa básica o princípio da competitividade, fato que acabava beneficiando o produtor, que podia escolher o tipo de oferta da energia renovável, até que isso fosse rentável para ele ($P \geq CMg$), mas, por outro lado, penalizava o comprador, que se sentia obrigado a comprar certa quantidade de certificado verde. Tal fato, sob o prisma dos autores citados, tornou a fonte de energia renovável mais valorosa no curto prazo, o que provocou a elevação do preço dessa energia e, assim, do preço do certificado. Isso, na análise detalhada por Nielsen e Jeppesen (1999), possibilitou a expansão da capacidade de geração da energia renovável, bem como estimulou o desenvolvimento das fontes tecnológicas renováveis de energia, uma vez que os investimentos passaram a ser viáveis mediante a elevação dos preços. Vale salientar que essa abordagem considerou que a negociação da eletricidade acontecesse em um mercado único, onde a energia elétrica convencional⁶² e a renovável fossem comercializadas. A estrutura do mercado de eletricidade foi apresentada por Nielsen e Jeppesen (1999) como mostra a Figura 3 a seguir:

⁶¹ Na análise de Nielsen e Jeppesen (1999), o custo adicional de produzir energia renovável seria coberto pelo preço dos certificados verdes, quando os mesmos fossem comprados pelos consumidores.

⁶² A energia convencional na visão de Nielsen e Jeppesen (1999) correspondeu, em geral, àquela oriunda de fontes poluentes e que, portanto, contribuía para a elevação dos níveis de emissões de GEE.

Figura 3 – Estrutura de um mercado de eletricidade, incluindo energia convencional e energia renovável



Fonte: Nielsen e Jeppesen (1999).

Segundo Nielsen e Jeppesen (2003), os certificados verdes comercializáveis abrangem dois objetivos centrais, que são: o desenvolvimento da produção de energia renovável e a meta a ser alcançada dessa produção. Como afirmaram os autores no artigo citado, esses objetivos podem ser alcançados através de uma demanda politicamente determinada por certificados verdes ou por uma demanda voluntária. A demanda politicamente determinada já foi bastante discutida até aqui (em outros artigos citados) e diz respeito a uma demanda que tem o compromisso (obrigação) em comprar os certificados verdes no ato da aquisição da energia elétrica. Isso, de certa forma, assegura a produção de energia renovável. Em geral, a fração do compromisso é determinada pelas autoridades públicas que estão relacionadas com a questão ambiental e, em especial, com as metas a serem alcançadas com a produção de energia renovável. Sob a ótica dos autores mencionados, essa forma de assegurar a produção e alcançar metas de energia renovável é conhecida como um instrumento regulatório chamado de abordagem de Comando-e-controle. Nessa abordagem, os agentes não cumpridores de seus deveres sofrem sanções (penalidades), objetivando assegurar a meta estabelecida de energia renovável. Quando a demanda é voluntária, os certificados verdes comercializados asseguram

que a demanda voluntária⁶³ de energia renovável resultou de uma produção equivalente e que essa produção foi financiada pela venda de certificados, em um período anterior. Nesse caso específico não existe a figura do não cumpridor, nem tão pouco, sanções. Para assegurar essa sistemática e, assim, a geração de energia renovável, são estabelecidos, de forma complementar, instrumentos financeiros e fiscais⁶⁴ (*ex-post*), tais como, selos verdes, tarifas de energia, isenções fiscais, subsídios, entre outros instrumentos, os quais devem procurar, de forma combinada, alcançar a meta estabelecida. Os autores acrescentaram ainda que se a meta não fosse alcançada, os instrumentos deveriam ser ajustados.

Nielsen e Jeppesen (2003) estabeleceram algumas etapas a serem seguidas quando o objetivo é implementar o sistema comercializável de certificados verdes. Essas etapas são: como ocorre a emissão dos certificados verdes?; Qual a visão geral (escopo) dos certificados verdes?; Quais informações devem conter os certificados?; E, como eles devem ser comercializados?

No que se refere à emissão dos certificados verdes, Nielsen e Jeppesen (2003), afirmaram que eles devem passar por três fases: a emissão formal, a execução e o monitoramento. O grupo encarregado pela emissão formal deve definir critérios e regras para a certificação, para o comércio e para o consumo desses certificados. Além disso, deve apontar executores e monitores apropriados para a emissão dos mesmos. O grupo de executores deve ser responsável pela emissão efetiva e pelo resgate dos certificados verdes. Em geral, esse último grupo deve ser formado, segundo os autores mencionados, por organizações privadas ou por órgãos públicos. Quanto ao grupo de monitoramento dos certificados, esse tem a função de monitorar, registrar e aprovar os certificados que serão comercializados. Adicionalmente, o grupo de monitoração tem a função de verificar se as partes estão cumprindo com as obrigações impostas pelo sistema de certificados verdes comercializáveis. Assim, o grupo de monitoração busca verificar se os geradores de energia renovável estão entregando a quantidade correta de energia elétrica correspondente aos certificados emitidos, e, se as quotas estabelecidas de consumo de certificados estão sendo cumpridas.

O escopo dos certificados verdes comercializáveis deve focar o potencial de mercado, pois é esse potencial que irá definir o custo-eficiência do empreendimento, ou seja, o

⁶³ A Holanda utiliza o sistema de certificados verdes comercializáveis tomando como base a demanda voluntária. As companhias geradoras de energia têm o compromisso de ofertar 3.2% de energia renovável do total de energia (NIELSEN E JEPPESEN, (2003)).

⁶⁴ Abordagem de regulação de preço.

desenvolvimento da produção de energia renovável. Nessa visão geral, Nielsen e Jeppesen (2003) sugeriram que o potencial de mercado pode ser ampliado desde que o sistema de certificação verde estimule a diversificação da produção de energia renovável.

Quanto ao conteúdo dos certificados verdes, esses devem ser compostos por características elementares sobre a produção, como por exemplo, a identificação do gerador, da rede de produção, das unidades (KWh) produzidas, do período de produção, da fonte de energia, bem como da tecnologia utilizada (eólica, hidrelétrica, biomassa, entre outras). Adicionalmente, os certificados verdes devem ser identificados por um número serial único, devem conter informações sobre o emissor, sobre a data de emissão e o período de validade dos certificados verdes. Nielsen e Jeppesen (2003) chamam a atenção da importância dos certificados verdes, quanto ativos financeiros e comercializáveis, serem comercializados em um mercado único de eletricidade, pois, sendo comercializados em mercados separados, como por exemplo, mercado de energia solar e mercado de energia eólica, tornam o mercado de certificados verdes enfraquecido.

No que diz respeito ao comércio dos certificados verdes, Nielsen e Jeppesen (2003) descreveram que os mesmos devem ser comercializados por corretores e que esses, juntamente, com os monitores, devem assegurar um mercado livre, capaz de atrair novos entrantes. Nesse contexto, os autores mencionados destacaram também a importância do mercado internacional e afirmaram que esse caminho amplia o número de atores, bem como expande o potencial de mercado.

Unger e Ahlgren (2005) utilizaram um modelo de otimização chamado de MARKAL para analisar como o sistema de eletricidade de países como a Suécia, a Noruega, a Dinamarca e a Finlândia respondiam a introdução de um sistema de certificação verde comercializável, bem como as permissões comercializáveis de CO₂ em um mercado único de eletricidade⁶⁵. MARKAL é um modelo de programação linear que procurou minimizar a soma dos excedentes do consumidor e do produtor⁶⁶, descontado através do período de 1999 a 2023. No modelo, as cotas de certificados verdes comercializáveis foi definida como uma porcentagem da demanda bruta de eletricidade. Foi assumido no modelo MARKAL que a cota que representava a demanda por certificados verdes deveria ser fixa para todos os países

⁶⁵ O sistema de certificação verde comercializável é conhecido pelos autores do artigo citado como TGCs (Tradable Green Certificates) e o sistema de permissão de CO₂ comercializável ficou sendo chamado de TEPs (Tradable CO₂ – Emission Permits).

⁶⁶ Como afirmam Unger e Ahlgren (2005) o excedente do consumidor é definido como a disposição a pagar do consumidor quando o preço apresenta-se acima do preço de mercado; e, o excedente do produtor é definido como a disposição a ofertar do produtor quando o preço apresenta-se abaixo do preço de mercado.

envolvidos na análise. Além disso, os certificados verdes eram vistos como ativos financeiros que poderiam ser comercializados livremente no mercado de eletricidade. Nesse contexto, países que produzissem mais certificados verdes do que o necessário para cumprir com a cota doméstica deveriam ser vendidos para outros parceiros no mercado comum de eletricidade⁶⁷.

As tecnologias consideradas por Unger e Ahlgren (2005) capazes de representar a geração de certificados verdes comercializáveis foram as seguintes: hidrelétrica de pequena escala, incineração de resíduos urbanos, usinas geradoras de biocombustíveis, placas fotovoltaicas e energia das ondas. Os resultados obtidos pelos autores citados tomaram como base o ano de 2015 e descreveram: o impacto sobre o preço de eletricidade; compararam o sistema de certificação verde e o esquema de permissão comercializável, quanto ao custo de reduzir as emissões de CO₂; mostraram o impacto das cotas de certificados verdes sobre os preços das permissões comercializáveis; apresentaram o impacto do compromisso de reduzir as emissões de CO₂ sobre os preços dos certificados verdes comercializáveis; demonstraram o impacto sobre a oferta de eletricidade, bem como, o efeito sobre as tecnologias que representaram a geração de certificados verdes comercializáveis.

No que se refere ao impacto sobre os preços de eletricidade Unger e Ahlgren (2005) verificaram que para cotas superiores a 10% de certificados verdes comercializáveis (compromisso em gerar e demandar energia renovável), o preço dos certificados aumentava e o preço de atacado da eletricidade decrescia. O preço de atacado da eletricidade, para uma cota de 50% de compromisso em gerar certificados verdes, correspondeu a 15 Euro/MWh. Segundo os autores citados, a queda do preço da eletricidade no atacado deve-se ao fato da existência do compromisso em ofertar energia renovável⁶⁸ (representando a geração de certificados verdes comercializáveis), o que acabou pressionando os custos marginais de produção para baixo. Quanto ao preço a varejo⁶⁹ da eletricidade, esse também apresentou comportamento decrescente na medida em que a cota de certificados verdes comercializáveis crescia. Especificamente, o preço de varejo da eletricidade decresceu quando a cota de certificados verdes comercializáveis permaneceu entre 10% e 25%.

⁶⁷ De acordo com o trabalho de Unger e de Ahlgren (2005) os parceiros do mercado comum de eletricidade eram: Suécia, Noruega, Dinamarca e Finlândia.

⁶⁸ Foi considerada, pelos autores, a entrada de tecnologias geradoras de energia renovável que tivessem, relativamente, baixo custo operacional.

⁶⁹ O preço da eletricidade no varejo corresponde a soma do preço da eletricidade no atacado e $P_c(G/D)$, onde P_c é o preço do certificado verde, G é a demanda por certificado verde, em TWh, e, D é a demanda bruta de eletricidade.

Em se tratando do custo de reduzir as emissões de CO₂, o sistema de certificação verde mostrou-se mais oneroso do que o esquema de venda de permissão de redução de CO₂. Unger e Ahlgren (2005) observaram que até a cota de 30% de certificados verdes demandados (compromisso), as emissões de CO₂ decresciam, entretanto, o sistema de certificado verde apresentou-se mais caro do que o esquema de permissão, o qual, por sua vez, também reduz as emissões de CO₂. Acima da cota de 30% de certificados verdes demandados, as quedas de emissões de CO₂ tornaram-se menos expressivas, dado que a maior parte da oferta de eletricidade apresentou-se, praticamente, livre de emissões, especialmente aquelas advindas de tecnologias geradoras de certificados verdes.

Quanto ao impacto das cotas de certificados verdes sobre os preços das permissões emitidas comercializáveis, Unger e Ahlgren (2005) analisaram três diferentes compromissos de redução de CO₂ em função das cotas de certificados verdes. Nos três níveis de compromissos investigados sobre a redução de CO₂ os autores perceberam que para uma cota de certificado verde superior a 10% os preços das permissões emitidas decresciam até chegar a uma cota de 30%, nesse último ponto, o preço das permissões zerava. Por outro lado, o impacto do compromisso de redução das emissões de CO₂ sobre os preços dos certificados verdes comercializáveis mostrou ser pouco expressivo, ou seja, os preços dos certificados verdes permaneceram quase que constantes mediante as variações (%) do compromisso em reduzir as emissões de CO₂.

Para analisar o impacto sobre a oferta de eletricidade, Unger e Ahlgren (2005) analisaram três níveis de cotas de certificados verdes. Para uma cota abaixo de 10% de compromisso em ofertar certificados verdes, os autores mencionados observaram que novos investimentos na oferta de eletricidade tendem a ser alcançados em 2015, principalmente, em tecnologias geradoras de energia elétrica a partir de fontes como o gás natural e fontes renováveis. Isso corresponderia a um acréscimo de, aproximadamente, 20TWh à capacidade já existente. Consequentemente, as ofertas de eletricidade a partir de fontes geradoras, tais como, carvão e o petróleo, seriam gradativamente reduzidas a partir do crescimento dos investimentos mencionados. Considerando uma cota de 15% de certificados verdes, observou-se que a oferta de eletricidade a partir de tecnologias geradoras de certificados verdes (fontes renováveis) cresceu consideravelmente, elevando a oferta para, aproximadamente, 30TWh. Já a oferta de eletricidade a partir da fonte gás-natural cresceu cerca de 10TWh, que é adicionada a capacidade já existente. Quando a cota dos certificados verdes compreende a 30%, os autores citados observaram que a oferta de eletricidade gerada a partir do gás-natural

decreceu, dando espaço para tecnologias geradoras de certificados verdes. Adicionalmente, as ofertas de eletricidade advinda de fontes como o carvão e o petróleo também decresceram, aproximadamente, 20TWh em 2015, quando comparado com o ano de 1999.

Unger e Ahlgren (2005) também analisaram o impacto do esquema de certificação verde sobre as tecnologias geradoras de certificados (ou seja, que geram energia renovável), no que se refere ao desenvolvimento das mesmas durante certo período. Para tanto, os autores citados tomaram como base cotas de certificados verdes de 15% e 20%, e, o desenvolvimento das tecnologias para o ano de 2011 e 2017. Para o ano de 2011 e considerando uma análise de curto prazo, os autores perceberam que quando a cota de certificados crescia de 15% para 20%, a participação da energia eólica crescia em 2011, passando de 14% para 23% da oferta total no mercado de certificados verdes comercializáveis. Tal crescimento refletiu uma elevação de 8TWh para 18TWh anualmente. No longo prazo a energia eólica também demonstrou crescimento, sua participação passou de 23% para 36%, respectivamente, de 2011 para 2017, considerando uma cota de certificados verdes de 20%. Ainda sob a visão de Unger e Ahlgren (2005) a tecnologia eólica tende a ter uma taxa significativa de crescimento tecnológico através do tempo. Nesse contexto, a eletricidade gerada a partir da biomassa também recebeu destaque durante os períodos estudados pelos autores, correspondendo a 48% em 2011, e, 34% em 2017 no mercado de certificados verdes comercializáveis. Os autores citados ratificaram que o esquema de certificados verdes comercializáveis gera competição entre as tecnologias que produzem energia a partir de fontes renováveis, o que, em suas concepções, assegura a eficiência econômica, pelo menos no curto prazo.

Marchenko (2008) afirmou que dentre os mecanismos⁷⁰ existentes que estimulam o desenvolvimento de fontes renováveis de energia elétrica, o sistema de certificação verde denota ser uma alternativa inovadora e que está mais consistente como os princípios de mercado. Segundo o autor mencionado, o governo estabelece a escala desejável de produção de energia renovável, quando, por outro lado, o próprio mercado determina valores concretos de apoio econômico para o desenvolvimento de novas tecnologias, que geram energia elétrica renovável. Nesse contexto, os vendedores de certificados são os detentores das fontes de energia renovável, que obtém certificados por cada unidade de eletricidade produzida. Quanto aos compradores (consumidores), esses são obrigados por lei a comprar certa quantidade da eletricidade gerada a partir de fontes renováveis. Ainda na visão do mesmo autor, o

⁷⁰ Pagamentos por emissões (impostos ambientais), sistema de tarifa fixa (*feed-in*), sistema de prêmios fixados, subsídios ao investimento em projetos de abastecimento ambientalmente corretos, subsídios fiscais, etc.

mecanismo de certificação verde considera a internalização dos efeitos externos quando cria incentivos para investidores que pretendem construir sistemas de energia com moldes de produção e consumo mais próximos do valor ótimo, do ponto de vista da economia como um todo.

Na análise realizada por Ciarreta, Gutiérrez-Hita e Nasirov (2011) sobre os instrumentos e políticas de promoção para o desenvolvimento das fontes renováveis de energia elétrica, os autores destacaram que o sistema de certificado verde apresenta-se com vantagens importantes uma vez que estimula o aparecimento de novos caminhos que beneficiam a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Nesse sentido, metas ambientais podem ser alcançadas quantitativamente pela introdução de cotas que vislumbram a produção de eletricidade verde. Os autores mencionaram que o sistema encoraja a redução dos custos uma vez que: a eletricidade produzida pelas fontes renováveis deve ser comercializada através da rede de energia a preço de mercado, o qual deve ser mais baixo em um contexto competitivo; além disso, os produtores de energia elétrica renovável devem ser pressionados com a possibilidade de novos entrantes no mercado, haja vista a existência de incentivos, bem como da concorrência. No que diz respeito ao contexto internacional, os autores citados afirmaram que as transações dos certificados verdes são particularmente mais atrativos nesse cenário do que no contexto nacional, pois as possibilidades de negociações são maiores. Afirmaram ainda que o sistema de certificação verde está sendo, na atualidade, um instrumento priorizado entre os parceiros da União Européia, quando o objetivo é desenvolver um mercado único de eletricidade.

Bye (2003), entre outras questões, admitiu que a implementação do sistema de certificado verde no contexto do mercado de eletricidade poderia gerar benefícios ao meio ambiente na medida em que esse instrumento político viabilizasse, em especial, o desenvolvimento de fontes tecnológicas passíveis de gerar energia elétrica limpa (verde ou renovável). Adicionalmente, o autor mencionado ratificou que esse método torna-se eficaz, quando viabiliza a entrada de novos ofertantes de energia verde no mercado de eletricidade.

Assim, tomando como base uma combinação de incentivos, Bye (2003) em sua análise estabeleceu um imposto sobre a demanda de energia elétrica tradicional e um subsídio sobre a oferta de energia elétrica renovável. Tais imposições deveriam funcionar conjuntamente, através da ação do governo, que, por sua vez, deveria regular o mercado dos certificados verdes impondo à demanda uma fração α de energia renovável a ser consumida. Em outras palavras, a cota α deveria representar o compromisso do consumidor em viabilizar a geração

de energia verde. Analisando o sistema de eletricidade da Noruega, Bye constatou que os preços da energia convencional e da energia verde apresentaram um comportamento coerente quando o governo elevava o valor do compromisso (α) de produzir eletricidade verde. Ou seja, na medida em que α aumentava o preço da energia convencional baixava e o preço da energia verde aumentava⁷¹. No entanto, o preço total de aquisição da energia⁷² elétrica apresentou movimento ambíguo, na medida em que α aumentava. Dito de outra forma, o preço de aquisição da energia caía até certo ponto, enquanto que a oferta total de energia elétrica aumentava, depois de alcançar o ponto mínimo, o preço de aquisição começava a subir, enquanto que a quantidade total ofertada de energia elétrica caía. Tais movimentos ferem o conceito de elasticidade preço-oferta.

Numa visão geral e considerando a literatura descrita nessa seção, é perceptível que a dinâmica da certificação verde provoca efeitos sobre o mercado de eletricidade, mais especificamente, sobre a demanda e a oferta de energia elétrica, bem como sobre o preço de aquisição da eletricidade. Nesse sentido, observa-se que o mecanismo de certificados verdes, quando implementado no setor elétrico, pode gerar benefícios ao consumidor quando viabiliza a queda do preço da energia de aquisição e o aumento da quantidade final ofertada de eletricidade. Tais tendências acontecem uma vez que a certificação verde acaba promovendo, através da regulação e da aplicação de incentivos de mercado, a concorrência entre a ofertante de energia elétrica consolidada no mercado e a fonte entrante/estimulada. Dito de outra forma, a certificação verde obriga a fonte de energia existente no mercado a baixar o seu preço quando a mesma sofre o efeito da concorrência, isso, certamente, acaba influenciando o preço de aquisição final da energia elétrica, reduzindo-o. No que se refere à oferta final de energia elétrica, embora a quantidade ofertada de eletricidade advinda da fonte consolidada no mercado diminua no curto prazo, devido a imposição do imposto pelo órgão regulador, a oferta total é compensada pela fonte tecnológica que recebeu o estímulo (subsídio) de mercado.

Ressaltando as questões que envolvem a preservação do meio ambiente, o sistema de certificação verde apresenta-se como uma alternativa viável para o setor elétrico no que concerne à mitigação dos GEE. Isso ocorre porque o sistema em questão procura desenvolver

⁷¹ O efeito sobre as quantidades de energia produzida também foram coerentes, respectivamente, de queda e elevação. Tais comportamentos também foram observados na abordagem teórica.

⁷² O preço de aquisição da energia ou o preço do comprador era a média ponderada dos preços da energia convencional e da energia verde.

tecnologias que visam a geração de eletricidade oriunda de fontes renováveis e, assim, buscam diversificar a matriz energética na direção ambientalmente correta.

A seguir, a modelagem sugerida por esse trabalho é apresentada. Em geral, ela se assemelha à abordagem descrita por Bye (2003), quando o mesmo analisou o efeito da introdução do mecanismo de certificação verde sobre o mercado (preços e volume) de eletricidade. A principal diferença entre esse estudo e o trabalho desenvolvido pelo autor mencionado é que não confrontaremos a energia elétrica gerada a partir de fontes tecnológicas sujas (combustíveis fósseis) com a energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis. Isso ocorre devido ao fato de que o sistema elétrico brasileiro tem as hidrelétricas⁷³ como fonte tecnológica principal, respondendo a, aproximadamente, 80% da oferta total de energia elétrica do país. Assim, o modelo sugerido por esse trabalho abrange o confronto de tecnologias que favorecem a produção de eletricidade verde, hidrelétricas e biomassa. A escolha da fonte biomassa como geradora de eletricidade deve-se ao fato de ser a segunda maior ofertante no *ranking* das tecnologias geradoras de energia elétrica do país (BEN, 2010). Com isso, se propõe estimular e, assim, diversificar a matriz energética brasileira dando ênfase a produção de eletricidade gerada a partir de fontes tecnológicas renováveis.

⁷³ Segundo o Sistema Nacional de Energia Elétrica essa fonte é considerada renovável, pois não emite gases poluentes.

CAPÍTULO 7

METODOLOGIA

7.1 Modelo

Essa seção é composta pela descrição teórica, que deverá nortear a análise empírica e as especificações das formas funcionais da demanda e da oferta de energia. O programa utilizado para a realização das estimações necessárias foi o pacote econométrico Eviews, o qual demonstrou abrangência de técnicas e facilidade de uso. Vale salientar que as funções estimadas seguiram o padrão da forma funcional log-linear (Coob Douglas) – expressas na seção 7.1.1.1.

A modelagem que esse trabalho segue é fundamentalmente a descrição do modelo desenvolvido por Bye (2003). Esse autor fez simulações com os dados adquiridos do mercado de eletricidade da Noruega objetivando analisar os efeitos sobre o preço (P_x) de mercado e o volume de energia elétrica (X), quando a parcela que representa o compromisso dos compradores em adquirir energia renovável, α , era aumentada⁷⁴. Assim, α deveria refletir uma parcela proporcional da quantidade demandada de energia verde (renovável) pelos compradores, quando esses estavam sujeitos a um mercado competitivo de eletricidade e sobre a regulamentação do governo. Por outro lado, a oferta de energia verde (renovável) deveria ser estimulada na medida em que o governo atribuísse aos ofertantes de energia não-renovável um imposto, ou, correspondentemente, o valor de um subsídio aos ofertantes de energia verde (renovável).

A seguir, tem-se a análise teórica seguida por esse trabalho. Essa modelagem foi submetida aos dados do mercado de eletricidade brasileiro, objetivando, de forma geral, estimular a diversificação da matriz energética brasileira.

⁷⁴ Bye (2003) considerou as centrais hidrelétricas como a tecnologia verde, que oferta energia renovável, por outro lado, considerou as centrais de gás natural como a tecnologia geradora de energia tradicional (não-renovável).

7.1.1 Análise Teórica

As condições básicas que permeiam a abordagem teórica são as seguintes (BYE, 2003):

- O modelo considera dois tipos de energia elétrica a ser ofertada, a tradicional e a verde. A energia elétrica verde está associada à tecnologia que utiliza a biomassa como fonte principal geradora; e, a energia tradicional refere-se à energia elétrica oriunda das hidrelétricas, que no cenário brasileiro é a tecnologia dominante, ou seja, a que atende a, aproximadamente, 80% da oferta total de energia elétrica nacional;
- De forma simplificadora, existe apenas um consumidor e um produtor de energia elétrica; não há comércio internacional; e, nessa análise, consideram-se as premissas do mercado competitivo;
- O produtor gera energia elétrica a partir de fontes primárias. Para esse estudo foi considerada como fonte primária a água, que é uma fonte destinada para a geração de energia elétrica tradicional (hidrelétricas); e, as fontes orgânicas florestais e agrícolas (lenha, soja, milho, cana-de-açúcar, entre outros) foram utilizadas para a geração de energia verde (biomassa);
- O produtor deve escolher um mix de tecnologias (em particular, através de hidrelétricas e biomassa) para gerar energia elétrica;
- O produtor maximiza seus lucros da seguinte forma:

$$\text{Max} \pi(x_t, x_g) = Px_t + P_g x_g - C(x_t, x_g)$$

Equação 1

Sujeito a $x_i \geq 0$, onde $i=g, t$ são, respectivamente, tecnologias verde e tradicional.

- x_i , é o produto ou produção de energia; π , é o lucro; P é o preço de venda da energia convencional ou tradicional; P_g , é o preço de venda da energia verde;
- $C(x_t, x_g)$, é a função custo para o produtor que considera um mix de energia a ser produzida;

- Os tipos de energia, verde e tradicional, são substitutas perfeitas, isso significa dizer que: se $P_g > P$, desde que, $C'_t < C'_g$, então, somente a energia tradicional é produzida, o contrário também é observado;
- A primeira condição necessária para estabelecer a existência de um mercado de energia verde é que o governo passe a emitir certificado verde para cada unidade de energia verde produzida. Adicionalmente, para que esse mercado seja lucrativo, em condições de competição perfeita, o preço de equilíbrio deve igualar-se ao custo marginal, ou seja:

$$P_g = C'_g$$

Equação 2

Assim, o produtor venderá a energia tradicional ao preço P e, adicionalmente, ele venderá os certificados verdes ao preço P_c . Observando o lado da oferta, o preço do certificado verde é equivalente ao valor do subsídio atribuído pelo governo aos produtores de energia verde, que deve ser adicionado ao preço da energia⁷⁵. Isso, certamente, estimulará a produção da energia verde. Dessa forma, o produtor desejará vender os certificados verdes a um preço que assegure a seguinte condição:

$$P + P_c = C'_g$$

Equação 3

- Rearranjando a Equação 1, temos:

$$\text{Max} \pi(x_t, x_g) = Px_t + (P + P_c)x_g - C(x_t, x_g)$$

Equação 4

- Assumimos que as tecnologias (hidrelétrica e biomassa) são distintas e, por isso, estão sujeitas a diferentes tipos de investimentos. Assim, assumimos para ambas as tecnologias, custos marginais de longo prazo crescentes, o que significa que:

⁷⁵ Dito de outra forma, o governo subsidia a produção de energia verde, haja vista que para o produtor essa geração apresenta-se onerosa (isso pode ser averiguado pelo Gráfico 12, mais adiante).

$$\frac{\partial C}{\partial x_t} > 0 \quad \text{e} \quad \frac{\partial C}{\partial x_g} > 0$$

- A oferta de energia total é:

$$x^s = g(P) + h(P_g) = g(P) + h(p + p_c)$$

Equação 5

Onde, $g(P)$ é a oferta de energia tradicional ou convencional e $h(P+P_c)$ é a oferta de energia verde;

- O consumidor maximiza sua utilidade⁷⁶ $U(x^D)$ de energia demandada, x^D , líquida do custo de aquisição, Px^D , ou seja,

$$\max U(x^D) - Px^D$$

Equação 6

- A segunda condição necessária para ratificar a existência do mercado de energia verde é assegurar que o consumidor compre o certificado verde. Para tanto, o governo deve impor ao consumidor a compra de certa quantia de certificado x^c , onde, x^c , deverá representar a parcela da demanda por energia verde. Essa parcela será representada por α . Dessa forma:

$$x^c = \alpha x^D$$

Equação 7

- O preço de aquisição de energia (P_x), considerando a existência dos certificados, será constituído da seguinte forma:

⁷⁶ Consideramos as hipóteses de continuidade e divisibilidade.

$$P_x x^D = P x_t + \alpha (P + P_c) x_g$$

$$P_x = \frac{P x_t}{x^D} + \frac{\alpha (P + P_c) x_g}{x^D}, \text{ sendo}$$

$$\alpha = \frac{x_g}{x^D}$$

$$\alpha = \frac{x_t}{x^D}, \text{ então:}$$

$$P_x = \alpha P + \alpha P_c$$

$$P_x = P + \alpha P_c$$

Equação 8

A Equação 8 representa a média ponderada da soma do preço da energia tradicional e do valor correspondente do certificado.

- Depois que consideramos a existência dos certificados, a demanda por energia deverá ser expressa como uma função que depende do preço da energia tradicional (P) e do preço do certificado (P_c), incluindo a parte α da quantidade de certificado que deverá ser demandada pelo consumidor. Nesse caso, a parcela αP_c deve ser reconhecida como um imposto atribuído à demanda de energia. Assim,

$$x^D = f(P + \alpha P_c)$$

Equação 9

- Como afirmado, anteriormente⁷⁷, assumimos que o mercado verde é lucrativo se:

$$P_g = P + P_c = C'_g$$

Equação 10

- No equilíbrio, onde a quantidade demanda de energia iguala-se a quantidade de oferta de energia, temos que: (1-α), é a parte da demanda que se iguala a oferta de energia tradicional – Equação 11, a seguir; e, α, é a parte da demanda que se iguala a oferta de energia verde⁷⁸ – Equação 12, a seguir. Assim, o equilíbrio é representado pelo seguinte sistema:

⁷⁷ Equação 2.

⁷⁸ Onde, g(P) é a oferta de energia tradicional ou convencional e h(P+P_c) é a oferta de energia verde.

$$(-\alpha) f' + \alpha P_c' = g(P)$$

Equação 11

$$\alpha f' + \alpha P_c' = h(P + P_c)$$

Equação 12

Observando as equações 11 e 12 e considerando a existência do mercado verde somado ao mercado tradicional, percebe-se que o sistema impõe um imposto ao mercado de energia (especificamente, a demanda), quando acresce o preço da energia no valor igual a αP_c . Por outro lado, o mercado verde recebe uma taxa de subsídio de $(1-\alpha)P_c$ ⁷⁹.

- Resolvendo o sistema representado pelas equações 11 e 12, ou seja, encontrando as condições de primeira ordem com relação a α , temos que (Ver Apêndice A):

$$[-\alpha] f' - g' \left[\frac{\partial P}{\partial \alpha} \right] + (1-\alpha) f' \alpha \left[\frac{\partial P_c}{\partial \alpha} \right] = f - (1-\alpha) f' P_c$$

Equação 13

$$[\alpha f' - h'] \left[\frac{\partial P}{\partial \alpha} \right] + [\alpha^2 f' - h'] \left[\frac{\partial P_c}{\partial \alpha} \right] = -f - \alpha f' P_c$$

Equação 14

- A solução para $\frac{\partial P}{\partial \alpha}$ e $\frac{\partial P_c}{\partial \alpha}$ é (Ver Apêndice A):

$$\frac{\partial P}{\partial \alpha} = \frac{|A_1|}{|A|} = \frac{-\alpha f f' + h' f - (1-\alpha) f' h' P_c}{(1-\alpha)^2 f' h' + \alpha^2 f' g' - h' g'}$$

Equação 15

⁷⁹ Esse valor pode ser melhor entendido quando verificado a especificação alternativa da Equação 12: $\alpha f' - (-\alpha) P_c' = h(P + P_c)$, onde $P_g = P + P_c$.

$$\frac{\partial P_c}{\partial \alpha} = \frac{|A_2|}{|A|} = \frac{ff' - f(h' + g') + f'P_c[(1-\alpha)h' - \alpha g']}{(1-\alpha)^2 f'h' + \alpha^2 f'g' - h'g'}$$

Equação 16

- O preço de aquisição da energia é calculado pela média ponderada das mudanças do preço do produtor, do preço do certificado e pelo valor absoluto do preço do certificado, assim:

$$P_x = P + \alpha P_c$$

$$\frac{\partial P_x}{\partial \alpha} = \frac{\partial P}{\partial \alpha} + \alpha \frac{\partial P_c}{\partial \alpha} + \frac{\partial \alpha}{\partial \alpha} P_c$$

$$\frac{\partial P_x}{\partial \alpha} = \frac{\partial P}{\partial \alpha} + \alpha \frac{\partial P_c}{\partial \alpha} + P_c$$

Equação 17

- Substituindo as Equações 15 e 16 em 17, temos:

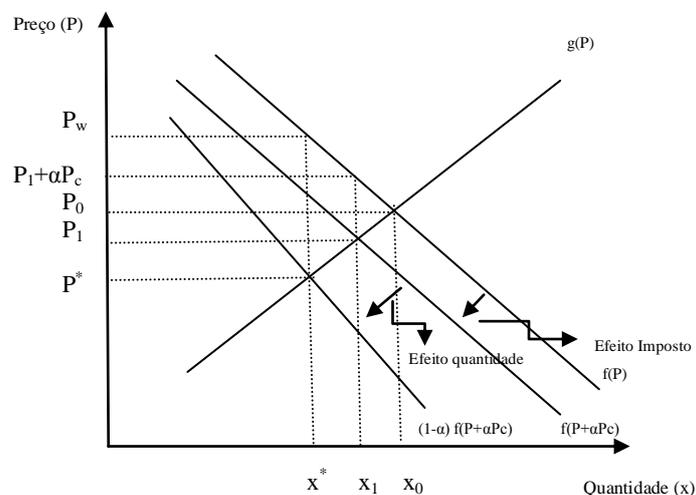
$$\frac{\partial P_x}{\partial \alpha} = \frac{f[(1-\alpha)h' - \alpha g'] + P_c h' g'}{|A|}$$

Equação 18

Com base nas variações do preço da energia tradicional (Equação 15), do preço do certificado (Equação 16) e do preço da energia total de aquisição (Equação 18), devemos analisar algumas proposições com relação às variações de α (fração imposta pelo governo e que representa o compromisso de produzir energia verde). Dessa forma, a seguir, foram descritas as seguintes proposições:

PROPOSIÇÃO I (BYE, 2003): considerando a Equação 15, o preço da energia tradicional deverá diminuir quando o valor da quota α aumentar, ou seja, $\frac{\partial P}{\partial \alpha} < 0$, isso denota que o preço da energia tradicional tem uma relação negativa com o valor α . Na medida em que o valor de α aumenta (imposição do governo aos produtores de energia), o mercado de energia tradicional passa a ser pressionado, no sentido de que a produção de energia verde deverá agora crescer. O Gráfico 11, a seguir, demonstra como o mercado de energia tradicional é afetado com a introdução do mercado de energia verde.

Gráfico 11 – Efeito sobre o mercado de energia tradicional, quando introduzido o valor de αP_c



Fonte: Bye, 2003.

O equilíbrio inicial do mercado de energia tradicional ocorre no ponto (P_0, x_0) . Quando o mercado de certificado verde é introduzido no mercado de eletricidade, o governo impõe ao consumidor que certa quantidade de energia verde deve ser consumida ($x^c = \alpha x^D$). Conseqüentemente, o mercado de energia tradicional reduz o preço e a quantidade quando se depara com a quota α , que representa o compromisso do produtor em produzir energia verde. O primeiro efeito sobre o mercado de energia tradicional está relacionado ao aumento do preço de aquisição da energia tradicional, esse aumento é equivalente ao efeito provocado por um imposto. Em se tratando do modelo exposto, o valor equivalente ao imposto compreende a αP_c . O efeito desse imposto sobre a curva de demanda a desloca de $f(P)$ para $f(P + \alpha P_c)$, o que, conseqüentemente, gera um novo ponto de equilíbrio em (P_1, x_1) . Assim, considerando a imposição do imposto (αP_c) e o novo ponto de equilíbrio, a disposição do comprador em pagar pela energia tradicional passa a ser em $(P_1 + \alpha P_c)$, ou seja, mais elevado.

O segundo efeito é provocado por uma restrição na quantidade a ser produzida pelo mercado de energia tradicional. Com a introdução da certificação verde, o mercado de energia tradicional só poderá produzir uma fração da oferta total de energia. No equilíbrio, a demanda correspondente a esse fração será $(1 - \alpha)f(P + \alpha P_c)$. Nesse caso, a curva de demanda se deslocará mais uma vez para baixo e para a esquerda, além disso, ficará mais inclinada. O novo ponto de equilíbrio será em (P^*, x^*) . Assim, a imposição de α provoca efeitos sobre o

preço e sobre o volume de energia tradicional produzida. Considerando esse novo ponto de equilíbrio, o preço de aquisição de energia tradicional passa a ser P_w^{80} , ou seja, mais elevado.

Dada a imposição da quota α , parte do volume da energia tradicional é substituída pela energia verde, fato que depende da proporção da quota de compromisso α . Adicionalmente, a curva de demanda da energia tradicional sofre deslocamentos para baixo e para a esquerda, isso mantendo a curva de oferta positivamente inclinada. Assim, o efeito final demonstra que o preço da energia tradicional tende a diminuir quando a quota α , que representa o compromisso em produzir energia verde, aumenta, ou seja, $\frac{\partial P}{\partial \alpha} < 0$. Dito de outra forma, a imposição de uma tarifa (αP_c) sobre o preço da energia tradicional resultará em um preço de aquisição mais elevado, tal feito acaba reduzindo a demanda. Conseqüentemente, a oferta de energia tradicional tenderá a diminuir e, certamente, esse movimento será acompanhado por uma redução do preço da energia tradicional.

Como o objetivo principal desse estudo é analisar o efeito do aumento de α sobre o mercado de energia elétrica (preço e volume), nenhum comentário será feito sobre a redução de α , embora saibamos que o entendimento do efeito seja o contrário da explicação dada.

PROPOSIÇÃO II (BYE, 2003): Considerando a Equação 16, o preço do certificado verde deve aumentar quando o valor de α aumentar, ou seja, $\frac{\partial P_c}{\partial \alpha} > 0$, desde que⁸¹, $\left[\frac{h'}{g'} > \frac{\alpha}{1-\alpha} \right]$. O

Gráfico 12, a seguir, é um complemento do Gráfico 11. No Gráfico 12 incluímos a oferta da energia verde, $h(p)$ – demonstrada na Equação 5. Observamos que ao preço inicial P_0 , a oferta de energia verde, $h(P)$, é onerosa para o produtor. Nesse caso, o preço do certificado (P_c) é adicionado ao preço de energia e provoca um efeito semelhante ao impacto de um subsídio, quando o mesmo é introduzido para estimular a produção de energia verde⁸². Assim, a curva de oferta da energia verde se desloca para a direita e para baixo, de $h(P)$ para $h(P+P_c)$. A curva de oferta agregada de energia nesse modelo será representada pela soma da oferta de energia tradicional, $g(P)$, mais a oferta de energia verde, $h(P+P_c)$, ou seja, $[g(P)+ h(P+P_c)]$. Observando ainda o Gráfico 12, o ponto onde a demanda total, $f(p+\alpha P_c)$, iguala-se a oferta

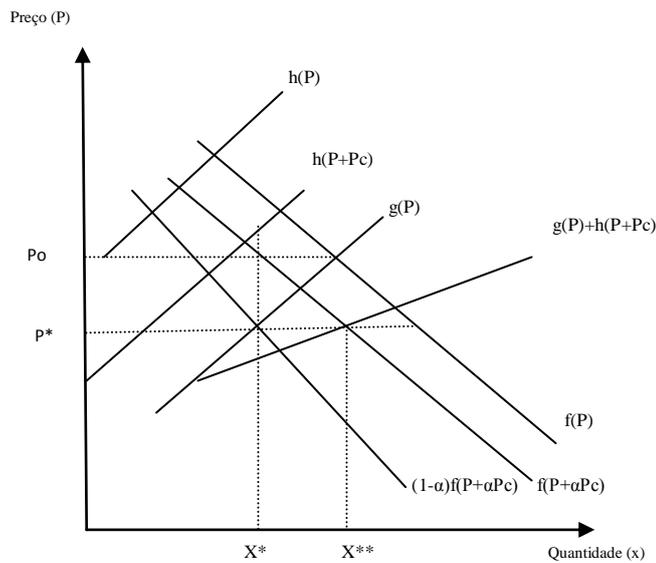
⁸⁰ ($P_w - P^*$), onde $P_w = U'_{x^*}$, ou seja P_w é igual a utilidade marginal do comprador em x^* .

⁸¹ Nesse caso, o termo $[(1-\alpha)h' - \alpha g']$ da Equação 16 é positivo e o termo $\{f' P_c [(1-\alpha)h' - \alpha g']\}$ é negativo, pois $f' < 0$. Assim, o numerador torna-se negativo. Como $|A|$ é negativo, $\frac{\partial P_c}{\partial \alpha} > 0$.

⁸² Ou incentivo para o desenvolvimento de tecnologias que gerem energia renovável.

total de energia é em (P^*, x^{**}) . Esse ponto representa o equilíbrio no mercado de energia, quando incluímos o sistema de certificação verde. Quando observamos o ponto de equilíbrio antes da introdução do mercado de energia verde, onde $g(P) = f(P)$, ou seja, quando só existia o mercado de energia tradicional, o preço de equilíbrio era em P_0 . Depois que o mercado de energia verde foi estimulado através do subsídio, P_c (preço do certificado), e o consumidor de energia foi taxado em αP_c , um novo equilíbrio foi alcançado, $[g(P) + h(P+P_c)] = f(p + \alpha P_c)$, onde o novo preço de equilíbrio, P^* , apresenta-se inferior ao preço de equilíbrio anterior, P_0 . Isso demonstra que o estímulo dado a produção de energia verde depende do valor dado a fração α e como essa fração influencia a elasticidade da oferta de energia tradicional e a elasticidade da oferta da energia verde (proposições I e II).

Gráfico 12 – Equilíbrio no mercado de energia (incluindo a energia verde)



Fonte: Bye, 2003.

PROPOSIÇÃO III (BYE, 2003): essa proposição diz respeito à Equação 18, que descreve o movimento do preço de aquisição da energia com relação à variação do valor de α . Essa proposição nos informa que o preço de aquisição de energia deve diminuir ou aumentar na

medida em que α se eleva. Observando a Equação 18, se $\left[\frac{h'}{g'} > \frac{\alpha}{1-\alpha} \right]$ e se for conferido que o

numerador é positivo, ou seja, obedece a condição $f[(1-\alpha)h' - \alpha g'] > h'g'P_c$, então, $\frac{\partial P_x}{\partial \alpha} < 0$. O contrário ocorre se $f[(1-\alpha)h' - \alpha g'] < h'g'P_c$, assim, $\frac{\partial P_x}{\partial \alpha} > 0$.

Para analisar o efeito ambíguo da variação do preço de aquisição de energia quando o valor de α variava, Bye (2003) estudou o comportamento relativo da razão das elasticidades (h'/g') ⁸³ da oferta quando o valor de α aumentava. O autor citado verificou que o preço de aquisição da energia decresce, quando a elasticidade relativa (h'/g') da oferta cresce; e, que o preço de aquisição da energia cresce quando a elasticidade relativa (h'/g') da oferta decresce. Isso ratifica a proposição III.

A próxima subseção, a seguir, apresenta as formas funcionais das seguintes funções: demanda por energia elétrica, oferta de energia elétrica oriunda das tecnologias tradicional (hidrelétrica) e verde (biomassa). Adicionalmente, tem-se o equilíbrio de mercado.

7.1.1.1 Forma Funcional

Depois de demonstrado a abordagem teórica que norteará a análise dos resultados, iremos apresentar as formas funcionais da demanda e da oferta de energia elétrica, as quais foram usadas para estimar os parâmetros. As funções estimadas obedeceram as especificações log-linear (ou log-log) e o método utilizado para a realização das regressões foi o Método dos Mínimos Quadrados Ordinários (MQO), o qual, segundo o Teorema de Gauss-Markov nos garante os melhores estimadores lineares não-viesados e de variância mínima (Gujarati (2000), cap. 03).

A função demanda foi especificada pela seguinte Cobb Douglas:

$$X^D = A^D (P + \alpha P_c)^\varepsilon$$

Equação 19

⁸³ Onde, $g(P)$ é a oferta de energia elétrica tradicional e $h(P+P_c)$ é a oferta de energia elétrica verde. As condições de primeira ordem são: g' e h' , respectivamente.

Onde, A^D é o coeficiente de intercepto; e, ε é a elasticidade da demanda. A função demanda a ser regredida teve a seguinte forma log-linear: $\text{Ln}(X^D) = \text{Ln}(A^D) + \varepsilon \text{Ln}(P + \alpha P_c) + u_i$, onde a variável dependente $\text{Ln}(X^D)$ representa a demanda por energia elétrica; $\text{Ln}(A^D)$ é o coeficiente de intercepto; ε é o coeficiente de inclinação e representa a elasticidade preço-demanda; $\text{Ln}(P + \alpha P_c)$ é a variável explicativa que representa o preço pago pelo consumidor ao adquirir a energia elétrica, quando já incluso a parcela que está relacionada ao consumo de energia verde; e, u_i é o termo de perturbação estocástica.

Considerando as condições impostas pela abordagem teórica, sabemos que a função oferta total é definida pela soma da oferta da energia elétrica tradicional e da energia elétrica verde, $x^s = g(P) + h(P_g) = g(P) + h(p + p_c)$. A função oferta da energia elétrica tradicional, $g(P)$, foi definida da seguinte forma:

$$X^t = A^t (P)^{k_t}$$

Equação 20

Onde, A^t é o coeficiente de intercepto; e, k_t é a elasticidade da oferta. A forma funcional a ser regredida foi especificada da seguinte forma: $\text{Ln}(X^t) = \text{Ln}(A^t) + k_t \text{Ln}(P) + u_i$, onde a variável explicada $\text{Ln}(X^t)$ representa a oferta de energia elétrica gerada a partir da tecnologia tradicional; $\text{Ln}(A^t)$ é o coeficiente de intercepto; k_t é o coeficiente angular e faz referência a elasticidade preço-oferta; $\text{Ln}(P)$ é a variável explicativa que representa o preço da energia em questão; e, u_i é o termo de perturbação estocástica. A oferta da energia elétrica verde foi considerada da seguinte forma:

$$X^g = A^g (P_g)^{k_g}, \text{ onde } P_g = P + P_c, \text{ logo,}$$

$$X^g = A^g (P + P_c)^{k_g}$$

Equação 21

Onde, A^g é o coeficiente de intercepto; e, k_g é a elasticidade da oferta. A função regredida da oferta de energia elétrica verde obedeceu a seguinte forma funcional: $\text{Ln}(X^g) = \text{Ln}(A^g) + k_g \text{Ln}(P_g) + u_i$, onde a variável explicada $\text{Ln}(X^g)$ representa a oferta de energia elétrica gerada a partir da tecnologia verde; $\text{Ln}(A^g)$ é o coeficiente de intercepto; k_g é o coeficiente angular e faz referência a elasticidade preço-oferta; $\text{Ln}(P_g)$ é a variável explicativa que representa o

preço da energia em questão; e, u_i é o termo de perturbação estocástica. Assim, a oferta agregada de energia foi definida pela soma das ofertas das duas fontes, a qual assumiu a seguinte forma:

$$X^{Total} = X^t + X^g = A^t(P)^{k_t} + A^g(P + P_c)^{k_g}$$

Equação 22

Considerando o equilíbrio do mercado de energia elétrica, temos que a demanda deverá igualar-se a oferta de energia, dessa forma, temos que;

$$A^D[(1 - \alpha)P + \alpha P_c]^\varepsilon = A^t(P)^{k_t} + A^g(P + P_c)^{k_g}$$

Equação 23

Assumindo o equilíbrio, podemos observar também que a demanda por energia elétrica deverá igualar-se a oferta nos respectivos mercados, de energia verde e de energia tradicional, assim, temos que:

$$\alpha A^D[P + \alpha P_c]^\varepsilon = A^g(P + P_c)^{k_g}$$

Equação 24

$$(1 - \alpha)A^D[P + \alpha P_c]^\varepsilon = A^t(P)^{k_t}$$

Equação 25

Para tanto, esse trabalho utilizou o instrumento de certificação verde para estimular o desenvolvimento de fontes tecnológicas geradoras de energia elétrica renovável. Adicionalmente, a certificação verde pode ser um eficiente instrumento de mercado quando o intuito é diversificar a matriz energética. Assim, com base nesse mecanismo é possível diversificar a matriz energética brasileira e ao mesmo tempo contribuir com as questões que envolvem a preservação do meio ambiente (redução do GEE). A expansão da oferta de energia elétrica a partir de tecnologias renováveis pode ser um caminho benéfico para atender aos aumentos constantes da demanda por energia, bem como um modo sustentável de promover o desenvolvimento do país.

7.2 Dados

Os dados são do tipo *Cross-Section* (de corte) - Gujarati (2000). Utilizamos nesse trabalho dados quantitativos que descreveram as variações do preço e da oferta de energia elétrica entre os anos de 1999 e 2008. Tais dados foram selecionados do Balanço Energético Nacional (2009)⁸⁴, sobre o qual foram selecionados dados que estavam relacionados apenas com as tecnologias geradoras de energia elétrica renovável, mais especificamente, as fontes hidrelétrica e biomassa. Assim, de posse desses dados foi possível estimar a oferta de energia elétrica de cada uma dessas tecnologias como uma função que depende do preço corrente. Vale salientar que houve dificuldades em encontrar séries de dados completos para maiores períodos de tempo, isso justifica o porquê das séries selecionadas.

Os dados coletados foram: oferta⁸⁵ interna de energia elétrica (em MWh) gerada a partir das hidrelétricas; oferta interna de energia elétrica gerada a partir da biomassa⁸⁶ (em MWh); e, preços (US\$/MWh) das respectivas ofertas de eletricidade.

7.3 Apresentação e Análise dos Resultados

Essa seção descreve a apresentação e a análise dos resultados levando em consideração o aparato teórico desenvolvido pela seção anterior. Para tanto e tomando como referência o Sistema Elétrico Brasileiro, foram utilizados dados de oferta e preço de energia elétrica entre os anos de 1999 e 2008, a fim de estimar as funções ofertas de energia elétrica geradas pelas tecnologias (fontes) hidrelétricas (tradicional) e biomassa (verde). Com essas estimações obteve-se as elasticidades preço-oferta de ambas as tecnologias geradoras de eletricidade.

⁸⁴ Esse balanço tem como base o ano de 2008 e foi construído pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – Disponível em: www.epe.gov.br.

⁸⁵ A oferta de energia elétrica nesse estudo desconsidera a parte de energia importada, sendo assim, os dados se referem apenas à oferta doméstica.

⁸⁶ Vale salientar que foi considerado como biomassa o material orgânico florestal (lenha vegetal) como fonte primária de energia renovável, pois, dentre os compostos orgânicos que poderiam representar a biomassa, apenas a lenha vegetal continha os dados necessários completos (preço e volume ofertado) para a estimação da função oferta.

Adicionalmente, foi possível analisar os efeitos sobre o preço e sobre o volume produzido de eletricidade gerada a partir das tecnologias verde e tradicional, quando elevado o compromisso, α , de produzir energia verde (proposições I, II e III). Vale salientar que a introdução dessa fração α no setor de eletricidade brasileiro está associada à introdução do sistema de certificação verde como uma forma regulatória de estimular a produção de energia renovável. Sobretudo, o mecanismo de certificado verde apresenta-se como uma ferramenta importante quando a intenção é diversificar a matriz energética brasileira, objetivando reduzir a dependência do sistema elétrico em questão quanto ao uso da fonte hídrica.

Para a efetivação das análises das proposições I, II e III (seção 7.1.1) tomamos como base dados do ano de 2008 (custo marginal e oferta estimada). Poderíamos utilizar dados de qualquer ano anterior a 2008 para verificar os efeitos da aplicação da certificação verde em cada ano específico, no entanto, o trabalho seria repetitivo. Além disso, o objetivo principal desse trabalho é verificar os efeitos provocados no preço e no volume de eletricidade gerada a partir das tecnologias, hidrelétrica e biomassa, quando a fração α se eleva. Certamente, poderíamos obter uma previsão desses efeitos para o ano de 2010, caso houvesse dado do custo marginal de se produzir 1MWh a partir das tecnologias sugeridas por esse trabalho (hidrelétrica e biomassa). Isso seria possível através das funções ofertas estimada de energia elétrica, as quais representariam uma previsão média das ofertas de eletricidade geradas a partir das fontes tecnológicas tradicional e verde. A priori, foi feita uma análise tomando como base o ano de 2008.

Seguindo os objetivos específicos expostos por esse trabalho e considerando o equilíbrio de mercado, foi possível encontrar os ganhos e/ou as perdas (excedentes) dos produtores e dos compradores de energia elétrica (verde e tradicional) depois da introdução do mecanismo de certificação verde para o ano de 2008.

Assim, a Tabela 10, a seguir, mostra os resultados da regressão log-log (ou log-linear)⁸⁷ da oferta de energia elétrica gerada a partir das hidrelétricas (ou tecnologia tradicional). A função estimada demonstra a regressão da variável dependente, oferta de energia ($\ln(X^t)$), com relação a variável explicativa preço da energia ($\ln(P)$). Tal estimação foi obtida a partir da seguinte forma funcional, a qual se apresentou como uma forma alternativa para a função exponencial expressa pela equação 20: $\ln(X^t) = \ln(A^t) + k_t \ln(P) + u_i$, onde a variável explicada $\ln(X^t)$ representa a oferta de energia elétrica gerada a partir da tecnologia

⁸⁷ A forma log-linear foi alcançada aplicando-se “Ln”(log-natural) em ambos os lados da equação 20 (seção 7.1.1.1). Mais detalhes podem ser encontrados em Gujarati (2000), capítulo 6.

tradicional; $\ln(A^t)$ é o coeficiente de intercepto; k_t é o coeficiente angular e faz referência a elasticidade preço-oferta; $\ln(P)$ é a variável explicativa que representa o preço da energia em questão; e, u_t é o termo de perturbação estocástica. Segundo a Tabela 10, a regressão⁸⁸ log-linear da oferta de energia elétrica obtida a partir da tecnologia tradicional foi:

$$\ln(X^t) = 17,58414 + 0,338836\ln(P)$$

Equação 26

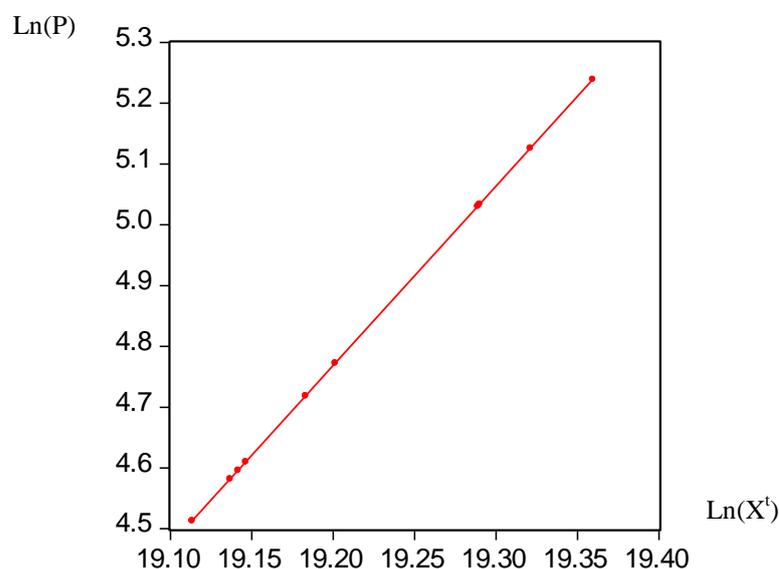
Tabela 10. Regressão log-linear da oferta de energia elétrica tradicional ($\ln(X^t)$) em relação ao preço da energia ($\ln(P)$)

Variável dependente: $\ln(X^t)$				
Método: MQO (Mínimo Quadrados ordinários)				
Número de observações: 10				
Variável	Coefficientes	Erro padrão	Statística-t	Prob.
$\ln(P)$	0.338836	0.067948	4.986716	0.0011
C	17.58414	0.328086	53.59616	0.0000
R^2	0.756597	Estatística F		24.86734
R^2 ajustado	0.726172	Prob.(Estatística F)		0.001070

Fonte: Resultado do Eviews - Elaboração própria.

⁸⁸ Qualquer regressão linear realizada nesse trabalho segue os pressupostos básicos do Modelo Clássico de Regressão Linear, os quais foram respeitados na íntegra. O método utilizado para as estimações dos parâmetros foi o Método dos Mínimos Quadrados (MQO). Segundo o teorema de Gauss-Markov, os parâmetros estimados pelo método dos mínimos quadrados, possuem as propriedades de melhores estimadores lineares não-viesados (MELNV) – Gujarati, 2000.

Gráfico 13 – Regressão log-linear da oferta de energia elétrica tradicional ($\text{Ln}(X^t)$) em relação ao preço da energia ($\text{Ln}(P)$)



Fonte: Resultado do Eviews - Elaboração própria.

Segundo os resultados da Tabela 10, acima, o coeficiente de inclinação da variável explicativa $\text{Ln}(P)$ é significativo de acordo com a estatística de teste individual t^{89} , em nível de significância de 1%. Dito de outra forma, a probabilidade de cometer o Erro do Tipo I⁹⁰ é 0,11%, ou seja, menor do que 1%. Nesse caso, o coeficiente de inclinação estimado, \hat{k}_t , mede a elasticidade⁹¹ da variável $\text{Ln}(X^t)$ com relação a variável $\text{Ln}(P)$, ou seja, mede a variação percentual de $\text{Ln}(X^t)$ quando há uma variação percentual em $\text{Ln}(P)$. Interpretando a relação preço-oferta da energia elétrica tradicional, percebe-se que o coeficiente de elasticidade preço-oferta é, aproximadamente, 0,33, indicando que, para um aumento de 1% no preço de 1 MWh, a oferta aumenta, em média, 0,3%. Vale salientar que essa relação é direta, além disso, o valor da elasticidade preço-oferta é menor do que 1 (hum), o que significa dizer que a oferta de energia é inelástica com relação às variações percentuais do preço de energia, ou seja, o percentual de aumento da oferta é menor do que o percentual de aumento do preço.

⁸⁹ $t = \hat{k}_t / ep(\hat{k}_t)$, sob a hipótese nula de que $\hat{k}_t = 0$, onde \hat{k}_t é o coeficiente de inclinação estimado.

⁹⁰ A probabilidade de cometer Erro do Tipo I reflete-se na probabilidade de rejeitar a hipótese verdadeira.

⁹¹ A elasticidade de $\text{Ln}(X^t)$ com relação à variável $\text{Ln}(P)$ é igual a, aproximadamente, 0,33 (Tabela 10). Esse valor também é conhecido como elasticidade preço-oferta.

O valor de R^2 esclarece que o grau de ajustamento da reta de regressão aos dados no modelo é de, aproximadamente, 75%, ou seja, essa porcentagem mostra até que ponto a variação em $\text{Ln}(X^t)$ é explicada pela variação da variável independente $\text{Ln}(P)$.

A estatística F^{92} , 24,86, aproximadamente (Tabela 10), rejeitou a hipótese nula de que os parâmetros são conjuntamente iguais a zero, destacando a significância conjunta dos mesmos (em nível de 1% de significância). Logo, a variável dependente, $\text{Ln}(X^t)$, possui relação linear com a variável explicativa $\text{Ln}(P)$ do modelo. Outra forma de verificar a significância conjunta dos coeficientes estimados é observar o valor da probabilidade do teste F, que na Tabela 10 apresenta-se igual a 0,1%, aproximadamente. Isso significa dizer que a probabilidade de se cometer o Erro do Tipo I é menor do que 1%.

A Tabela 11, a seguir, apresenta os resultados da regressão log-linear da oferta de energia elétrica gerada a partir da biomassa (ou tecnologia verde). A função estimada demonstra a regressão da variável dependente oferta de energia ($\text{Ln}(X^e)$) com relação a variável explicativa preço da energia verde ($\text{Ln}(P_g)$). Tal estimação foi obtida a partir da seguinte forma funcional, a qual se apresentou como uma forma alternativa para a função exponencial expressa pela equação 21: $\text{Ln}(X^e) = \text{Ln}(A^e) + k_g \text{Ln}(P_g) + u_i$, onde a variável explicada $\text{Ln}(X^e)$ representa a oferta de energia elétrica gerada a partir da tecnologia verde; $\text{Ln}(A^e)$ é o coeficiente de intercepto; k_g é o coeficiente angular e faz referência a elasticidade preço-oferta; $\text{Ln}(P_g)$ é a variável explicativa que representa o preço da energia em questão; e, u_i é o termo de perturbação estocástica. Segundo a Tabela 11, a regressão log-linear da oferta de energia elétrica obtida a partir da tecnologia verde foi:

$$\text{Ln}(X^e) = 12,70482 + 0,383495 \text{Ln}(P_g)$$

Equação 27

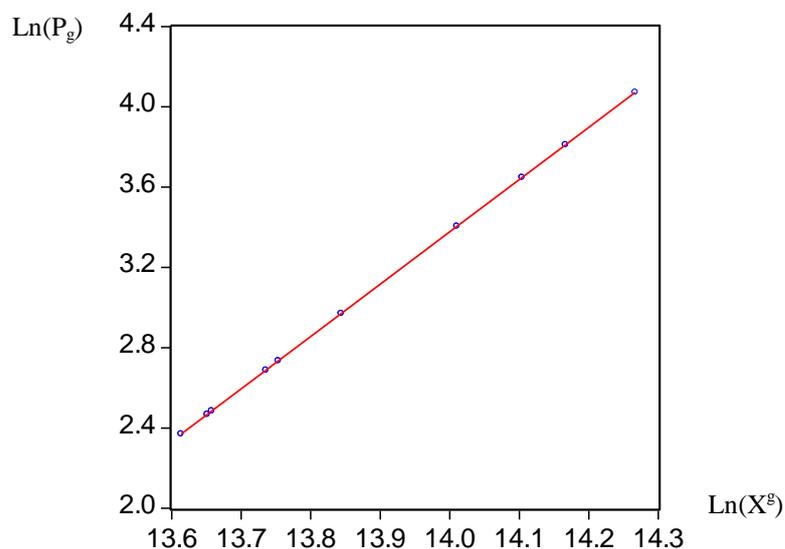
⁹² Regra de decisão: $F_{0,01}(k-1=1;n-2=8)=11.3$, onde $F_{\text{calculado}} > F_{\text{tabelado}}$, logo rejeita-se a hipótese nula conjunta. Vale salientar que k é o número de variáveis explicativas, incluindo o intercepto; e, n é o número de observações.

Tabela 11. Regressão log-linear da oferta de energia elétrica verde ($\text{Ln}(X^g)$) em relação ao preço da energia ($\text{Ln}(P_g)$)

Variável dependente: $\text{Ln}(X^g)$				
Método: MQO				
Nº de observações: 10				
Variável	Coefficiente	Erro padrão	Estatística t	Prob.
$\text{Ln}(P_g)$	0.383495	0.111456	3.440791	0.0088
C	12.70482	0.347872	36.52150	0.0000
R^2	0.596755	Estatística F		11.83904
R^2 ajustado	0.546349	Prob(Estatística F)		0.008814

Fonte: Resultado do Eviews - Elaboração própria.

Gráfico 14 – Regressão log-linear da oferta de energia elétrica verde ($\text{Ln}(X^g)$) em relação ao preço da energia ($\text{Ln}(P_g)$)



Fonte: Resultado do Eviews - Elaboração própria.

Segundo os resultados da Tabela 11, acima, o coeficiente de inclinação da variável explicativa $\text{Ln}(P_g)$ é significativo de acordo com a estatística de teste individual t^{93} , em nível de significância de 1%. Dito de outra forma, a probabilidade de cometer o Erro do Tipo I é 0,88%, ou seja, menor do que 1%. Nesse caso, o coeficiente de inclinação estimado, \hat{k}_g , mede a elasticidade da variável $\text{Ln}(X^g)$ com relação a variável $\text{Ln}(P_g)$, ou seja, mede a variação percentual de $\text{Ln}(X^g)$ quando há uma variação percentual em $\text{Ln}(P_g)$. Interpretando a relação preço-oferta de energia elétrica verde, percebe-se que o coeficiente de elasticidade

⁹³ $t = \hat{k}_g / ep(\hat{k}_g)$, sob a hipótese nula de que $\hat{k}_g = 0$, onde \hat{k}_g é o coeficiente de inclinação estimado.

preço-oferta é, aproximadamente, 0,38, indicando que, para um aumento de 1% no preço de 1 MWh da energia verde, a oferta aumenta, em média, 0,38%. Essa relação é direta, além disso, o valor da elasticidade preço-oferta é menor do que 1 (hum), o que significa dizer que a oferta de energia verde é inelástica com relação às variações percentuais do preço de energia, ou seja, o percentual de aumento da oferta é menor do que o percentual de aumento do preço.

O valor de R^2 esclarece que o grau de ajustamento da reta de regressão aos dados no modelo é de, aproximadamente, 60%, ou seja, essa porcentagem mostra até que ponto a variação em $\text{Ln}(X^s)$ é explicada pela variação da variável independente $\text{Ln}(P_g)$.

A estatística F^{94} apresentou-se igual a 11,83, aproximadamente (Tabela 11), logo, a hipótese nula de que os parâmetros são conjuntamente iguais a zero é rejeitada, em nível de 1% de significância. Assim, a variável dependente, $\text{Ln}(X^s)$, possui relação linear com a variável explicativa $\text{Ln}(P_g)$ do modelo. Adicionalmente, a probabilidade da estatística F apresenta-se igual a 0,88%, aproximadamente, isso significa dizer que a probabilidade de se cometer o Erro do Tipo I é menor do que 1%.

A Tabela 12, a seguir, mostra os resultados da regressão log-linear da oferta de energia elétrica gerada a partir da tecnologia tradicional quando introduzido a certificação verde. A existência da certificação verde no sistema de eletricidade foi representada pela introdução do valor de um imposto⁹⁵ sobre a oferta de energia tradicional. O valor desse imposto refletiu o custo marginal de se produzir 1 MWh de energia verde, e, portanto, refletiu o preço do certificado verde. O preço do certificado⁹⁶ foi deduzido do preço da energia tradicional. A função estimada demonstrou a regressão da variável dependente, oferta de energia ($\text{Ln}(X^t)$), com relação a variável explicativa preço da energia ($\text{Ln}(P - P_c)$). Tal estimação foi obtida a partir da seguinte forma funcional: $\text{Ln}(X^t) = \text{Ln}(A^t) + k_t \text{Ln}(P - P_c) + u_i$, onde a variável explicada $\text{Ln}(X^t)$ representa a oferta de energia elétrica gerada a partir da tecnologia tradicional; $\text{Ln}(A^t)$ é o coeficiente de intercepto; k_t é a elasticidade preço-oferta; $\text{Ln}(P - P_c)$ é a variável explicativa que representa o preço da energia em questão deduzida do preço do certificado verde (custo marginal de se produzir 1 MWh de energia verde); e, u_i é o termo de perturbação estocástica. Segundo a Tabela 12, a regressão log-linear da oferta de energia elétrica obtida a partir da tecnologia tradicional, incluindo a certificação verde, foi:

⁹⁴ Regra de decisão: $F_{0,01}(k-1=1;n-2=8)=11.3$, onde $F_{\text{calculado}} > F_{\text{tabelado}}$, logo rejeita-se a hipótese nula.

⁹⁵ Caso o preço do certificado fosse introduzido na função oferta de energia verde ele seria entendido como subsídio (efeito equivalente ao efeito provocado pelo imposto).

⁹⁶ $P_g = P + P_c$ (Equação 3) – Análise teórica.

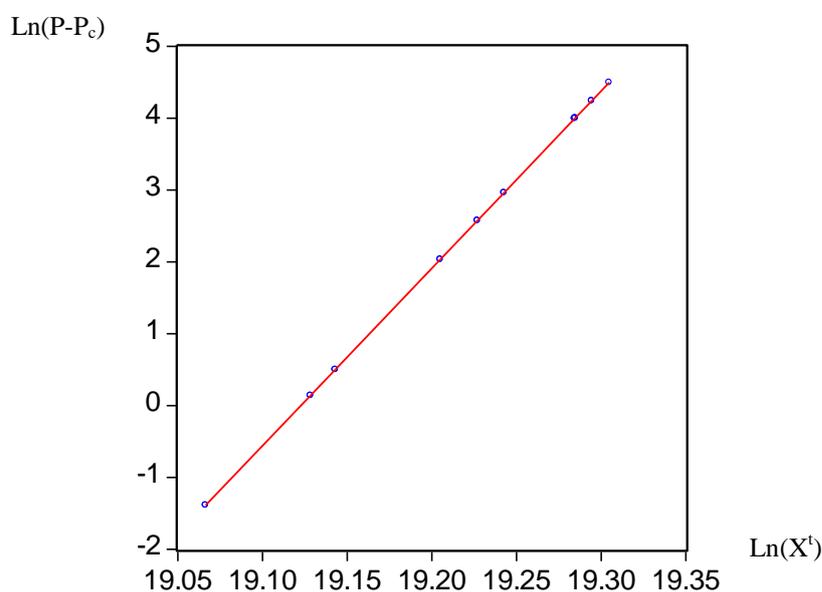
$$\widehat{\ln(X^t)} = 19,12266 + 0,040493\ln(P - P_c)$$

Equação 28

Tabela 12. Regressão log-linear da oferta de energia elétrica tradicional ($\ln(X^t)$) em relação ao preço ($\ln(P - P_c)$), incluindo a certificação verde

Variável dependente: $\ln(X^t)$				
Método: MQO				
Nº de observações: 10				
Variável	Coefficientes	Erro padrão	Estatística t	Prob.
$\ln(P - P_c)$	0.040493	0.010792	3.752277	0.0056
C	19.12266	0.032712	584.5685	0.0000
R^2	0.637674	F-statistic		14.07958
R^2 ajustado	0.592384	Prob(F-statistic)		0.005606

Fonte: Resultado do Eviews - Elaboração própria.

Gráfico 15 – Regressão log-linear da oferta de energia elétrica tradicional ($\ln(X^t)$) em relação ao preço ($\ln(P - P_c)$), incluindo a certificação verde

Fonte: Resultado do Eviews - Elaboração própria.

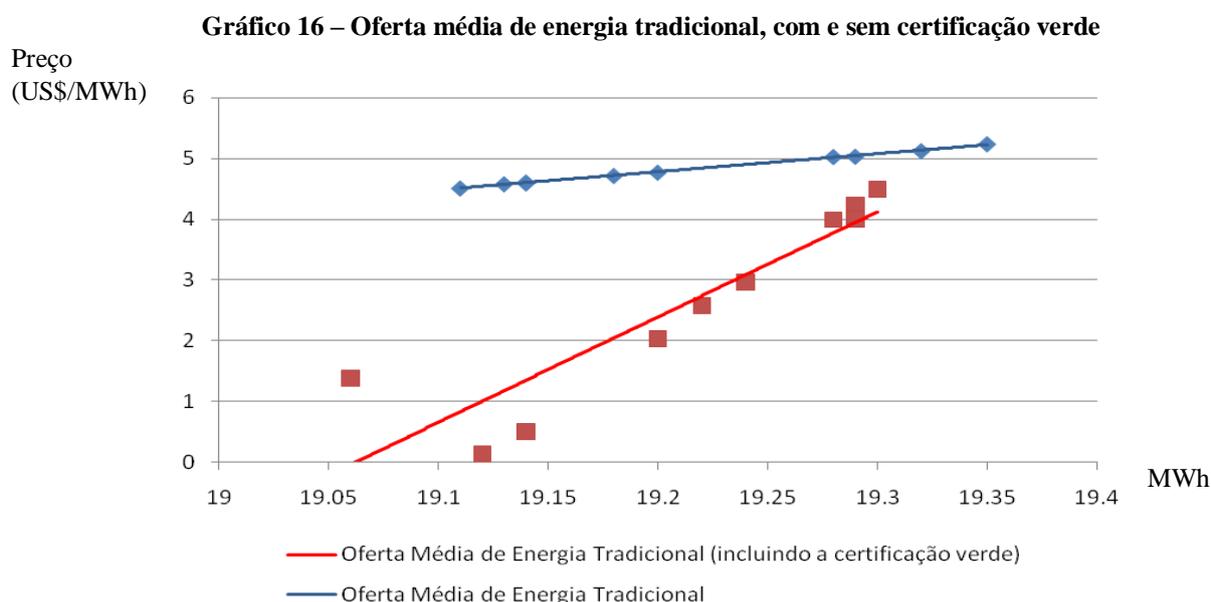
Segundo os resultados da Tabela 12, acima, o coeficiente de inclinação da variável explicativa $\ln(P - P_c)$ é significativo de acordo com a estatística de teste individual t, em nível de significância de 1%. Dito de outra forma, a probabilidade de cometer o Erro do Tipo I é 0,56%, ou seja, menor do que 1%. Interpretando a relação preço-oferta de energia elétrica

tradicional, percebe-se que o coeficiente de elasticidade preço-oferta é, aproximadamente, 0,04, indicando que, para um aumento de 1% no preço de 1 MWh, a oferta aumenta, em média, 0,04%. Além da relação preço-oferta apresentar-se de forma direta, a oferta de energia é inelástica com relação às variações percentuais do preço de energia, ou seja, o percentual de aumento da oferta é menor que o percentual de aumento do preço.

O valor de R^2 esclarece que o grau de ajustamento da reta de regressão aos dados no modelo é de, aproximadamente, 63%, ou seja, essa porcentagem mostra até que ponto a variação em $\ln(X^1)$ é explicada pela variação da variável independente $\ln(P-P_c)$.

A estatística F obteve valor igual a 14,07, aproximadamente (Tabela 12), o que demonstra que a hipótese nula de que os parâmetros são, conjuntamente, iguais a zero, (em nível de 1% de significância) é rejeitada. Logo, a variável dependente, $\ln(X^1)$, possui relação linear com a variável explicativa $\ln(P-P_c)$. Dito de outra forma, a probabilidade de se cometer o Erro do Tipo I é, aproximadamente, 0,56%. Isso significa dizer que a probabilidade de se cometer o Erro do Tipo I é menor do que 1%.

O Gráfico 16, a seguir, informa o comportamento da oferta estimada da energia tradicional antes de depois da introdução da certificação verde. Em geral, a oferta média da energia tradicional diminuiu depois de considerado a certificação verde (efeito demonstrado pelo valor do imposto, correspondente ao custo marginal de produzir 1 MWh de energia verde advinda da tecnologia verde). Tal efeito pode ser observado quando a curva da oferta média de energia tradicional foi deslocada para baixo (da curva azul para a curva vermelha – Gráfico 16, a seguir). Além do efeito deslocamento, a curva de oferta da energia tradicional tornou-se mais inclinada (curva vermelha), o que indica menor sensibilidade com relação às mudanças de preços. Essa análise corrobora com os resultados das elasticidade preço-oferta expressas nas Equações 28 e 26, respectivamente, de (0,04) e (0,3).



Fonte: Resultado do Eviews - Elaboração própria⁹⁷.

Depois de encontrada as regressões da oferta de energia gerada pela tecnologia tradicional (com e sem o valor do imposto) e a regressão da oferta de energia gerada pela tecnologia verde foi possível analisar, de forma estática, as proposições I, II e III descritas pela análise teórica (seção 7.1.1).

Tomando como base o ano de 2008, verificou-se que a oferta de energia elétrica gerada a partir da tecnologia tradicional foi, em média, 19,29MWh. Tal volume teve preço equivalente a US\$ 5,00/MWh. Incluindo a certificação verde no sistema de eletricidade, e, assim, introduzindo o preço do certificado na curva de oferta da energia tradicional, como um valor que deve ser inserido como imposto, a oferta de energia tradicional diminuiu, em média, para 19,28MWh. Em termos percentuais, a oferta de energia tradicional reduziu 0,05%, aproximadamente. O efeito do imposto (P_c) também reduziu o preço da energia tradicional de US\$ 5,00/MWh para US\$ 4,0/MWh, em termos percentuais, isso correspondeu a uma queda de 20%, aproximadamente.

O custo marginal da tecnologia verde correspondeu a US\$ 4,59/MWh (Leilão de energia de fontes alternativas, 2007 e 2008). Considerando que a fração do compromisso em produzir energia verde (α) seja igual a 10%, então, o preço do certificado é 10% da diferença entre o preço da energia verde e o preço da energia tradicional por MWh ($P_c = \alpha(P_g - P)$).

⁹⁷ É importante frisar que os valores dos preços e das quantidades de eletricidade nesse trabalho estão em ln.

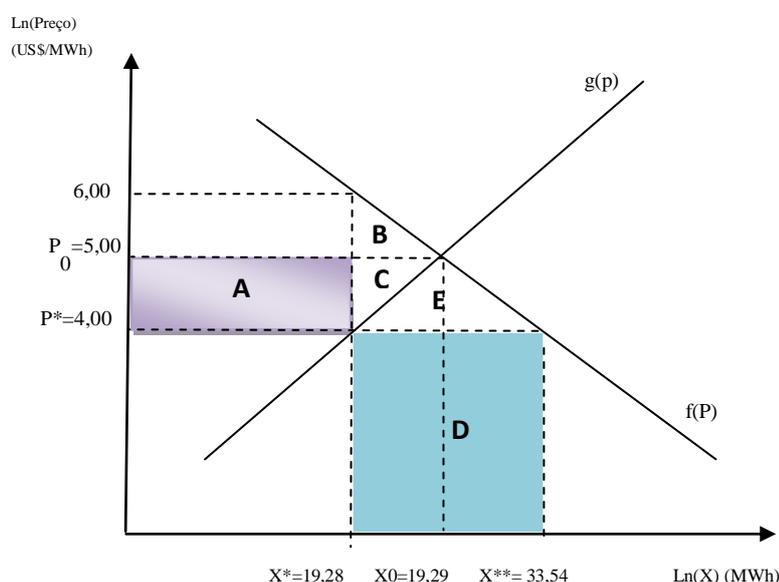
Assim, temos que o preço do certificado é igual a US\$0,059 $[(4,59 - 4,00) \cdot 0,1]$, valor correspondente a obrigação de consumir uma parcela da energia gerada pela tecnologia verde (αP_c). O preço de aquisição da energia (P_x), incluindo o preço do certificado (P_c) foi de US\$4,059/MWh $[4,0 + 0,059]$ e a oferta total de energia elétrica foi de 33,5MWh⁹⁸. O preço de aquisição da energia (P_x) foi reduzido em, aproximadamente, 19% $[((4,059 - 5,00)/5,00) \cdot 100]$ e a oferta total de energia cresceu, aproximadamente, 73,7% $[((33,5 - 19,29)/19,29) \cdot 100]$, quando comparado com os dados iniciais (sem considerar o compromisso da certificação verde).

O Gráfico 17, a seguir, apresenta os ganhos e/ou perdas dos produtores e dos consumidores de energia elétrica advindas das tecnologias verde e tradicional, depois de introduzido a certificação verde como mecanismo regulatório capaz de desenvolver e expandir tecnologias que produzem energia que não agredem o meio ambiente (energia verde). Considerando o equilíbrio de mercado, bem como a fração $\alpha=10\%$, o excedente do produtor de energia tradicional correspondeu às perdas das áreas A e C do Gráfico 17, ou seja, $(-A-C)$. Assim, a perda do produtor de energia tradicional foi equivalente a US\$ 19,285MWh $(-19,28 - 0,005)$ depois de introduzido a certificação verde no sistema elétrico brasileiro. O excedente do consumidor correspondeu à diferença das áreas A e B, ou seja, $A-B$. Como não foi possível encontrar a regressão da demanda de energia⁹⁹, consideramos, para essa análise, uma disposição a pagar pelo volume $X^* = 19,28/\text{MWh}$ de US\$6,00/MWh (medido a partir do comportamento do valor referente ao ano de 2008). Nesse caso, o ganho do consumidor, depois da introdução da certificação verde, foi de US\$19,275MWh $(19,28 - 0,005)$, aproximadamente. O excedente do produtor de energia verde correspondeu à área definida pela seguinte diferença: $D-E$. Logo, o produtor de energia verde obteve um ganho correspondente a US\$49,91MWh $(\text{US}\$57,04 - \text{US}\$7,13)$. O benefício líquido total correspondeu a um ganho de US\$49,9MWh $(-19,285 + 19,275 + 49,91)$, aproximadamente.

⁹⁸ Considerando a presença da certificação verde, essa soma refere-se à oferta estimada para o ano de 2008 das energias elétricas advindas das tecnologias hidráulica e biomassa $(19,28 \text{ MWh} + 14,26 \text{ MWh}$, aproximadamente).

⁹⁹ Isso ocorreu devido à relação positiva demonstrada pelas variáveis preço e consumo de energia. Segundo o aporte bibliográfico, isso aconteceu porque o consumo de energia apresentou comportamento crescente na série considerada por esse estudo, principalmente nos últimos anos, fato que ocasionou a elevação do preço da energia. Além disso, a elevação das rendas das famílias, a implantação de projetos, como por exemplo, “Luz para todos”, também contribuíram para a expansão do consumo de energia elétrica, o que, conseqüentemente, provocou a elevação dos preços (BEN, 2009).

Gráfico 17 – Excedente do produtor e do consumidor



Fonte: Elaboração própria – desconsiderar escala¹⁰⁰.

Tomando como referência as proposições (I, II, III) expostas na abordagem teórica (seção 7.1.1), bem como os dados para o ano de 2008, foi possível constatar que o preço de aquisição da energia elétrica caiu depois que a cota de compromisso α referente a produção da energia verde foi introduzida ao sistema em questão. Adicionalmente, o volume de produção de energia elétrica aumentou no referido ano. Nesse contexto, que resultados podem ser obtidos caso a cota (α) do compromisso aumente?

O Gráfico 18, a seguir, apresenta o comportamento dos preços do certificado verde, da energia tradicional e da energia de aquisição (total) quando a fração do compromisso α aumenta. Como definido pela proposição I, o preço da energia tradicional (P) diminui, quando o valor de α aumenta¹⁰¹, tal resultado demonstrou que o preço da energia tradicional manteve uma relação inversa com a elevação do compromisso α (Gráfico 18). Dito de outra forma, na medida em que o compromisso α aumenta mais incentivos são dados a produção de energia verde, e, de forma equivalente, o mercado de energia tradicional sofre o efeito do imposto. Tal efeito foi refletido pela redução da produção e a queda do preço desse último tipo de energia.

No que diz respeito à proposição II, o Gráfico 18, a seguir, nos informa que o preço do certificado verde (P_c) aumentou quando a fração do compromisso α cresceu. Em outras

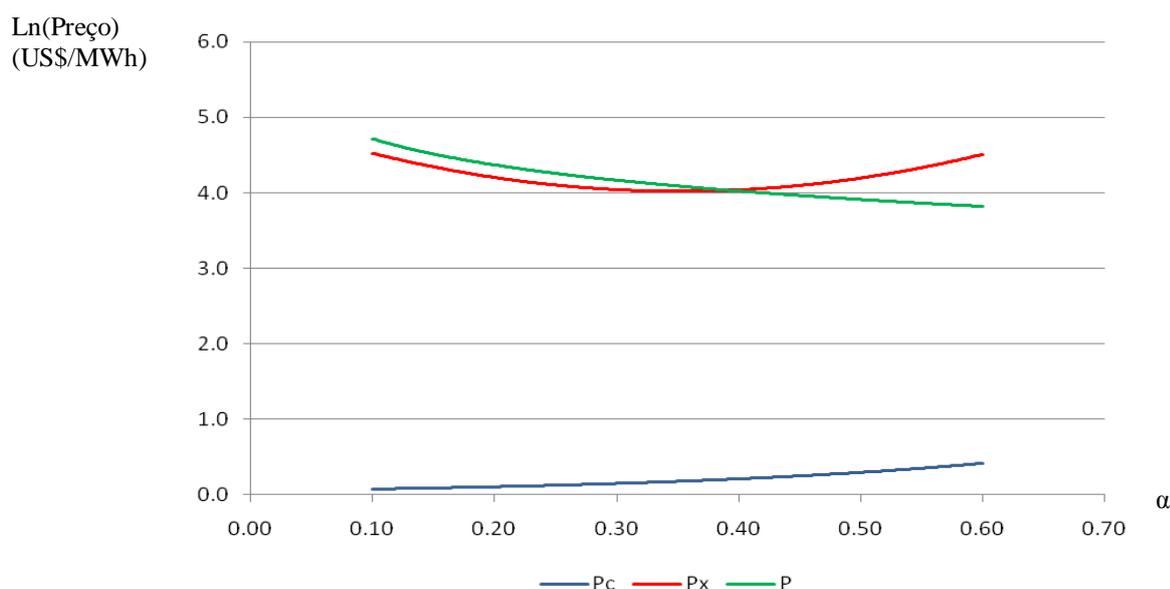
¹⁰⁰ Não foi possível desenhar esse gráfico considerando a escala, uma vez que as variações do preço e da quantidade de energia elétrica, depois da introdução da certificação no modelo, foram pequenas.

¹⁰¹ Quando já incluso o preço da certificação verde.

palavras, quando a fração do compromisso α aumenta, uma maior demanda por energia verde é exigida pelos consumidores, que passam a consumir uma fração maior de energia gerada a partir da tecnologia verde. Isso, ao longo do tempo, certamente, causa a elevação do preço do certificado, uma vez que o valor do mesmo corresponde ao valor de 1 MWh produzido de energia verde.

Quanto ao preço de aquisição (P_x), ele se mostrou decrescente até um preço mínimo de, aproximadamente, US\$4,00/MWh, quando a fração do compromisso α alcançou um nível aproximado de 35%. Depois desse nível de compromisso, o preço da energia de aquisição começou a crescer (Gráfico 18, a seguir). Isso confirma o comportamento ambíguo demonstrado pela proposição III (seção 7.1.1).

Gráfico 18 – Comportamento dos preços do certificado verde, da energia tradicional e da energia de aquisição (total) quando a fração do compromisso α aumenta



Fonte: Elaboração própria.

O Gráfico 19, a seguir, apresenta tendências dos volumes ofertados¹⁰² da energia tradicional advinda da tecnologia hidrelétrica, da energia verde e da energia total (incluindo a oferta da energia verde oriunda da fonte biomassa), quando o valor do compromisso α se eleva. Percebe-se no gráfico mencionado que a oferta total da energia elétrica cresceu

¹⁰² Relembrando: tomando como referência o ano de 2008.

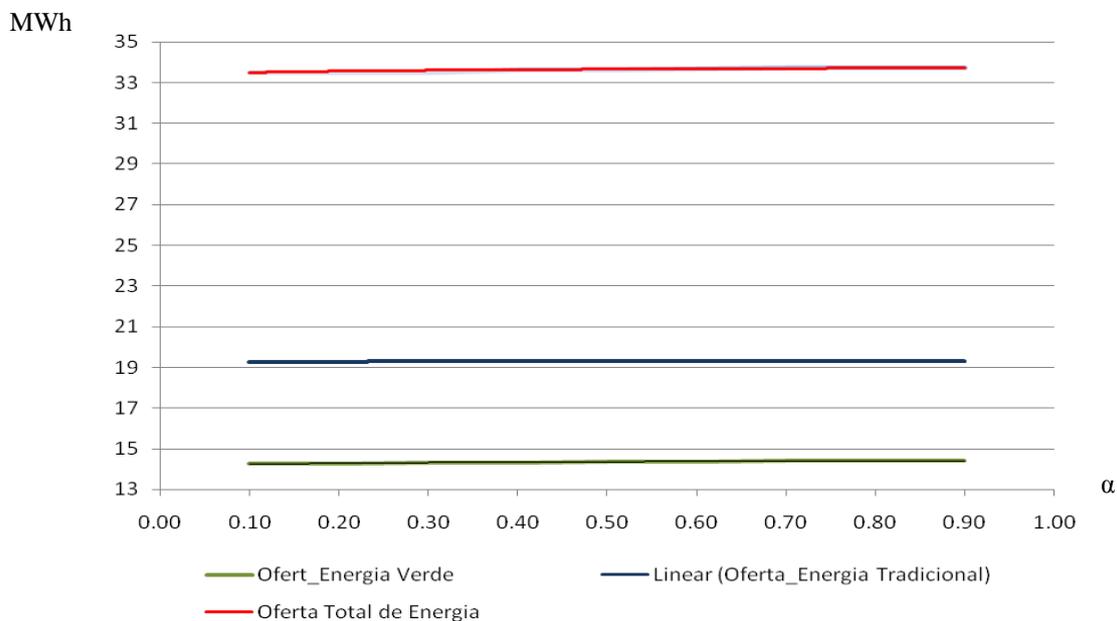
suavemente na medida em que o compromisso α aumentou. No que se refere à oferta da energia tradicional, essa permaneceu constante durante o intervalo apresentado de α .

Segundo a proposição I a oferta da energia tradicional deveria decrescer, enquanto o compromisso α aumentasse (assim como foi observado no comportamento dos preços da energia tradicional – Gráfico 18). No entanto, os dados analisados mostraram que para o ano de 2008 a variação do compromisso não provocou efeito significativo na oferta da energia tradicional, deixando a curva constante. Tal comportamento demonstrou que para qualquer variação de α a oferta de energia tradicional permaneceu quase que constante (aproximadamente 19 MWh) no ano de 2008. Isso se mostra compreensível quando analisamos que deve ser demorado o processo de reduzir a oferta de energia, depois que a mesma sofre o efeito de um imposto, principalmente, quando estamos analisando o comportamento em um período apenas. Talvez seja importante analisar o comportamento da oferta ao longo de alguns anos, mas esse objetivo pode ser analisado futuramente, em outro trabalho.

A oferta da energia verde aumentou suavemente durante o ano de 2008, quando o valor do compromisso α cresceu (Gráfico 19, a seguir). Tal resultado apresenta-se de acordo com a análise exposta pela proposição II (seção 7.1.1). Segundo essa proposição e a análise como um todo, tal comportamento era esperado na medida em que o governo passasse a estimular, através de subsídio (ou, equivalentemente, imposto sobre a produção de energia tradicional), a produção de energia verde.

Quanto a curva de oferta total de energia, essa, de acordo com a proposição III (seção 7.1.1), deveria demonstrar comportamento ambíguo (segundo a variação de P_x demonstrada pelo Gráfico 18), no entanto, ela cresceu de forma discreta inicialmente e manteve-se constante ao final, na medida em que α aumentou (Gráfico 19, a seguir). Segundo os dados analisados, seria imprudente afirmar que essa curva não poderia decrescer, quando considerado participações mais elevadas de α .

Gráfico 19 – Comportamento das ofertas da energia tradicional, da energia verde e da energia total, quando o valor do compromisso α aumenta



Fonte: Elaboração própria.

Nesse contexto, um imposto foi atribuído aos produtores de energia elétrica tradicional (energia gerada a partir das hidrelétricas). Tal imposto representou, analogamente, o custo marginal de produzir 1 MWh de energia verde. Com isso e segundo as estimações descritas por essa análise empírica, a oferta da energia elétrica tradicional foi reduzida em 0,05% (tomando como referência o ano de 2008). Além disso, o preço da energia elétrica tradicional caiu 20%, nesse mesmo período. É importante acrescentar que esses efeitos sobre o preço e sobre a quantidade ofertada de energia elétrica tradicional ocorreram depois que foi introduzida a certificação verde, e, assim, quando considerado o valor do compromisso $\alpha = 10\%$ em produzir energia verde. Adicionalmente, toda a análise foi realizada de forma estática tomando como referência um único período.

Considerando ainda $\alpha=10\%$ e tomando como base o ano de 2008, o preço de aquisição da energia (P_x), incluindo o preço do certificado verde (P_c), reduziu em, aproximadamente, 19% e a oferta total de energia elétrica cresceu cerca de 73,7%, quando comparado com os valores iniciais, ou seja, antes da introdução do mecanismo de certificação verde.

No que se refere aos ganhos e/ou perdas dos produtores e dos consumidores, considerando $\alpha=10\%$ e o ano de 2008, a introdução da certificação verde no sistema elétrico

brasileiro gerou perdas para o ofertante de energia elétrica tradicional, em torno de US\$ 19,28/MWh. Já o consumidor obteve ganho na ordem de US\$ 19,27/MWh, aproximadamente. Quanto ao excedente do produtor de energia elétrica verde (oriunda da biomassa), esse obteve ganhos no valor de US\$ 49,91/MWh (Gráfico 17).

Variando o valor do compromisso α , foi possível observar que o preço da energia elétrica tradicional (P) decresceu na medida em que o valor do compromisso α aumentou (Gráfico 18). Ainda no Gráfico 18, percebe-se que o preço do certificado verde (P_c) aumentou quando α cresceu. Quanto ao preço de aquisição da energia total, esse obteve comportamento ambíguo, decresceu a princípio, até o preço mínimo de US\$ 4,00/MWh e, correspondentemente, a um valor de $\alpha=35\%$, depois desse nível de compromisso (α), o preço da energia de aquisição cresceu. É importante lembrar que tais resultados corroboram com as proposições I, II e III descritas pela análise teórica (seção 7.1.1.).

Em outras palavras, na medida em que o compromisso α aumentou mais incentivos foram atribuídos à produção de energia verde, por outro lado, o mercado de energia tradicional sofreu o impacto do imposto, fato que resultou na queda da produção e na diminuição dos preços desse último tipo de energia. Observando o lado do consumo, a crescente demanda pela energia verde, associada a valores mais elevados de α , acabaram por elevar o preço do certificado verde. Quanto ao preço de aquisição de energia, esse, num primeiro momento se tornou mais baixo na medida em que a obrigação α cresceu. Assim, numa visão geral, a presença da certificação verde demonstrou ser um caminho positivo, uma vez que foi possível diversificar a produção de energia renovável (estimulando a energia advinda da biomassa), e, gerar ganhos para o consumidor, quando esse pôde usufruir de preços de aquisição mais baixos e de oferta de energia mais elevada.

Em se tratando do comportamento das quantidades ofertadas de energia elétrica quando o valor do compromisso α aumentou (Gráfico 19), as ofertas de energia elétrica verde e total cresceram discretamente durante o ano de 2008, o que era de se esperar. No entanto, a oferta de energia elétrica tradicional apresentou comportamento quase que constante na medida em que α se elevava. Tal comportamento não era esperado, uma vez que valores maiores de α estimulam a produção e o consumo (considerando o equilíbrio) de energia verde em detrimento da produção de energia tradicional, pois, o valor do compromisso obriga ao produtor e ao consumidor, respectivamente, a produzir e a consumir mais da energia verde na medida em que α cresce.

Assim, levando em consideração o quesito racionamento, bem como a necessidade de diversificar a matriz energética brasileira e, sobretudo, de contribuir com as questões que envolvem o meio ambiente, como por exemplo, a redução dos Gases de efeito Estufa (GEE), esse trabalho implementou o sistema de certificação verde levando em consideração dados do setor elétrico brasileiro. Tal sistema demonstrou eficácia quando a intenção era a de potencializar e incentivar a produção de energia renovável. Para tanto, o excedente do ofertante da energia elétrica oriunda da biomassa (energia verde) obteve ganhos na ordem de US\$49,00/MWh . Associado a isso, foi possível reduzir o preço de aquisição e aumentar o volume ofertado de energia elétrica, fato que gerou ganhos para o consumidor final de, aproximadamente, US\$19,00/MWh. O benefício líquido total demonstrou um ganho de, aproximadamente, US\$49,9/MWh. Adicionalmente, na medida em que o valor do compromisso α foi se elevando, as proposições (I, II e II) sugeridas pela parte teórica desse trabalho foram se concretizando, ou seja, o preço da energia tradicional caiu, o preço do certificado verde aumentou e o preço de aquisição da energia elétrica total (advinda das hidrelétricas e da biomassa) decresceu.

CONCLUSÕES

De acordo com o aporte bibliográfico descrito no capítulo 6 desse trabalho não há dúvidas de que a certificação verde é um mecanismo importante quando estimula o desenvolvimento de tecnologias que ofertam energia elétrica renovável. Não é a toa que países da Europa (Alemanha, Noruega, Itália, Inglaterra, entre outros) estão engajados na implementação desse instrumento como meio eficaz para atingir metas ambientais, principalmente, no que se refere à geração de eletricidade.

No que diz respeito ao Brasil, nenhuma experiência com a certificação verde, até então, foi observada. O que se verifica são experiências isoladas (que podem ou não ter apoio do governo, através de linhas de financiamento) em gerar energia renovável, tais como, o desenvolvimento da energia eólica, da biomassa, entre outras. **Mas, nenhum caso que abordasse a implementação de políticas ambientais (de mercado) no âmbito do setor de eletricidade, a exemplo, a certificação verde, foi encontrado a nível nacional.** Vale salientar que o Brasil já tem um histórico positivo quando o assunto abrange a geração de energia elétrica renovável, haja vista que sua fonte tecnológica principal são as hidrelétricas. **Nesse contexto, esse trabalho procurou informar que o mecanismo de certificação verde pode ser utilizado como uma forma de diversificar a matriz energética brasileira, buscando, assim, minimizar a dependência quase que total das fontes hidrelétricas.** Sobretudo, o sistema de certificação verde pode ser utilizado no setor de eletricidade brasileiro para potencializar a geração de energia renovável.

O setor elétrico brasileiro passou por dois momentos de reestruturação. O primeiro deles ocorreu, mais especificamente, no início da década de 90. Tal momento estava associado ao processo de desverticalização do sistema elétrico, o que culminou no afastamento da figura do Estado como grande ofertante e financiador do sistema em questão, bem como promoveu a privatização das empresas estatais de eletricidade. Vale acrescentar que tais mudanças ocorreram devido a existência de um setor que se apresentava, desde o final da década de 70, desorganizado institucionalmente e financeiramente. O segundo momento da reestruturação ocorreu em 2004, quando um novo modelo energético brasileiro foi sugerido, especialmente, como uma resposta à crise de abastecimento que acontecera em 2001 e 2002. Sabe-se que essa crise resultou em apagões e racionamentos, trazendo prejuízos para todos os setores da economia brasileira. Nesse sequência, o setor elétrico brasileiro mostrou-se mais uma vez

frágil, mas, por motivos diferentes daqueles apresentados no início do processo de desverticalização das empresas de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica, que estava estruturado outrora sob as premissas de um monopólio natural.

A dependência do setor elétrico brasileiro no que diz respeito à oferta de energia gerada através das hidrelétricas torna-se evidente quando observado que, aproximadamente, 80% da energia consumida nacionalmente advém dessa fonte tecnológica. Tal dependência demonstra certa fragilidade do sistema. Essa fragilidade pode se acentuar, especialmente, em períodos de escassez de chuvas, como o que ocorreu, períodos antes de acontecer a crise energética de 2001, nas principais regiões que abrigavam as mais importantes hidrelétricas nacionais (Sudeste, Centro-oeste de Nordeste). Nesse sentido, a importância de diversificar a matriz elétrica brasileira apresenta-se como um caminho positivo na direção de suprir possíveis gargalos de oferta e, assim, minorar as chances de ocorrer novos racionamentos de energia. Sobretudo, a relevância da diversificação se acentua quando a mesma está direcionada a desenvolver tecnologias que ofertem energia elétrica a partir de fontes renováveis.

O mecanismo de certificação verde foi utilizado nesse trabalho para viabilizar a diversificação da matriz energética brasileira, buscando estimular a produção de energia elétrica oriunda de fontes renováveis. Para tanto, o estímulo foi dado à produção de eletricidade originada da fonte biomassa, sendo as hidrelétricas a fonte consolidada no mercado de eletricidade nacional. Nesse contexto, o modelo desenvolvido por Bye (2003), que descreve a sistemática da implementação dos certificados verdes no sistema elétrico, foi adotado por esse trabalho.

Considerando a modelagem (BYE, 2003) seguida por esse trabalho, a implementação do mecanismo de certificado verde no sistema elétrico brasileiro gerou benefícios para os consumidores de energia elétrica quando os mesmo passaram a usufruir de preços mais baixos e de volumes maiores de energia elétrica. Vale salientar que tais resultados foram obtidos levando em consideração uma análise estática, o ano de 2008 e o valor do compromisso ou da cota verde igual a 10%.

Adicionalmente, o produtor de energia elétrica tradicional (advinda das hidrelétricas) sofreu perdas (volume e preço), quando foi implementado o valor do imposto sobre sua produção. Seu preço e seu volume de produção caíram depois de implementado a certificação verde. Por outro lado, o produtor de energia elétrica verde (advinda da biomassa) adquiriu ganhos, representados pelo aumento do preço, bem como pela elevação do volume ofertado desse tipo de energia. Nesse sentido, a introdução da certificação verde no mercado de

eletricidade brasileiro gerou uma transferência de excedente (ganhos) do mercado de energia elétrica tradicional para o mercado de energia verde e para os consumidores de eletricidade.

Os resultados observados por essa pesquisa corroboraram com as proposições I, II e III (descritas na seção 7.1.1 – Análise Teórica), as quais demonstram o comportamento dos preços, quando o valor do compromisso de produzir energia originada da biomassa se elevava. O resultado alcançado relatou que o preço da energia elétrica tradicional caiu e o preço do certificado verde cresceu, quando o valor do compromisso se elevou. No que se refere ao preço de aquisição da energia elétrica (preço total), esse sofreu uma queda inicialmente, até uma cota de obrigação de produzir energia verde de, aproximadamente, 35% e depois voltou a crescer.

Assim, a implementação do mecanismo de certificação verde no sistema elétrico brasileiro apresentou resultados satisfatórios quando estimulou a diversificação da matriz energética, incentivando a produção de energia elétrica renovável. Essa conclusão se configurou na análise de mercado realizada sobre os preços e sobre o volume de mercado, quando os mesmos sofreram o impacto do compromisso (α) de produzir eletricidade verde. Sabe-se que a cota verde reflete a imposição da certificação verde no sistema elétrico.

Segundo a análise de mercado, o estímulo dado a oferta de eletricidade a partir da fonte biomassa gerou menor dependência da matriz no que se refere à oferta de energia elétrica advinda das hidrelétricas. Conseqüentemente, tal sistemática acabou por contribuir com as questões que envolvem a preservação do meio ambiente, mais especificamente, com a mitigação dos Gases de Efeito Estufa, uma vez que proporciona a continuidade da existência de uma matriz que já é ambientalmente correta.

Como dito em outros trechos desse trabalho, o mesmo se concentrou em realizar uma análise estática do comportamento do preço e do volume de energia no mercado elétrico brasileiro, quando introduzido o mecanismo de certificação verde. Dito de outra forma, o sistema de certificação verde, quando implementado por esse trabalho aos dados do setor elétrico brasileiro, teve como propósito principal verificar o efeito sobre o preço e sobre o volume de produção, quando imposto pelo governo a cota verde de compromisso, a qual reflete o estímulo atribuído à produção de eletricidade advinda da fonte biomassa.

No entanto, fica como sugestão, para estudos posteriores, o desejo de realizar análises dinâmicas, levando em consideração variações no tempo. Talvez, tais simulações possam refletir análises mais concretas que possam justificar a aplicação do sistema de certificação verde como uma política pública viável de ser implementada no setor elétrico brasileiro.

Outras análises, envolvendo a fonte eólica, será objeto de estudo futuro, uma vez que a mesma se apresenta, atualmente, em evidência, como fonte geradora de energia elétrica renovável.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Aneel) – disponível em: www.aneel.gov.br;

_____. **ABDO, J.M. A ANEEL e as perspectivas para o setor elétrico**, Araraquara, Out. 98, Slides;

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Disponível em: www.anp.gov.br;

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Aneel). **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**, 3. ed. Brasília : Aneel, 2008. 236 p;

BANCO MUNDIAL. **La función del Banco Mundial en el sector de la electricidad: políticas para efectuar una reforma institucional, regulatoria y financiera eficaz**. Washington: Banco Mundial, 1993;

_____. **Relatório sobre o desenvolvimento mundial – 1994 – O Estado**. Rio Janeiro, Fundação Getúlio Vargas, 1994;

_____. **Relatório sobre o desenvolvimento mundial 1997 – O Estado**. Rio de Janeiro, Fundação Getúlio Vargas, 1997;

BAJAY, S. V.; BEZERRA DE CARVALHO, E. **Economia da energia**. Curso CENÁRIOS, 1998;

_____. **Avaliação do desempenho do setor elétrico brasileiro no período 1981/92**. Apud Anais do II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético –UNICAMP, dezembro de 1994;

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2009: Ano base 2008 / Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro : EPE, 2009. 274 p;

BERTOLDI, P.; HULD, T. Tradable certificates for renewable electricity and energy saving. **Energy Policy** 34 (2006), 212-222;

BÉRZIN, I. **A desnacionalização do setor elétrico brasileiro nos anos 90**. Disponível em: <http://www.sep.org.br/artigo/ixcongresso35.pdf>;

BELUZZO, L. G. M.; COUTINHO, L. G. Política econômica, inflações e crise. In: BELUZZO, L.G.M. (org.). **Desenvolvimento capitalista do Brasil**, 3.ed. São Paulo, Brasiliense, 1983;

BERGEK, A.; JACOBSSON, S. Are tradable green certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine? Lessons from Sweden 2003-2008. **Energy Policy** 38 (2010), 1255-1271;

BITU, R.; BORN, P. **Tarifas de energia elétrica**, Ed. MM, 1993;

BP Statistical Review of World Energy (2011) - Disponível em: www.bp.com

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES). **O setor elétrico - desempenho 93/99**. Rio de Janeiro: Informe Infra-Estrutura, nº 53, Dezembro de 2000. - 06 páginas;

BNDES., **Cadernos de Infra-Estrutura: Setor de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, 1997;
_____. Resultados do Programa de Privatizações In: www.bndes.gov.br, 22/04/98;
_____. **Cadernos de Infra-Estrutura: Setor de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, 1998;

BRESSER PEREIRA, Luiz Carlos. A reforma do Estado dos anos 90: lógica e mecanismos de controle. **Cadernos MARE da Reforma do Estado**. MARE, Caderno 1, Brasília, 1997;

BRESSER PEREIRA, L. C. Estratégia e estrutura para um novo estado. **Revista Economia Política**, v.7, n. 3(67), p. 27, jul-set. 1997;

BYE, T. **On the Price and Volume Effects from Green Certificates in the Energy Market**. Discussion Papers No. 351, Statistics Norway, Research Department, June 2003;

CARVALHO, J. F. **Desmembramento e privatização do sistema elétrico**. Resumo de Exposição ao Conselho Diretor do Clube de Engenharia. Reunião Ordinária de 14 setembro. 1998;

CASTRO, N. J. de; LEITE, A. L. da S. **Preço spot de eletricidade: teoria e evidências do caso brasileiro**. 2008. Disponível em: www.ie.ufrj.br/datacenteria/pdfs/seminarios/pesquisa/texto0306.pdf;

CIARRETA, A.; HITA-GUTIÉRREZ, C.; NASIROV, S. Renewable energy sources in the Spanish electricity market: Instruments and effects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** 15 (2011), 2510-2519.

CHOSSUDOVSKEY, M. **A globalização da pobreza**. São Paulo: Moderna, 1999;

COOPERS & LYBRAND. **Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro**. Executive Summary of the Consolidated Report for Stage IV of the Consultancy Advisory for the Minister of Mines and Energy, Brazilian Government, June, 1997;

DIAS, D.S; RODRIGUES, A P. A tarifação da energia elétrica em ambiente econômico desregulado e competitivo: alguns princípios e reflexões. Rio de Janeiro, **Revista Pesquisa e Planejamento Econômico**, v.26, nº1, abril 1996;
_____. Regulação das indústrias de rede: o caso dos setores da infra-estrutura energética, São Paulo, **Revista de Economia Política**, vol. 7, nº 3 (67), ed.34, julho - setembro, 1997;

ELETROBRÁS. **Plano decenal de expansão 1998/2007**. GCPS, versão preliminar, março, 1998;

ELETROBRAS/MME/DNAEE. Novas tarifas de energia elétrica, 1985;
_____. **Histórico**, Disponível em: <www.eletrabras.gov.br>;

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE) – Disponível em: <www.epe.gov.br>;

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Leilão de fontes alternativas**. Rio de Janeiro, 18/06/2007;

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Leilão de energia de reserva**. Rio de Janeiro, 14/08/2008;

EUROPEAN COMMISSION, 2001, **Directive 2001/77/CE** of the European Parliament and Council dated 27 September 2001;

FERREIRA, C. K. L. **O financiamento da indústria e da infra-estrutura no Brasil: crédito de longo prazo e mercado de capitais**. Tese apresentada na Universidade de Campinas, setembro, 1995;

FEARNSIDE, P. M. **Fogo e emissões de gases de efeito estufa dos ecossistemas florestais da Amazônia brasileira**. Estudos Avançados, 16(44), 2002;

FEARNSIDE, P. M. **Desmatamento na Amazônia: dinâmica, impactos e controle**. ACTA Amazônica, vol. 36(3), 2006: 395-400;

FRISTRUP, P. Some challenges related to introducing tradable green certificates. **Energy Policy**, Vol. 31, p. 15-19, 2003;

FUNDAP. Fundação do Desenvolvimento Administrativo. Projeto PNUD/IPEA/ FUNDAP, n. 800-1040. **Perspectivas da reestruturação financeira e institucional do Setor Elétrico brasileiro**. Relatório Final. São Paulo, maio, 1997;

GREMAUD, A.P.; VASCONCELOS, M.A.S.; TONETO JÚNIOR, R. **Economia Brasileira Contemporânea**, 6ª. Ed., Atlas, 2006.

GUJARATI, Damodar, (2000). **Econometria Básica**. 3ª Edição, São Paulo: Pearson Makron Books.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) - Disponível em: <www.eia.org>;

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA (IPEA) – Disponível em: <ipeadata.gov.br>;

MACIEL, I. M. O.; ALMEIDA, L. D. A. Livre mercado de energia elétrica no Brasil: reflexos do novo modelo setorial. **Conjuntura e Planejamento**, Salvador: SEI, n. 132, p.41-45, maio/2005;

MARCHENKO, O. V. Modeling of a Green certificate market. **Renewable Energy** 33 (2008), 1953-1958.

MENANTEAU, P.; FINON, D.; LAMY, M-L. Prices versus quantities : choosing policies for promoting the development of renewable energy. Published in **Energy Policy**, 2003, VI. 31, nº 8, p. 799-812;

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, Projeto RE-SEB- II Workshop – O novo modelo do setor elétrico brasileiro, slides – Disponível em: <www.mme.gov.br/Sem>;

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Balanço Energético Nacional 2008**. – Disponível em: <www.mme.gov.br>;

MORTHORST, P. E. The development of a green certificate market. **Energy Policy**, Vol.28, p. 1085-1094, 2000;

MORTHORST, P. E. Interactions of a tradable green certificates market with a tradable permits market. **Energy Policy** 29, 345–353, 2001;

MUNHOZ, D. G. Os déficits e o reordenamento das finanças públicas. In: LOZARDO, E. (org.). **Déficit Público: políticas econômicas e ajustes estruturais**. São Paulo, Paz e Terra, 1987;

NIELSEN, L. e JEPPESEN, T. Green electricity Certificates: a supplement to the flexible mechanisms of the Kyoto Protocol. **FEEM**, Working paper, nº 49.99, julho de 1999/2000;

NIELSEN, L., JEPPESEN, T. Tradable green certificates in selected European countries—overview and assessment. **Energy Policy** 31, 3–14, 2003;

OLIVEIRA, A. (coord.). **Perspectivas da reestruturação financeira e institucional do setor elétrico brasileiro**. Relatório de pesquisa patrocinado pelo Pnud/Ipea/Fundap, maio 1997;

OLIVEIRA, Adilson de. **Privatização do Setor Elétrico: Dilemas e Opções**. Rio de Janeiro/RJ: IE/UFRJ, 1996;

OLIVEIRA, A (1992), **Electricity System Performance: Options and Opportunities for Developing Countries**, COPED-CEC, Luxembourg;

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS) – Disponível em: <www.ons.org.br>;

PAINEL INTERGOVERNAMENTAL SOBRE MUDANÇAS CLIMÁTICAS (IPCC). Quarto relatório de avaliação: Mitigação da mudança climática. Grupo de trabalho III do **IPCC**, 2007;

PEARCE, D. W.; TURNER, R. K. **Economics of Natural Resources and the Environment**. London: Harvester Wheatsheaf, 1990;

PIRES, J. C. I.; PICCININI, M. S. **Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro**. Rio de Janeiro: BNDES, julho, 1998 (Texto para Discussão);

PIRES, J. C. L.; GIAMBIAGE, F.; SALES, A. F. **As perspectivas do setor elétrico após o racionamento**. Textos para Discussão: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, Rio de Janeiro, n. 97, p. 1-47, 2002;

PLANO NACIONAL DE ENERGIA 2030 - Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Disponível em: <www.epe.gov.br>;

REIS, R. M. de M.; PIRES, M. A.; TEXEIRA, A. C. C. **Os Benefícios da Privatização: Evidência no Setor Elétrico Brasileiro**. Disponível em: <<http://www.congressosp.fipecafi.org/artigos62006/283.pdf>>;

SANTOS, M. F. M. **Sistema interligado: benefícios e encargos**. Texto apresentado no seminário “The Electric Power Sector Reform”, Foz do Iguaçu, maio 1996;

SILVA, A. C. S. **Investimento, regulação e mercado: uma análise do risco do setor elétrico**. Tese apresentada na Universidade Federal de Lavras (UFLA), 2007, 430p.;

SKYTTE, K. **Interplay between environmental Regulation and Power Markets**. European University Institute, Working paper, 2006.

SKYTTE, K. e JENSEN, S. G. Simultaneous attainment of energy goals by means of green certificates and emission permits. **Energy Policy**, Vol.31, p. 63-71, 2003;

SKYTTE, K. e JENSEN, S. G. Interactions between the power and green certificate markets. **Energy Policy**, Vol. 30, p. 425-435, 2002;

SODERHOLM, P. The political economy of international green certificate markets. **Energy Policy** 36 (2008), 2051-2062;

THE DANISH MINISTRY OF ENVIRONMENT AND ENERGY. Elreformen (The Danish electricity reform (in Danish)), 1999;

VOOGT, M., BOOTS, M.G., SCHAEFFER, G.J., MARTENS, J.W. Renewable electricity in a liberalized market—the concept of Green Certificates. **Energy and Environment** 11, 65–79, 2000;

UNGER, T.; AHLGREN, O. E. Impacts of a common green certificate market on electricity and CO₂ – emission markets in the Nordic countries. **Energy Policy** 33, 2152–2163, 2005;

WORLD ENERGY COUNCIL (WEC) – Disponível em: <www.worldenergy.org>.

APÊNDICE A – Derivações que expressam os efeitos dos preços

- Derivando primeiro a Equação 11:

$$\begin{aligned}
 -f + (1-\alpha)f' \left[\frac{\partial P}{\partial \alpha} + \alpha \frac{\partial P_c}{\partial \alpha} + P_c \right] &= g' \left(\frac{\partial P}{\partial \alpha} \right) \\
 -f + (1-\alpha)f' \left[\frac{\partial P}{\partial \alpha} \right] + (1-\alpha)f' \left[\alpha \frac{\partial P_c}{\partial \alpha} \right] + (1-\alpha)f' P_c &= g' \left(\frac{\partial P}{\partial \alpha} \right) \\
 \left[(1-\alpha)f' - g' \right] \frac{\partial P}{\partial \alpha} + (1-\alpha)f' \alpha \left[\frac{\partial P_c}{\partial \alpha} \right] &= f - (1-\alpha)f' P_c
 \end{aligned}$$

Equação 29

- Derivando a Equação 12:

$$\begin{aligned}
 f + \alpha f' \left[\frac{\partial P}{\partial \alpha} + \alpha \frac{\partial P_c}{\partial \alpha} + P_c \right] &= h' \left(\frac{\partial P}{\partial \alpha} + \frac{\partial P_c}{\partial \alpha} \right) \\
 f + \alpha f' \left[\frac{\partial P}{\partial \alpha} \right] + \alpha f' \alpha \left[\frac{\partial P_c}{\partial \alpha} \right] + \alpha f' P_c &= h' \left[\frac{\partial P}{\partial \alpha} \right] + h' \left[\frac{\partial P_c}{\partial \alpha} \right] \\
 \left[\alpha f' - h' \right] \left[\frac{\partial P}{\partial \alpha} \right] + \left[\alpha^2 f' - h' \right] \left[\frac{\partial P_c}{\partial \alpha} \right] &= -f - \alpha f' P_c
 \end{aligned}$$

Equação 30

- Aplicando a regra de Cramer para resolver o sistema composto pelas Equações 13 e 14, temos que:
 - A. Calcular o determinante da matriz dos coeficientes, que no nosso sistema é:

$$\begin{aligned}
|A| &= \begin{vmatrix} (1-\alpha)f' - g' & (1-\alpha)\alpha f' \\ f' - h' & \alpha^2 f' - h' \end{vmatrix} \\
&= [(1-\alpha)f' - g'] [\alpha^2 f' - h'] - [(1-\alpha)\alpha f'] [f' - h'] \\
&= (1-\alpha)\alpha^2 f'^2 - (1-\alpha)f'h' - \alpha^2 f'g' + g'h' - (1-\alpha)\alpha^2 f'^2 + (1-\alpha)\alpha f'h' = \\
&= (1-\alpha)\alpha f'h' - (1-\alpha)f'h' - \alpha^2 f'g' + g'h' = \\
&= (\alpha-1) [(1-\alpha)f'h'] - \alpha^2 f'g' + g'h' = \\
&= -(1-\alpha) [(1+\alpha)f'h'] - \alpha^2 f'g' - g'h' = \\
|A| &= (1-\alpha)^2 f'h' + \alpha^2 f'g' - h'g'
\end{aligned}$$

Equação 31

Onde, $|A| < 0$ ¹⁰³.

B. Calculando os determinantes de Cramer, temos então:

$$\begin{aligned}
|A_1| &= \begin{vmatrix} f - (1-\alpha)f'P_c & (1-\alpha)\alpha f' \\ -f - \alpha f'P_c & \alpha^2 f' - h' \end{vmatrix} = [f - \alpha f'P_c] [(1-\alpha)\alpha f'] - [\alpha^2 f' - h'] [-f - (1-\alpha)f'P_c] \\
&= -\alpha(1-\alpha)ff' - \alpha^2(1-\alpha)f'^2P_c - \alpha^2 ff' + \alpha^2(1-\alpha)f'^2P_c + h'f - (1-\alpha)f'h'P_c = \\
&= -\alpha ff' + \alpha^2 ff' - \alpha^2 ff' + h'f - (1-\alpha)f'h'P_c = \\
|A_1| &= -\alpha ff' + h'f - (1-\alpha)f'h'P_c
\end{aligned}$$

Equação 32

Onde, $|A_1| > 0$.

$$\begin{aligned}
|A_2| &= \begin{vmatrix} (1-\alpha)f' - g' & f - (1-\alpha)f'P_c \\ \alpha f' - h' & -f - \alpha f'P_c \end{vmatrix} = [f' - h'] [-f - (1-\alpha)f'P_c] - [f - \alpha f'P_c] [(1-\alpha)f' - g'] \\
&= \alpha ff' - \alpha(1-\alpha)f'^2P_c - fh' + (1-\alpha)f'h'P_c + (1-\alpha)ff' - fg' + \alpha(1-\alpha)f'^2P_c - \alpha f'g'P_c = \\
&= ff' - fh' + (1-\alpha)f'h'P_c - fg' - \alpha f'g'P_c = \\
|A_2| &= ff' - f[\alpha + g']f'P_c - (1-\alpha)h' - \alpha g'
\end{aligned}$$

Equação 33

Onde, $|A_2| < 0$, desde que $\frac{h'}{g'} > \frac{\alpha}{1-\alpha}$.

¹⁰³ Sabemos que as condições de primeira ordem denotam que: $f' < 0$, $g' > 0$ e $h' > 0$

C. Calculando o valor das incógnitas, $\frac{\partial P}{\partial \alpha}$ e $\frac{\partial P_c}{\partial \alpha}$, temos que:

$$\frac{\partial P}{\partial \alpha} = \frac{|A_1|}{|A|} = \frac{-\alpha f f' + h' f - (1-\alpha) f' h' P_c}{(1-\alpha)^2 f' h' + \alpha^2 f' g' - h' g'}$$

Equação 34

$$\frac{\partial P_c}{\partial \alpha} = \frac{|A_2|}{|A|} = \frac{f f' - f (g' + g') + f' P_c [(1-\alpha) h' - \alpha g']}{(1-\alpha)^2 f' h' + \alpha^2 f' g' - h' g'}$$

Equação 35