

Raphael Bertrand Heideier

**Conceitos Básicos de Risco na Comercialização de Energia Elétrica no
Setor Elétrico Brasileiro e a Atuação Governamental**

**São Paulo
2009**

Raphael Bertrand Heideier

**Conceitos Básicos de Risco na Comercialização de Energia Elétrica no
Setor Elétrico Brasileiro e a Atuação Governamental**

Dissertação submetida à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção do
grau de mestre em Engenharia.

Área de concentração: Engenharia de Energia e
Automação Elétricas

Orientador: Prof. Livre-Docente Marco
Antonio Saidel

**São Paulo
2009**

Ficha Catalográfica

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

São Paulo, de Dezembro de 2009.

Assinatura do autor

Assinatura do orientador

Heideier, Raphael Bertrand

Conceitos Básicos de Risco na Comercialização de Energia Elétrica no Setor Elétrico Brasileiro e a Atuação Governamental / R. B. Heideier. – São Paulo, 2009. 126p.

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

1. Engenharia Elétrica 2. Eletrotécnica 3. Sistemas elétricos de potência 4. Energia elétrica I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II. t.

Agradecimentos

Agradeço aos professores Fernando A. A. Prado Jr., Marco A. Saidel e Dorel S. Ramos pela importante orientação e contribuições.

Ao GEPEA, SAS e demais colaboradores pelo suporte.

Ao Mateus Andrade e Juliana Ribbas, da comercializadora Delta Energia, pela colaboração com as simulação do NEWAVE e DECOMP.

À Sinerconsult, por disponibilizar informações e um modelo para a análise da tarifa.

Ao Marcos Z. Ueocka e Monique R. Setembro, pela dedicação ao CEAR e participação nas pesquisas.

Às mães Vera Lúcia e Lúcia Helena pela importante colaboração em toda minha educação.

Aos amigos, em especial às novas e importantes amizades conquistadas no PEA.

Resumo

HEIDEIER, R. B., **Conceitos Básicos de Risco na Comercialização de Energia Elétrica no Setor Elétrico Brasileiro e a Atuação Governamental**, Dissertação de mestrado – Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

Buscou-se refletir de que forma as decisões governamentais afetam o setor energético e como os agentes reagem ao modelo e à instabilidade das regras vigentes. O estudo compreende uma breve revisão da estrutura do atual modelo e dos principais riscos que envolvem a comercialização de eletricidade. Partiu-se do pressuposto que o preço é o maior risco presente no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), uma vez que é o reflexo de uma somatória de riscos. Os preços analisados são: i) o preço de curto prazo de energia elétrica (PLD), sua relação com as usinas termoeletricas e o despacho fora da ordem de mérito; ii) a tarifa de energia elétrica no ambiente cativo e livre, as principais variáveis de influência e uma projeção dos valores futuros; e iii) o preço de longo prazo de energia elétrica, uma revisão do resultado dos leilões e a discussão sobre a prorrogação / licitação das concessões de geração pelo governo. Entendendo a estreita relação que existe entre os três preços discutidos (tarifa, PLD e contratação de longo prazo) propõe-se uma metodologia alternativa para formação de carteiras eficientes de recursos de geração com o objetivo de demonstrar a importância de promover a expansão através de um sólido planejamento de longo prazo. Demonstra-se a metodologia em um estudo de caso em que se discute os resultados alcançados. Por fim, três medidas de melhoria ao atual modelo do SEB são sugeridas: 1) O planejamento de longo prazo da expansão da geração ser feito de forma integrada, considerando aspectos sociais, políticos, ambientais e econômicos; 2) Desassociar o custo marginal de expansão do custo marginal de operação; e 3) Criar um mecanismo para que o próprio mercado possa estabelecer o preço de curto prazo da energia elétrica.

Palavras-Chave: Risco Regulatório, Governo Federal, Setor Energético Brasileiro, Comercialização de Energia Elétrica.

Abstract

HEIDEIER, R. B., **Basic Risk Concepts in Electric Power Trade in Brazilian Electric Sector and the Governmental Performance**, Master Dissertation – Department of Electric Power and Automation Engineering, Escola Politécnica da Universidade de Sao Paulo, Sao Paulo, 2009.

It is intended to reflect how the governmental decisions affect the energy sector, as the agents react to the model and the instability of the effective rules. The research understands a brief of the current electric sector model structure and the main risks that involve the electricity trade. It was assumed that the price is the largest present risk in the Brazilian Electric Sector (BES), because it is the consequence of a sum of risks. The prices analyzed are: i) the short term price of electric power, its relation with the thermoelectric plants and the out of merit order dispatch; ii) the tariff of electric power in the captive and free environments, the main influence variable and a projection of the future values; and iii) the long term price of electric power, an auctions results revision and the question of to renew or to bid the currents concessions for generation plants at the end of the granted period. Understanding the narrow relationships existent between the three argued prices (tariff, short and long term prices) it is proposed an alternative methodology to build efficient portfolio of generation resources to demonstrate the importance of long term plan to promote the expansion. The methodology is demonstrated in a study case where the results are discussed. Finally, three measures of improvement to the current model of the BES are suggested: 1) A long term plan to expand the generation resources based in an integrated methodology that involves social, ambiental politics and economics aspects; 2) To disassociate the operational marginal costs to the expansion marginal costs; and 3) To create a mechanism in order that the market itself can to establish the spot price of electric power.

KeyWords: Regulatory Risk, Federal Government, Brazilian Electric Sector, Electric Power Trade.

Lista de Figuras

Figura 1: Forças competitivas num setor.....	25
Figura 2: Relações de comercialização de energia elétrica no atual modelo do SEB	30
Figura 3: Estrutura do SEB (Fonte: CCEE).....	35
Figura 4: Famílias e módulos das regras de comercialização de Energia Elétrica na CCEE (Fonte: CCEE)	36
Figura 5: Evolução da capacidade instalada da matriz elétrica Brasileira segundo o PNE 2030	61
Figura 6: Evolução da geração por fontes e energia dos reservatórios nos anos de 2007 e 2008	64
Figura 7: Evolução da geração por fontes e energia dos reservatórios em relação ao PLD.....	65
Figura 8: Oscilações do PLD e sua relação com crises energéticas no Brasil.....	66
Figura 9: Evolução do Custo Variável Unitário pela potência disponível	66
Figura 10: Curvas do custo variável unitário das térmicas convencionais para Janeiro de 2008	69
Figura 11: Projeção dos gastos para formação da tarifa de energia elétrica.....	90
Figura 12: Posicionamento estratégico individual dos agentes do SEB em relação às concessões (Fonte: Elaboração própria)	104
Figura 13: representação gráfica da cartiras de recursos simuladas.....	114

Lista de Tabelas

Tabela 1: Comparação entre a volatilidade dos preços da energia elétrica e a matriz de geração elétrica no período de Maio de 2003 a Janeiro de 2008 (Fonte: CEAR EPUSP)	63
Tabela 2: Preços marginais de operação (CMOs) com e sem alteração na curva de CVU.....	69
Tabela 3: Tarifas de fornecimento de energia elétrica para consumidores regulados e livres .	75
Tabela 4: Cálculo da tarifa de equilíbrio entre o mercado regulado e livre para clientes A2 e A4	76
Tabela 5: Consumo de energia e gastos com Combustível para o sistema isolado.....	77
Tabela 6: Evolução dos encargos cobrados no atual modelo do SEB.....	82
Tabela 7: Evolução do aumento do gasto com compra de energia em relação ao aumento do preço da energia contratada nos leilões de energia nova.....	85
Tabela 8: Evolução do aumento do gasto com compra de energia em relação ao aumento do preço da energia contratada nos leilões de energia existente	86
Tabela 9: Valores dos contratos de energia para os anos de 2009 a 2012.....	88
Tabela 10: Valores dos contratos de energia para os anos de 2013 a 2015.....	89
Tabela 11: Resumo dos gastos da CEMIG.....	89
Tabela 12: Gastos projetos para CEMIG	90
Tabela 13 – Contratações realizadas nos leilões de Energia Nova e Alternativa.....	93
Tabela 14: Evolução da capacidade instalada do SIN por fonte de geração entre 2008 e 2014.	94
Tabela 15: Energia comercializada nos leilões e os preços médios	96
Tabela 16: Preço médio da energia comercializada nos leilões, ponderada por tipo de vendedor	97
Tabela 17: Receita de Furnas pelos produtos de 2005 e 2006 do 1º Leilão de Energia Existente	98
Tabela 18: Custos e potencial realizável para cada fonte	112
Tabela 19: Limites das restrições do modelo	113
Tabela 20: Características das carteiras eficientes (Valores R\$ mil)	114

Lista de Siglas

ACL – Ambiente de Contratação Livre;
ACR – Ambiente de Contratação Regulada;
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica;
CAR – Curva de Aversão ao Risco;
CCC – Conta de Consumo de Combustíveis;
CCEAR – Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado;
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica;
CDE – Conta de Desenvolvimento Energético;
CER – Contrato de Energia de Reserva;
CFURH – Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos;
CME – Custo Marginal de Expansão;
CMO – Custos Marginais de Operação;
CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico;
CNPE – Conselho Nacional de Políticas Energéticas;
CONUER – Contrato de Uso de Energia de Reserva;
CVU – Custo Variável Unitário;
EPE – Empresa de Pesquisa Energética;
ESS – Encargo de Segurança do Sistema;
IAB – Instituto Ascende Brasil;
MMA – Ministério do Meio Ambiente;
MME – Ministério de Minas e Energia;
MRE – Mecanismo de Realocação de Energia;
ONS – Operador Nacional do Sistema;
PLD – Preço de Liquidação das Diferenças;
PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica;
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia;
RGR – Reserva Geral de Reversão;
RT – Reposicionamento Tarifário;
SEB – Setor Elétrico Brasileiro;
SIN – Sistema Interligado Nacional;
TE – Tarifa de Energia;

TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica;

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição;

Sumário

INTRODUÇÃO	12
OBJETIVO GERAL	14
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	14
HIPÓTESES	15
ESTRUTURA DO TRABALHO	15
1 REVISÃO TEÓRICA	17
1.1 AS REFORMAS DO SETOR ELÉTRICO NO MUNDO	17
1.2 FORMAÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA EM MERCADOS COMPETITIVOS NO MUNDO	19
1.2.1 <i>NordPool</i>	19
1.2.2 <i>BETTA - British Electricity Trading and Transmission Arrangements</i>	20
1.3 A TEORIA REGULATÓRIA E A ESTRATÉGIA COMPETITIVA	22
2 O ATUAL MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	28
2.1 OBJETIVOS DO ATUAL MODELO	28
2.2 A FORMAÇÃO DE PREÇO	30
2.2.1 <i>Os Leilões de Energia</i>	32
2.3 PROPÓSITO DOS PRINCIPAIS ATORES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	34
2.3.1 <i>O Estado</i>	35
2.3.2 <i>PETROBRAS</i>	45
2.3.3 <i>ELETOBRAS</i>	46
2.3.4 <i>As Distribuidoras de energia elétrica</i>	46
2.3.5 <i>As Geradoras de energia elétrica</i>	47
2.3.6 <i>As Transmissoras de energia elétrica</i>	51
2.3.7 <i>As Comercializadoras de energia elétrica</i>	51
2.3.8 <i>Os Consumidores de energia elétrica</i>	53
3 PRINCIPAIS FATORES DE RISCO NO SEB	54
3.1.1 <i>Risco de Volume e Preço</i>	54
3.1.2 <i>Risco de Crédito</i>	57
3.1.3 <i>Riscos Financeiros (Câmbio, Inflação e taxas de juros)</i>	58
3.1.4 <i>Riscos Estruturais</i>	58
3.1.5 <i>Risco Regulatório</i>	59
4 ANÁLISE DO PREÇO DE CURTO PRAZO DA ENERGIA ELÉTRICA	61
4.1 A ELEVACÃO DE PREÇO EM 2008 NO SEB	64
4.1.1 <i>A falta de lastro do gás Boliviano</i>	67
4.1.2 <i>Simulação do PLD para o início de 2008</i>	68
4.2 SOCIALIZAÇÃO DOS CUSTOS VIA ESS	70
5 ANÁLISE DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	73
5.1 TARIFA DE EQUILÍBRIO DA ENERGIA	73
5.1.1 <i>Gastos com Subsídios e Encargos</i>	77
5.1.2 <i>Gastos com Compra de Energia</i>	82
5.2 CENÁRIOS FUTUROS PARA TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA	86
5.2.1 <i>Prospecção de cenários para impostos e encargos</i>	87
5.2.2 <i>Análise dos cenários futuros</i>	87
6 ANÁLISE DO PREÇO DE LONGO PRAZO DA ENERGIA ELÉTRICA	91
6.1 A EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA	91
6.1.1 <i>Resultado dos Leilões de Energia Nova</i>	92
6.1.2 <i>Resultado dos Leilões de Energia Existente</i>	95
6.1.3 <i>O Atraso dos Cronogramas dos Projetos</i>	98
6.2 A QUESTÃO DA PRORROGAÇÃO OU LICITAÇÕES DAS CONCESSÕES DE GERAÇÃO	99
7 AVALIAÇÃO DE CARTEIRAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE INDICADORES DA OPERAÇÃO DO SISTEMA	105
7.1 METODOLOGIA	109
7.1.1 <i>Otimização dos Despachos</i>	110
7.1.2 <i>Cenários de Afluência</i>	111
7.1.3 <i>Combinação de Fontes</i>	111
7.1.4 <i>Avaliar a Combinação Ótima das Fontes</i>	111
7.2 ESTUDO DE CASO	112
7.2.1 <i>Dados de Entrada</i>	112

7.2.2	<i>Resultados</i>	113
8	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	116
8.1	PROPOSTAS DE DIRETRIZES PARA ARTICULAÇÃO DO PODER PÚBLICO	119
9	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	121

Introdução

Tomar decisões não é um privilégio de líderes, mas uma ação necessariamente exercida por qualquer ser vivo, de forma racional, instintiva ou intuitiva. A importância do risco na tomada de decisão pode ser exemplificada com o ato de fumar.

Todos os dias as pessoas tomam decisões sob incerteza - o simples ato de acender um cigarro exige uma decisão tomada no momento da ação ou em algum momento do passado. Atualmente a informação sobre os potenciais efeitos do cigarro no organismo humano é bem conhecida e divulgada em todo o mundo, em especial no Brasil, onde há um dos melhores programas antitabagismo do planeta (ISSA e LACSKO, 2008). Ao decidir fumar a pessoa deveria ponderar o benefício adquirido com o consumo do cigarro (prazer, efeito psicotrópico da nicotina, interação social etc.), o prejuízo imediato (imagem, mau cheiro, dispêndio de recurso financeiro e tempo, exclusão social em situações, lugares e grupos etc.) e o risco (resultado potencial futuro, como impotência, câncer, enfisema etc.).

Inicialmente é importante definir o conceito aqui usado de consciência, que não se limita ao acesso e compreensão da informação de estudos, por exemplo, que asseguram que o consumo de cigarro aumenta significativamente a chance da pessoa desenvolver um câncer. A consciência é o conjunto compreendido de conhecer a informação, entendê-la e acreditar na sua veracidade. É muito comum um fumante eliminar ou reduzir substancialmente o risco associado ao vício usando contra exemplos de pessoas que não tem câncer e fumaram a vida toda, desqualificando a informação, negando a sua veracidade e, desta forma, reduzindo a percepção de risco, ou até eliminando-a da sua análise para tomar a decisão. Portanto a consciência depende da crença do decisor na informação utilizada.

A consciência do risco não impede que o potencial fumante tome a decisão de se viciar. Essa decisão está ligada à forma como a pessoa pondera cada ponto avaliado no contexto em que a decisão será tomada. A análise consciente de um problema é aquela que utiliza toda a informação disponível, permitindo avaliar o problema de diversos ângulos. Desta forma o tomador de decisão pode antecipar resultados bons ou ruins e concorrer para evitar resultados negativos e favorecer a ocorrência de um resultado positivo ou pelo menos neutro.

A energia elétrica é um bem social, essencial à vida. Logo, o setor energético precisa ser regulamentado de forma a atender às necessidades da sociedade. É necessário que os

governos definam critérios de planejamento e formatação de políticas públicas de forma a realizar o melhor equilíbrio entre manter o preço da energia acessível e competitivo, diminuir o risco de racionamento e de interrupções, promovendo a expansão necessária da oferta de energia, de forma a atender as necessidades da sociedade e minimizar a agressão ao meio ambiente. Reformas no setor elétrico vêm sendo executadas desde o final do século passado em todo o mundo para alcançar tais objetivos.

Conceitualmente o modelo do setor elétrico de qualquer país deve alocar os riscos existentes entre os agentes que estão mais bem preparados para gerenciá-los, através de um conjunto de regras imparciais que buscam alcançar os objetivos do modelo, segurança, modicidade, estabilidade regulatória e inserção social.

Todo risco precisa ser gerenciado segundo sua relevância para assegurar a sustentabilidade de uma atividade econômica. Esse gerenciamento dos riscos tem como objetivo, para as atividades econômicas, valorar as perdas e ganhos relativos à exposição ao risco, investigar formas (aqui definida como produto) para mitigar ou reduzir perdas (ou aumentar ganhos) e, finalmente, buscar no mercado interessados em oferecer um produto para proteção ou criar metodologias que minimizem a exposição ao risco.

Buscou-se neste trabalho refletir de que forma as decisões governamentais afetam o setor energético e como os agentes reagem ao modelo e à instabilidade das regras estabelecidas. Partiu-se do pressuposto que o preço é o maior risco presente no SEB uma vez que é o reflexo de uma somatória de riscos. Avaliou-se se as decisões do governo vêm carregadas de intenções políticas e o quanto esta postura pode induzir os agentes a adiarem ou deixarem de investir pela percepção da instabilidade regulatória, o que prejudicam os objetivos do modelo.

Existe no mercado uma percepção de risco agravada pela falta de alinhamento das decisões tomadas pelo governo e os objetivos almejados pelo modelo do SEB - Setor Elétrico Brasileiro. Decisões tomadas pelo governo afetam significativamente variáveis de risco que favorecem determinados agentes em detrimento de outros, sem que estas decisões sejam justificadas, transparentes para outros agentes. Tais decisões podem, ainda, divergir dos objetivos do modelo institucional, como, por exemplo, a decisão de aceitar um corte de 20% no fornecimento de gás boliviano em maio de 2007 e ordenar a venda de todos os ativos da Petrobras presentes na Bolívia; a renegociação do contrato de Itaipu; a decisão de despacho fora da ordem de mérito; a prospecção de cenários induzem a investimentos paliativos que não buscam um ganho global a longo prazo, através: i) CAR; ii) o cálculo do ICB das térmicas; e iii) o cálculo do PLD.

A volatilidade do PLD – Preço de Liquidação das Diferenças - ainda não é bem compreendida pelos agentes do setor, seu processo de formação não é transparente, pois os cenários futuros não seguem uma metodologia específica, e oferece muita dificuldade para ser reproduzido. É comum, ainda, notar que decisões políticas afetam o preço da energia sem serem justificadas para a sociedade ou mesmo para os agentes do setor, como os despachos fora da ordem de mérito e o fator de carga das térmicas que influencia diretamente o PLD ou a definição da CAR, que não forma preço diretamente, mas influencia o PLD indiretamente.

Essa instabilidade trás uma elevada percepção de risco para as atividades deste setor, aumentando o custo da energia comercializada. Como consequência, a competitividade é afetada e os objetivos do modelo (segurança, modicidade, estabilidade regulatória e inserção social) são prejudicados. Pode-se citar a questão do gás boliviano como exemplo de decisão política que afetou significativamente o preço de curto prazo da energia elétrica no Brasil, pois a falta de lastro de gás natural colocou em risco o abastecimento nacional de energia elétrica, resultando em uma elevação brusca do preço de curto prazo que atingiu o máximo estabelecido em janeiro de 2008. Esta questão é discutida em profundidade no capítulo 4.

A falta de coordenação entre os objetivos de proteção ao meio ambiente e as necessidades de expansão da oferta é outro fator muito forte que ameaça os objetivos do modelo e que demonstram claramente que as decisões dos órgãos ambientais não estão alinhadas com o esforço do setor de energia.

Objetivo Geral

Estudar os riscos presentes na comercialização de energia elétrica no atual modelo do Setor Elétrico Brasileiro, apresentando os conceitos básicos e uma avaliação quantitativa com ênfase na influência governamental.

Objetivos específicos

- Definir o propósito dos principais agentes do SEB;

- Apresentar os principais fatores de risco do SEB;
- Compreender o atual modelo do SEB, com ênfase no sistema de formação do preço da eletricidade no Brasil. O Preço de Liquidação das Diferenças – PLD e os Leilões de Energia;
- Analisar o preço de longo e curto prazo;
- Analisar as tarifas de energia;
- Propor uma metodologia alternativa para o planejamento energético de empreendimentos de geração.

Hipóteses

- a. O modelo atual de formação de preços não tem credibilidade em prever os custos futuros com razoável precisão, e ainda sofre influências pelos interesses do governo federal e outros atores, ameaçando o marco regulatório.
- b. A origem dos conflitos que obstam alcançar os objetivos do modelo atual reside no planejamento de longo prazo do SEB.

Estrutura do trabalho

O capítulo 1 apresenta uma breve revisão teórica sobre os principais pontos que envolvem a política de operação e planejamento do SEB.

O capítulo 2 apresenta o atual modelo do SEB, os principais atores e os principais riscos.

O capítulo 3 apresenta os principais riscos.

No capítulo 4 realiza-se uma análise do preço de curto prazo de energia elétrica (PLD), sua relação com as usinas termoeletricas e o despacho fora da ordem de mérito.

No capítulo 5 efetua-se o estudo da tarifa de energia elétrica no ambiente cativo e livre.

O capítulo 6 dedica-se ao exame do Preço de Longo Prazo de energia elétrica, à revisão do resultado dos leilões e a discussão sobre a prorrogação/licitação das concessões de geração pelo governo.

No capítulo 7 propõe-se uma metodologia alternativa para formação de carteiras eficientes de recursos de geração e demonstra-se a metodologia em um estudo de caso em que se discute os resultados alcançados.

O capítulo 8 é dedicado à conclusão.

1 Revisão teórica

1.1 As reformas do setor elétrico no mundo

As reformas para a abertura do mercado de energia tiveram início em 1970 com a abertura parcial de novos participantes na geração de eletricidade nos EUA, e com a adoção do PURPA¹ em 1978 e do EPA² de 2005.

Em 1982, o Chile decretou uma lei introduzindo competição no mercado de eletricidade, permitindo a grandes consumidores finais escolherem seus fornecedores e negociar preços livremente. Posteriormente, estabeleceram-se mecanismos de mercado para determinar os despachos dos geradores e preço de atacado da eletricidade, possibilitando a competição entre os geradores.

O mercado de eletricidade da Inglaterra e Gales (*England and Wales Pool*), estabelecido em 1990, foi o primeiro a se efetivar na prática. Na tentativa de resolver alguns dos problemas de seu *Pool*, entre eles o do ‘poder de mercado’, freqüentemente exercido por geradores majoritários (BUNN, 2001; BORESTEIN, 2000), o agente regulador inglês criou, em setembro de 2000, um novo acordo de comercialização conhecido como NETA (*New Electricity Trading Arrangements*) (MACATANGAY, 2001; BUNN; OLIVEIRA, 2001). Em Abril de 2005, foi implementado o último arranjo adotado para Grã-Bretanha, BETTA (*The British Electricity Trading and Transmission Arrangements*), proposto pelo Ofgem (*Office of Gas and Electricity Markets*) e o DTI (*Department of Trade and Industry*), originando pela primeira vez um mercado de eletricidade totalmente competitivo.

Em 1991, a Noruega implementou uma reforma radical em sua indústria de eletricidade, com um modelo combinando a competição do mercado capitalista com a propriedade pública tradicionalmente associada às economias planificadas (MAGNUS; MIDTTUN, 2000). Em 1996, formou-se o *Nord Pool ASA*, com a incorporação da Suécia ao mercado norueguês. Este mercado de troca de energia incluiu a Finlândia em 1998 e a Dinamarca em 2000. Em

¹ Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA) regulariza a compra de energia elétrica de geradores qualificados (Produtores independentes).

² *Energy Policy Act of 2005*, Adoção de iniciativas políticas chaves as quais contêm muitas cláusulas relevantes para a reestruturação do setor de eletricidade.

2005 o *Nord Pool Spot* abriu a área de oferta *KONTEK* na Alemanha, a qual dá acesso para a área de controle da *Vattenfall Europe Transmission* (Nord Pool Spot).³

Na Austrália foi criado em 1997 o Mercado Nacional de Eletricidade, com a fusão das associações das áreas de atendimento elétrico de Victoria e New South Wales. Na Nova Zelândia, após dez anos de reformas foi estabelecido o Mercado Atacadista de Eletricidade em 1996, antecedido pela privatização da geração em 1987, pela privatização do sistema de distribuição e ainda pela possibilidade de escolha no atendimento por parte dos consumidores em 1994. Outras reformas importantes foram criadas durante a década de 90, como Argentina em 1991; Colômbia em 1995 e Alberta (Canadá) em 1996. (OECD/IEA, 2001)

O principal benefício esperado das reformas é aumentar a eficiência na indústria de fornecimento de energia (HATTORI; TSUTSUI, 2004), porém outros fatores podem ter contribuído para a tomada de decisão na implantação dessas alterações estruturais. Alguns peritos acreditam que fatores específicos dos países tiveram um peso significativo nestas decisões. Nos EUA, a discrepância significativa entre os preços da eletricidade e os custos marginais de longo prazo tem sido um fator chave de incentivo às reformas, especialmente em estados com preço elevado como Califórnia e Massachusetts. Na UE, a pressão política para o desenvolvimento do mercado europeu interno é o principal fator no processo de reforma. E em alguns países (por exemplo, Reino Unido, Chile e Argentina) a reforma foi ligada aos programas de privatização e a uma reforma mais larga da economia (OECD/IEA, 2001), embora a privatização inglesa não tenha acontecido por necessidades econômicas.

Na América do Sul, em particular, as principais motivações para a reforma foram a incapacidade de novos investimentos promovidos pelo Estado e as perspectivas de dificuldades de suprimento no curto prazo (VIEIRA FILHO, 2000a).

A avaliação do impacto econômico das reformas se faz necessária dado que estas são dispendiosas para sua implementação e parece haver controvérsia dos seus benefícios (HATTORI; TSUTSUI, 2004). Em geral, as reformas têm encontrado desafios significativos como concentração de mercado, integração insuficiente dos mesmos, falta de transparência e dificuldades para se estabelecer um preço baseado efetivamente no mercado. Apesar destes problemas, a Agencia Internacional de Energia (IEA) acredita que a liberalização do mercado de energia tem trazido significativos benefícios aos consumidores onde as reformas têm sido implementadas. (OECD/IEA, 2006)

³ Disponível em: < <http://www.nordpoolspot.com/about/History/> - Acesso em 8/02/2008.

1.2 Formação do preço da energia em mercados competitivos no mundo

Foram escolhidos dois mercados de grande importância e pioneirismo na implementação das reformas do setor elétrico no mundo, o mercado norueguês (NordPool), que hoje incorpora também Suécia, Finlândia, Dinamarca e uma região alemã, e o mercado britânico (BETTA).

O NordPool é um caso de grande sucesso que já balisa o setor elétrico de vários países e é um modelo para o desenvolvimento da integração energética europeia, o que justifica sua escolha e importância internacional. O BETTA é resultado de um modelo pioneiro que não obteve sucesso, sendo que, o estudo deste mercado no âmbito desta dissertação visualiza a captura de importantes contribuições e a identificar caminhos que devem ser evitados.

1.2.1 NordPool

O mercado *spot* é baseado em ofertas de aquisição e venda de contratos horários ou blocos de contratos que cobrem 24 horas do dia seguinte. As ofertas são submetidas de forma específica e os preços são determinados através de leilões negociados com preço uniforme para cada hora de entrega, sem levar em conta os gargalos de transmissão. Este mercado serve a diversas finalidades na Escandinávia.

Primeiramente, prover um preço de referência para o mercado de energia e atua como uma contraparte neutra e de confiança para os participantes do NordPool. Fornece também o acesso fácil para que se opere um mercado físico e um financeiro com produtos derivativos. Serve ainda como uma ferramenta para administrar congestionamento na rede, utilizando para tanto o preço *spot* e o relato de todas as entregas de energia negociadas e programações de despachos aos respectivos operadores de sistemas de transmissão (TSOs).

A separação do mercado é usada para aliviar gargalos dentro da Noruega e nas interconexões entre os quatro países. As chamadas áreas de oferta podem transformar-se em áreas de preços separados e diferentes se o fluxo contratual de energia entre estas áreas exceder a capacidade alocada para contratos *spot* pelos TSOs, ou seja, quando não há capacidade de transmissão de toda a carga planejada, durante a operação os preços de

mercado são ajustados para equilibrar a carga em cada região. A região que possui sobre oferta de energia tem o preço *spot* da energia reduzido, com isso seu consumo aumenta, pois, como visto, a carga de operação é definida pelo equilíbrio entre o preço de oferta de geração e o preço de oferta de consumo, quando o preço *spot* é reduzido a energia é ofertada a um menor preço e, portanto, consome-se mais. Na região de déficit de oferta ocorre o contrário e com isso encontra-se o equilíbrio tal que as linhas de transmissão são totalmente aproveitadas e o mercado elimina o gargalo de transmissão através do preço da energia. (BOTTERUD; BHATTACHARYYA; ILIC, 2002)

Desta forma, o custo do congestionamento das linhas de transmissão é pago pelo próprio mercado. No modelo brasileiro este custo, como será detalhado no capítulo sobre o preço de curto prazo, é rateado entre todos os consumidores proporcionalmente ao seu consumo de energia, através do Encargo de Serviço do Sistema – ESS.

1.2.2 BETTA - *British Electricity Trading and Transmission Arrangements*

A metodologia empregada pretendia precificar a energia elétrica a cada período de meia hora diariamente, por leilões no dia anterior aos despachos. Os geradores submetiam ofertas especificando a capacidade disponível e valor de venda e de cada lote de energia e sua participação não era voluntária. As ofertas eram fixadas para o dia seguinte, assim o mesmo preço de oferta se aplicava para todos os períodos de meia hora. Com algumas limitadas exceções, não havia oferta do lado da demanda (OECD/IEA, 2001).

Os preços de oferta continham diversos termos, tais como uma taxa fixa de acionamento (*start-up*), para iniciar o funcionamento da unidade, uma taxa baixa carga (*no-load*) para cada hora que a unidade está funcionando em seu mínimo técnico, e várias taxas de energia para cargas diferentes. O *pool* combinava as ofertas para construir uma ordem de mérito de geração sem restrição das plantas, que minimizasse o custo de servir à demanda programada para cada período. As ofertas de preço eram firmes, mas as ofertas da capacidade podiam ser exauridas até o momento da operação.

Os geradores programados recebiam o preço de compra do pool definido como o preço marginal do sistema mais um pagamento de capacidade. O preço marginal do sistema era definido como o preço da maior oferta necessária para cobrir a demanda programada (onde os

preços para o *start-up* e *no-load* eram calculados em média e adicionados ao preço da energia).

Este modelo falhou em atrair, para o mercado *spot*, geradores que possuíam melhores preços de geração, devido aos contratos bilaterais permitidos, em que é possível negociar a energia a um preço independente do preço estabelecido pelo *pool*. Neste mercado os compradores se comprometiam a pagar a diferença entre o preço do *pool* e o preço estabelecido pelo contrato. Desta forma, alguns geradores chegavam a ofertar sua energia por um valor quase nulo para garantir que seriam despachados. E, através dos contratos, recebiam a receita acordada.

Outro sério problema que este modelo enfrentou foi a falta de competitividade da energia gerada com carvão inglês e termelétricas nucleares. Se estas não recebessem subsídio do governo teriam falido repentinamente. Então, os geradores a carvão receberam a obrigatoriedade de comprar carvão inglês por 4 anos e estes foram remunerados por contratos por diferença que asseguravam que o preço pago por sua energia no *pool* cobririam os gastos extras com o carvão inglês. A partir de 1994 o preço do carvão negociado caiu 30% e passou a ser negociado pelo valor do mercado mundial, o que levou as mineradoras britânicas a gradualmente serem destruídas. As usinas nucleares também receberam contratos por diferença que asseguravam sua receita para participarem do *pool*.

A União Européia julgou este subsídio injusto e exigiu que fosse retirado a partir de 1998, quando o mercado deveria ser aberto. Porém, o governo britânico alegou que este seria um tributo de combustível fóssil e passou a ter que subsidiar todas as fontes alternativas. Esta medida resultou em um aumento significativo das importações de energia da Escócia e França, que passaram a vender sua energia de hidrelétricas e térmicas nucleares com um acréscimo significativo de preço e um ônus para o contribuinte do *pool* britânico. Por fim, a falta de competitividades das térmicas a GN também foi um problema.

Todos estes entraves tornavam o preço da energia imprevisível e bastante elevado, o que levou à entrada de novas e eficientes térmicas a GN no mercado. Por conta disso, o modelo de um *pool* global foi abandonado e as empresas passaram buscar contratos bilaterais mesmo para sua energia de curto prazo, resultando em contratos de longo prazo para as novas plantas, sendo algumas efetivamente vendidas e outras abandonadas.

Em 2001 foi implementado o novo arranjo para comercialização de eletricidade (New Electricity Trading Arrangements – NETA) que permitiu integração vertical das decisões e menos de 10% do mercado deixou de ser firmado por contratos bilaterais confidenciais. As plantas passaram a serem despachadas pelos próprios geradores. Com a inclusão da Escócia,

em 2005, foi formado o BETTA (British Electricity Trading and Transmission Arrangements).

O funcionamento atual do mercado é similar ao anterior, onde a energia é negociada com um dia de antecedência para cada meia hora do dia do despacho. Porém, os geradores não precisam fazer uma oferta para despachar e os contratos por diferença não são necessários. As negociações no mercado de curto prazo são bilaterais e a partir do preço registrado na bolsa de energia. Com o fechamento do mercado, os geradores informam ao operador do sistema de transmissão (TSO – Transmission System Operator) seus volumes de contrato e os comercializadores informam o consumo previsto da carga. Então o TSO faz o balanço do mercado e contrata a carga faltante ou paga a carga excedente e lida com as questões de congestão. Os custos com o mecanismo de balanço de mercado são socializados nos custos com transmissão.

1.3 A Teoria Regulatória e a Estratégia Competitiva

Tendo em vista que as reformas estão fundamentadas na crença que mercados competitivos são mais eficientes e somente através da regulação é possível estabelecer mercados realmente competitivos, a seguinte discussão busca esclarecer de que forma isto deve ser pensado para realmente alcançar maior eficiência no setor.

Mercados em que compradores e vendedores individuais não podem influenciar o preço são definidos pela teoria econômica como perfeitamente competitivos. Nestes mercados a eficiência é tida como máxima. Porém, falhas de mercado justificam a intervenção do governo. Marcia Margarete Fagunde (*apud.* ANTUNES, 2006) aponta três falhas nas quais a ação regulatória pode ser eficiente: monopólios naturais, mercados anticompetitivos e ambientes de inadequada segurança para o consumidor, ou externalidades⁴.

A teoria econômica, suportada por idéias evolucionistas, prega que a eficiência máxima é alcançada pela competição. Porém, alguns autores, como Piotr Kropotkin (1902), Albert W. Tucker (1959), John Von Neuman (1944) e John Nash (1950), demonstram que a competição ocorre em situações necessárias e organismos sociais obtêm vantagens maiores com menor

⁴ As externalidades são os efeitos de uma transação econômica entre dois agentes sobre um terceiro agente que não participou da transação e não tem controle sobre esta. Este efeito pode ser positivo ou negativo para o bem estar do terceiro agente.

gasto de energia através da cooperação. Esta idéia merece atenção, pois para instaurar a competição na economia são necessários diversos mecanismos de controle para evitar a ação cooperativa entre os agentes de um determinado grupo em detrimento de outro grupo.

No clássico trabalho “Apoio Mútuo”, inspirado por Kessler, Piotr Kropotkin (1902) estuda o apoio mútuo como fator de evolução natural, essencial não só à perenidade das espécies, mas como fator indutivo de desenvolvimento e progresso ainda maior que a luta mútua. Kropotkin não nega a luta mútua como fator evolutivo, mas atribui maior importância ao apoio mútuo na evolução das espécies sociais. Ele demonstra sua teoria através da observação de diversos exemplos, desde o comportamento social de animais passando pelo comportamento social humano das organizações selvagens até a sociedade moderna, que empregam com sucesso o **apoio mútuo como melhor estratégia de luta contra todas as condições naturais desfavoráveis para a espécie, não como uma luta pelos meios diretos de existência.**

No desenvolvimento do seu raciocínio, Kropotkin explica que o instinto de sociabilidade desenvolvido num longo processo evolutivo ensinou animais e homens a terem consciência da força que ganham, praticando o apoio mútuo e o prazer que se pode achar na vida social. Ou seja, as sociedades se criaram sobre a consciência da solidariedade e da dependência recíproca. Porém, quando os parasitas transformaram esta estratégia em obstáculo para o progresso, ações de caráter duplo teriam sido tomadas. Parte da sociedade buscou atuar para purificar as instituições ou elaborar formas superiores de livre convivência, ainda baseadas no princípio da ajuda mútua, elaborando o direito penal e os princípios morais. A outra parte buscou destruir as instituições protetoras do apoio mútuo a fim de impor sua própria arbitrariedade, fortalecendo seu próprio poder aumentando sua riqueza.

Logo, a regulação é oportunamente “remanejada”, em vista de benefícios particulares. Este fenômeno é chamado de captura, ou seja, um agente passa a interferir no conteúdo da regulação para desequilibrar a relação entre ele e os demais agentes (ANTUNES, 2006).

Para Marques Neto (*apud.* ANTUNES, 2006), a captura pode estar vinculada (i) à corrupção que permeia as instituições brasileiras; (ii) à contaminação de interesses do regulado pelo regulador; (iii) à insuficiência de meios, relativos ao esvaziamento de recursos financeiros, logísticos e humanos da agência reguladora; (iv) e uma confusão entre a agência reguladora e os interesses de bloco de poder.

Segundo Antunes (2006), **independentemente da forma como ocorre a captura, quem perde é a sociedade como um todo** e pode-se afirmar: (i) a regulação redistribui riqueza; (ii) a conduta dos políticos é guiada pelo desejo de permanecerem no poder, estando

implícito que a regulação é criada para maximizar o suporte político; (iii) grupos de interesse competem oferecendo suporte político em troca de regulação favorável.

O sentimento de justiça deve desenvolver-se para que não haja abusos individuais em detrimento dos mais fracos, essencial para qualquer classe de vida social. A sociabilidade, de tal modo, põe limites à luta física e dá lugar ao desenvolvimento dos melhores sentimentos morais.

Na análise do desenvolvimento da sociedade moderna, Kropotkin conclui que a absorção pelo Estado de todas as funções sociais, favoreceu o desenvolvimento do individualismo, resultando na lei, na ciência e na religião. Cada um pode e deve buscar sua felicidade sem prestar conta às necessidades alheias. A ciência atribui o desenvolvimento progressivo do mundo animal à luta de cada um contra todos e a história julga do mesmo modo; os economistas consideram que o sucesso da indústria e da mecânica contemporânea são os resultados da influência do mesmo princípio. A ausência de interesses comuns educa a indiferença; a coragem e o talento, que raramente acham aplicação, desaparecem ou tomam outra direção.

...A ajuda mútua (que conduz à confiança mútua, primeira condição da bravura) e a iniciativa pessoal (primeira condição do progresso intelectual), são duas condições importantes, mas sua força reside no apoio mútuo e na confiança mútua... a sociabilidade é o fator principal da evolução progressiva, tanto indireto, porque assegura o bem-estar da espécie junto com a diminuição do gasto inútil de energia, como direto, porque favorece o crescimento das faculdades intelectuais. (Kropotkin, 1902)

Darwin levou ao extremo a idéia da existência de uma verdadeira concorrência dentro de cada grupo animal pelo alimento, segurança e a possibilidade de deixar descendência. Porém, o importante não é saber quantas espécies podem se desenvolver num ambiente muito favorável, mas quais sobrevivem a um evento extremo. Evitar a concorrência é sempre o mais vantajoso. “Portanto a ajuda mútua é o meio mais justo para garantir a segurança máxima tanto para cada um em particular como para todos em geral; é a melhor garantia para a existência e o progresso físico, intelectual e moral.” (Kropotkin, 1902)

No âmbito corporativo, pode-se destacar as idéias de Michael Porter (1999), que formula estratégias para enfrentar a competição. Observa que a competição encontra-se, em alguns setores, arraigada na sua economia subjacente e vai além dos competidores neles estabelecidos. Logo, o estado da competição num setor depende de cinco forças competitivas básicas que estão diagramadas na Figura 1. Tais forças determinam, segundo ele, a rentabilidade do setor.

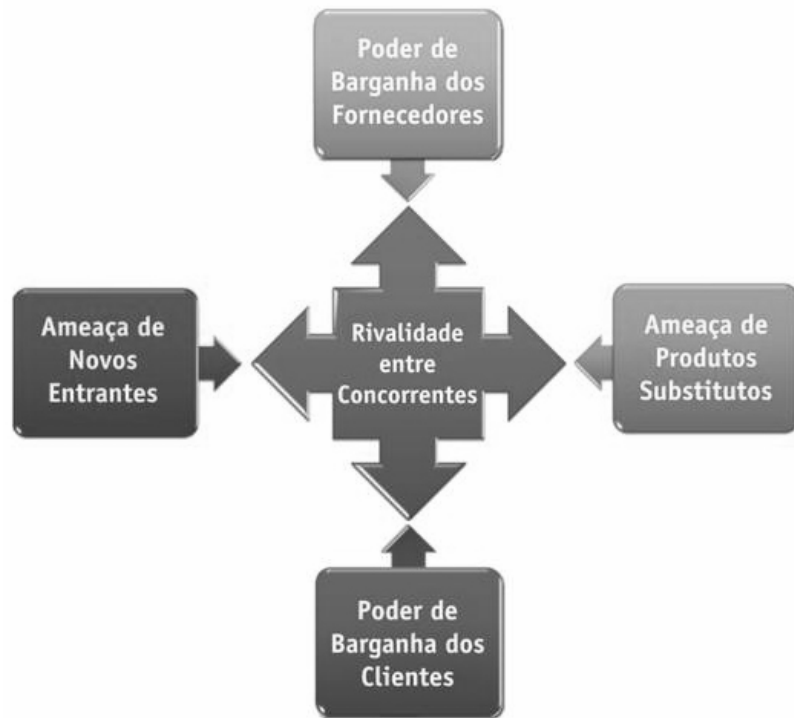


Figura 1: Forças competitivas num setor

A *ameaça de novos entrantes* depende da expectativa dos entrantes em relação às barreiras existentes e a reação dos concorrentes. O *poder de barganha dos fornecedores* é exercido através da elevação dos preços ou redução da qualidade. Da mesma forma o *poder de barganha dos clientes* pode ser exercido. Os *produtos substitutos* limitam o potencial de um setor impondo um teto aos preços. A *rivalidade entre os concorrentes* compreende as manobras pelo posicionamento. **Porter chama a atenção de que não existe um posicionamento ótimo, mas diversos posicionamentos vantajosos ou não para cada empresa específica.**

A análise destas forças permite definir estratégias para encontrar uma posição de maior vantagem em relação aos concorrentes, ou seja, reduz a rivalidade. Porter admite que impedir a competição é uma alternativa para reduzir a rivalidade e ganhar vantagem. Mas insiste na construção de defesas contra as forças competitivas, ou seja, em determinadas áreas deve-se realçar e em outras evitar a competição.

Além do posicionamento, influenciar o equilíbrio das forças é outra manobra que pode trazer ganhos às empresas evitando o confronto. Por exemplo, estratégias mercadológicas são capazes de aumentar a identificação com a marca e reduzir a rivalidade.

Por fim, antecipar as mudanças neste equilíbrio é importante pelo impacto sobre as fontes da competição. A análise da competição também pode ser usada na previsão da

rentabilidade final do setor. Isso oferece benefícios diretos no estabelecimento de uma estratégia de diferenciação.

Porter chama a atenção que eficácia operacional é necessária, mas não é estratégia. As ferramentas e técnicas de gerenciamento podem trazer reduções drásticas de custo, mas não necessariamente refletem este ganho em rentabilidade sustentável. A eficácia operacional, que diz respeito a atingir a excelência em atividades individuais, e a estratégia competitiva, que trata da combinação de atividades, são essenciais para o desempenho superior.

A estratégia competitiva tem como lema, segundo Porter, ser diferente. Ou seja, escolher um conjunto diferente de atividades para proporcionar um mix único de valores. Assim, o posicionamento estratégico pode ser baseado em três fontes distintas e não excludentes. O posicionamento baseado na variedade, diversificação dos produtos e/ou serviços, nas necessidades, determinados segmentos de clientes, e, por fim, no acesso, qualquer coisa que exija um diferente conjunto de atividades para alcançar o cliente, como função da geografia ou do porte do cliente.

Porter coloca uma importante conclusão: para que uma estratégia seja sustentável é necessário fazer opções excludentes em relação às demais posições, representadas pelas inconsistências de imagem e reputação, compatibilidade da atividade e limitações da coordenação e do controle interno.

A compatibilidade entre políticas funcionais é uma das mais antigas idéias em estratégia e Porter separa em 3 tipos:

- de primeiro nível, simples compatibilidade entre cada atividade e a estratégia geral;
- de segundo nível, reforço mútuo das atividades;
- de terceiro nível, otimização dos esforços.

Porter investiga em uma longa pesquisa a razão da vantagem competitiva das nações e afirma que o único conceito significativo é a produtividade, que depende tanto da qualidade e das características do produto como da eficiência da produção. Essa vantagem competitiva é alcançada pelas empresas através da inovação e da mudança. A inovação reposiciona a empresa estrategicamente, exigindo mudanças. A inovação e a mudança são promovidas pelos seguintes atributos:

- *Condição dos fatores* de produção, como mão-de-obra qualificada e infraestrutura, necessários para competir num determinado setor;
- *Condições da demanda* no mercado interno para os produtos ou serviços do setor;
- Presença ou não de *setores correlatos e de apoio* que sejam internacionalmente competitivos;

- Condições predominantes no país que determinam como as empresas são constituídas, organizadas e gerenciadas, assim como a natureza da rivalidade no mercado interno, ou seja, *estratégia, estrutura e rivalidade das empresas*.

Afirma-se que os pontos fracos em qualquer um dos determinantes reprimem o potencial de desenvolvimento e aprimoramento do setor, assim como os pontos fortes reforçam mutuamente os demais.

Em relação ao papel do governo nessa dinâmica, **Porter afirma que tanto a atuação de forma direta para o desempenho competitivo de setores estratégicos ou prioritários através de políticas, como a visão de “livre mercado”, estão erradas. O papel apropriado seria o de catalisador e desafiante, impelindo as empresas a galgar níveis mais altos do desempenho competitivo. O governo deve ampliar as forças dos atributos criando um ambiente em que as empresas são capazes de ganhar vantagem competitiva, num papel parcial e indireto.** É citado o governo japonês como exemplo desta atuação, com políticas que aceleram o ritmo da inovação. Porém, é observado que o tempo competitivo para as empresas e o tempo político para os governos são diferentes. Logo, até mesmo no Japão **há uma preferência por políticas que proporcionem resultados de curto prazo facilmente perceptíveis, como subsídios, proteção e incentivos a fusão e incorporações, que retardam a inovação.** Com essa visão são explicados os passos para estabelecer setores altamente competitivos internacionalmente. Porter afirma categoricamente que o objetivo deve ser “sacrificar a vida fácil pela dificuldade e pela vantagem competitiva sustentada”.

2 O Atual Modelo do Setor Elétrico Brasileiro

Assim como os maiores mercados de eletricidade do mundo, o Brasil também realizou reformas para liberalizar o setor elétrico e em 1995 inicia um amplo processo reestruturação, com a desverticalização do setor e privatização dos serviços de distribuição, transmissão e geração, buscando maior participação da iniciativa privada para financiar a expansão necessária do sistema e introduzindo competição na geração e comercialização de energia com o objetivo de aumentar a eficiência e promover a modicidade tarifária. Estas mudanças caracterizaram a existência de um mercado livre de eletricidade. Entretanto, este modelo, conhecido como “novo modelo” do SEB, não foi eficaz em atrair investimentos, culminando no racionamento de 2001. Com a posse do presidente Luiz Inácio Lula da Silva são iniciadas ações para implementar aperfeiçoamentos no modelo vigente.

O modelo do setor elétrico proposto em 2003 pela então ministra de Minas e Energia, Dilma Rousseff recebeu 776 emendas dos parlamentares e foi regulamentado pela lei nº 10.848, sancionada pelo Presidente da República em 15 de março de 2004.

O atual modelo define dois ambientes de contratação de energia, um **regulado** (Ambiente de Contratação Regulada – ACR), congregando todos os consumidores cativos e os distribuidores, no qual as compras de energia se farão sempre por licitação, pelo critério de menor tarifa, e outro **livre** (Ambiente de Contratação Livre – ACL), no qual se inscrevem os consumidores livres e os comercializadores, com capacidade de negociar seus contratos de fornecimento de energia elétrica.

2.1 *Objetivos do Atual Modelo*

Promover a expansão da oferta com **modicidade tarifária**, que é fator essencial para o atendimento da função social da energia e que concorre para a melhoria da competitividade da economia. Este objetivo é promovido através de três medidas:

- Competição na geração de energia, por meio de licitações pelo critério de menor tarifa, através dos leilões de energia para atendimento do mercado regulado.

- A exigência da desverticalização das concessionárias, ou seja, a desvinculação do serviço de distribuição de qualquer outra atividade, impedindo que custos estranhos ao fornecimento de energia aos consumidores cativos sejam indevidamente repassados às suas tarifas.
- E o estabelecimento da contratação conjunta por todos os distribuidores nos leilões, permitindo a apropriação, na tarifa, de economias de escala na compra da energia (o conjunto dos distribuidores perfaz em torno de 75% do mercado) e a distribuição equilibrada dos riscos e benefícios da contratação⁵.

Garantir a **segurança do suprimento** de energia elétrica, condição básica para o desenvolvimento econômico sustentável. Para isto é exigida a contratação de 100% da demanda por parte de todos os agentes de consumo (distribuidores e consumidores livres). A contratação da energia, visando a expansão do mercado, ocorre sempre com antecedência de três e cinco anos e por meio de contratos de longo prazo. Além disto, prevê a constituição de uma reserva de segurança do sistema por meio:

- Da licitação, com base nos estudos de planejamento, de empreendimentos que otimizem a combinação da expansão de novas usinas hidrelétricas e térmicas;
- Da melhoria do critério de garantia do suprimento (risco admitido de insuficiência da oferta), com a definição dos novos parâmetros a ser feita a partir dos estudos de planejamento.

Assegurar a **estabilidade do marco regulatório**, com vistas à atratividade dos investimentos na expansão do sistema. Os vencedores das licitações obtêm contratos de suprimento de longo prazo (15 a 30 anos), o que tende a reduzir o custo do financiamento. E as novas usinas hidrelétricas e linhas de transmissão são oferecidas à licitação com estudo de viabilidade técnico-econômica e licença prévia ambiental concedida, o que reduz riscos para o investidor.

Promover a **inserção social** por meio do setor elétrico, em particular dos programas de universalização de atendimento. A reestruturação do planejamento setorial, com contestação de preço, permitindo a escolha dos projetos mais eficientes e das soluções mais econômicas para a expansão da oferta.

⁵ As distribuidoras ainda realizam contratos bilaterais para equilibrar suas carteiras.

2.2 A Formação de Preço

Conforme determinado pela reforma do setor elétrico, o mercado elétrico brasileiro apresenta uma estrutura de negociação ‘mista’ – (Ambiente de Contratação Regulada, ACR) e (Ambiente de Contratação Livre, ACL). Os contratos de consumo de energia em geral se subdividem quanto ao ambiente de contratação. No ACR são representados por contratos a termo derivados dos leilões de energia e ainda contratos bilaterais para formar uma carteira equilibrada de cada distribuidora, e no ACL os contratos realizados são acordos bilaterais, tipicamente contratos a termo negociados independentemente e sem padronização.

Em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro, defronta-se com a dificuldade natural de despachar o sistema com oferta de preço sem comprometer a otimização operativa. Disto, decorreu a decisão de manter os despachos de usinas centralizado e mandatário, com a utilização de modelos matemáticos para otimizar a operação do sistema e valorar o preço presente da energia elétrica, representado pelo Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, que serve de referencial para liquidação das operações efetivadas fisicamente sem lastro de contratação. Nessa metodologia, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE – tem por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, ou seja, uma decisão operativa tomada no presente e que tem conseqüências futuras para o custo operativo.

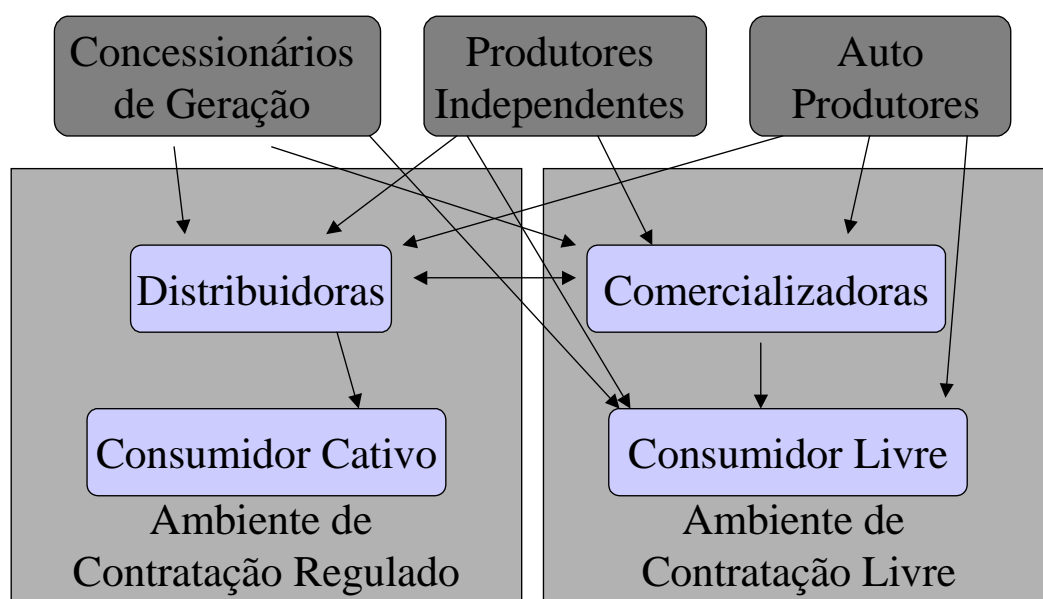


Figura 2: Relações de comercialização de energia elétrica no atual modelo do SEB

(Fonte: Elaboração própria)

A decisão de usar a água no presente leva a duas possíveis conseqüências operativas no futuro: (a) se as afluições futuras forem altas, tem-se uma operação econômica, mas (b) se as afluições futuras forem baixas, tem-se um déficit, com possíveis cortes de carga ou medidas de racionamento de energia. Por outro lado, a decisão de evitar o uso da água no presente (usando geração térmica), leva também a duas possíveis conseqüências operativas futuras: (a) se as afluições futuras forem baixas, tem-se uma operação econômica, mas (b) se as afluições futuras forem altas, tem-se um vertimento, que não chega a ser tão danoso quanto a um déficit, mas significa um desperdício de energia.

O modelo de precificação obtém o despacho ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão. Como resultado desse processo são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado, com análise de 3 faixas horárias diferentes ao longo do dia, definidos como patamares de carga leve (24-06h), média (6-18hs e 21-24h) e pesada (18-21h) em cada um dos submercados. Por fim, com estas informações são obtidos os valores do PLD semanalmente, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes, definidos no Brasil pela legislação, evitando-se uma volatilidade ainda mais acentuada para cada período de apuração e para cada Submercado.

A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo e valoradas ao PLD. Dessa forma, pode-se dizer que o mercado de curto prazo é o mercado das diferenças entre montantes contratados e montantes medidos.

O cálculo do preço baseia-se no despacho “ex-ante”, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de disponibilidade de geração declarados e o consumo previsto de cada submercado. Isto causa uma discrepância entre o despacho físico e o comercial chamados por Maurer (2005) de “congestão”. Um exemplo de discrepância inclui uma planta atrás de uma restrição de transmissão que deve operar para assegurar a confiabilidade do sistema. O preço do submercado A pode não ser suficiente para pagar seus custos, mas é necessária operá-la, pois ela agrega um valor ao sistema que não está refletido no PLD. Diz-se que esta usina está acionada por uma restrição operativa (*constrained-on*). Outra usina no submercado B estará *constrained-off* pela mesma quantidade (abstraindo perdas), ou seja, deixará de operar devido à restrição. Para permitir a operação ótima, conciliando o despacho físico e comercial, criou-

se um sistema para remunerar estas plantas, através de um encargo de serviço de sistema (ESS). Na forma como hoje é calculado no setor elétrico brasileiro, não leva em conta a congestão oriunda das plantas hidrelétricas operadas fora de mérito por questões de confiabilidade do sistema. Portanto, ESS reflete apenas uma parte do real custo de congestão. (MAURER, 2005)

2.2.1 Os Leilões de Energia

Para assegurar o atendimento à totalidade da demanda no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), as distribuidoras de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) devem contratar toda a energia necessária para o consumo futuro por meio de licitação na modalidade de leilões regulados e organizados pela ANEEL diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (BRASIL, 2004).

Os leilões são feitos pelo critério de menor tarifa, ou seja, é atribuído um valor teto aos lotes de energia leiloados e o vencedor é aquele que se compromete a fornecer a energia pelo menor valor. O novo modelo segrega o mercado em energia nova e energia existente ("energia velha"). Entendem-se como novos empreendimentos de geração aqueles que até o início do processo licitatório para a expansão em curso: i) não sejam detentores de outorga de concessão, permissão ou autorização; ou ii) sejam parte de empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo de capacidade. Os contratos de energia nova devem contemplar prazos de duração entre 15 e 35 anos. E os contratos de energia existente de 3 a 15 anos.

Considera-se "A" como o ano previsto para o início do suprimento de energia adquirida nos leilões, desta forma o cronograma para a realização dos leilões é o seguinte:

- A-5: No quinto ano anterior ao ano "A" é realizado o leilão para compra de energia "nova";
- A-3: No terceiro ano anterior ao ano "A" é realizado outro leilão de energia "nova";
- A-1: No ano anterior ao ano "A" é realizado o leilão para aquisição de energia de empreendimentos de Geração existentes.

Além disso, são promovidos Leilões de Ajuste, tendo por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1% dessa carga.

2.2.1.1 Leilões de Energia Elétrica de Empreendimentos Existentes

Os leilões de compra de energia existente ("energia velha"), que aconteceram em 2004, 2005 e 2006, foram previstos para o período de transição anteriormente aos leilões de "energia nova", conforme o artigo 19 da Lei nº 10.848, e foram regulamentados pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 e o Decreto nº 5.499, de 25/07/2005, tendo por objetivo a venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes para atendimento às necessidades de mercado das Distribuidoras.

No ano de 2005 houve a terceira redução de 25% dos chamados Contratos Iniciais, introduzidos no setor elétrico brasileiro pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. A idéia básica, originalmente considerada nos Contratos Iniciais, era garantir uma receita de venda de energia estável durante o período de cobertura desses contratos, com liberação final a partir de 2006. Com isso, seria garantida uma passagem segura do regime regulado anterior a 1995 para o regime de livre mercado.

2.2.1.2 Leilões de Energia Elétrica de Novos Empreendimentos

Pelas regras de comercialização estabelecidas na Lei 10.848 de 15/03/2004, as Distribuidoras de energia elétrica devem contratar a totalidade da demanda de seu mercado consumidor, por meio de leilões de energia realizados no ACR, os quais são promovidos pela ANEEL, diretamente, ou por intermédio da CCEE.

Tais Leilões têm por objetivo o atendimento às necessidades de mercado das distribuidoras mediante a venda de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e, excepcionalmente, até dezembro de 2007, também dos empreendimentos existentes que preencham os requisitos especificados no art. 17 da Lei nº 10.848/04 e no art. 22 do Decreto nº 5.163/04, chamada de energia "botox". A energia "botox" é uma energia "velha", que levou um "botox", e ficou nova nesse momento de transição. Isto é, uma energia que existe

desde 2000, mas não tinha contrato e também a energia já concedida, mas também não contratada.

2.2.1.3 Leilões de Fontes Alternativas

Os Leilões de Fontes Alternativas foram regulamentados por meio do Decreto nº 6048 de 27/02/2007, o qual altera a redação do Decreto nº 5.163 de 30/07/2004, tendo por objetivo ser um dos mecanismos para atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição.

2.2.1.4 Leilões de Ajuste

Os Leilões de Ajuste estão previstos no artigo 26 do Decreto nº 5.163, de 30/07/2004, e na Resolução Normativa ANEEL nº 162, de 01/08/2005, tendo por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1% dessa carga.

2.3 Propósito dos Principais Atores do Setor Elétrico Brasileiro

Para entender a dinâmica do setor são definidos os papéis dos agentes do SEB segundo a regulação e pesquisado como esse papel é percebido pelos próprios agentes em relação a eles e aos demais agentes.

2.3.1 O Estado

Entende-se que é pré-condição para a expansão do SEB e a atração de investimentos a existência de uma agência reguladora bem estruturada, e estabeleceu as funções de:

- Poder Concedente: MME;
- Reguladora, fiscalizadora e mediadora: ANEEL.

O modelo também estabeleceu a criação das seguintes instituições que serão detalhadas adiante:

- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE;
- Empresa de Pesquisa Energética – EPE;
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE;
- Melhoria da governança do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, com ênfase na sua independência para garantir que as decisões operativas privilegiem a segurança do sistema.

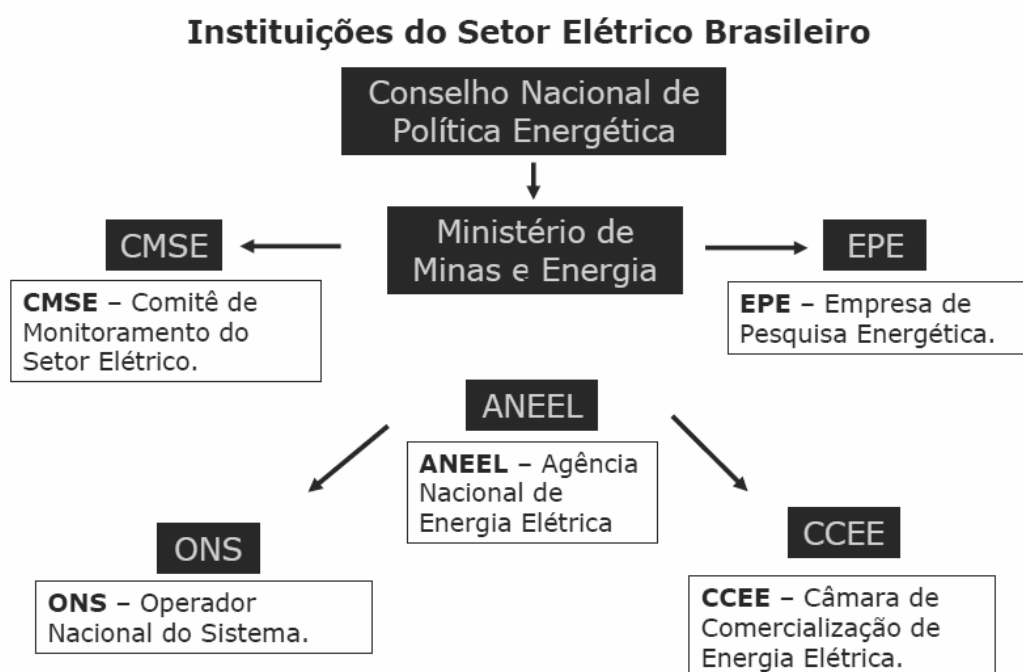


Figura 3: Estrutura do SEB (Fonte: CCEE)

As regras de comercialização envolvem um **conjunto de equações algébricas** para o processamento de todas as informações enviadas pelos Agentes e outras instituições para calcular os resultados das operações no mercado. Elas formam, juntamente com os

Procedimentos de Comercialização, a Base Operacional da CCEE. As Regras estão organizadas em famílias, sub organizada por Módulos conforme apresentado na Figura 4.

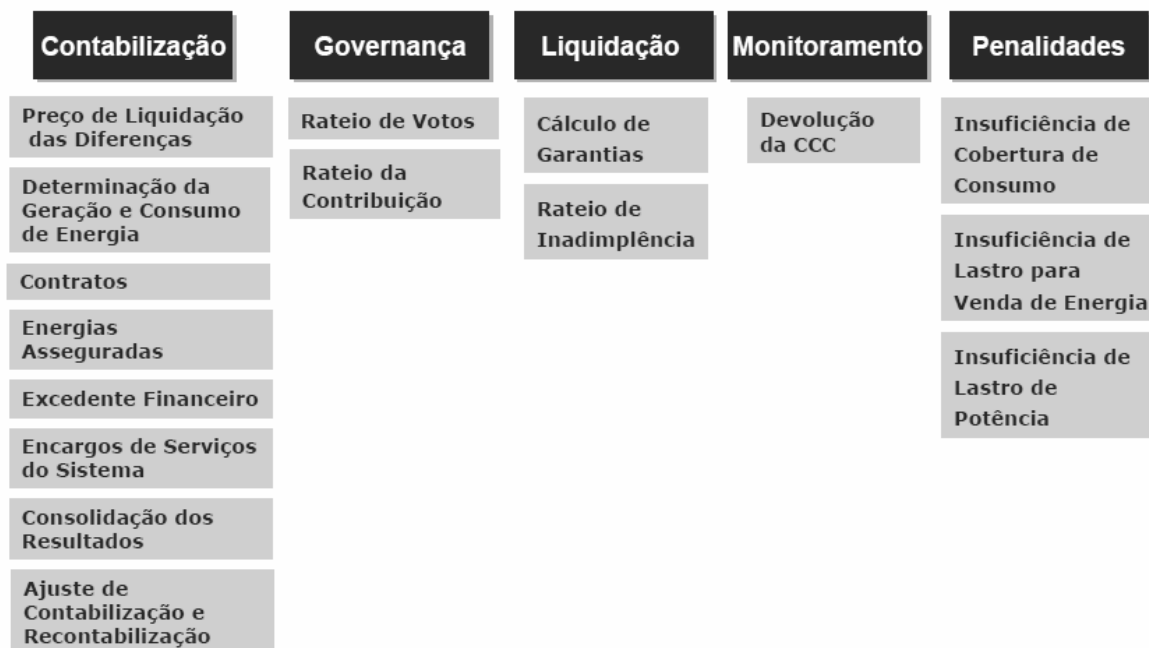


Figura 4: Famílias e módulos das regras de comercialização de Energia Elétrica na CCEE (Fonte: CCEE)

Flávia Mesquita Antunes (ANTUNES, 2006), verifica que, contrariamente ao que o modelo regulatório preconiza, o Estado atua diretamente no campo organizacional através da participação acionária em diversas empresas que atuam no SEB, com relevância pode-se citar Eletrobrás e a Petrobrás.

Assim, passa a ser muito importante tomar consciência de como é a estrutura na qual o Estado se apóia, para entender se ocorre e como ocorre essa influência política no SEB.

2.3.1.1 O Conselho Nacional Políticas Energéticas – CNPE

Segundo o decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000, o CNPE é um órgão de assessoramento do presidente da república integrado pelos:

- I - Ministro de Estado de Minas e Energia, que o presidirá;
- II - Ministro de Estado da Ciência e Tecnologia;
- III - Ministro de Estado do Planejamento, Orçamento e Gestão;
- IV - Ministro de Estado da Fazenda;

- V - Ministro de Estado do Meio Ambiente;
- VI - Ministro de Estado do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior;
- VII - Ministro Chefe da Casa Civil da Presidência da República;
- VIII - Um representante dos Estados e do Distrito Federal;
- IX - Um cidadão brasileiro especialista em matéria de energia; e
- X - Um representante de universidade brasileira, especialista em matéria de energia.

Sua função é de formular políticas e diretrizes de energia destinadas a:

I - promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com o disposto na legislação aplicável e com os princípios:

- preservação do interesse nacional;
- promoção do desenvolvimento sustentado, ampliação do mercado de trabalho e valorização dos recursos energéticos;
- proteção dos interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;
- proteção do meio ambiente e promoção da conservação de energia;
- garantia do fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do artigo 177 da Constituição Federal;
- incremento da utilização do gás natural;
- identificação das soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País;
- utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis;
- promoção da livre concorrência;
- atração de investimento na produção de energia;
- ampliação da competitividade do País no mercado internacional;

II – assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios, observado o disposto no parágrafo único do artigo 73 da Lei n.º 9.478, de 1997;

III – rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;

IV – estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear;

V – estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o artigo 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991.

2.3.1.2 O Ministério do Meio Ambiente – MMA

O Ministério do Meio Ambiente (MMA), criado em novembro de 1992, tem como missão promover a adoção de princípios e estratégias para o conhecimento, a proteção e a recuperação do meio ambiente, o uso sustentável dos recursos naturais, a valorização dos serviços ambientais e a inserção do desenvolvimento sustentável na formulação e na implementação de políticas públicas, de forma transversal e compartilhada, participativa e democrática, em todos os níveis e instâncias de governo e sociedade.

A Lei nº 10.683, de 28 de maio de 2003, que dispõe sobre a organização da Presidência da República e dos ministérios, constituiu como área de competência do Ministério do Meio Ambiente os seguintes assuntos:

- I. política nacional do meio ambiente e dos recursos hídricos;
- II. política de preservação, conservação e utilização sustentável de ecossistemas, e biodiversidade e florestas;
- III. proposição de estratégias, mecanismos e instrumentos econômicos e sociais para a melhoria da qualidade ambiental e o uso sustentável dos recursos naturais;
- IV. políticas para a integração do meio ambiente e produção;
- V. políticas e programas ambientais para a Amazônia Legal; e
- VI. zoneamento ecológico-econômico.

2.3.1.3 O Ministério de Minas e Energia – MME

O Ministério de Minas e Energia (MME) foi criado em 1960, mas em 1990, extinguiu-se o MME e suas atribuições foram transferidas ao Ministério da Infra-Estrutura, que também

passou a ser responsável pelos setores de transportes e comunicações. O Ministério de Minas e Energia voltou a ser criado em 1992, por meio da Lei nº 8.422. Os assuntos que constituem área de competência de cada ministério criado pela Lei nº 10.683, de 28 de maio de 2003, são os seguintes:

- I. geologia, recursos minerais e energéticos;
- II. regime hidrológico e fonte de energia hidráulica;
- III. mineração e metalurgia;
- IV. indústria do petróleo e de energia elétrica, inclusive nuclear.

Estão vinculados ao MME as agências nacionais de Energia Elétrica (Aneel) e do Petróleo (ANP), o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM) e as empresas Eletrobrás e Petrobras, que são de economia mista.

A Eletrobrás controla as empresas Furnas Centrais Elétricas S.A., Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE), Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte), Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul) e Eletrobrás Termonuclear S.A. (Eletronuclear).

2.3.1.4 O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE

Em 2004, foi criado pela lei 10.848 o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), cuja função é acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional para assegurar o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços.

Este comitê integra, de forma permanente, representantes das entidades responsáveis pelo planejamento da expansão, operação eletroenergética dos sistemas elétricos, administração da comercialização de energia elétrica e regulação do setor elétrico nacional. A critério da coordenação, poderão ser chamados a participar representantes de entidades governamentais afetas aos assuntos específicos de interesse do Comitê.

A coordenação do Comitê poderá constituir comissões temáticas incorporando uma representação pluralista dos agentes setoriais em sua composição, conforme definições a serem estabelecidas em regulamento próprio.

2.3.1.5 A Empresa de Pesquisa Energética – EPE

A finalidade da Empresa de Pesquisa Energética é prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras. E compete à EPE:

- I - realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;
- II - elaborar e publicar o balanço energético nacional;
- III - identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos;
- IV - dar suporte e participar das articulações relativas ao aproveitamento energético de rios compartilhados com países limítrofes;
- V - realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos;
- VI - obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica, selecionados pela EPE;
- VII - elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos;
- VIII - promover estudos para dar suporte ao gerenciamento da relação reserva e produção de hidrocarbonetos no Brasil, visando à auto-suficiência sustentável;
- IX - promover estudos de mercado visando definir cenários de demanda e oferta de petróleo, seus derivados e produtos petroquímicos;
- X - desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e Sócio-ambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis;
- XI - efetuar o acompanhamento da execução de projetos e estudos de viabilidade realizados por agentes interessados e devidamente autorizados;
- XII - elaborar estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil;
- XIII - desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis;
- XIV - dar suporte e participar nas articulações visando à integração energética com outros países;

- XV - promover estudos e produzir informações para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentável, inclusive, de eficiência energética;
- XVI - promover planos de metas voltadas para a utilização racional e conservação de energia, podendo estabelecer parcerias de cooperação para este fim;
- XVII - promover estudos voltados para programas de apoio para a modernização e capacitação da indústria nacional, visando maximizar a participação desta no esforço de fornecimento dos bens e equipamentos necessários para a expansão do setor energético; e
- XVIII - desenvolver estudos para incrementar a utilização de carvão mineral nacional.

2.3.1.6 A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

A finalidade da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL é regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

Pela lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a ANEEL promove a articulação com os Estados e o Distrito Federal, para o aproveitamento energético dos cursos de água e a compatibilização com a política nacional de recursos hídricos. E compete à ANEEL:

- I - implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos, expedindo os atos regulamentares necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995;
- II - promover, mediante delegação, com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo Poder Concedente, os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;
- III - definir o aproveitamento ótimo de que tratam os §§ 2o e 3o do art. 5o da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995;
- IV - gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público, bem como fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e a prestação dos serviços de energia elétrica;

V - dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionárias, permissionárias, autorizadas, produtores independentes e autoprodutores, bem como entre esses agentes e seus consumidores;

VI - fixar os critérios para cálculo do preço de transporte de que trata o § 6º do art. 15 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995, e arbitrar seus valores nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos;

VII - articular com o órgão regulador do setor de combustíveis fósseis e gás natural os critérios para fixação dos preços de transporte desses combustíveis, quando destinados à geração de energia elétrica, e para arbitramento de seus valores, nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos;

VIII - estabelecer, com vistas a propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica, restrições, limites ou condições para empresas, grupos empresariais e acionistas, quanto à obtenção e transferência de concessões, permissões e autorizações, à concentração societária e à realização de negócios entre si;

IX - zelar pelo cumprimento da legislação de defesa da concorrência, monitorando e acompanhando as práticas de mercado dos agentes do setor de energia elétrica;

X - fixar as multas administrativas a serem impostas aos concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica, observado o limite, por infração, de 2% (dois por cento) do faturamento, ou do valor estimado da energia produzida, nos casos de autoprodução e produção independente, correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do auto de infração ou estimados para um período de doze meses caso o infrator não esteja em operação ou esteja operando por um período inferior a doze meses.

XI - estabelecer tarifas para o suprimento de energia elétrica realizado às concessionárias e permissionárias de distribuição, inclusive às Cooperativas de Eletrificação Rural enquadradas como permissionárias, cujos mercados próprios sejam inferiores a 500 (quinhentos) GWh/ano, e tarifas de fornecimento às Cooperativas autorizadas, considerando parâmetros técnicos, econômicos, operacionais e a estrutura dos mercados atendidos;

XIV - aprovar as regras e os procedimentos de comercialização de energia elétrica, contratada de formas regulada e livre;

XV - promover processos licitatórios para atendimento às necessidades do mercado;

XVI - homologar as receitas dos agentes de geração na contratação regulada e as tarifas a serem pagas pelas concessionárias, permissionárias ou autorizadas de distribuição de energia

elétrica, observados os resultados dos processos licitatórios referidos no inciso XV do **caput** deste artigo;

XVII - estabelecer mecanismos de regulação e fiscalização para garantir o atendimento à totalidade do mercado de cada agente de distribuição e de comercialização de energia elétrica, bem como à carga dos consumidores que tenham exercido a opção prevista nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;

XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, sendo que as de transmissão devem ser baseadas nas seguintes diretrizes:

a) assegurar arrecadação de recursos suficientes para cobertura dos custos dos sistemas de transmissão; e

b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão;

XIX - regular o serviço concedido, permitido e autorizado e fiscalizar permanentemente sua prestação.

2.3.1.7 O Operador Nacional do Sistema – ONS

O Operador Nacional do Sistema Elétrico é uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, criada em 26 de agosto de 1998, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da ANEEL. O Operador é constituído por membros associados e membros participantes, com compromisso de operar o SIN de forma integrada, com transparência, equidade e neutralidade, de modo a garantir a segurança, a continuidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica no país.

Seus objetivos estratégicos são:

- I. Aumentar a segurança eletro-energética;
- II. Responder aos desafios decorrentes da diversificação da matriz energética brasileira e do aumento da complexidade da operação do SIN;
- III. Fortalecer a imagem do ONS;
- IV. Aperfeiçoar a ação do ONS como gestor da Rede de Instalações e sua atuação nas Redes de Agentes e de Instituições;
- V. Promover a Gestão do Conhecimento e o Desenvolvimento Tecnológico;

- VI. Aperfeiçoar a gestão corporativa e os recursos de TI e de infra-estrutura;
- VII. Aperfeiçoar a gestão de Recursos Humanos e do Ambiente Organizacional;
- VIII. Incorporar a gestão de riscos nos processos técnicos e corporativos.

2.3.1.8 A Câmara de Comércio de Energia Elétrica – CCEE

A criação da CCEE, que foi regulamentado pelo Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, sucederá ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica. A CCEE terá, dentre outras, as seguintes atribuições:

I - promover leilões de compra e venda de energia elétrica, desde que delegado pela ANEEL;

II - manter o registro de todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR e os contratos resultantes dos leilões de ajuste, da aquisição de energia proveniente de geração distribuída e respectivas alterações;

III - manter o registro dos montantes de potência e energia objeto de contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre - ACL;

IV - promover a medição e o registro de dados relativos às operações de compra e venda e outros dados inerentes aos serviços de energia elétrica;

V - apurar o Preço de Liquidação de Diferenças - PLD do mercado de curto prazo por submercado;

VI - efetuar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados e a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo;

VII - apurar o descumprimento de limites de contratação de energia elétrica e outras infrações e, quando for o caso, por delegação da ANEEL, nos termos da convenção de comercialização, aplicar as respectivas penalidades;

VIII - apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução de garantias financeiras relativas às liquidações financeiras do mercado de curto prazo, nos termos da convenção de comercialização;

IX - efetuar a estruturação e a gestão do Contrato de Energia de Reserva, do Contrato de Uso da Energia de Reserva e da Conta de Energia de Reserva; e (Incluído pelo Decreto nº 6.353, de 2008);

X - celebrar o Contrato de Energia de Reserva - CER e o Contrato de Uso de Energia de Reserva - CONUER. (Incluído pelo Decreto nº 6.353, de 2008).

2.3.2 PETROBRAS

A Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, é uma empresa de economia mista federal, criada pela Lei nº 2.004 de 1953. O Artigo 61, da Lei nº 9.478, de 1997, define seu objetivo como companhia integrada da indústria de petróleo, sob controle acionário da União, exerce atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos; de refinação do petróleo nacional ou estrangeiro; de importação e exportação do petróleo e seus derivados; de transporte marítimo do petróleo bruto e seus derivados de origem nacional ou estrangeira, assim como o transporte por dutos de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem.

A Petrobrás implementou, na década de 90, um importante plano de reestruturação com o objetivo de se tornar uma Empresa de Energia, atuando de forma rentável nas atividades da indústria de óleo, gás e energia, tanto no mercado nacional quanto no internacional. O novo modelo de estrutura organizacional foi concebido com base em quatro áreas de negócio: E&P (Exploração e Produção), Abastecimento, Gás & Energia e Internacional.

A área de negócios de Gás & Energia tornou-se responsável pela comercialização do gás natural nacional e importado e pela implantação de projetos, em parceria com o setor privado, que irão garantir a oferta deste combustível em todo o país.

A estratégia é desenvolver e consolidar o negócio de gás natural de forma rentável, buscando integração na América do Sul assegurando a estruturação de um sistema confiável, flexível e competitivo de abastecimento no país. Atuar no negócio de biocombustível de forma integrada a produção nacional de biodiesel e ampliando a participação no negócio etanol.

A área responsável pelo segmento Energia tem a função de identificar, avaliar, desenvolver e implantar projetos de geração de energia elétrica. E, ainda, operar usinas e comercializar a energia onde a Petrobras participa diretamente ou através de subsidiárias.

2.3.3 ELETROBRAS

A Eletrobrás controla as empresas Furnas Centrais Elétricas S.A., Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE), Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte), Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (Eletrosul) e Eletrobrás Termonuclear S.A. (Eletronuclear).

O Sistema Eletrobrás atua de forma integrada, com políticas e diretrizes definidas pelo Conselho Superior do Sistema Eletrobrás (Consize), formado pelos presidentes das empresas do grupo, que se reúne regularmente e dá suporte a programas estratégicos do governo, como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), o programa Luz Para Todos e o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL).

A missão da empresa é criar, ofertar e implementar soluções que atendam aos mercados nacional e internacional de energia elétrica, atuando com excelência empresarial, com rentabilidade e responsabilidade social e ambiental, contribuindo para o desenvolvimento do Brasil e dos países em que venha a atuar.

2.3.4 As Distribuidoras de energia elétrica

As concessionárias distribuidoras de energia elétrica têm a função principal de distribuir a energia em área pré-definida nas concessões e são representadas por empresas com tanto participação estatal quanto privada. Devido à prestação de serviço público e pela natureza de monopólio natural, as distribuidoras passam por um processo de revisão tarifária periódico, previsto nos contratos de concessão de serviço público e na Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que compreende duas etapas: o reposicionamento tarifário (RT) e a determinação do Fator X. O RT estabelece o nível de custos operacionais eficientes e a justa remuneração do capital investido, e o Fator X representa o mecanismo de repasse dos ganhos de produtividade e eficiência das distribuidoras aos consumidores através de uma redução no índice de reajuste das tarifas, regulação por incentivos do tipo *price cap*. (SALGADO e MOTTA, 2007)

Sua atuação no SEB ocorre individualmente e coletivamente, através da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), que é uma sociedade civil de direito privado, sem fins lucrativos.

O Estatuto da Abradee estabelece as seguintes atribuições:

- I. Representar judicial ou extrajudicialmente as suas associadas;
- II. Prestar serviços de apoio no campo técnico, comercial, econômico, financeiro, jurídico, político e institucional;
- III. Fomentar a mútua colaboração e a assistência entre as associadas;
- IV. Promover e realizar estudos e pesquisas;
- V. Realizar acordos e convênios de cooperação técnica e de troca de informações com entidades nacionais e internacionais, visando o desenvolvimento e a capacitação das associadas;
- VI. Preparar estudos e propostas para a solução de problemas, em colaboração com os poderes constituídos, no âmbito de questões relacionadas com a distribuição; e
- VII. Promover e realizar cursos, seminários e outros, bem como a edição de publicações e informações.

Suas principais atividades são:

- I. Projeto Benchmarking;
- II. Participação do Processo de Regulamentação do Novo Modelo do Setor Elétrico;
- III. Aperfeiçoamento da Regulação Econômico-Financeira do Setor de Distribuição;
- IV. Acompanhamento do Programa de Universalização;
- V. Apoio às Ações de Combate as Perdas Comerciais e Inadimplência;
- VI. Regulamentação do Subsídio aos Consumidores de Baixa Renda; e
- VII. Realização do prêmio ABRADÉE para fomentar a eficiência de gestão e a excelência no atendimento ao cliente.

Observa-se que as distribuidoras conseguem absorver grande parte das medidas regulatórias impostas, através de área específica que calcula e acompanha a evolução dos riscos regulatórios e se associando a associações que auxiliam neste processo (ANTUNES, 2006).

2.3.5 As Geradoras de energia elétrica

Os Geradores de energia elétrica têm a função principal de produzir a energia e entregá-la segundo regulamentação do modelo atual do setor. São representadas por empresas tanto com participação estatal quanto privada, com preponderância estatal.

Os geradores são os agentes que estão expostos aos riscos mais complicados para gestão, fato que levou o modelo prever mecanismos para distribuir e reduzir certos riscos aos quais estes agentes estão expostos.

A atividade de geração de energia elétrica tem caráter competitivo, todos os Agentes de Geração podem vender energia tanto no ACR como no ACL. Os Geradores também possuem livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. E são classificados segundo a CCEE em:

- **Concessionários de Serviço Público de Geração:** Agente titular de Serviço Público Federal delegado pelo Poder Concedente mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de Empresas para exploração e prestação de serviços públicos de energia elétrica, nos termos da Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.
- **Produtores Independentes de Energia Elétrica:** são Agentes individuais ou reunidos em consórcio que recebem concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada à comercialização por sua conta e risco.
- **Auto-Produtores:** são Agentes com concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia, desde que autorizado pela ANEEL.

Sua atuação no SEB ocorre individualmente e coletivamente, através da Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica ABRAGE, que visa alcançar através de pesquisas, estudos e debates entre seus integrantes, o melhor desenvolvimento das atividades ligadas à geração de energia elétrica. A ABRAGE tem por objetivo facilitar e promover para suas Associadas:

- I - O intercâmbio de informações técnicas, comerciais, financeiras e jurídicas referentes às atividades de geração de energia elétrica;
- II - A elaboração de análises e estudos de interesse comum;
- III - A celebração de acordos e convênios de cooperação técnica e de troca de informações com entidades públicas e privadas, nacionais e internacionais;
- IV - A elaboração e a defesa de propostas para solução de problemas comuns.

Os auto-produtores de energia elétrica são organizados através da Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia – ABIAPE – que busca promover os interesses

dos autoprodutores e produtores independentes de energia, considerados para este fim aqueles que produzam e/ou produzirão energia predominantemente para seu próprio consumo, junto a organizações nacionais e internacionais, órgãos e autoridades públicas, autarquias, empresas públicas, sociedades de economia mista, agências ou assemelhados, federais, estaduais e municipais, direta ou indiretamente afetas ao setor energético. Seus objetivos específicos são:

- I. promover a utilização eficiente dos recursos energéticos pelas indústrias, estimulando a autoprodução;
- II. estimular o investimento na produção, no transporte e no uso eficiente da energia por seus Associados;
- III. estimular o desenvolvimento e utilização de fontes alternativas de energia mais adequadas e compatíveis às diferentes indústrias e regiões;
- IV. estimular o desenvolvimento e utilização de fontes alternativas de energia mais adequadas e compatíveis às diferentes indústrias e regiões;
- V. promover a realização de estudos e análises relativos à disponibilidade de fontes e formação das tarifas e/ou preços de energia e de seu transporte;
- VI. propor e incentivar a adoção de políticas coordenadas, racionais e coerentes de utilização de recursos energéticos e divulgar as realizações e resultados da gestão industrial de energia;
- VII. organizar reuniões, congressos, cursos, seminários e eventos relacionados com a geração, transporte e utilização eficiente de energia pelas indústrias.

A Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica – APINE – promove a união das empresas interessadas na produção independente de energia elétrica, defendendo seus direitos e interesses perante os poderes públicos e instituições nacionais e internacionais, além de cooperar com estes, atuando como órgão técnico e consultivo no estudo e solução das questões relacionadas às atividades de seus associados. Segundo seu estatuto, seus objetivos específicos são:

- I. promover a defesa dos interesses do segmento geração de energia elétrica, especialmente no que se refere aos produtores independentes e geradores similares, propugnando para que o seu espaço de mercado seja ampliado e sua rentabilidade preservada;
- II. promover a união dos produtores independentes de energia elétrica e das empresas interessadas na produção independente de energia elétrica, representando suas associadas perante os poderes públicos, incluindo o Poder

Judiciário, e órgãos e instituições nacionais e internacionais, defendendo seus direitos, interesses e aspirações;

- III. cooperar com os poderes públicos, órgãos e instituições nacionais e internacionais, como órgão técnico e consultivo, no estudo e solução dos problemas que se relacionem com a atividade de suas associadas, na preservação da livre concorrência na oferta, e na preservação da ordem econômica do mercado de energia elétrica.
 - i. acompanhar os estudos de planejamento da expansão dos sistemas elétricos, interligado e isolado, principalmente os que dizem respeito ao mercado de energia elétrica e ao programa de obras de geração;
 - ii. representar o interesse das associadas em negociações que visem à identificação de potencial mercado de energia elétrica passível de ser atendido por produtores independentes de energia elétrica;
 - iii. substituir suas associadas em juízo, tanto no pólo ativo, em ações judiciais de interesse da APINE e, após autorização formal do Conselho de Administração, bem como no pólo passivo, quando as associadas forem demandadas individualmente ou em litisconsórcio.
 - iv. organizar, periodicamente, congressos, seminários, simpósios, cursos e reuniões entre associadas para o debate de problemas de interesse comum e o encontro anual das associadas com seus convidados;
 - v. organizar um sistema de informações, publicando, periodicamente, um boletim de notas informativas e/ou revista para distribuição entre as associadas;
 - vi. manter um centro de documentação especializado;
 - vii. exercer todas e quaisquer outras atividades compatíveis com seus fins.

2.3.6 As Transmissoras de energia elétrica

O processo de implantação do novo modelo do Setor elétrico brasileiro deu origem às Empresas de Transmissão, responsáveis pelo transporte de energia elétrica desde as usinas geradoras até as centrais das distribuidoras.

As Transmissoras formam o agente com menor exposição a riscos na cadeia de produção e consumo de energia elétrica. Sua atuação ocorre basicamente pela Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica – ABRATE.

As Empresas que participaram da fundação da ABRATE foram a CEEE, CEMIG, CHESF, COPEL, CTEEP, ELETRONORTE, ELETROSUL, EPTE (posteriormente incorporada pela CTEEP) e FURNAS. Dentre as Associadas, a CTEEP, a ELETROSUL e a COPEL já atuam exclusivamente na área de transmissão. As demais são representadas na ABRATE através das respectivas unidades de negócio de transmissão.

Entre as principais finalidades da ABRATE destacam-se:

- I. intercâmbio entre as Associadas de informações técnicas, comerciais, financeiras, legais, jurídicas e institucionais referentes às atividades de transmissão de energia elétrica;
- II. desenvolvimento de análises, estudos e pesquisas de interesse comum;
- III. elaboração e a defesa de propostas para solução de problemas comuns;
- IV. mútua colaboração entre as Associadas;
- V. acompanhamento dos assuntos de interesse das Associadas junto a outras entidades, especialmente o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE.

2.3.7 As Comercializadoras de energia elétrica

Os agentes comercializadores de energia elétrica são empresas especializadas na compra e venda desta energia. Estes atuam em nome próprio, em mercados livres e organizados, assumindo os riscos do mercado; intermediando as negociações e os contatos entre o

vendedor e o comprador; e representando outros agentes ou interessados em participar do mercado livre, associando a seus serviços outras utilidades e funcionalidades, envolvendo a customização ou a personalização dos produtos típicos.

A Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica (Abraceel) é constituída por empresas autorizadas a atuar como Agente Comercializador de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. A Abraceel atua junto à sociedade em geral, formadores de opinião, órgãos de Governo, outras organizações do setor elétrico e agentes econômicos em geral, de forma a:

- I. promover a discussão da liberdade como valor fundamental e da competição como meio de promoção da inovação e da eficiência;
- II. discutir e divulgar as melhores práticas e experiências nacionais e internacionais na regulação e no desenvolvimento dos mercados de energia;
- III. discutir e divulgar as melhores práticas na comercialização de energia;
- IV. defender o aperfeiçoamento do marco legal e regulatório de modo a que a livre comercialização possa promover, cada vez mais, a eficiência do mercado em benefício da sociedade;
- V. defender a ampliação do mercado livre e a consolidação do mercado de energia incentivada; e
- VI. manter seus associados informados sobre a evolução do ambiente legal e institucional, buscando identificar possíveis ameaças e oportunidades.

A Abraceel tem por objetivos básicos:

- a) defender o mercado livre como instrumento de promoção da eficiência e segurança do abastecimento no setor elétrico.
- b) promover a união das empresas autorizadas, representando suas associadas perante os poderes públicos, órgãos e instituições nacionais e internacionais, defendendo seus direitos, interesses e aspirações;
- c) cooperar com os poderes públicos, órgãos e instituições nacionais e internacionais, como órgão técnico e consultivo, no estudo e solução dos problemas que se relacionem com a atividade de suas associadas;
- d) defender, junto aos poderes constituídos, a manutenção de um ambiente de mercado adequado para a prática da atividade de comercialização de energia elétrica, nos moldes para os quais suas empresas associadas foram criadas.

2.3.8 Os Consumidores de energia elétrica

O consumidor de energia elétrica compreende o último elo da cadeia, usa a energia como matéria prima para desenvolver sua atividade. Sua classificação pode ser feita em: industrial, comercial, residencial, rural e público. Mas para a estrutura de comercialização de energia elétrica no atual modelo os consumidores são separados nos grupos que apenas podem contratar energia no ambiente regulado e o grupo que pode consumir energia tanto no ambiente livre como no regulado, chamados de grandes consumidores. Os grandes consumidores de energia elétrica são definidos pelo § 2º, Art. 15 da lei nº 9.074, de julho de 1995, consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado.

A ABRACE - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres, é a principal interlocutora organizada do setor, busca estruturar suas ações focada no desenvolvimento energético sustentável no país, sempre em sinergia constante com suas associadas, para as quais energia é tida como um insumo de primeira grandeza e fator preponderante para a competitividade de seus produtos e, conseqüentemente, da economia brasileira como um todo.

A ABRACE tem por objetivos básicos:

- a efetivação de projetos de integração econômico-comercial e de livre comércio;
- o aperfeiçoamento do arcabouço jurídico e regulatório do sistema;
- o incremento dos investimentos;
- a ampliação da escala e melhora da competitividade;
- a criação de empregos e o conseqüente bem-estar da população.

3 Principais Fatores de Risco no SEB

São muitos os riscos aos quais os atores do SEB estão expostos. Para facilitar a análise destes riscos deve-se definir sobre qual ator este incide e como é tratado, transferindo diretamente os custos incorridos ao ator seguinte na cadeia, ou seja, transferindo os prejuízos, ou arcando com as conseqüências da sua gestão.

Em geral, os risco são classificados em:

- I. Risco de crédito;
- II. Risco de volume;
- III. Risco de preço;
- IV. Riscos operacionais;
- V. Riscos financeiros;
- VI. Riscos regulatórios.

Os riscos de volume e preço estão intimamente ligados na estrutura do atual modelo do SEB e são tratados em conjunto através de mecanismos para mensurar a oferta e custo da água, dada as características do sistema. Podendo ser enquadrados no que o setor denomina de Risco de Mercado.

O risco de crédito pode ser expandido, pois além do risco de inadimplência, o setor cobre grandes perdas referentes a fraude e furto de energia.

Os riscos operacionais são riscos técnicos de competência de cada ator. Em geral são inúmeros e tratados através de procedimentos que geram valor para atividade de cada agente.

Os riscos regulatórios englobam tributos, encargos, regras e procedimentos, bem como políticas que direcionam a operação e expansão do setor.

3.1.1 Risco de Volume e Preço

Este risco consiste na dificuldade de se prever o montante de energia que os geradores poderão gerar num momento futuro e o custo da geração futura de energia, que contempla a energia afluyente das usinas hidrelétricas, a disponibilidade de insumo e a volatilidade do preço do insumo no momento futuro.

Estabelecer de forma ótima o montante de energia a ser gerada com água em cada momento é uma tarefa que agrega muito valor à operação do sistema e, para isso, é calculada a energia assegurada de cada usina, ou seja, a energia que cada usina pode gerar regularmente, dado em nível de garantia. Isto é possível porque a energia armazenada nos reservatórios absorve as variações da afluência, permitindo a regularização plurianual.

Além do aproveitamento ótimo das afluências de cada bacia, nota-se que existe uma complementaridade entre as afluências de diferentes bacias. Logo, o despacho coordenado das usinas hidrelétricas é ainda mais vantajoso para o sistema. E, somado a isso, o acoplamento de geração térmica flexível permite aumentar a energia assegurada dos sistemas hídricos, a um custo global menor devido a sazonalidade das afluências, formando assim um sistema hidrotérmico mais eficiente.

Para tentar obter o máximo aproveitamento do sistema, o despacho é centralizado pelo ONS, como explicado anteriormente, onde a operação é definida com base no planejamento de médio prazo estabelecido pelo programa NEWAVE. Porém, esta estrutura apresenta algumas falhas que são observadas a seguir.

Segundo o Decreto nº 5.163 de 30 de Julho de 2004, a contratação de energia nos leilões de energia nova pode ser por disponibilidade ou por quantidade. As termelétricas vendem energia por contratos de disponibilidade, em que os riscos são assumidos pelos compradores do contrato, no caso as distribuidoras, que posteriormente repassam o custo da aquisição da energia comprada no mercado de curto prazo aos consumidores finais. As hidrelétricas comercializam sua energia por contratos de quantidade, em que o gerador assume o risco do empreendimento não gerar o montante de energia contratado e, portanto, tem o dever de contratar a diferença entre a energia entregue e o montante contratado no mercado de curto prazo.

Os geradores hidrelétricos ganham pouca autonomia sobre a decisão de gerar eletricidade, uma vez que este despacho é centralizado, e nos momentos em que o preço de curto prazo está mais alto parte dos geradores hidrelétricos está impossibilitada de gerar energia, ou seja, geram menos que sua energia assegurada e precisão, assim, pagar a diferença ao valor do PLD que está mais alto. Portanto, o risco hidrológico é assumido em partes pelos geradores hidrelétricos, mas é gerido pelo governo, através dos modelos de formação de preço.

Esta condição é claramente prejudicial aos geradores hidrelétricos que, para amenizar o problema, foi criado o MRE – Mecanismo de Realocação de Energia – um mecanismo financeiro que realoca a energia gerada pelos agentes participantes. Cada usina participante do

MRE recebe um certificado de energia assegurada que limita o volume de energia que esta pode comercializar, que é a garantia física do empreendimento. Se a energia produzida por uma hidrelétrica for menor que seu certificado de energia assegurada, tal usina recebe o complemento via MRE, valorado ao preço de transferência, inferior ao PLD mínimo.

Ao final do período, duas situações são possíveis. O total gerado pelas usinas participantes do MRE é inferior ao total da energia assegurada das mesmas, então, o custo deste déficit é pago ao valor do PLD, com cada usina deve pagando a diferença entre o valor da energia que lhe foi alocada e o de seu respectivo certificado. Caso contrário, a renda do excedente de energia também é distribuída entre as usinas participantes proporcionalmente a sua energia alocada, valorada ao PLD.

No primeiro caso, as geradoras hidrelétricas podem ficar muito tempo expostas ao PLD, com sérios danos para seu desempenho financeiro. Este risco é agravado pela histórica e atual postura do governo que resiste o máximo decretar um racionamento e quando assim o faz o montante de energia a ser racionada pode ser muito alto.

A metodologia adotada com o modelo NEWAVE não considera que a expansão envolve riscos quanto ao cumprimento dos cronogramas de projeto, disponibilidade de insumos para as térmicas e a volatilidade do custo destes insumos. Em especial os empreendimentos hidrelétricos sofrem atrasos bastante significativos para o planejamento da operação devido a restrições ambientais. “O MME organiza os leilões e determina o preço máximo e a quantidade de energia demandada nos leilões. Dessa forma, o governo pretende comandar a trajetória de expansão setorial que deseja ver executada em regime competitivo pelos geradores.” (SALGADO e MOTTA, 2007)

A gestão destes riscos é transferida para os geradores no momento do contrato pela concessão do empreendimento nos leilões. No entanto, é responsabilidade do Estado gerir este risco também, porque o não cumprimento ou má gestão destes riscos pelos geradores térmicos causa conseqüências enormes no planejamento da operação do sistema, como ameaça a segurança do abastecimento nacional e a precificação equivocada do custo futuro da água.

Como o governo define a metodologia para definir o preço de referencia e ele mesmo estabelece os cenários que influenciam a formação deste preço, é obrigação deste zelar para a correta gestão destes riscos para sinalizar o preço da energia com razoável precisão.

A legislação define um risco máximo de 5% de ocorrência de déficit nos dois mil cenários de afluência simulados para o planejamento da operação, sem ponderar a profundidade do déficit, ou seja, se o déficit é de 1 MW ou 1 GW sua contabilização é a mesma e, para aumentar a segurança do sistema motivada pelo racionamento de 2001, foi

implantada a CAR – Curva de Aversão ao Risco – que estabelece o nível mínimo de armazenagem nos subsistemas para o atendimento pleno da carga num horizonte bianual. Esta curva é definida sobre hipóteses de afluência, intercâmbio entre os subsistemas e disponibilidade térmica, variando muito de acordo com as premissas adotadas, mais ou menos conservadoras. Tais premissas são definidas pelo governo sem serem explícitas ou adequadamente justificadas.

A Resolução CNPE nº 08/2007 estabelece que o custo variável unitário – CVU – de usina termelétrica despachada por decisão do CMSE ou devido à ultrapassagem da CAR não deve ser utilizado para determinação do PLD e o custo adicional é rateado através do ESS, dado pela diferença entre o CVU e o PLD. Desta forma, este mecanismo evita o deplecionamento excessivo, protegendo os geradores hidrelétricos.

Além da CAR, o uso múltiplo da água é outro desafio a ser previsto para se planejar o risco retorno ótimo de um gerador hidrelétrico, pois reduz a disponibilidade das reservas para geração.

O mais sério a ser observado neste mecanismo é o caráter político que as premissas a serem observadas para formação de cenários que influenciam o preço podem assumir. Embora a CAR não forme preço atualmente, desta análise surge a motivação do capítulo seguinte, o estudo do preço de curto prazo da energia elétrica. Pois os dados dos cenários de geração térmica, também utilizados para definir a CAR, contribuem significativamente no cálculo do custo marginal de operação.

3.1.2 Risco de Crédito

O risco de furto, fraude ou inadimplência incide sobre distribuidores, comercializadores e geradores bilateralmente e causam um real prejuízo aos agentes.

As distribuidoras rateiem os custos das fraudes e furtos entre seus consumidores, ou seja, repassando para a tarifa, porém há limites para o repasse destas perdas e os mecanismos de revisão tarifária exigem redução destes fatores, que se não alcançadas incorrem em prejuízo para as distribuidoras. Além disso, ainda existe um prejuízo pela tributação que incide sobre esta energia que não gera receita. No entanto, este risco é um risco gerido pelos próprios agentes sem intervenção direta do Estado.

3.1.3 Riscos Financeiros (Câmbio, Inflação e taxas de juros)

A inflação deve afetar pouco os agentes, pois todos os contratos são corrigidos pelo IGP ou algum índice de inflação, ou seja, é repassado integralmente para compra de energia. Já para os investimentos, os gastos devem ser projetados incluindo as premissas sobre variação de inflação, taxa de juros ou câmbio.

A taxa de câmbio impacta contratos lastreados em outras moedas, frequentes no setor. Os geradores devem embutir os custos deste risco no orçamento dos projetos, assim como eventualmente os comercializadores o farão. Porém, os distribuidores repassam integralmente para a tarifa as oscilações do câmbio referente a compra de energia, gerido seus riscos de câmbio relativo a financiamentos.

3.1.4 Riscos Estruturais

Entende-se aqui por riscos estruturais aqueles referentes à estrutura de geração de energia. A questão fundamental deste risco é evitar um racionamento e envolve dois grandes grupos, a infra estrutura de exploração de energia existente e a expansão da oferta.

Quanto à energia existente, o maior risco é a indefinição da concessão de exploração do bem público para geração de energia. Compete ao governo federal definir parâmetros para quantificar a renda potencial de cada concessão e o montante a ser retido pela união para conceder o direito à exploração do bem público.

O potencial de geração de cada empreendimento é conhecido ou pode ser estimado com razoável facilidade. Porém, a definição do valor da energia não é trivial.

Para os projetos estruturantes, o atual modelo prevê a solução deste problema concedendo o direito a exploração à empresa que se comprometer a vender a energia pela menor tarifa.

Esta energia é a energia mais barata e abundante do setor e o mercado livre está disposto a pagar um valor superior ao valor negociado nos leilões de energia. No entanto, em prol da modicidade tarifária, defende-se que esta energia deve ser direcionada ao mercado cativo, em que beneficiará toda a sociedade.

Enquanto a maior parte desta energia está em poder das concessionárias estatais de geração, acredita-se que o governo induz que esta energia continue sendo ofertada para o mercado regulado, deixando de maximizar a função retorno da concessionárias de geração em favor de outros objetivos sociais e políticos. Porém, uma vez que estas concessões sejam licitadas, caso sejam outorgadas à empresas privadas, sua estratégia será diferente.

Quanto à expansão da oferta de energia, os riscos observados são de cumprimento dos cronogramas de expansão, concessão de licenças ambientais, compensação ambiental - créditos de carbono, por exemplo, e crescimento de mercado. Embora o governo, através da EPE, seja responsável pela obtenção de licença prévia para habilitar os empreendimentos dos leilões de energia nova, o licenciamento ambiental definitivo permanece sob a responsabilidade do investidor, atribuindo elevado risco ambiental ao investimento. Esta situação reduz substancialmente o interesse dos capitais privados.

A energia contratada de novos empreendimentos destina-se a suprir a parcela de crescimento de mercado e deve ser negociada a um valor suficiente para atrair investimentos privados. O risco de mercado das novas usinas é repassado para: os consumidores cativos, que absorvem em suas tarifas até 3% da energia contratada não consumida; e para as usinas existentes, já que as distribuidoras podem renunciar sem penalidade a até 4% de sua energia *velha* contratada.

3.1.5 Risco Regulatório

O risco regulatório é bastante presente no setor porque o arcabouço legal para o funcionamento do atual modelo não está consolidado, sendo constante a necessidade de ajustes e definições para questões que envolvem os agentes do setor.

Um exemplo deste risco, muito discutido atualmente, é a questão da prorrogação ou licitação das concessões do setor que será discutida em detalhe adiante.

Outra questão importante que agrega risco ao setor é a criação ou prorrogação de encargos. A análise feita pelo Instituto Ascende Brasil – IAB – em parceria com a Pricewaterhouse Coopers, divulgada em sua página de internet⁶, estima-se que a carga tributária no setor elétrico brasileiro totaliza 46,3% da receita bruta.

⁶ www.acendebrasil.com.br/site/paginas/impostometro.asp

Os **Impostos Federais** (IRPJ, CSLL, PIS/PASEP, COFINS, ITR, INSS e FGTS), **Impostos Estaduais** (ICMS e IPVA), **Impostos Municipais** (ISS e IPTU) e **Encargos Setoriais** (CCC, CDE, CFURH, TFSEE, RGR, ONS, ESS e outros) somam, respectivamente, 32,2%, 46,3%, 0,1% e 21,3% do total. O ICMS é responsável, então, por cerca da metade desta enorme contribuição do consumidor. A carga tributária anterior ao atual modelo era de 40% e agora está em 46%. Esta diferença se dá majoritariamente por conta dos impostos federais.

A análise da evolução do total dos impostos e encargos no SEB mostra que o total pode variar de 35 a 51%. Por conta desta variação, este pode ser considerado um risco no setor, uma vez que impacta diretamente no gasto dos atores e são repassados diretamente para o consumidor.

4 Análise do preço de curto prazo da energia elétrica

O Sistema Interligado Nacional (SIN) consumiu cerca de 444 TWh ao longo do ano de 2007. Deste consumo, 61% foi destinado ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste que é responsável pela produção de 64% da energia elétrica total consumida no SIN, incluindo Itaipu. Por sua vez, o submercado sul produz 14% e consome 16%. Os submercados Nordeste e Norte consomem 14% e 9% e são responsáveis pela produção de 13% e 9%, respectivamente (ONS, 2008).

A oferta de energia elétrica no SIN possui uma dependência muito grande da hidrologia do período. Porém, a folga estrutural entre oferta e demanda deixou de ser significativa desde 2006 e o SIN não é mais capaz de operar sem o despacho das térmicas para regularizar os níveis dos reservatórios, condição reforçada pelos resultados dos leilões de energia nova.

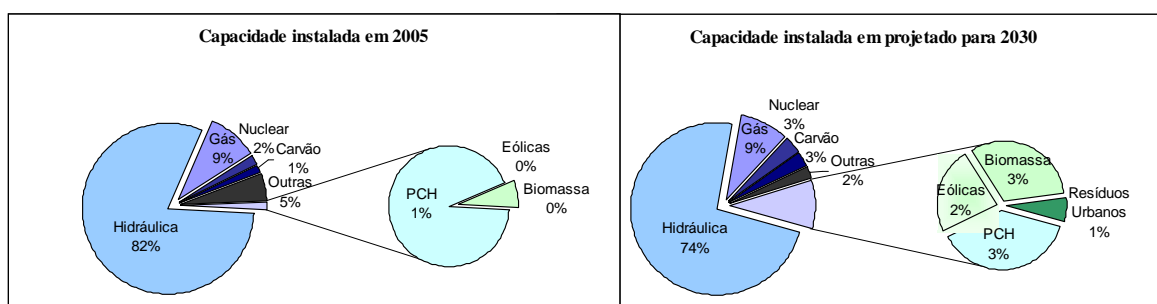


Figura 5: Evolução da capacidade instalada da matriz elétrica Brasileira segundo o PNE 2030

Das fontes térmicas, a mais expressiva é a geração a gás natural, e pela tendência da evolução da matriz nacional e planejamento no longo prazo para o setor, o gás natural deve continuar sendo a segunda fonte mais importante na matriz brasileira (PNE 2030, 2005).

Este fato deve ser tratado com muita atenção, não só pela questão da velocidade que as reservas de gás natural devem esgotar, mas porque este não é o uso racional, eficiente, deste recurso e, principalmente, pelo enorme impacto e prejuízo causado ao setor elétrico pela instabilidade no fornecimento deste insumo, como demonstrado a seguir.

O mês de janeiro de 2008 se iniciou com uma intensa elevação dos Preços de Liquidação das Diferenças - PLD (preço spot de energia elétrica no Brasil). Embora uma tendência de aumento do risco de fornecimento de energia elétrica já pudesse ser pressentida desde meados do ano de 2006, em especial em decorrência da indisponibilidade de oferta de Gás Natural, este aumento de preços provocou aumento da percepção do risco de desabastecimento em todo o mercado de energia elétrica.

O preço spot de energia, embora com diferentes características e procedimentos operacionais em cada País, de uma maneira geral é o referencial econômico que é empregado para fechamento das operações de produção ou consumo de energia elétrica quando estas não estão cobertas por contratos. Este preço determina o montante a ser recebido por um gerador que não tenha formalizado contrato para venda de sua produção como também o dispêndio de um consumidor que não tenha assegurado seu consumo através de contratação.

O preço de curto prazo também influencia os contratos de opções e de mercados futuros de energia nos países onde estes instrumentos já se encontram estabelecidos. No Brasil acabam por influenciar o mercado de curto prazo e afetar a percepção de risco associada à contratação de energia, inclusive em horizontes diferentes daqueles para os quais o PLD é definido na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Um dos principais riscos associados aos investimentos no SEB é a incerteza em valorar a compra e a venda de energia no Mercado de Curto Prazo, definido no Brasil pelo PLD. Este risco afeta todos os agentes e é influenciado por inúmeros fatores de risco. Entender o comportamento do preço da energia elétrica – além de identificar, medir e tratar os possíveis riscos associados – é o grande desafio que a indústria de energia elétrica está sendo compelida a enfrentar. Logo, o fator considerado de maior relevância e que será tratado como estudo de caso neste trabalho será o preço da energia elétrica no SEB.

Quanto maior a volatilidade do preço de curto prazo de um insumo como a eletricidade, maior o risco associado às atividades de compra e venda deste produto. Para exemplificar a importância deste fator no SEB, foi feita uma análise da volatilidade do preço spot da eletricidade em diferentes mercados selecionados, utilizando o desvio padrão dos preços em relação à média como métrica. As séries históricas mensais de preço utilizadas foram convertidas para dólares americanos utilizando as respectivas séries históricas mensais de conversão para cada moeda referente ao mercado estudado.

Entre os mercados estudados, **o Brasil é o único país que não utiliza um processo de leilão para determinar o preço de curto prazo da energia elétrica.** Todos os grandes mercados de energia elétrica no mundo utilizam sistemas sofisticados de ofertas de compra e venda de energia com o objetivo de estabelecer um preço efetivamente no mercado. Observando a Tabela 1, pode-se notar que a volatilidade no mercado brasileiro realmente é superior a volatilidade em outros mercados.

Os países que possuem base hidrelétrica, como Noruega e Nova Zelândia possuem hidrelétricas de degelo, que apresentam uma sazonalidade bem marcada e com uma variação

menos acentuada do volume de água disponível para geração. Isso contribui para uma menor volatilidade em seu preço de curto prazo.

Ainda, embora a volatilidade das afliências seja acentuada no Brasil, o modelo utilizado para calcular o preço tem como objetivo minimizar o risco hidrológico e, portanto, deve amenizar esta variação.

Tabela 1: Comparação entre a volatilidade dos preços da energia elétrica e a matriz de geração elétrica no período de Maio de 2003 a Janeiro de 2008 (Fonte: CEAR EPUSP)

	Sub Mercado	Média [US\$/MWh]	Desvio. Padrão [US\$/MWh]	DP em relação à Média	Hídrica	Comb. Fóssil	Nuclear	Solar, Geo e Eólica
Noruega	Oslo	42,09	15,10	36%	99%	1%	0%	0%
	Bergen	42,09	15,10	36%				
	Trondheim	43,17	13,65	32%				
	Tromsø	43,11	13,59	32%				
Suécia	Sweden	42,94	13,48	31%	46%	8%	46%	1%
Finlândia	Finland	42,85	13,52	32%	15%	57%	28%	0%
Dinamarca	DK-West	44,62	11,53	26%	0%	82%	0%	18%
	DK-East	45,02	13,31	30%				
Brasil	SE/CO	27,24	43,57	160%	84%	12%	4%	0%
	S	27,20	43,47	160%				
	NE	24,35	44,56	183%				
	N	25,73	43,89	171%				
Nova Zelândia	HAY2201	41,13	18,64	45%	58%	31%	0%	11%
	BEN2201	39,15	19,82	51%				
	OTA2201	41,61	17,76	43%				
Austrália	QLD	28,32	22,71	80%	6%	93%	-	0%
	NSW	32,75	25,93	79%	4%	96%	-	0%
	SNOWY	30,30	22,21	73%	100%	-	-	0%
	VIC	28,61	18,26	64%	6%	94%	-	0%
	SA	35,45	34,20	96%	-	100%	-	-
	TAS	42,21	18,32	43%	90%	10%	-	0%

É indiscutível que a principal variável explicativa da para formação do preço de curto prazo é a energia armazenada nos reservatórios (PIRES, 2003 e MEDEIROS, 2003). No entanto, a disponibilidade térmica contribui com significância na formação dos preços, como será demonstrado a seguir.

4.1 A elevação de preço em 2008 no SEB

Observando a evolução da energia afluyente e energia armazenada em relação à geração, percebe-se que a geração térmica convencional foi necessária mesmo em um ano como 2007, quando a afluência foi muito favorável, apontando dependência do SIN em relação às térmicas (Figura 6).

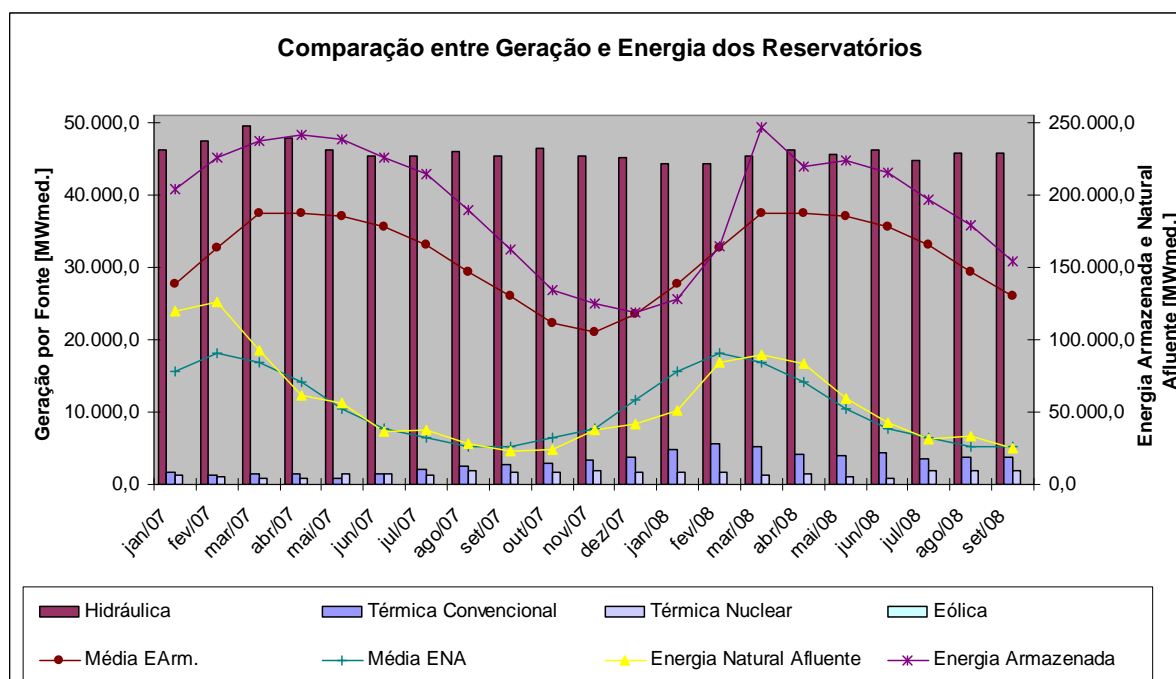


Figura 6: Evolução da geração por fontes e energia dos reservatórios nos anos de 2007 e 2008

(Fonte: CEAR. Dados: ONS - Valores médios de janeiro de 2000 a setembro de 2008)

Segundo informações oficiais, fornecidas pela ONS (ONS, 2008), a elevação acentuada do PLD no início de 2008 foi consequência do atraso das chuvas no início do período úmido.

Embora esses valores (níveis de armazenamento) fossem superiores aos níveis de armazenamento indicados nas Curvas de Aversão ao Risco das respectivas regiões, o atraso do período úmido resultou na decisão de despachar geração térmica das regiões SE/CO e Sul, já no início de 2008.

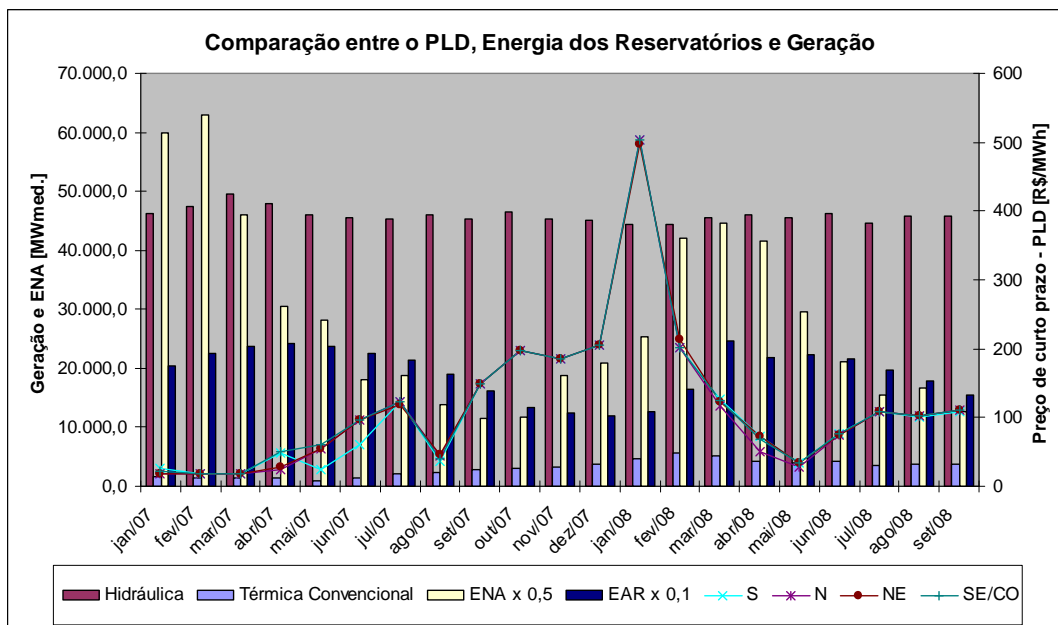


Figura 7: Evolução da geração por fontes e energia dos reservatórios em relação ao PLD

(Fonte: CEAR. Dados: NOS)

Observando a Figura 6, percebe-se que a justificativa da ONS para o acionamento das térmicas convencionais em grande quantidade no início de 2008 é verdadeira, pois a afluência em Janeiro de 2008 foi baixa e os reservatórios apresentavam energia armazenada abaixo da média para o período. Porém, a análise conjunta com a Figura 7 leva ao questionamento da razão dos valores alcançados pelo PLD, pois quase 90% da capacidade instalada das térmicas deveria operar com um custo variável menor que R\$ 400,00.

O fornecimento de energia aos sistemas elétricos do Uruguai e da Argentina não deve ter afetado o PLD no início de 2008, pois as condições hidrológicas dos reservatórios do sul eram muito favoráveis para a época e o suprimento teve caráter interruptível, sendo efetuado através de energia vertida turbinável e/ou geração térmica não despachada para atender ao mercado brasileiro. De fato, o atraso das chuvas no início do período úmido demandou um volume bem maior de geração térmica. Porém, o volume demandado foi menor que um terço do parque térmico destinado exclusivamente a essa necessidade.

O que explica a exorbitante escalada dos preços em Janeiro de 2008, além das condições dos reservatórios e o atraso nas chuvas, é a falta de lastro de gás para geração. Esta afirmação é embasada na revisão do histórico do PLD, em que verifica-se que quase todas as elevações de preço estão associadas a uma restrição no fornecimento de gás natural (Figura 8).

Gráfico da Evolução do PLD nos submercados do SIN

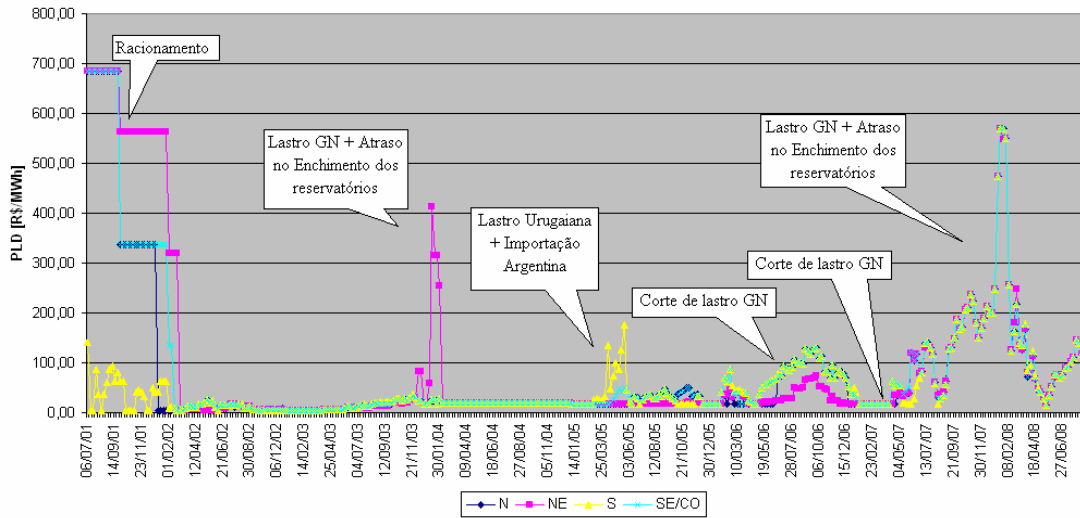


Figura 8: Oscilações do PLD e sua relação com crises energéticas no Brasil

(Fonte: Elaboração Própria. Dados: CCEE e ABRACE)

A expansão térmica em 2007 e 2008 estruturou-se na geração térmica, com ênfase no gás natural. A evolução do CVU em função da potência disponível para geração térmica (Figura 9) indica a importância que a geração a GN representa para o sistema absorver as variações hidrológicas, pois do início de 2007 ao início de 2008 a potência disponível variou mais de 2,5GW em função da indisponibilidade de gás.

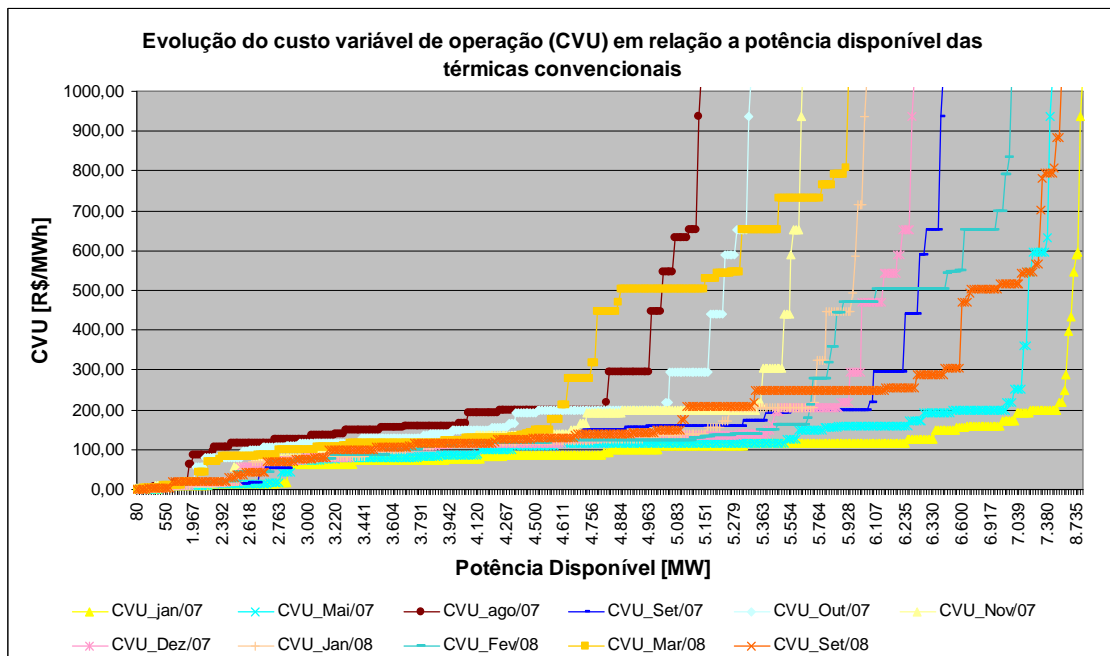


Figura 9: Evolução do Custo Variável Unitário pela potência disponível

(Fonte: CEAR. Dados: Arquivos DADGER.RVX - do DECOMP, decks de Janeiro de 2007 e 2008)

4.1.1 A falta de lastro do gás Boliviano

Para compreender a falta de lastro de gás natural é preciso entender o processo de estatização da exploração de petróleo e gás na Bolívia. Segundo matéria do jornal Estado de São Paulo⁷, os fatos mais relevantes foram:

- I. Em maio de 2005 houve um atentado a bomba à sede da Petrobrás Bolívia A.S., em Santa Cruz de la Sierra, reivindicado pelo grupo Frente Nacional Anticorrupção, que alegou estar lutando para que o petróleo boliviano fosse explorado pelo próprio país. A Petrobrás freia os investimentos na Bolívia devido à polêmica lei de hidrocarbonetos, que aumentou em 50% a tributação sobre a exploração de petróleo e gás.
- II. Em Junho de 2005 manifestantes bolivianos bloqueiam o fornecimento do gás natural pelo gasoduto que vem para o Brasil.
- III. Em 2006, o presidente eleito, Evo Morales, assina decreto que nacionaliza e dá ao Estado o “controle absoluto” de todos os hidrocarbonetos explorados no país e militares e funcionários da estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) ocupam as duas refinarias da Petrobrás.
- IV. Em abril de 2007, o governo brasileiro se opõe à tentativa da Venezuela, Bolívia e Argentina de formar um cartel do gás. A crise se agrava com a redução de 20% da exportação de gás para o Brasil e Argentina. E em maio a Petrobrás decide vender 100% de suas refinarias na Bolívia. A proposta brasileira de venda estava entre US\$ 120 a 160 milhões, mas o presidente Luiz Inácio Lula da Silva ordenou à Petrobrás aceitar a contraproposta boliviana de US\$112 milhões.

A mudança de regras atribuída à estatização do setor de petróleo e gás boliviano freou os investimentos no setor, o que levou a Bolívia a descumprir várias vezes seus contratos com Brasil e Argentina em 2007. Segundo o ex-ministro e consultor de energia Maurício Medina Celi, "Para atender a esta demanda externa e não deixar faltar gás aqui na Bolívia, o país deveria aumentar sua produção, em dois ou três anos, em 20 milhões de metros cúbicos de gás

⁷ ESTADO, **A Guerra do Gás**, matéria do Jornal O Estado de São Paulo, São Paulo, SP, 2007. Disponível em: <www.estadao.com.br/interatividade/Multimedia/ShowEspeciais!destaque.action?destaque.idEspeciais=188> Acesso em 30/10/2008.

por dia. Mas hoje não existe perspectiva e nem clima de investimentos para alcançar esta meta"⁸.

Segundo estudo da ABRACE (ABRACE, 2008), um racionamento de gás natural no Brasil desde 2006 foi confirmado quando o ONS determinou um teste de disponibilidade de diversas térmicas e constatou a falta deste insumo para a geração de eletricidade, o que motivou a assinatura do Termo de Compromisso firmado entre a Petrobras e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em maio de 2007, estabelecendo o fornecimento de combustível para a geração térmica, conforme cronograma acordado. E em julho de 2007, a Petrobras foi multada em R\$ 84,7 milhões pela ANEEL devido ao não cumprimento do referido Termo (ABRACE, 2008). As perdas dos agentes do setor elétrico em função do não fornecimento de gás, no entanto, são muito superiores às multas aplicadas à Petrobras.

4.1.2 Simulação do PLD para o início de 2008

Para verificar a tese que a disponibilidade de GN acentuou significativamente a elevação dos preços da eletricidade no início de 2008, foi simulado o PLD utilizando o NEWAVE e o DECOMP, alterando-se as disponibilidades das térmicas do modelo.

Para se alterar a curva do custo variável de operação das térmicas convencionais foi adicionada a potência das térmicas a GN que operavam em janeiro de 2007 com fator de carga de 75%. Então foi recalculado o custo marginal de operação para o mês de Janeiro de 2008. A Figura 10 mostra as curvas de CVU com e sem alteração.

⁸ CARMO, M., **Bolívia não tem gás para suprir demanda interna**, BBC Brasil, Buenos Aires, 2007. Disponível em: < www.bbc.co.uk/portuguese/reporterbbc/story/2007/11/071106boliviagasmcac.shtml > Acesso em: 06/06/2008.

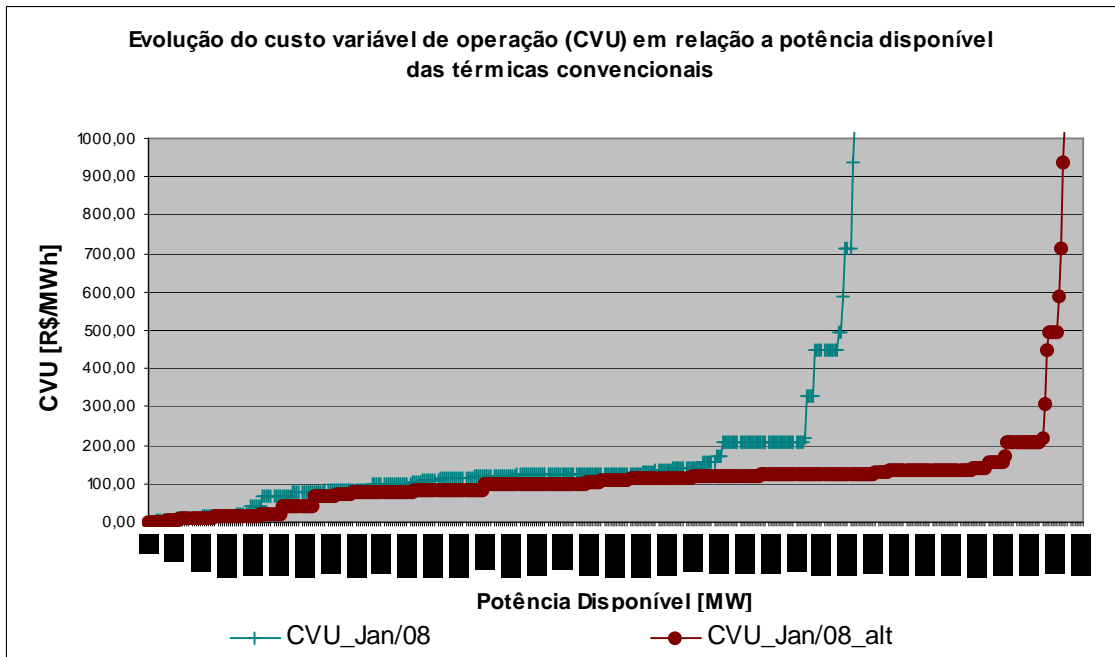


Figura 10: Curvas do custo variável unitário das térmicas convencionais para Janeiro de 2008
(Fonte: CEAR. Dados: Arquivos DADGER.RVX - do DECOMP, decks de Janeiro de 2007 e 2008)

Os resultados obtidos (Tabela 2) mostram que a alteração da curva de CVU impacta no custo da água, conseqüentemente altera o custo marginal de operação que formará o PLD ao ser limitado pelo piso e teto estabelecido para o período.

Observa-se que o CMO com alteração, onde uma parcela maior da potência das térmicas a GN não estava disponível, é 28% menor que o real para 3 semana de Janeiro, quando o PLD alcançou o teto.

Tabela 2: Preços marginais de operação (CMOs) com e sem alteração na curva de CVU

	Janeiro de 2008 sem alteração			Janeiro de 2008 Alterado		
	29/dez	5/jan	12/jan	29/dez	5/jan	12/jan
SE	248,79	472,1	637,23	186,15	362,28	496,84
S	248,79	472,1	637,23	186,15	362,28	496,84
NE	250,79	472,1	632,39	192,73	374,56	496,84
N	250,79	472,1	637,23	192,73	374,56	496,84

Esta simulação apenas alterou a curva no mês em que houve o pico do PLD, Janeiro de 2008. Este impacto é ainda mais notável se simulado o período inteiro de 2007 sem restrição de GN. Com uma curva de CVU com patamares mais baixos ao longo de 2007, como era observado no início de 2007, o modelo pouparia mais água durante o período seco e a energia armazenada nos reservatórios seria maior em Janeiro de 2008, o que atenuaria ainda mais o pico do preço neste mês. Para este cenário, estimativas levantadas pela ABRACE

(ABRACE, 2008) apontam para um CMO médio para os meses de 2008 em torno de R\$ 200,00 por MWh sem despacho fora da ordem de mérito.

4.2 Socialização dos custos via ESS

Maurer (MAURER, 2005) discute a importância dos custos⁹ de “congestão” para o empreendedor, uma vez que estes custos podem onerar a operação de tal forma que o plano de custo mínimo dos leilões não seja efetivado. Este trabalho se antecipa a problemas reais vividos hoje pelo setor, como se pode constatar nos trechos seguintes:

“...A configuração da expansão poderá ser bem diferente do plano de custo mínimo. Duas coisas podem acontecer – a transmissão terá que sair “atrás” destas plantas, os custos de congestão (parcialmente refletidos via ESS) vão crescer, ou ambos. Em um país de dimensões continentais como o Brasil, onde empreendedor pode ter graus de liberdade para decidir sobre a localização de plantas, não dar o sinal locacional de forma adequada é uma proposição que pode trazer altos custos e arrependimentos futuros...”

... Outro problema é que se cria um cenário não isonômico entre o mercado livre e o cativo – as plantas neste último são insensíveis à congestão, mas as plantas que servem consumidores livres vão arcar com uma parte destes custos via ESS.”

Maurer ainda apontando indicadores críticos que permitem monitorar as consequências desta ineficiência, justificada como confiabilidade para o sistema. A ver:

“Sugiro que a ANEEL ou MME calcule e publique mensalmente em seu site os seguintes indicadores:

- i. ESS, aprimorado para refletir o despacho fora da ordem de mérito para as plantas hidrelétricas;*
- ii. Custo de transmissão (referenciado a alguma unidade, por exemplo, R\$/ energia transportada);*
- iii. Como o ESS está sendo utilizado e se é suficiente para cobrir as exposições do MRE alocado em outros sub-mercados.”*

⁹ Há uma distinção importante. Não se está falando dos custos de uso do sistema de transmissão, mas sim de custos de geração onerados por necessidade de despacho de plantas fora de ordem de mérito devido a restrição de transmissão.

Além deste problema da “congestão” discutido por Mauer, nesta crise pode-se observar que o despacho fora da ordem de mérito foi utilizado pelo governo sem que para isso fosse realizado um estudo que justificava tal decisão à sociedade.

Como alternativa a essa decisão o governo poderia confiar no modelo que busca minimizar o custo de operação do sistema e divulgar os reais custos do PLD para o ano. Ou ainda interferir nos custos de déficit do modelo, indicando um sinal maior de aversão ao risco, o que geraria PLDs ainda maiores.

Mas a ação do governo foi ordenar o despacho fora da ordem de mérito, que tem um impacto direto e significativo de redução do PLD e do risco de deficit. Pois, uma vez que as térmicas despachadas desta forma não formam preço, mas o seu funcionamento poupa água, reduz o risco de um racionamento futuro. Conseqüentemente o PLD cai, favorecendo quem estava exposto e prejudicando quem estava contratado, pois o gasto com as térmicas despachadas fora da ordem são pagos por todos os consumidores, e não pelos geradores e consumidores descobertos.

Esta ação do governo federal está em completa coerência com ambas as hipóteses de Müller-Monteiro referentes aos leilões de energia existente e indica uma das formas que o governo retribui a cooperação das estatais para modicidade tarifária, já que elas seriam muito penalizadas pela exposição aos altos valores do PLD estando contratadas a um valor relativamente muito baixo.

O ESS pago por consumidores em 2008 totalizou R\$ 2,31 bilhões, sendo R\$ 2,27 bilhões devidos ao custo das usinas térmicas chamadas a operar fora da ordem de mérito econômico¹⁰. Os patamares históricos do ESS são em torno de R\$ 200 Milhões (ANEEL) e a elevação deste encargo para o ano de 2008 deve-se, em grande parte, à geração térmica determinada pelo governo. Segundo o sócio da PSR Consultoria, Mário Veiga, por simulações com base em diversos cenários de déficit, inclusive os mais severos, em 2009 o ESS ficaria situado entre R\$ 1,5 bilhão e R\$ 2,7 bilhões; em 2010, o valor ficaria entre R\$ 3,5 bilhões e R\$ 10,2 bilhões; para 2011, o encargo poderia variar entre R\$ 2,2 bilhões e R\$ 9 bilhões; e em 2012, o montante seria de R\$ 2,2 bilhões a R\$ 7,5 bilhões. "Mas pode ser zero, se chover muito", avalia Veiga¹¹. Tais simulações são válidas para reações do governo de

¹⁰ SALES, C., **E a conta chegou...**, Artigo para a Agência CanalEnergia, 2009. Disponível em: < www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Artigos.asp?id=70878 > Acesso em: 14/04/2009.

¹¹ COUTO, F., **ESS pode chegar a R\$ 10 bilhões nos próximos quatro anos em caso de escassez, simula PSR**, Matéria da Agência CanalEnergia – Negócios, São Paulo, SP, 2008a. Disponível em: < www.grupocanalenergia.com.br/mercadolivre/materias.asp?id=67413 > Acesso em: 01/10/2008.

acordo com o que foi observado em 2008, pois, se as regras do modelo forem seguidas à risca o custo deste risco hidrológico seria coberto pelos agentes descobertos.

5 Análise das Tarifas de Energia Elétrica no Brasil

Neste capítulo discute-se a composição da tarifa de energia elétrica e o confronto entre contratos do ambiente livre e do ambiente regulado, buscando definir uma forma de analisar como as decisões do Governo influenciam os cenários de preço no atual modelo.

5.1 Tarifa de Equilíbrio da Energia

A tarifa de energia elétrica cobrada por uma distribuidora é composta por várias parcelas. Em 2008, uma amostra das distribuidoras indica que a tarifa é composta pelo: i) serviço de distribuição, custo gerenciado pela distribuidora; ii) remuneração do capital, não gerenciados pelas distribuidoras; iii) o custo de geração de energia; iv) o custo do transporte dessa energia das usinas até as redes de distribuição; v) tarifa de transmissão paga tanto pelo consumidor livre como pelo cativo; vi) diversos subsídios e encargos embutidos na conta de luz; e vii) outros custos financeiros.

Cabe à ANEEL fixar uma tarifa justa ao consumidor e que estabeleça para a concessionária de distribuição uma receita com a venda de energia elétrica capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

O preço da tarifa de equilíbrio para o mercado livre em relação ao mercado cativo é o valor máximo da energia paga pelo consumidor livre tal que seja atrativo permanecer no ambiente livre.

Para calcular a tarifa de equilíbrio deve-se entender o sistema de tarifação. Do ponto de vista do consumidor a comercialização de energia é dividida nos dois ambientes, livre e regulado. O mercado cativo divide-se em consumidor alta tensão, e baixa tensão segundo o critério abaixo:

GRUPO A - ALTA TENSÃO

- A1 - tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- A2 - tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- A3 - tensão de fornecimento de 69 kV;
- A3a - tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;

- A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;
- AS - tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, atendida a partir de sistema.

Grupo B - Baixa Tensão

- subterrâneo de distribuição e faturada no Grupo A excepcionalmente;
- B1 - residencial e residencial baixa renda;
- B2 - rural, cooperativa de eletrificação rural e serviço público de irrigação;
- B3 - demais classes;
- B4 - iluminação pública.

O grupo A segue a tarifa horo-sazonal: tarifas diferenciadas de consumo e de demanda:

- Tarifa Azul: tarifas diferenciadas de consumo de acordo com as horas do dia e períodos do ano, e tarifas diferenciadas de demanda de acordo com as horas do dia;
- Tarifa Verde: tarifas diferenciadas de consumo de acordo com as horas do dia e períodos do ano, e uma tarifa de demanda.

O grupo B segue a estrutura convencional: tarifas de consumo e demanda independentemente das horas de utilização do dia e períodos do ano.

Segundo resolução da ANEEL, as tarifas de fornecimento e uso do sistema de distribuição de energia elétrica são homologadas para cada região de concessão de distribuição para consumo cativo e livre.

Para consumidores alta tensão, tanto no ambiente livre como no cativo, paga-se a parcela de demanda em R\$/kW na ponta e fora de ponta (parcela fio no jargão do setor) para uso do sistema. Esta parcela é diferenciada para consumidor livre e cativo e somada a ela os consumidores cativos pagam uma parcela de consumo (energia) em R\$/MWh, na ponta e fora de ponta, para uso do sistema (TUSD) e demais gastos (TE). Para consumidores livres, somado a parcela de demanda, paga-se uma parcela de encargos.

Desta forma, para área de concessão da CEMIG, analisando os consumidores A2 e A4 para os anos de 2009 e 2008, tem-se as tarifas apresentadas na

Tabela 3.

Segundo a resolução ANEEL nº 166 a TE é formada pelo valor dos seguintes itens:

- I – custo de aquisição de energia elétrica para revenda;
- II – custo da geração própria da concessionária de distribuição;
- III – repasse da potência proveniente da Itaipu Binacional;
- IV – transporte da energia proveniente da Itaipu Binacional;
- V – uso dos sistemas de transmissão da Itaipu Binacional;

VI – Encargos de Serviços do Sistema – ESS;

VII – Perdas na Rede Básica;

VIII – Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética; e

IX - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE.

Tabela 3: Tarifas de fornecimento de energia elétrica para consumidores regulados e livres

A2 - TARIFA HORO- SAZONAL AZUL				A4 - TARIFA HORO- SAZONAL AZUL			
Regulado	2009	2008	2007	Regulado	2009	2008	2007
TUSD DEMANDA P	27,08	28,66	25,43	TUSD DEMANDA P	43,45	45,65	46,02
TUSD DEMANDA FP	4,71	4,89	4,55	TUSD DEMANDA FP	12,16	12,62	13,37
TE DEMANDA P	-	-	-	TE DEMANDA P	-	-	-
TE DEMANDA FP	-	-	-	TE DEMANDA FP	-	-	-
TUSD ENERGIA P	22,84	22,38	23,03	TUSD ENERGIA P	22,84	22,38	23,03
TUSD ENERGIA FP	22,84	22,38	23,03	TUSD ENERGIA FP	22,84	22,38	23,03
TE ENERGIA P	245,83	201,19	238,63	TE ENERGIA P	245,83	201,19	238,63
TE ENERGIA FP	142,63	116,74	138,45	TE ENERGIA FP	142,63	116,74	138,45
Livre				Livre			
TUSD DEMANDA P	24,08	25,62	23,17	TUSD DEMANDA P	38,63	40,80	41,93
TUSD DEMANDA FP	4,18	4,36	4,15	TUSD DEMANDA FP	10,81	11,28	12,18
TUSD ENCARGO	20,30	20,01	20,98	TUSD ENCARGO	20,30	20,01	20,98

A regulamentação vigente define a TUSD - Encargos do Serviço de Distribuição, que abrange a RGR, P&D Eficiência e TSFEE e contribuição ao ONS, e quatro diferentes TUSDs, referentes a CCC do sistema interligado, CCC dos sistemas isolados, CDE e Proinfa. Com exceção da Contribuição ao ONS, passam a ser faturados em R\$/kW e são proporcionais aos custos marginais de expansão de cada nível de tensão. Isto representa um benefício para os consumidores energointensivos que estão ligados às faixas de tensão mais elevadas.

Os Encargos dos Serviços de Sistema (ESS), foram incluídos na Tarifa de Energia (TE). Uma vez que os Consumidores Livres passaram a ser agentes obrigatórios da CCEE, estes arcam diretamente com tais custos no processo de liquidação daquela Câmara.

A resolução ANEEL nº 166 excluiu também da TUSD o custo de transporte da energia produzida por Itaipu Binacional. A medida traz justiça para os consumidores livres, por eliminar a obrigatoriedade de arcarem com um custo não associado às suas operações.

Os custos relativos às perdas técnicas na transmissão também passam a serem alocados na TE. Essa mudança elimina a duplicidade de cobrança das perdas pelos consumidores livres

que pagavam essas perdas tanto na TUSD como na contabilização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Já as perdas técnicas e não-técnicas nas redes de distribuição continuam onerando a TUSD, dado que são intrínsecas ao serviço de distribuição e, portanto, são suportadas por todos os consumidores.

O cálculo da TUSD teve ainda mudanças com relação ao critério de inclusão das perdas comerciais, que passam a serem classificadas como não-técnicas. A ANEEL aboliu o critério de inclusão das perdas não-técnicas de acordo com o nível de consumo de energia e adotou o critério de rateio com base na relação entre esses custos e a receita total auferida através de TUSD no mercado de referência da concessionária de distribuição. Isto possibilitará reduzir os custos relativos às perdas comerciais imputados nas contas dos consumidores energointensivos.

Logo, soma-se a parcela de gastos do consumidor livre encargos relativos a ESS e perdas técnicas na transmissão.

A Tabela 4 apresenta um estudo de caso para os casos A2 e A4, com dados da CEMIG para um consumidor com demanda na ponta e fora de ponta igual a 1 MW e consumo mensal de 504 MWh.

Tabela 4: Cálculo da tarifa de equilíbrio entre o mercado regulado e livre para clientes A2 e A4

A2 - TARIFA HORO- ENERGIA SAZONAL AZUL 2009				A4 - TARIFA HORO- ENERGIA SAZONAL AZUL 2009			
Regulado	Tarifas	Consumo	Gasto	Regulado	Tarifas	Consumo	Gasto
TUSD DEMANDA P	27,08	1.000	27.080,00	TUSD DEMANDA P	43,45	1.000	43.450,00
TUSD DEMANDA FP	4,71	1.000	4.710,00	TUSD DEMANDA FP	12,16	1.000	12.160,00
TE DEMANDA P	-			TE DEMANDA P	-		
TE DEMANDA FP	-			TE DEMANDA FP	-		
TUSD ENERGIA P	22,84	46,2	1.055,21	TUSD ENERGIA P	22,84	46,2	1.055,21
TUSD ENERGIA FP	22,84	457,8	10.456,15	TUSD ENERGIA FP	22,84	457,8	10.456,15
TE ENERGIA P	245,83	46,2	11.357,12	TE ENERGIA P	245,83	46,2	11.357,12
TE ENERGIA FP	142,63	457,8	65.296,40	TE ENERGIA FP	142,63	457,8	65.296,40
Livre				Livre			
TUSD DEMANDA P	24,08	1.000	24.080,00	TUSD DEMANDA P	38,63	1.000	38.630,00
TUSD DEMANDA FP	4,18	1.000	4.180,00	TUSD DEMANDA FP	10,81	1.000	10.810,00
TUSD ENCARGO	20,30	504	10.231,20	TUSD ENCARGO	20,30	504	10.231,20
Tarifa de Equilíbrio [R\$/MWh]:			161,63	Tarifa de Equilíbrio [R\$/MWh]:			166,87

5.1.1 Gastos com Subsídios e Encargos

Além da elevada carga de impostos sobre a energia elétrica, o consumidor ainda arca com uma grande quantidade de encargos analisados a seguir.

5.1.1.1 Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)

É administrada pela Eletrobrás tendo como finalidade o rateio da diferença das despesas com combustível utilizado na geração de eletricidade nas usinas localizadas em regiões norte, isoladas do SIN, e uma tarifa de energia hidráulica equivalente, referente a energia do SIN.

Este encargo é pago por todos os consumidores cativos, coletado pelas distribuidoras e transmissoras na proporção do seu mercado.

O preço médio do óleo utilizados pelas térmicas do sistema isolado, sem ICMS, foi de R\$ 1,74 por litro em 2008, somado a isso tem-se 20% de ICMS, ou seja, o consumidor cativo paga R\$ 2,08 por litro para suprir as térmicas do sistema isolado. O Custo médio desta energia é de 426 Reais por MWh.

Tabela 5: Consumo de energia e gastos com Combustível para o sistema isolado

	2005	2006	2007	2008	2009
Operação [GWh]	8.180	8.738	8.736	9.724	8.725
CCC [R\$ 10 ⁶]	3.419,30	4.525,70	2.870,60	3.796,30	4.176,37
<i>Custo [R\$/MWh]</i>	418,02	517,93	328,59	390,41	478,65

Fonte: ELETROBRAS¹²

Em 2012 e 2013 está previsto a entrada em operação comercial das linhas de transmissão que interligarão grande parte do Sistema Isolado à rede nacional de transmissão. Estima-se que a construção das linhas do sistema isolado substituirá uma despesa anual de R\$ 1,5 bilhão na CCC, por outra de cerca de R\$ 300 milhões por ano - valor que corresponde à

¹² www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISBDD9AB86PTBRIE.htm

soma da Receita Anual Permitida dos três lotes¹³. Isto deve impactar diretamente na tarifa de energia dos consumidores cativos.

5.1.1.2 Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

É destinada a promover o desenvolvimento energético dos Estados, a projetos de universalização dos serviços de energia elétrica, ao programa de subvenção aos consumidores de baixa renda e à expansão da malha de gás natural para o atendimento dos estados que ainda não possuem rede canalizada. Criada em 26 de abril de 2002, a CDE terá duração de 25 anos e é gerida pela Eletrobrás cumprindo programação determinada pelo MME.

A CDE também é utilizada para garantir a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas (eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa) e do carvão mineral nacional. Hoje, cinco usinas termelétricas movidas a carvão mineral estão incluídas na CDE: Charqueadas e Jorge Lacerda, ambas da Tractebel; São Jerônimo e Presidente Médici (CGTEE) e Figueira (Copel).

Os recursos são provenientes: (i) dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público – UBP, estabelecidos nas concessões de geração; (ii) multas aplicadas pela ANEEL; e (iii) dos pagamentos de cotas anuais por parte de todos os agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final no Sistema interligado Nacional, com base nos valores da CCC dos sistemas interligados referentes ao ano de 2001, atualizados anualmente pelo crescimento de mercado e pelo IPCA.

A partir de julho de 2004, de acordo com a Resolução Normativa nº 74, de 15 de julho de 2004, o recolhimento dos encargos setoriais relativo à CDE passou também a ser de responsabilidade das Agentes de transmissão que atendam a consumidor livre e/ou autoprodutor, com instalações de consumo conectadas à Rede Básica.

Efetivamente, entre 2006 e 2008 este encargo foi direcionado para subvenção de:

- Programa de baixa renda, pago às distribuidoras – cerca de 70%;
- Carvão mineral, pago às termelétricas acima citadas para reembolso de gastos com compra de carvão, óleo combustível e óleo diesel – Cerca de 30%.

¹³ COUTO, **Interligação do SIN refletirá na conta dos consumidores, ressalta MME**, Matéria da Agência CanalEnergia, São Paulo, SP, 2008b. Disponível em: < www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Noticiario.asp?id=65737 > Acesso em: 27/06/2008.

5.1.1.3 Reserva Global de Reversão (RGR)

É utilizada em projetos de universalização dos serviços de energia elétrica (Luz para Todos) e no Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel). Por meio do Procel, a RGR é utilizada no Reluz (Programa Nacional de Iluminação Pública e Sinalização Semafórica Eficientes), EPP (Eficiência Energética nos Prédios Públicos) e Sanear (Eficiência Energética no Saneamento Ambiental).

Encargo criado pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, tendo sua vigência estendida até 2010, através da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Refere-se a um valor anual estabelecido pela ANEEL, pago mensalmente em duodécimos pelas concessionárias, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação dos serviços públicos de energia elétrica, como também para financiar a expansão e melhoria desses serviços.

Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade e limitado a 3,0% de sua receita anual.

Na condição de gestora dos recursos oriundos da RGR, a Eletrobrás arrecadou R\$ 2.815,8 milhões em 2008, dos quais 50,2% referem-se à arrecadação de quotas, 27,4% às Amortizações efetuadas pela Eletrobrás, e 21,6% aos Rendimentos das Aplicações Financeiras. Do montante arrecadado, 74% foi direcionado para o programa Luz para Todos, 1,6% para o programa Reluz, 2,5% de repasse para a ANEEL e o restante para obras em geração, transmissão e distribuição.

5.1.1.4 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)

Foi instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica no país, tais como: energia eólica (ventos), biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. A cada final de ano, com base na Resolução Normativa nº 127, de 6 de dezembro de 2004, a ANEEL publica as cotas anuais de energia e de custeio a serem pagas em duodécimos, por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional (SIN) que comercializam energia com o

consumidor final ou que pagam pela utilização das redes de distribuição, calculadas com base na previsão de geração de energia das usinas integrantes do PROINFA e nos referentes custos apresentados no Plano Anual específico elaborado pela ELETROBRÁS.

São excluídos deste rateio os consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda com consumo igual ou inferior a 80 kWh/mês. Sua gestão fica a cargo da ELETROBRÁS.

5.1.1.5 Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)

É um percentual (6,75%) sobre o valor da energia gerada que as concessionárias e empresas autorizadas a produzir energia por geração hidrelétrica pagam pela utilização de recursos hídricos. Destina-se a compensar os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionada por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas.

Do montante arrecadado mensalmente a título de compensação financeira, 45% se destinam aos Estados, 45% aos Municípios, 3% ao Ministério de Meio Ambiente, 3% ao Ministério de Minas e Energia, e 4% ao Ministério de Ciência e Tecnologia. A gestão da sua arrecadação fica a cargo da ANEEL.

5.1.1.6 Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)

Instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizado do Serviço Público de Energia Elétrica. Seu valor anual é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita, para a cobertura do custeio de suas atividades. Para o segmento de geração e transmissão (produtores independentes, autoprodutores, concessionários, permissionários) o valor é determinado no início de cada ano civil, e para os distribuidores, o cálculo se dá a cada data de aniversário da concessão. Os valores estabelecidos em resolução são pagos mensalmente em duodécimos e sua gestão fica a cargo da ANEEL.

5.1.1.7 Encargo de Serviços do Sistema (ESS)

Com base no que dispõe o art.18 do Decreto nº 2655, de 2 de julho de 1998, a ANEEL homologou as Regras de Mercado relativas aos Encargos de Serviços do Sistema – ESS, através da Resolução nº 290, de 4 de agosto de 2000. Representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema para o atendimento do consumo e sua gestão fica a cargo da CCEE.

Esse custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração. Normalmente, a maior parte desse encargo diz respeito ao pagamento para geradores que receberam ordem de despacho do ONS, para atendimento a restrições de transmissão.

No entanto, em 2008 e 2009 o ESS está sendo usado para poupar água nos reservatórios através do despacho fora da ordem de mérito, como visto na capítulo 4. Isto elevou em 12 vezes os gasto com este encargo, tendo um impacto significativo na tarifa de energia, pois ele é pago por todos os consumidores na proporção do consumo. Historicamente o gasto com ESS não ultrapassava R\$ 0,50 por MWh. Em 2008 esse gasto foi de R\$ 5,90 por MWh, ou seja, um consumidor livre que contrata 1 MW médio por mês teve seus gastos com energia elétrica acrescidos de 3.938 Reais por mês.

5.1.1.8 Operador Nacional do Sistema (ONS)

O atual estatuto do ONS foi aprovado pela Resolução Autorizativa nº 328 da ANEEL, de 12 de agosto de 2004. Além dos encargos relativos ao uso das instalações da rede básica, as distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do ONS, que tem como missão coordenar e controlar a operação dos sistemas elétricos interligados, bem como administrar e coordenar a prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica.

O ONS submete à aprovação da ANEEL seu orçamento e os valores das contribuições mensais de seus associados. Sua gestão fica a cargo do ONS. A Tabela 6 apresenta a consolidação dos encargos cobrados no SEB e sua evolução.

Tabela 6: Evolução dos encargos cobrados no atual modelo do SEB

Encargos Setoriais	2004	2005	2006	2007	2008
RGR	1.177,20	1.181,80	1.282,30	1.317,00	1.446,16
CCC	3.322,60	3.419,30	4.525,70	2.870,60	3.523,37
TFSEE	220,2	270,8	307,1	327,4	366,44
PROINFA	-	-	385,17	634,5	895,75
CDE	1.455,40	2.044,10	2.283,40	2.469,70	2.483,69
CFURH	779,6	1.003,70	1.100,00	1.244,30	1.368,73
ESS	141	172	191,6	85,9	2.354,41
NOS	8,9	9,6	10,2	10,7	11,09
Total [R\$ Milhões]	7.104,90	8.101,30	10.085,47	8.960,10	12.449,64

Fonte: SFF-ANEEL

A Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás é a responsável pela gestão de recursos dos fundos da CCC, RGR, CDE e PROINFA, responsável pela arrecadação de R\$ 10.725,95 milhões em 2008.

Somado o montante de recursos direcionados à compra de combustíveis fósseis (CCC, CDE e ESS), o governo federal financiou 6,5 bilhões de Reais para geração de energia elétrica, em que o custo variável médio destas fontes foi de R\$ 400,00 por MWh.

5.1.2 Gastos com Compra de Energia

Esse gasto pode ser projetado através dos contratos de compra de energia dos leilões de energia velha e nova já realizados somados a um volume de energia a ser contratado em leilões futuros. Os contratos futuros são divididos em duas parcelas: contratos que cobrirão o volume de energia de crescimento de mercado, contratos de energia nova; e contratos que cobrirão a energia dos contratos que vencerão, contratos de energia existente.

Um fator importante para realizar esta projeção é a taxa de câmbio, pois uma parcela significativa da energia contratada pelas distribuidoras é proveniente da usina de Itaipu que possui contrato lastreado em dólares americanos.

Para a melhor compreensão das informações será feito um estudo de caso com os dados da CEMIG que possui a segunda maior tarifa de energia do país.

5.1.2.1 Taxa de Câmbio

O modelo de projeção da tarifa de energia da CEMIG implementado neste estudo considera para o ano de 2009 uma taxa de câmbio de R\$ 2,38 por US\$. Para o ano de 2008 o câmbio utilizado pela distribuidora foi de R\$ 1,75 por US\$. Uma análise de sensibilidade do modelo mostra que nestas condições, para o ano de 2009, a alteração de R\$ 0,10 na taxa de câmbio (4%) gera um aumento de R\$ 1,48 no custo médio da energia por MWh. Ou seja, um aumento de 1,8% no gasto com energia. Logo, este fator é relevante na tarifa de energia.

A variação cambial de 2008 para 2009 aplicada nas revisões tarifárias da CEMIG a energia de Itaipu reflete um aumento de 36%, que contribuiu para uma elevação de 12,7% nos custos com compra de energia da CEMIG, referente a um efeito na tarifa para o consumidor de cerca de +3%.

Para os valores de câmbio, observou-se o valor médio do dólar americano e seu desvio padrão entre 2003 e 2008, respectivamente, R\$ 2,40 e 0,51.

5.1.2.2 Crescimento de Mercado

Para parcela de energia referente ao crescimento de mercado é calculado um incremento percentual em relação à carga contratada no ano anterior. Esta parcela é acrescentada ao modelo a partir do ano 2013 porque até 2012 acredita-se que a energia referente a esta parcela já foi contratada nos leilões de energia nova realizados e, portanto, estão somados aos custos da carteira.

Observa-se que a variação de 1% na parcela de crescimento de mercado acarreta uma variação de 0,4% nos gastos com energia para um preço de energia nova de R\$ 140,00. Este incremento está associado ao custo da energia nova no leilão para despacho no respectivo ano, e, portanto, varia para mais ou para menos conforme o cenário para o preço do leilão de energia nova. Para a mesma variação do crescimento de mercado com o preço de energia nova no leilão igual a R\$ 200,00, para despacho em 2013, é observada uma variação na carteira de gastos com energia igual a 0,9%.

Isto mostra que, embora um ganho na precisão da previsão da demanda da distribuidora traz um ganho substancial para o resultado da empresa, uma vez que este ganho é diretamente

incorporado ao lucro, para o consumidor este ganho de eficiência não é muito expressivo na tarifa de energia. Porém este ponto está sendo revisado pela ANEEL e deve mudar o procedimento para que o ganho de escala seja apropriado pelo consumidor.

5.1.2.3 Preço da Energia dos Leilões

Em relação ao preço da energia no longo prazo, duas questões são relevantes para projeção, como visto no capítulo anterior. A questão da prorrogação ou não das concessões de geração hidrelétrica e a política de expansão da oferta. A análise dos leilões de energia nova e existente considera seu histórico e os impactos dessas duas questões.

5.1.2.3.1 Leilões de Energia Nova

Como visto, o preço da energia nova a ser considerado depende do custo marginal de expansão, fixado em R\$ 146,00 por MW em 2008. Segundo o resultado dos leilões de energia nova realizados até o início de 2009, a energia nova custa em média R\$ 121,50 por MWh, sendo em média R\$ 129,74 por MWh a energia das térmicas e R\$ 121,86 por MWh a energia hídrica. O valor médio da energia comercializada no único leilão de energia alternativa, PCHs e térmicas a biomassa, foi de R\$ 137,80 por MWh. As usinas do rio madeira venderam energia a R\$ 78,87 a usina de Santo Antônio e R\$ 71,37 a usina de Jirau.

O preço da energia nova depende da política de expansão da oferta, a definir os projetos oferecidos nos leilões. Projetos de grandes hidrelétricas como as hidrelétricas do rio Madeira custam em torno de R\$ 80,00 o MWh para amortizar e remunerar o investimento. Já investimentos em energia eólica custam R\$ 200,00 por MWh.

Considerando que a energia nova necessária está contratada até 2012 e o mercado, a partir deste ano, cresça a uma taxa de 5% ao ano, a Tabela 7 apresenta o aumento do gasto com compra de energia em relação ao aumento do preço da energia contratada nos leilões de energia nova, tomando como referência o valor de 120,00 R\$/MWh. Observa-se que a energia nova, que define o gasto com energia referente a parcela de crescimento de mercado média de 5% ao ano, impacta pouco no gasto total com compra de energia.

Tabela 7: Evolução do aumento do gasto com compra de energia em relação ao aumento do preço da energia contratada nos leilões de energia nova

Preço Leilões de EN	2013	2014	2015
167%	103%	105%	107%
125%	101%	102%	103%
117%	101%	101%	102%
120,00	111,42	131,01	130,14
83%	99%	99%	98%
75%	99%	98%	97%

5.1.2.3.2 Leilões de Energia Existente

A grande questão para os leilões de energia existente é a prorrogação ou não das concessões. Caso ocorra a prorrogação, espera-se que o governo negocie com as concessionárias de geração a venda da energia destas nos leilões de energia existente a um valor inferior ao valor que esta energia pode ser comercializada pela prorrogação das concessões, pois parte desta energia pode ser vendida ao mercado livre e a parte que necessariamente precisará ser vendida nos leilões de energia nova, pelo imenso volume que a Eletrobrás possui, se esta tiver intenção de maximizar seu lucro venderá pelo valor máximo do leilão.

O leilão de energia existente para despacho em 2009 foi realizado com o preço teto de R\$ 121,00 por MWh. Em 2013 vencerá o contratado de 45% da energia existente contratada e em 2014 mais 35%. Este volume imenso de energia, equivalente a 140,15 TWh, será recontratada a que preço?

Caso as concessões sejam prorrogadas, seria razoável a venda desta energia por até R\$ 90,00 por MWh. Caso contrário, está energia pode ser vendida a preço de energia nova, em torno de R\$ 135,00 por MWh, e pelo teto da energia velha, em torno de R\$ 130,00 /MWh.

Esta energia existente está contratada a um preço médio de R\$ 62,71 por MWh. A Tabela 8 apresenta o aumento do gasto com compra de energia em relação ao aumento do preço da energia contratada nos leilões de energia existente, tomando como referência o valor de 120,00 R\$/MWh. Caso ela seja vendida a um valor de R\$ 80,00 por MWh para despacho em 2013, 33% mais barata que a referência de R\$ 120,00/MWh, o gasto com energia seria 11% menor que para referência.

Logo, esta energia a ser contratada em 20013 e 2014 é muito significativa na composição do preço médio da carteira de compra de energia das distribuidoras, assim com a parcela de energia de Itaipu.

Tabela 8: Evolução do aumento do gasto com compra de energia em relação ao aumento do preço da energia contratada nos leilões de energia existente

Preço Leilões de EE	2013	2014	2015
67%	89%	87%	88%
83%	95%	94%	94%
120,00	110,27	130,72	133,00
113%	104%	105%	105%

Este contexto faz com que o gasto das distribuidoras com energia tenha um substancial aumento em 2013 e 2014, gerando grande expectativa no mercado.

5.1.2.4 Compra de Energia no Mercado Livre

Os contratos de curto prazo no mercado livre, devido a crise energética no início de 2008, estava sendo comercializados pelo custo de R\$ 180,00 a 190,00 por MWh. Como visto este valor está bem acima da tarifa de equilíbrio que ainda deve ser descontada do valor do ESS e das perdas técnicas na transmissão. Porém, como consequência da crise global, a demanda deixou de crescer e a busca por energia cessou. Logo, os contratos de curto prazo voltaram a um patamar abaixo da tarifa de equilíbrio, voltando a ser atrativo o mercado livre¹⁴.

5.2 Cenários Futuros para Tarifas de Energia Elétrica

Como visto, são muitas as variáveis de incerteza que compõem a tarifa de energia. Neste tópico foram analisados os cenários de tarifa considerando o como variáveis explicativas: o

¹⁴ MEDEIROS, C., **Atratividade do mercado livre cresce com reajuste tarifário de cativos, segundo agentes**, Matéria da Agência CanalEnergia, Negócios, 2009. Disponível em: < www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Noticiario.asp?id=71935 > Acesso em: 08/06/2009.

gasto com compra de energia; e a projeção dos encargos. Os demais gastos foram projetados considerando apenas um aumento de 8% ao ano, referente a um custo marginal pelo aumento do consumo.

5.2.1 Prospecção de cenários para impostos e encargos

Como visto, entre 2012 e 2013 haverá a redução de 1,5 bilhões de Reais ou cerca de 43% da CCC por conta da interligação de parte do sistema isolado com o SIN. Esta redução pode refletir em 15% do gasto com encargos, o que representaria 1,34% na tarifa de energia de 2007-2008.

A Reserva Global de Reversão tem vigência estendida até 2010, através da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Caso a lei seja cumprida e este encargo seja instinto, deve-se contar com uma redução de cerca de 1,44 bilhões de Reais nos encargos, que refletiria uma redução de 0,7% na tarifa de energia da CEMIG se abatida a parcela referente a este encargo das contas da distribuidora.

Por fim, em relação às reduções de encargos previstas, o PROINFA deve terminar. Este encargo contribui com cerca de 10,7% dos encargos pagos pela CEMIG em 2007-2008, o que refletiu em 0,94% da tarifa de energia.

Somados estas reduções representar uma redução de 3% na tarifa de energia.

5.2.2 Análise dos cenários futuros

A composição da projeção dos cenários de gasto com compra de energia e impostos permite avaliar a projeção dos valores futuros das tarifas de energia.

Os valores entre 2009 e 2012 estão definidos pelos contratos dos leilões de energia nova e energia existente conforme a Tabela 9.

Tabela 9: Valores dos contratos de energia para os anos de 2009 a 2012

<i>CEMIG</i>	<i>2009</i>		<i>2010</i>		<i>2011</i>		<i>2012</i>	
	<i>Contratos</i>	MWh	R\$ Milhões	MWh	R\$ Milhões	MWh	R\$ Milhões	MWh
IEE	4647505	267,257	4647505	267,257	4647505	267,257	4647505	267,257
1EE	8237746	554,771	8237746	554,771	8237746	554,771	8237746	554,771
1EE	0	0	0	0	0	0	0	0
2EE	923902	76,803	923902	76,803	923902	76,803	923902	76,803
3EE								
4EE	0	0	0	0	0	0	0	0
5EE	0	0	0	0	0	0	0	0
1EN – T	309306	40,909	309306	40,909	309306	40,909	309306	40,909
1EN – T	514903	66,557	514903	66,557	514903	66,557	514903	66,557
1EN – T			779506	94,955	779506	94,955	779506	94,955
2EN – T	336686	44,575	336686	44,575	336686	44,575	336686	44,575
3EN – T					203549	27,976	203549	27,976
4EN – T			1819020	244,284	1819020	244,284	1819020	244,284
5EN – T							1106772	142,072
6EN – T					262654	33715	262654	33715
1EN-H	39174	4,189	39174	4,189	39174	4,189	39174	4,189
1EN-H	27720	3,168	27720	3,168	27720	3,168	27720	3,168
1EN-H			804435	92,541	804435	92,541	804435	92,541
2EN-H	529564	67,131	529564	67,131	529564	67,131	529564	67,131
3EN-H					216643	26,184	216643	26,184
5EN-H							495879	64,040
7EN-H								
7EN-T								
Sto Antonio								
Jirau								
1EA			713120	98,387	713120	98,387	713120	98,387
CEMIG	525775	74,544	525775	74,544	525775	74,544	525775	74,544
ITAIPU	9014858	952,498	9014858	952,498	9014858	952,498	9014858	952,498
Proinfa	444742	0	444742	0	444742	0	444742	0
Total	25551884	2152,403	29667966	2595,979	30350813	2683,854	31953465	2889,966

Os valores para 2013 a 2015 são definidos através da metodologia descrita anteriormente. Sendo os valores dos contratos já firmados apresentados na Tabela 10. Lembrando que os valores de energia de Itaipu varia com relação ao câmbio do dólar, os valores de recontração estão relacionados ao preço da energia existente dos leilões futuros e os valores de crescimento de mercado relacionam-se com os preços dos leilões futuros de energia nova.

Tabela 10: Valores dos contratos de energia para os anos de 2013 a 2015

<i>CEMIG</i>	<i>2013</i>		<i>2014</i>		<i>2015</i>		
	<i>Contratos</i>	MWh	R\$ Milhões	MWh	R\$ Milhões	MWh	R\$ Milhões
1EE		8237746	554,771				
2EE		923903	76,803	923903	76,803	923903	76,803
1EN – T		309307	40,909	309307	40,909	309307	40,909
1EN – T		514904	66,557	514904	66,557	514904	66,557
1EN – T		779506	94,955	779506	94,955	779506	94,955
2EN – T		336686	44,575	336686	44,575	336686	44,575
3EN – T		203550	27,976	203550	27,976	203550	27,976
4EN – T		1819020	244,284	1819020	244,284	1819020	244,284
5EN – T		1106772	142,072	1106772	142,072	1106772	142,072
6EN – T		262655	33,715	262655	33,715	262655	33,715
1EN-H		39174	4,190	39174	4,190	39174	4,190
1EN-H		27720	3,168	27720	3,168	27720	3,168
1EN-H		804436	92,541	804436	92,541	804436	92,541
2EN-H		529564	67,131	529564	67,131	529564	67,131
3EN-H		216644	26,184	216644	26,184	216644	26,184
5EN-H		495880	64,040	495880	64,040	495880	64,040
Sto Antonio		271948	21,449	271948	21,449	271948	21,449
Jirau		0	0	0	0	0	0
1EA		713121	98,387	713121	98,387	713121	98,387
CEMIG		525775	74,544	525775	74,544	525775	74,544
ITAIPU		9014858	1090,380	9014858	1090,380	9014858	1090,380
Proinfa		444742	0	444742	0	444742	0
RECONTRATAÇÃO 2013		4647505	678,536	4647505	678,536	4647505	678,536
RECONTRATAÇÃO 2014				8237746	823,775	8237746	823,775
CRESC. MERCADO 2013		1081245	120,383	1081245	120,383	1081245	120,383
CRESC. MERCADO 2014				1244825	149,379	1244825	149,379
CRESC. MERCADO 2015						1402562	168,307
Total		33306658	3667,549	34971991	3894,625	36720591	4090,224

Segundo os valores da revisão tarifária periódica da CEMIG, realizada em Abril de 2008, os gastos gerais da distribuidora são apresentados na Tabela 11.

Tabela 11: Resumo dos gastos da CEMIG

RESULTADOS	
RECEITA REQUERIDA	R\$ 6.153.045.451,47
PARCELA A	R\$ 3.652.062.074,16
Encargos Setoriais	R\$ 821.463.201,65
Transporte de Energia	R\$ 507.778.893,04
Compra de Energia	R\$ 2.322.819.979,47
PARCELA B	R\$ 2.500.983.377,31
Custos Operacionais	R\$ 1.259.959.830,20
Remuneração do Capital	R\$ 679.187.384,89
Depreciação	R\$ 561.836.162,22
OUTRAS RECEITAS	R\$ 28.414.502,32

Assumindo a premissa que os gastos com impostos e compra de energia variam na projeção dos gastos respeitando o que foi definido anteriormente e os demais gastos sofrem uma elevação de 8% ao ano são obtidos os valores da Tabela 12.

Tabela 12: Gastos projetados para CEMIG

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Energia contratada [GWh]	25.552	29.668	30.351	31.953	33.307	34.972	36.721
Gasto com energia [R\$ Milhões]	2.152,40	2.595,98	2.683,85	2.889,97	3.530,51	4.250,85	4.467,43
Gasto Impostos [R\$ Milhões]	821,46	739,32	665,39	665,39	533,95	533,95	533,95
Demais gastos [R\$ Milhões]	3.008,76	3.249,46	3.509,42	3.790,17	4.093,39	4.420,86	4.774,53
Total Gastos [R\$ Milhões]	5.982,63	6.584,76	6.858,66	7.345,53	8.157,84	9.205,66	9.775,91
Gasto Totais Ponderados [R\$/MWh]	234,14	221,95	225,98	229,88	244,93	263,23	266,22

Os resultados para projeção da tarifa de energia são apresentados na Figura 11. A análise realizada para projeção das tarifas de energia não indica uma grande elevação das tarifas para os anos de 2013 e 2014, como é esperado pelo mercado. A expectativa do mercado fundamenta-se na projeção dos gastos com compra energia, que provavelmente dobrarão em 2013 em relação aos gastos atuais. Porém, é esperada uma sensível queda nos encargos, decorrente principalmente pela incorporação de parte do sistema isolado ao SIN, reduzindo pela metade os gastos com CCC, e o consumo de energia deve aumentar mais de 30% até esta data, o que dilui o custo fixo de distribuição, resultando em um ganho de escala que compensa parte desta grande elevação de gastos com contratação de energia existente.

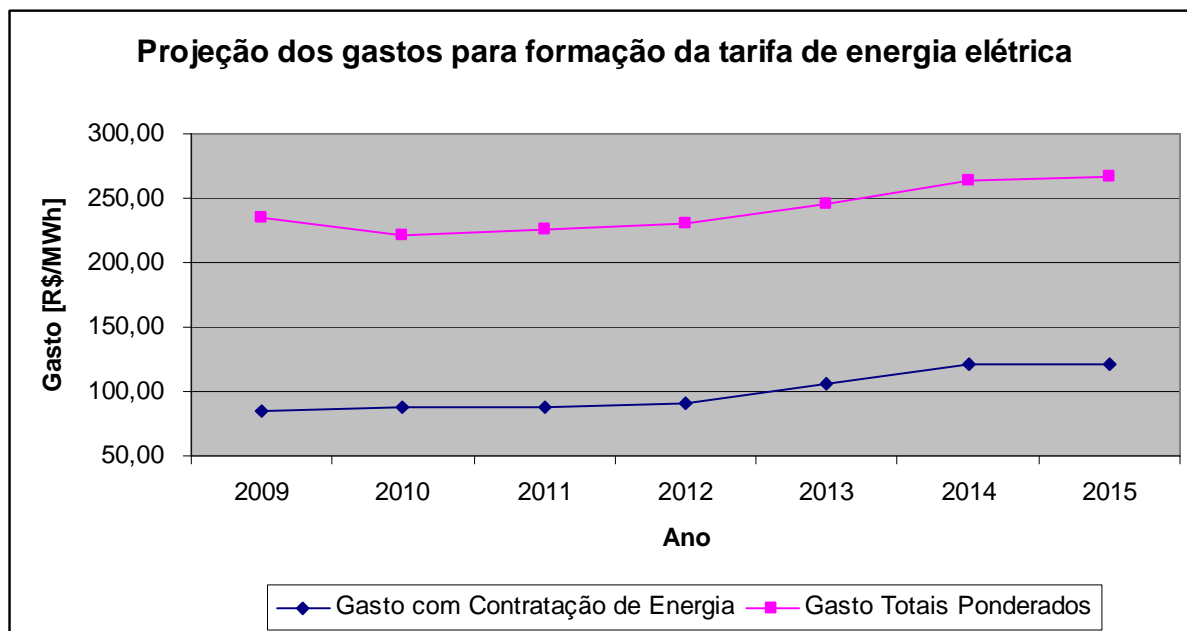


Figura 11: Projeção dos gastos para formação da tarifa de energia elétrica

6 Análise do Preço de Longo Prazo da Energia Elétrica

O preço da energia de longo prazo está diretamente ligado à questões macroeconômicas que definem o crescimento do mercado, volatilidade de insumos, eficiência energética e questões de interesse global como políticas de controle ambiental, a exemplo o tratado de Kyoto.

No atual modelo do SEB, o preço de longo prazo pode ser projetado e analisado através dos resultados dos leilões de energia nova e existente, que englobam todas estas questões nos seus custos e projeções.

Quando se trata dos leilões de energia, dois pontos são preponderantes. A questão da prorrogação das concessões de geração e a política de expansão da oferta, a serem analisados a seguir.

6.1 A Expansão da Oferta de Energia Elétrica

Como visto, compete à EPE realizar todos os estudos necessários ao planejamento da expansão a partir das diretrizes e políticas definidas pelo CNPE.

O Conselho Nacional de Política Energética – CNPE estabelece, através das Resoluções nº 1, de 18 de novembro de 2004 e nº 9, de 28 de julho de 2008, que o critério de garantia de suprimento a ser adotado é a igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME, assegurando a otimização da expansão do sistema elétrico, respeitado o limite de 5% para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica, ou seja, a probabilidade de que a oferta seja menor que a demanda.

O Custo Marginal de Expansão (CME) foi estimado com base nos preços finais relativos ao conjunto de novos empreendimentos hidrelétricos e termelétricos que negociaram energia nos leilões realizados ao longo do ano de 2008, energia essa a ser entregue às distribuidoras do SIN a partir de 2011 e de 2013. Assim, adotou-se o valor de R\$146/MWh para o CME, correspondente ao valor de preço da usina mais cara contratada nestes certames (EPE, 2008b).

6.1.1 Resultado dos Leilões de Energia Nova

O custo médio da energia elétrica negociada nos leilões de energia nova está subindo, chegando próximo a R\$ 130,00 / MWh no último leilão, enquanto que os leilões de energia existente contrataram energia a um valor bastante inferior ao contratado nos leilões de energia nova.

Para os produtos 2008 e 2009, os contratos de energia nova tiveram um valor médio 53% e 35%, respectivamente, mais elevado em relação aos contratos de energia existente para o mesmo produto. Isto tem levado as geradoras de energia existente a procurar o mercado livre para ofertar sua energia, como coloca Silvio Areco, ex-diretor da Geração Oeste da CESP em entrevista concedida a Agência Canal Energia: “Existem consumidores dispostos a pagar o 'valor de mercado' pela minha energia 'experiente'. Não vou participar de um processo no qual a perspectiva é de preços baixos, se o mercado livre está me sinalizando preço melhor”¹⁵.

Embora os geradores tenham a liberdade de vender a energia no mercado livre, os contratos de concessões estabelecem que uma fração da energia assegurada da usina hidrelétrica licitada deve ser vendida no mercado regulado, onde o deságio nos leilões de energia existente depende da conjuntura do SEB.

Na avaliação do ex-secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético do MME, Márcio Zimmermann, "o ideal é fazer com que a energia elétrica de origem hídrica responda por cerca de 70% de participações nos próximos leilões – até porque nos leilões anteriores essa participação ficou um pouco acima dos 30% relativos às ofertas térmicas”¹⁶. Porém, em média, nos cinco leilões de energia “nova” realizados até o momento, 44% da energia contratada foi de hidrelétricas, 53% de termelétricas a combustível fóssil e 3% de térmicas a biomassa. A participação das hídricas nos leilões está muito abaixo das expectativas do MME. A figura 2 apresenta com clareza este quadro de concentração de novas usinas térmicas.

No 5º leilão de Energia Nova, realizado após a entrevista do secretário, a participação das hídricas foi de 47%. Este leilão promoveu a contratação de um montante de 2.312 MW

¹⁵ ARECO, S., **Cesp: disputa pela energia fará preço subir**, entrevista concedida a Agência CanalEnergia pelo diretor da Geração Oeste da CESP, São Paulo, SP, 25/09/2007. Disponível em: < www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias.asp?id=61200&secao=Noticiario > Acesso em: 10/10/2007.

¹⁶ Oliveira, N. 2007. **Governo quer maior participação das hidrelétricas em leilões de energia nova, diz secretário**, RadioBRÁS - Agência Brasil, 22/8/2007 - <http://www.Agenciabrasil.gov.br/noticias/2007/08/22/mat-eria.2007-08-2.3531139450/view> - Acesso em 10/10/2007.

médios (ou 4.353 MW de potência instalada), o que equivale a dizer que todo mercado nacional está contratado com cinco anos de antecedência.

De acordo com avaliação do então ministro interino de Minas e Energia, Nelson Hubner, o resultado do Leilão foi bastante satisfatório, na medida em que todas as usinas hidrelétricas pré-qualificadas para participar do certame conseguiram negociar energia, e também pelo fato de que o preço final de R\$ 128,37 por MWh das usinas termelétricas ficou muito abaixo do preço-teto inicial, de R\$ 141 por MWh¹⁷.

Tabela 13 – Contratações realizadas nos leilões de Energia Nova e Alternativa¹⁸.

	HIDRO	BIOMASSA	GÁS	CARVÃO	ÓLEO	TOTAL	
2008	MW	71	31	352	0	178	632
	R\$/MWh	106,95	111,04	131,00	-	138,44	129,42
2009	MW	1.074	110	479	0	642	2.305
	R\$/MWh	126,24	133,80	127,25	-	134,77	129,18
2010	MW	935	140	570	292	1.304	3.241
	R\$/MWh	115,48	138,85	120,35	124,67	134,67	125,90
2011	MW	569	61	400	0	74	1.104
	R\$/MWh	120,86	137,10	137,44	-	137,72	128,89
2012	MW	2.157	0	351	930	316	3.754
	R\$/MWh	95,53	-	129,34	126,97	131,40	109,50
Total	MW	4.806	342	2.152	1.222	2.514	11.036
	R\$/MWh	109,44	134,39	128,27	126,42	134,64	121,51

Fonte: CCEE

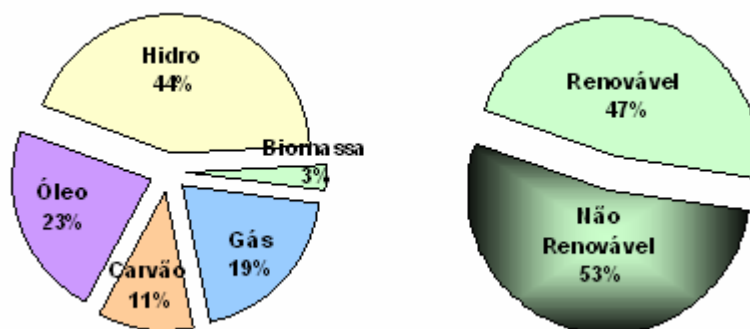


Figura 2 Participação percentual por tipo de fontes nos leilões de energia nova

Para o presidente da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Mauricio Tolmasquim, o processo de venda através da competição pelo menor preço (deságio) foi o fator preponderante para que o valor final fosse reduzido de forma tão significativa. Um dos

¹⁷ Machado, O. 2007. **INFORME À IMPRENSA: Leilão de Energia Nova A-5/2007**, EPE, São Paulo, 16/10/2007, - www.epe.gov.br - Acesso em 18/10/2007.

¹⁸ Informações do Site da Câmara de Comércio de Energia Elétrica, <http://www.ccee.org.br>

elementos que favoreceram a redução do valor de venda para as fontes de origem térmica, segundo ele, foi a participação de empreendimentos que utilizam o gás natural liquefeito (GNL). “O fato de o GNL ter competido fez, naturalmente, com que outras fontes baixassem suas ofertas. As termelétricas a carvão, por exemplo, venderam a um preço baratíssimo, muito inferior a todas as nossas previsões”, disse o presidente da EPE após o término do Leilão. Ele frisou ainda que a queda nos preços terá efeitos diretos para o consumidor final, através das tarifas de energia elétrica¹⁸.

Devido à perspectiva de aumento da demanda de óleo combustível para termelétricidade, espera-se que até 2014 a oferta de óleo combustível passará a ser inferior a demanda. Em 2006 o Brasil exportou mais de 7 milhões de M³ (PDE, 2008b).

A Tabela 14 apresenta a evolução da capacidade instalada do SIN até 2014. É notável a expansão da geração a óleo e GN na matriz. Em 2008 a potência instalada proveniente de geração a óleo representava 2% do total e, para prover a segurança do fornecimento de energia gerou uma conta de 2,4 bilhões de reais em um contexto de risco médio. Em 2013, 20% da potência instalada será de origem fóssil, sendo 8% a óleo. Este cenário insere um risco de súbita elevação dos preços sem que os consumidores possam evitar ou se protegerem, a não que se tornem auto produtores, pois esse custo pode ser transferido para o consumidor através do ESS.

Tabela 14: Evolução da capacidade instalada do SIN por fonte de geração entre 2008 e 2014.

FONTES	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Hidro	84,374	86,504	89,592	91,480	92,495	95,370	98,231
Nuclear	2,007	2,007	2,007	2,007	2,007	2,007	3,357
Óleo	1,984	3,807	5,713	7,153	7,397	10,463	10,463
Gás Natural	8,237	8,237	8,453	8,948	10,527	12,204	12,204
Carvão	1,415	1,415	1,765	2,465	2,815	3,175	3,175
F.Alternativa	1,256	2,682	5,420	5,479	5,479	5,593	5,593
Gás de Processo	469	959	959	959	959	959	959
Total	99,742	105,611	113,909	118,491	121,679	129,771	133,982

Fonte: Plano Decenal de Expansão (EPE, 2008b)

Devido ao grande risco ambiental dos grandes empreendimentos hidrelétricos e o risco acentuado da oferta de gás natural associada a uma operação imprevisível, os investimentos na margem do sistema, térmicas a óleo estão saturando a matriz elétrica nacional e devem causar um elevado custo de operação para o sistema se esta tendência não for controlada. Diante desse quadro, observa-se uma pressão dos órgãos ambientais por só se construir usinas

a fio d'água, avaliando apenas o impacto local dos empreendimentos, sem considerar apropriadamente as consequências que a proibição de um projeto estruturante tem para segurança e custo da oferta de energia elétrica e com relação aos danos ambientais da tecnologia que será utilizada no lugar.

A proliferação de usinas a fio d'água, sem reservatório, aumenta o risco hidrológico do setor e, em caso de um período de estiagem, se não houver fontes complementares que satisfaça a carga, a possibilidade de racionamento também é muito maior. A saída é diversificar mais as fontes até que elas atinjam escala para serem complementares. Por exemplo, a biomassa da cana-de-açúcar está disponível para geração nos meses de estiagem da maioria das bacias brasileiras. Já as PCHs, por estarem espalhadas por diversos rios e bacias, apresentam complementaridades entre si. As usinas eólicas possuem comprovada relação entre os meses de estiagem nas bacias e o crescimento no volume de ventos nos potenciais sítios eólicos.

6.1.2 Resultado dos Leilões de Energia Existente

Os leilões de compra de energia existente ("energia velha"), que aconteceram em 2004, 2005 e 2006, foram previstos para o período de transição anteriormente aos leilões de "energia nova", conforme o artigo 19 da Lei nº 10.848, e foram regulamentados pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 e o Decreto nº 5.499, de 25/07/2005, tendo por objetivo a venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes para atendimento às necessidades de mercado das Distribuidoras.

No ano de 2005 houve a terceira redução de 25% dos chamados Contratos Iniciais, introduzidos no setor elétrico brasileiro pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. A idéia básica, originalmente considerada nos Contratos Iniciais, era garantir uma receita de venda de energia estável durante o período de cobertura desses contratos, com liberação final a partir de 2006. Com isso, seria garantida uma passagem segura do regime regulado anterior a 1995 para o regime de livre mercado.

O primeiro leilão de energia existente aconteceu em dezembro de 2004, para os produtos¹⁹ com início de suprimento em 2005, 2006 e 2007 e contratos com duração de 8 anos. Os valores médios de compra deste leilão foram, R\$ 57,51/MWh, R\$ 67,33/MWh, R\$ 75,46/MWmed., respectivamente.

O segundo leilão para energia existente aconteceu em 2 de abril de 2005, para os produtos com início de suprimento em 2008 e 2009 e contratos com duração de 8 anos, porém só se concretizaram vendas para o produto 2008 com valor médio de R\$ 83,13/MWh, com deságio de 16% em relação ao preço de abertura de R\$99,00.

Dado que uma parte significativa da demanda não foi contratada nos leilões de energia existente em dezembro de 2004 e abril de 2005, aconteceram os 3º e 4º leilões de energia existente em 11 de Outubro de 2005. O terceiro leilão, para o produto com início de suprimento em 2006, com duração de 3 anos teve um preço médio de compra de R\$ 62,95/MWh e o quarto, para o produto com início de suprimento em 2009, com duração de 8 anos negociou a um valor médio de R\$ 94,91/MWh.

Por fim, foi realizado em dezembro de 2006 o 5º leilão para o produto com início de suprimento em 2007, com duração de 8 anos, com início de suprimento em 01/01/2007 que fechou com um preço médio de R\$ 104,74/MWh.

Tabela 15: Energia comercializada nos leilões e os preços médios

R\$/MWh	2005		2006		2007		2008		2009		Total	
Leilão - Produto												
1EE - 8	79.367.364	57,51	60.783.444	67,35	10.273.752	75,46					150.424.560	62,71
2EE - 8							11.614.950	83,13			11.614.950	83,13
3EE - 3			894.336	62,95							894.336	62,95
4EE - 8									10.221.156	94,91	10.221.156	94,91
5EE - 8					1.788.264	104,74					1.788.264	104,74
Total Global	79.367.364	57,51	61.677.780	67,28	12.062.016	79,80	11.614.950	83,13	10.221.156	94,91	174.943.266	66,38

Fonte: CCEE

Eduardo Müller-Monteiro em sua dissertação de mestrado (MÜLLER-MONTEIRO, 2007) analisa, à luz da teoria de pressão de grupos de Becker (Premio Nobel de economia de 1992), uma primeira hipótese de que o governo federal teria forçado as estatais a assumirem contratos de grandes volumes, por prazos de oito anos, e a preços baixos, e julgou que a perda de valor comercial, na avaliação político-eleitoral, seria muito menor que a perda gerada pela difícil situação de ter que explicar um novo racionamento, tão criticado pelos membros do próprio governo quando eram oposição em 2001. E ainda analisa uma segunda hipótese, que o governo teria usado do conceito de “energia velha” e do alto volume de energia descontratada dos geradores existentes como “colchão” para forçar a modicidade tarifária e restringir o

¹⁹ Os leilões denominam de produto uma quantia fixa de energia referente ao montante negociado para entrega em uma data pré-determinada. Lote refere-se ao volume de 1MW.

impacto inflacionário, bandeiras de alto valor político e macroeconômico para o governo federal.

Tabela 16: Preço médio da energia comercializada nos leilões, ponderada por tipo de vendedor

	2005		2006		2007		2008		2009		Total	
Estatais	73.397.718	57,71	59.109.186	67,44	10.063.368	80,60	9.134.172	83,31	6.881.310	95,36	158.585.754	65,90
Furnas	26.964.216	60,94	22.151.682	69,58	1.314.900	77,70			2.463.246	96,00	52.894.044	66,61
Privadas	5.969.646	55,00	2.568.594	63,62	1.998.648	75,76	2.480.778	82,46	3.339.846	93,99	16.357.512	71,01
Privadas - Light	2.638.566	59,12	1.323.798	65,75	1.998.648	75,76	2.480.778	82,46	3.339.846	93,99	11.781.636	77,49

Fonte: CCEE

Desta forma, Müller-Monteiro conclui que ambas as hipóteses são verdadeiras e crê que os contribuintes foram tributados de forma indireta com a perda de valor imposta às estatais.

A primeira hipótese de Müller-Monteiro é fraca, pois o volume de energia das estatais sendo ou não comercializados no leilão de energia existente não deixariam de ser consumido mesmo que liquidado a valor de PLD, num momento que p PLD estava cotado ao seu valor mínimo e não havia perspectiva que isso mudasse a curto prazo. O que pode ser questionado é o “inchaço” da placas das usinas hidrelétricas estatais que definem o montante de energia assegurada que estas podem comercializar. Sendo a energia assegurada maior que o real valor, a venda de um montante tão grande de energia colocava em risco uma não regularização plurianual dos reservatórios, criando um cenário em que térmicas muito caras tivessem que ser despachadas além do previsto.

A segunda hipótese deixa a desejar quando analisado os valores obtidos por Furnas. Observando os dados da Tabela 16, Furnas, valendo-se da posse de um grande volume de energia, conseguiu os melhores preços de energia tanto em relação às estatais quanto em relação às privadas. Argumenta-se que o deságio no primeiro leilão foi motivado pela sobra de energia observada em 2004 e 2005 e que é confirmada pelo PLD médio anual, respectivamente, 24,82 e 27,56 Reais por MWh.

Para rejeitar a segunda hipótese de Müller-Monteiro, espera-se que este teto definido por Furnas seja o preço no qual haveria um equilíbrio entre preço e volume vendido tal que maximiza-se o retorno de Furnas. Para testar esta hipótese é sugerido uma análise da receita obtida por Furnas para cenários em que o preço estabelecido por ela fosse maior e inversamente proporcional seu volume vendido. Caso Furnas e CHESF tivessem imposto o preço teto do leilão e deixassem de vender energia para despacho com início em 2005, apenas as duas concessionárias teriam energia para comercializar no produto com início de despacho em 2006 e venderiam esta energia pelo valor máximo deste produto (R\$ 86,00). Observando a Tabela 17 para a receita de Furnas atualizada a uma taxa de 10% ao ano, para venda do seu

volume total ao preço teto no produto com início em 2006, percebe-se que a receita total atualizada é superior a receita obtida com os valores reais.

Tabela 17: Receita de Furnas pelos produtos de 2005 e 2006 do 1º Leilão de Energia Existente

Furnas	Venda Real		Receita Anual Atualizada		Venda Hipotética		Receita Anual Atualizada	
	Produto 2005	Produto 2006	Produto 2005	Produto 2006	Produto 2005	Produto 2006	Produto 2005	Produto 2006
	<u>26.964.216</u>		<u>1.643.199.323,04</u>	<u>-</u>	<u>26.964.216</u>	<u>0</u>	<u>728.033.832,00</u>	<u>-</u>
2005	R\$ 60,94				R\$ 27,00	R\$ -		
	<u>26.964.216</u>	<u>22.151.682</u>	<u>1.493.817.566,40</u>	<u>1.401.194.575,96</u>	<u>0</u>	<u>49.115.898</u>	<u>-</u>	<u>3.839.970.207,27</u>
2006	R\$ 60,94	R\$ 69,58			R\$ -	R\$ 86,00		
	<u>26.964.216</u>	<u>22.151.682</u>	<u>1.358.015.969,45</u>	<u>1.273.813.250,88</u>	<u>0</u>	<u>49.115.898</u>	<u>-</u>	<u>3.490.882.006,61</u>
2007	R\$ 60,94	R\$ 69,58			R\$ -	R\$ 86,00		
	<u>26.964.216</u>	<u>22.151.682</u>	<u>1.234.559.972,23</u>	<u>1.158.012.046,25</u>	<u>0</u>	<u>49.115.898</u>	<u>-</u>	<u>3.173.529.096,92</u>
2008	R\$ 60,94	R\$ 69,58			R\$ -	R\$ 86,00		
	<u>26.964.216</u>	<u>22.151.682</u>	<u>1.122.327.247,48</u>	<u>1.052.738.223,86</u>	<u>0</u>	<u>49.115.898</u>	<u>-</u>	<u>2.885.026.451,75</u>
2009	R\$ 60,94	R\$ 69,58			R\$ -	R\$ 86,00		
	<u>26.964.216</u>	<u>22.151.682</u>	<u>1.020.297.497,71</u>	<u>957.034.748,97</u>	<u>0</u>	<u>49.115.898</u>	<u>-</u>	<u>2.622.751.319,77</u>
2010	R\$ 60,94	R\$ 69,58			R\$ -	R\$ 86,00		
	<u>26.964.216</u>	<u>22.151.682</u>	<u>927.543.179,74</u>	<u>870.031.589,97</u>	<u>0</u>	<u>49.115.898</u>	<u>-</u>	<u>2.384.319.381,61</u>
2011	R\$ 60,94	R\$ 69,58			R\$ -	R\$ 86,00		
	<u>26.964.216</u>	<u>22.151.682</u>	<u>843.221.072,49</u>	<u>790.937.809,06</u>	<u>0</u>	<u>49.115.898</u>	<u>-</u>	<u>2.167.563.074,19</u>
2012	R\$ 60,94	R\$ 69,58			R\$ -	R\$ 86,00		
			<u>9.642.981.828,55</u>	<u>7.503.762.244,96</u>			<u>728.033.832,00</u>	<u>20.564.041.538,11</u>
			Receita Total: R\$ 17.146.744.073,51				Receita Total: R\$ 21.292.075.370,11	

Fonte: CCEE

Desta forma fica concluí-se que não houve conluio entre estatais para maximizar a função retorno. Como Furnas obteve os maiores preços por possuir o maior montante de energia e por isso maior poder de negociação, indica que realmente houve competição para formar preços, pois, diante de um cenário de PLD baixo e grande incerteza quanto os preços futuros não se pode afirmar que a decisão de Furnas foi irracional.

6.1.3 O Atraso dos Cronogramas dos Projetos

Segundo a EPE, verifica-se que os prazos de obtenção de licenças ambientais para as usinas hidrelétricas têm sido maiores que os normalmente utilizados nos estudos de planejamento do SEB e no plano decenal de expansão é feita uma análise de sensibilidade para operação do sistema caso os projetos de hidrelétricas previstos sofram atrasos para obtenção de licença ambiental. Observa-se que o valor esperado para o custo total de operação para o horizonte de 2008 a 2017 é de 2 bilhões de reais superior ao da configuração de referência. Sendo compensado o atraso da oferta hídrica com a expansão predominante de oferta termelétrica a GN, Carvão. Porém, o que se observa é que a utilização de geração a óleo seria a mais provável para compensar atrasos nos projetos, pelo custo e tempo para implementação (EPE, 2008b).

6.2 A Questão da Prorrogação ou Licitações das Concessões de Geração

A questão da prorrogação das concessões está em pauta desde março de 2008 com a tentativa frustrada de privatização da CESP pelo governo do estado de São Paulo. Esta decisão é fundamental para os investimentos no SEB e está nas mãos do governo federal.

A energia comercializada no leilão de energia existente representa um volume muito grande da energia total consumida no país e existe forte indício que esta energia foi comercializada a um valor abaixo do valor de mercado.

A Associação Nacional de Consumidores de Energia (ANACE), segundo seu diretor-presidente Paulo Mayon em entrevista à Agência CanalEnergia, declarou que é contra a proposta de negociar a prorrogação vinculada à venda de energia existente no mercado cativo, temendo que os consumidores livres fiquem sem alternativa para contratação de energia. Na mesma entrevista Mayon afirma que os consumidores livres estariam financiando a energia do consumidor cativo em projetos “estruturantes”, referindo-se às usinas do rio Madeira²⁰.

Segundo Richard Lee Hochstetler²¹ e Walter de Vitto²², da Tendências Consultoria, a “relicitação” é essencial para capturar as rendas de cada potencial hidráulico e para promover a eficiência e isonomia no segmento de geração. As vantagens apontadas por eles para a licitação são:

- I. Estabelecer a magnitude da renda hidráulica;
- II. Extrair, pelo poder concedente, a diferença entre o custo de cada usina hidrelétrica e a receita esperada da venda de energia elétrica, buscando a concorrência entre geradoras em condições isonômicas. Isto porque a relação custo-benefício de cada usina hidrelétrica varia em função de sua localização, condições topográficas e hidrológicas;

²⁰ CANAZIO, A., **Anace é contra casamento de renovação de concessões e venda de energia velha**, Matéria da Agência CanalEnergia, Negócios, 2008. Disponível em: < www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Noticiario.asp?id=67228 > Acesso em: 23/09/2008.

²¹ HOCHSTETLER, R. L. e VITTO, W., **Relicitação ou prorrogação das concessões de hidrelétricas**, Artigo publicado no site da Agência CanalEnergia, Negócios, 2009. Disponível em: < www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Artigos.asp?id=70803 >. Acesso em: 09/04/2009.

Richard Lee Hochstetler é sócio da Tendências Consultoria Integrada e doutor em economia pela FEA-USP, com passagens pelo órgão regulador de energia dos EUA (Federal Energy Regulatory Commission) e Fipe, na área de regulação do setor elétrico.

²² Walter de Vitto é analista de Energia Elétrica e Petróleo na Tendências Consultoria Integrada e mestre em economia pela FEA-USP, com passagens pelo Banco Votorantim e Artesp (Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados de Transporte do Estado de São Paulo).

- III. Integração do mercado de energia. A proposta seria não apenas equalizar as condições de geração entre usinas existentes, mas também entre as usinas novas e permitir o mercado livre participar dos leilões.
- IV. Uma mudança na legislação visando à prorrogação de concessões tende a conceder "privilégios" para as concessionárias atuais, distorcendo a concorrência entre geradoras.

Ainda, segundo análise dos especialistas da Tendências Consultoria, o ágio requerido para obter a concessão deve tornar a rentabilidade esperada do empreendimento tão atrativo quanto o de construir uma nova usina, ponderando-se pelos riscos associados de cada empreendimento, então não haveria um deslocamento de recursos financeiros destinados à ampliação da capacidade instalada para a aquisição de usinas existentes. Uma eventual troca de controle de uma concessão deve estimular a empresa que perdeu sua concessão a buscar outras oportunidades de investimento. Nesse caso haveria uma substituição entre investidores, mas não uma queda no volume total de investimentos. E sugerem que a diferença extraída entre os custos seria revertida para a modicidade tarifária através do alívio das tarifas ou preços finais de energia elétrica, seja por meio da redução de custos, encargos ou subsídios aos consumidores finais.

Os defensores da prorrogação apontam os efeitos negativos que a iminência do final da concessão teria sobre o valor acionário das empresas geradoras. Nesse sentido, alguns agentes destacam a provável perda do valor das ações em bolsa de valores dessas empresas dado o risco de perda de grande parte dos seus ativos. De fato, o final da concessão representa um risco grande para as empresas estatais e resulta numa considerável perda de valor das empresas. No entanto, sua licitação pode trazer benefícios para a sociedade que compensem esse efeito.

Ainda, questiona-se que a licitação incentivaria a falta de manutenção e investimentos necessários (modernizações / repotenciações) e a dificuldade das empresas contratarem financiamentos nos anos que antecederem o termo final da concessão, embora as estatais tenham o direito de preferência na relicitação e punição legal nos casos de não cumprimento dos termos pactuados no contrato de concessão.

O diretor-geral da Agência Nacional de Energia Elétrica, Nelson Hubner, explicou que a avaliação dos ativos das concessionárias de geração estatais está associada à posse dos contratos comercializados nos leilões de energia existente ocorridos em 2004 e 2005, quando foram negociados em blocos e não por usina, o que cria um problema jurídico para a

descontratação. Ainda, parte da energia velha que será descontratada a partir de 2012 já foi recontratada pelo mercado livre²³.

A prorrogação das concessões não é uma solução para o problema da contratação da enorme quantidade de energia das estatais, apenas a postergação do tratamento deste problema. Ainda que decidido pela licitação das concessões, inúmeras definições não previstas na regulação são necessárias para que isto ocorra.

A ideologia política do atual governo não aceita passar o controle dos objetos de concessão das empresas estatais para a iniciativa privada, mesmo que esta se apresente como melhor habilitada para gerir o empreendimento. Logo, é muito pouco provável que o governo licite as concessionárias que possuem participação do estado.

A questão da prorrogação ou licitação das concessões é fundamental para os investimentos no SEB. Como visto, a energia comercializada no leilão de energia existente representa um volume muito grande da energia total consumida no país e existe forte indício que esta energia foi comercializada a um valor abaixo do valor de mercado.

A comercialização desta energia nos leilões de energia existente favorece os consumidores cativos e distribuidoras, e a sua comercialização no mercado livre favorece os consumidores livres, comercializadoras e geradores.

Para análise desta questão serão considerada 5 possíveis ações do governo relacionadas às concessões de geração:

Prorrogação não onerosa: a situação que ocorria até o momento;

Prorrogação onerosa: cobrança de encargo pelo direito de Uso do Bem Público - UBP;

Licitação onerosa: concessão aquele que oferecer o maior valor pelo UBP;

Licitação por deságio: concessão aquele que oferecer a menor tarifa pela energia;

Estatização: refere-se a possibilidade dos serviços retornarem ao poder concedente.

Os Consumidores de energia elétrica

A ABRACE – Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – manifesta-se favorável à prorrogação condicionada à regras e

²³ COUTO, Aneel **avalia que definição para descontratação de energia velha depende de solução para concessões**, Matéria da Agência CanalEnergia, Brasília, DF, 2009. Disponível em: < www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Noticiario.asp?id=65737 > Acesso em: 25/05/2009.

procedimentos para os futuros Leilões de Energia Existente. Propõe que, no cálculo do custo de produção de energia, seja estimado um custo caixa “referencial” para ativos de geração de “energia velha” e considerada uma remuneração necessária para garantir capacidade de investimento (LIMA, 2008).

As Transmissoras de energia elétrica

A ABRATE – Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica – sustenta que a prorrogação dos contratos de concessão das Transmissoras. E propõe que as geradoras forneçam “gratuitamente” a energia consumida pela classe baixa renda, a título de contrapartida à renovação dos seus contratos de concessão, como forma desse benefício ir direto para esse segmento de consumo. (PINTO, 2008)

As Comercializadoras de energia elétrica

A única instituição a defender a licitação das concessões é a ABRACEEL – Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica – com capturar das rendas de cada potencial hidráulico para promover a eficiência e isonomia no segmento de geração, e, através desta captura, promover a integração do mercado de energia. A proposta seria não apenas equalizar as condições de geração entre usinas existentes, mas também entre as usinas novas e permitir o mercado livre participar dos leilões (PEDROSA, 2008).

As Distribuidoras de energia elétrica

Em relação às concessões, a ABRADDEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, admite a possibilidade de prorrogação de concessões e revisão dos contratos no advento do seu termo final, incluindo a reorganização de áreas, tendo como garantia da modicidade das tarifas, nesse segmento, a continuidade da aplicação da empresa de referência.

Nos segmentos de geração e transmissão, haveria renda a ser capturada, dado que, no primeiro, boa parte dos ativos já estaria amortizada, e, no segundo, parcela da receita – correspondente aos ativos existentes antes da assinatura dos contratos de concessão (RBSE) – acha-se “blindada” nos processos de revisão tarifária. Ainda com relação às atividades de transmissão, pleiteia a transferência dos ativos das DITs (Demais Instalações de Transmissão), ressaltando que *“o momento da prorrogação de concessões é apropriado para a correção da distorção representada pelas Demais Instalações de Transmissão, deixando as transmissoras apenas com os ativos da Rede Básica”*. (GUIMARÃES, 2008).

As Geradoras de energia elétrica

A atividade de geração é altamente competitiva entre os agentes de geração, porém não há competição inter Grupos, apenas conflito de interesses, pois os geradores ocupam a outra ponta da cadeia. Este Grupo é subdividido em três categoria como visto no capítulo anterior.

Auto-produtor

A ABIAPE - Associação Brasileira de Investidores em Autoprodução de Energia – acredita que o governo optará pela prorrogação, sendo assim, sugere a criação de encargo com uma parcela dos recursos destinada especificamente à classe de consumidores de baixa renda (MENEL, 2008).

Produtor Independente

Na questão das concessões, a APINE - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica – não especifica um mecanismo, mas considera aceitável a prorrogação onerosa, com outorga por maior UBP (encargo pelo Uso de Bem Público) ou

outorga por menor preço, se o valor e natureza do ônus preservarem a isonomia setorial e a simetria de mercado (SILVA, 2008).

Concessionários de Serviço Público de Geração

A ABRAGE – Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica: entende que as concessões de geração devem ser prorrogadas e que qualquer critério que venha a ser adotado pelo Poder Concedente para essas renovações deverá observar (SOARES, 2008):

- a. Assegurar a continuidade e integridade das empresas geradoras detentoras das concessões em questão;
- b. Estimular a livre concorrência de oferta de energia no ACR e ACL;
- c. Ampliar a oferta para o Consumidor Livre;
- d. Preservar a atuação do Agente Comercializador;
- e. Manter a capacidade de investimento da empresa geradora para preservar a confiabilidade da usina.

A questão das concessões foi representada em forma de gráfico para visualização direta das diversas posições assumidas pelos atores do SEB.

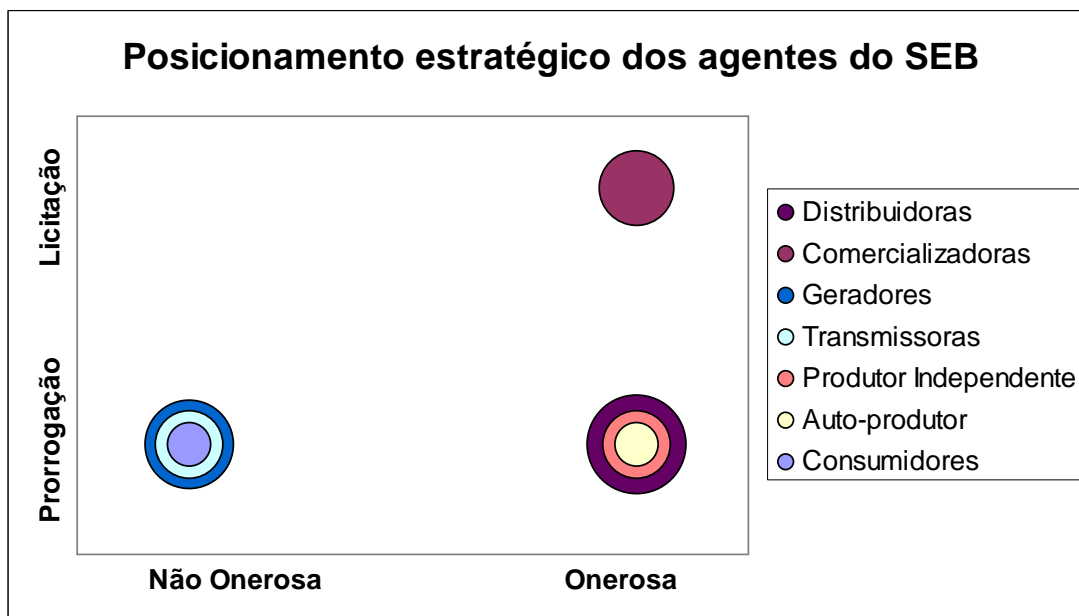


Figura 12: Posicionamento estratégico individual dos agentes do SEB em relação às concessões (Fonte: Elaboração própria)

7 Avaliação de carteiras de geração de energia elétrica a partir de indicadores da operação do sistema

Decorrente deste modelo estrutura de planejamento atual, é notável o aumento de fontes não renováveis na matriz elétrica brasileira. Devido ao alto risco ambiental de grandes empreendimentos hidrelétricos e o risco acentuado da oferta de gás natural associada a uma operação imprevisível, os investimentos na margem do sistema, térmicas a óleo estão saturando a matriz elétrica nacional e devem causar um elevado custo de operação para o sistema se esta tendência não for controlada. Diante desse quadro, observa-se uma pressão dos órgãos ambientais por só se construir usinas a fio d'água, avaliando apenas o impacto local dos empreendimentos, sem considerar apropriadamente as consequências que a proibição de um projeto estruturante tem para segurança e custo da oferta de energia elétrica e com relação aos danos ambientais da tecnologia que será utilizada no lugar.

A proliferação de usinas a fio d'água, sem reservatório, aumenta o risco hidrológico do setor e, em caso de um período de estiagem, se não houver fontes complementares que satisfaça a carga, a possibilidade de racionamento também é muito maior. A saída é diversificar mais as fontes até que elas atinjam escala para serem complementares. Por exemplo, a biomassa da cana-de-açúcar está disponível para geração nos meses de estiagem da maioria das bacias brasileiras. Já as PCHs, por estarem espalhadas por diversos rios e bacias, naturalmente são complementares entre si. As usinas eólicas possuem comprovada relação entre os meses de estiagem nas bacias e o crescimento no volume de ventos nos potenciais sítios eólicos.

No trabalho da Dra. Juliana (MARRECO, 2007) o planejamento energético é abordado a luz da Teoria das Opções Reais para um horizonte de 20 anos no Brasil para demonstrar a importância da existência de usinas termelétricas no Brasil, através da avaliação da flexibilidade operacional do sistema hidrotérmico e é desenvolvido um modelo de Opções Reais para estudos de longo prazo da expansão da geração sob condições de incerteza, com base em uma análise de custos médios de geração. Segundo a autora, este estudo sinaliza a importância de políticas para o desenvolvimento da geração termelétrica a partir da Biomassa no país. Revela ainda, que investimentos em geração a gás natural são atrativos a primeira vista pelo baixo custo de investimento de capital (CAPEX em US\$/kW instalado), mas podem

efetivamente gerar uma energia extremamente cara em função dos riscos de preço e suprimento embutidos no uso do gás natural.

Assim como é discutido no Plano Nacional de Energia 2030 – PNE 2030, a autora verifica a atratividade e viabilidade econômica da geração termelétrica a carvão importado. Outro resultado que merece destaque é a importância da continuidade do programa de geração nuclear como opção para atendimento à crescente demanda por energia elétrica no Brasil no futuro.

A EPE realiza o planejamento da expansão a partir do modelo de um modelo matemático chamado MELP, que minimiza os custos de investimento e de operação do sistema, observados potenciais realizáveis de expansão de cada fonte para cada região, custos da expansão de transmissão, custos variáveis e fixos de cada fonte. O modelo de cálculo encontrou para simulação documentada no PNE 2030 uma repartição ótima, do ponto de vista energético-econômico, entre as fontes hidráulica e térmica, entre 2015-2030, além das fontes alternativas, composta por 79% de hidrelétricas e 21% de termelétricas. Os resultados deste planejamento são brevemente transcritos a seguir.

“A expansão das fontes alternativas foi estabelecida ad hoc do modelo de cálculo. Corresponde a ampliar a participação dessas fontes de 0,8% em 2005 para 5,1 e 9,1% em 2020 e 2030, respectivamente. Do potencial hidrelétrico “oferecido” ao modelo, de 61.300 MW, foram excluídos 4.000 MW. Não houve, também, indicação de expansão de geração a carvão importado, isto é, dessa geração no Sudeste ou no Nordeste. Para a geração na base, o carvão importado tem como concorrente direto nessas regiões, além da importação da energia hidrelétrica de outra(s) região(ões), a opção nuclear. A menos de vantagens específicas que algum projeto possa oferecer, por exemplo, frete marítimo combinado com o frete de produtos minero-siderúrgicos, o carvão importado não se mostrou competitivo, como já indicava o custo médio de geração dessa fonte na operação em regime de base... O modelo indicou a instalação de 3.500 MW em térmicas a carvão, no Sul do país, e de 5.000 MW em geração nuclear. Limitou, contudo, a expansão da geração a gás natural a 6.500 MW.

Por um lado, esse resultado ratifica a conclusão, já enunciada anteriormente, de que as térmicas demandadas pelo sistema no futuro são tipicamente vocacionadas para operação na base. Por outro, sugere que se investigue com mais detalhe essa solução.” (EPE, 2005)

Avalia-se que a restrição estabelecida para recursos renováveis não são suportadas por premissas coerentes, uma vez que há mais de 8 GW de projetos apenas de geração eólica aguardando aprovação na ANEEL.

É inadmissível que, mesmo com a advertência da EPE sobre a necessidade de investimento em geração de base, as térmicas a óleo sejam a fonte dominante para a expansão da geração contratada nos leilões de energia nova.

Bruno T. M. Doy e Ricardo J. Fujii (Doy et al., 2007) apresentam um estudo elaborado pelo Greenpeace Brasil em associação ao GEPEA-USP para a formulação de 3 cenários energéticos para 2050: i) um cenário referencial da matriz elétrica brasileira, baseado nas projeções do Ministério de Minas e Energia (MME) para 2030; ii) um cenário alternativo, o qual reflete a visão do Greenpeace Brasil, com a eliminação das fontes de energia provenientes de combustível fóssil e nuclear e sua substituição pelas fontes renováveis como solar, eólica e outras; e iii) um cenário alternativo moderado, concebido pelo GEPEA-USP, com a adoção mais conservadora de opções renováveis com base nas diversas barreiras impostas pelo contexto brasileiro.

Uma conclusão importante deste estudo é que existe uma grande necessidade de utilização de fontes fósseis durante todo o período analisado, mesmo que as premissas adotadas nos cenários alternativos sejam arrojadas do ponto de vista da eficiência energética e inserção de renováveis. O cenário elaborado pelo Greenpeace, por exemplo, mostra a necessidade de suprir 30% das necessidades brasileiras com fontes fósseis até 2040. No cenário referencial, a participação dos recursos fósseis aumentam continuamente, indo de 11% em 2005 para 44% em 2050. E os três cenários apontam a geração a gás natural como a mais interessante fonte para expansão da matriz elétrica.

São observadas, para este estudo, as mesmas críticas observadas para o PNE 2030 em relação aos custos de geração com combustíveis fósseis, em especial a GN. Mesmo havendo uma necessidade clara de expansão de geração de térmicas de base, as fontes fósseis, ainda que não sendo a mais econômica opção, recebem destaque e preferência nos investimentos para expansão.

O Brasil está entre os 10 países com maior emissão de GEE, embora sua emissão per capita seja baixa. A emissão per capita média no mundo é de 1,12 t de carbono equivalente por ano enquanto o Brasil possui a taxa de 0,49 t. (BARROSO, 2006) A matriz de geração elétrica brasileira figura com grande destaque quanto a participação de fontes renováveis, porém a utilização destas fontes apresentam um custo que deve ser mensurado em relação a alternativas não renováveis e possivelmente pode ser negociado incentivos ou recursos

financeiros para a manutenção deste quadro, assim como sua ampliação. Um dos mecanismos que pode e já é utilizado é o mercado de créditos de carbono que já movimenta mais de US\$ 10 bilhões ao ano.

Um ponto que é muito pouco explorado nos trabalhos sobre planejamento energético é a captação de recursos financeiros para financiar a expansão do sistema de forma limpa e sustentável. Ricardo Esparta (ESPARTA, 2008) chama a atenção para o fato que a “Coordenação política na ampliação do parque gerador e ampliação dos projetos de MDL podem ter impactos econômicos e ambientais relevantes para o país.” Em seu estudo ele mostra como o acréscimo de 465 MW de geração a Biomassa, deslocando 3,26 TWh de geração a óleo diesel e 4,89 TWh de geração a Carvão trás uma redução real total de 7 Milhões de t de CO₂, que podem ser revertidos em um faturamento de mais de R\$ 80 milhões.

Segundo o estudo coordenado pelos professores Roberto Schaeffer e Alexandre Szklo (SCHAEFFER et al., 2008) – “Mudança Climática e Segurança Energética no Brasil” – as mudanças climáticas podem trazer conseqüências significativas para a segurança energética nacional. O estudo aponta como possíveis conseqüências para o Brasil decorrentes da mudança no clima: “Temporadas mais secas e chuvas fortes poderão provocar uma queda média de até 10,8% na vazão dos rios, assim, reservatórios pequenos podem não conseguir armazenar água suficiente, e com chuvas mais fortes, poderá ser necessária a construção de vertedouros maiores. Ainda quanto a biomassa, alerta-se para chance da produção de Mamona, soja e similares ser drasticamente reduzida no NE e CO, mas favorecida no S. E a cultura da cana não deve ser afetada negativamente. Por fim, perda do potencial eólico no interior do NE e aumento no litoral N-NE poderá favorecer projetos de geração de energia eólica offshore.”

Como bem coloca Luiz Pinguelli Rosa, diretor da COPPE/UFRJ :

“As fontes renováveis de energia representam, de um lado, uma alternativa para a mitigação da mudança do clima global. De outro, por serem dependentes das condições climáticas, estão potencialmente sujeitas a impactos do próprio fenômeno que pretendem evitar. Este estudo examina justamente a interação entre mudança climática e fontes renováveis de energia... se a sociedade brasileira terá de investir – ainda mais intensamente do que já o faz – em energias renováveis, deverá também investir em estudos para utilizá-las com propriedade. Além da formulação de uma política climática, o Brasil precisa incluir em sua política de energia os novos desafios impostos pelas questões relacionadas à mudança do clima.”

A maior crítica que se faz aos métodos analisados e utilizados hoje para o planejamento energético consiste em avaliar-se apenas o critério técnico-econômico da expansão, sem ponderar outros fatores. O trabalho da Dra. Marreco pondera o risco e contribui para um avanço em mudar o paradigma de avaliação das carteiras futuras. Porém, outros fatores devem ser ponderados para uma decisão consciente e eficiente.

É função do governo que os objetivos do planejamento energético estejam em linha com os objetivos pretendidos para o desenvolvimento do SEB, segurança, modicidade, estabilidade regulatória e inserção social. Para que isso ocorra o planejamento deve ser estratégico.

O planejamento pretendido avalia não só o atendimento à demanda, mas o custo da operação, complementaridade das fontes, pondera o risco inerente na carteira escolhida e os impactos sócio, político e ambiental. Assim, a solução para o atendimento à demanda não é única, mas um conjunto de soluções com características distintas e que devem ser ponderadas para satisfazer as necessidades da sociedade e investidores em pelo menos as esferas citadas.

Portanto, apresenta-se uma proposta para realizar este planejamento, avaliar a complementaridade das fontes e definir a proporção ótima de cada fonte para definir uma carteira futura de geração de energia.

7.1 Metodologia

A metodologia proposta compreende em simular a operação para um período definido do sistema, 5, 10 ou 15 anos, em 4 etapas: I) otimização dos despachos; II) cenários de afluência; III) combinação de fontes; e IV) avaliar a combinação ótima das fontes através da análise de indicadores extraídos do resultado da simulação da operação de cada carteira.

Para iniciar uma simulação da operação do sistema, primeiramente é definida a carteira de geração disponível, ou seja, a potência disponível de cada fonte. São informados nos dados de entrada as potências realizáveis de cada recurso e a definição da carteira é feita através do ajuste das respectivas porcentagens de utilização de cada fonte. Então, defini-se um cenário de afluência e a operação do sistema é otimizada para encontrar o menor custo de operação possível. Com os resultados são encontrados: I) o gasto total médio e o desvio padrão dos gastos totais das operações de todos os cenários de afluência simulados; II) o déficit médio e máximo; e III) a porcentagem de cenários de déficit. A partir destes indicadores são avaliadas

as carteiras estabelecendo um conjunto restrições e um ponto de equilíbrio entre gasto médio e variação dos gastos (*trade off* risco retorno).

7.1.1 Otimização dos Despachos

Função Objetivo

Minimizar Gasto Total da Operação do sistema (GT):

$$\begin{aligned}
 GT_p^c &= \sum_{t=1}^{12} (1 + \alpha)^{-(t-1)} \cdot (GV_{p,c}^t + GF_{p,c}^t) \\
 GV_{p,c}^t &= \sum_{f=1}^6 (EG_{p,c,f}^t \cdot CV_{p,c,f}^t) \\
 GF_{p,c}^t &= \sum_{f=1}^6 (Pot_{p,c,f}^t \cdot CF_{p,c,f}^t)
 \end{aligned}$$

Em que,

GV: Gastos Variável [R\$] da operação com o cenário c para o portfólio p;

GF: Gastos Fixo [R\$] da operação com o cenário c para o portfólio p;

Variáveis de Entrada

CV: Custo variável para gerar 1 MWh com a fonte f no período t da operação com o cenário c para o portfólio p;

Pot: Potencia disponível custo variável para gerar 1 MWh com a fonte f no período t da operação com o cenário c para o portfólio p;

CF: Custo fixo para investir em 1 MW médio da fonte f no período t da operação com o cenário c para o portfólio p;

α : Taxa oportunidade do capital;

Variáveis de decisão

EG: Energia gerada no período t com a fonte f no cenário c para o portfólio p;

Restrições

$$Demanda^t \leq \sum_{f=1}^6 EG_{p,c,f}^t$$

$$EArm_{máx.}^t \geq EArm_{p,c,f}^t$$

$$EArm_{mín.}^t \leq EArm_{p,c,f}^t$$

$$EGmáx_f^t \geq EGmáx_{p,c,f}^t$$

$$Vert_{p,c,f}^t \geq 0$$

Para todos os f, c, p e t.

7.1.2 Cenários de Afluência

O modelo utiliza 76 séries históricas de afluência para simular cada cenário de operação discretizados em períodos mensais, com horizonte de um ano.

7.1.3 Combinação de Fontes

São porcentagem de aproveitamento do potencial realizável de cada recurso é variada de zero a 100% em intervalos de 5% para todos os recursos, de forma a serem testadas todas as combinações possíveis de carteiras.

7.1.4 Avaliar a Combinação Ótima das Fontes

Para avaliar a melhor carteira são restringidos os cenários segundo as regras:

- I. A porcentagem de cenários com déficit em relação ao total de cenários simulados menor que 5%;
- II. O déficit máximo menor que 10% da potência disponível; e
- III. O déficit médio menor que 20% da demanda.

Os cenários que satisfazem as restrições são inseridos em um gráfico do gasto total médio pelo desvio padrão do gasto total, em que, assim como na análise de Markowitz para definir os portfólios eficientes são definidas as carteiras eficientes. Para escolher a carteira a ser implementada deve ser feito o *trade off* entre risco (desejável menor variação do gasto total possível) e retorno (desejável menor gasto total possível).

7.2 *Estudo de Caso*

Para verificar a metodologia, aplicar-se-á dados reais para definir carteiras eficientes de investimento em geração segundo o modelo. O estudo teve como objetivo definir quanto investir em capacidade instalada de cada fonte buscando minimizar o gasto total médio da operação ponderando a variação deste gasto, e impondo como restrição as condições de déficit.

Para solução do modelo matemático foi implementado um programa em VBA para o *software* Microsoft EXCEL, utilizando o suplemento What'sBest!8 para otimização da operação, desenvolvido pela LINDO Systems.

7.2.1 **Dados de Entrada**

São definidos como parâmetros de entrada uma taxa de retorno livre de risco igual a 0,8% ao mês, aproximadamente 10% ao ano, taxa de câmbio igual a R\$ 1,90 / US\$. Os custos para instalação de potência e custo variável dos recursos foram retirados do PNE 2030, apresentados na Tabela 18. O potencial realizável de cada recurso foi definido como 100 MW médio para que qualquer recurso possa suprir o total de demanda excedente caso um recurso isoladamente seja uma das soluções ótimas.

Tabela 18: Custos e potencial realizável para cada fonte

Recursos	Hidro	Eólica	Óleo	GN	B. Cana	Deficit
Custo Fixo [R\$/kW]	0	2.280,00	800,00	1.425,00	2.300,00	0
Custo Variável [R\$/MWh]	30,00	150,00	500,00	200,00	100,00	2.000,00
Potencial [MW]	12	100	100	100	100	100

Os dados que determinam as restrições são apresentados na Tabela 19, em que a demanda, a energia armazenada mínima e máxima e a geração hidrelétrica máxima são dados de entrada e os demais dados de geração máxima são parâmetros calculados a partir dos parâmetros variáveis que formam cada carteira simulada.

Tabela 19: Limites das restrições do modelo

	Demanda [GWh/mês]	Geração Máx. [GWh]							
		EArm.		Hídrica	Eólica	Óleo	GN	B. Cana	Deficit
		Mín. [GWh]	EArm. Máx. [GWh]						
M1A1	200,0	50,0	200,0	100,0	219,0	175,2	175,2	0,0	876,0
M2A1	200,0	50,0	200,0	100,0	219,0	175,2	175,2	0,0	876,0
M3A1	210,0	50,0	200,0	100,0	219,0	175,2	175,2	0,0	876,0
M4A1	200,0	50,0	200,0	100,0	219,0	175,2	175,2	0,0	876,0
M5A1	190,0	50,0	200,0	100,0	219,0	175,2	175,2	0,0	876,0
M6A1	190,0	50,0	200,0	100,0	219,0	175,2	175,2	175,2	876,0
M7A1	180,0	50,0	200,0	100,0	219,0	175,2	175,2	175,2	876,0
M8A1	190,0	50,0	200,0	100,0	219,0	175,2	175,2	175,2	876,0
M9A1	190,0	50,0	200,0	100,0	219,0	175,2	175,2	175,2	876,0
M10A1	180,0	50,0	200,0	100,0	219,0	175,2	175,2	175,2	876,0
M11A1	200,0	50,0	200,0	100,0	219,0	175,2	175,2	175,2	876,0
M12A1	200,0	50,0	200,0	100,0	219,0	175,2	175,2	0,0	876,0

7.2.2 Resultados

Assim como Markowitz obtém um gráfico com as carteiras possíveis e define a fronteira superior como a faixa que encerra as carteiras eficientes, o gráfico obtido com os valores médios de gasto total e de variação destes gastos (desvio padrão do gasto total médio) define as carteiras eficientes na fronteira inferior, como indica a linha vermelha na Figura 13.

Estes resultados selecionam as carteiras da Tabela 15, que representam as carteiras ótimas (menor gasto total médio para um dado valor em risco). A carteira ótima encontrada para uma variação nos gastos da ordem de 17 milhões de Reais é composta por 15% de eólica e 20% de biomassa, em que o valor em risco nos gastos é de R\$ 16,989 Milhões. É interessante notar que investir em 10% de geração a óleo reduz o risco de variação do custo

médio da operação em 376 Reais, mas aumenta o gasto médio em 7.000 Reais. O Investimento em 5% a mais na geração eólica também reduz o risco na variação do gasto em 440 Reais, mas proporciona um aumento no gasto médio de 9,959 milhões de Reais. E, por fim, o investimento em mais 10% em geração a GN reduz o risco em 446 Reais, proporcionando uma elevação nos gastos médios de 12,469 milhões de Reais.

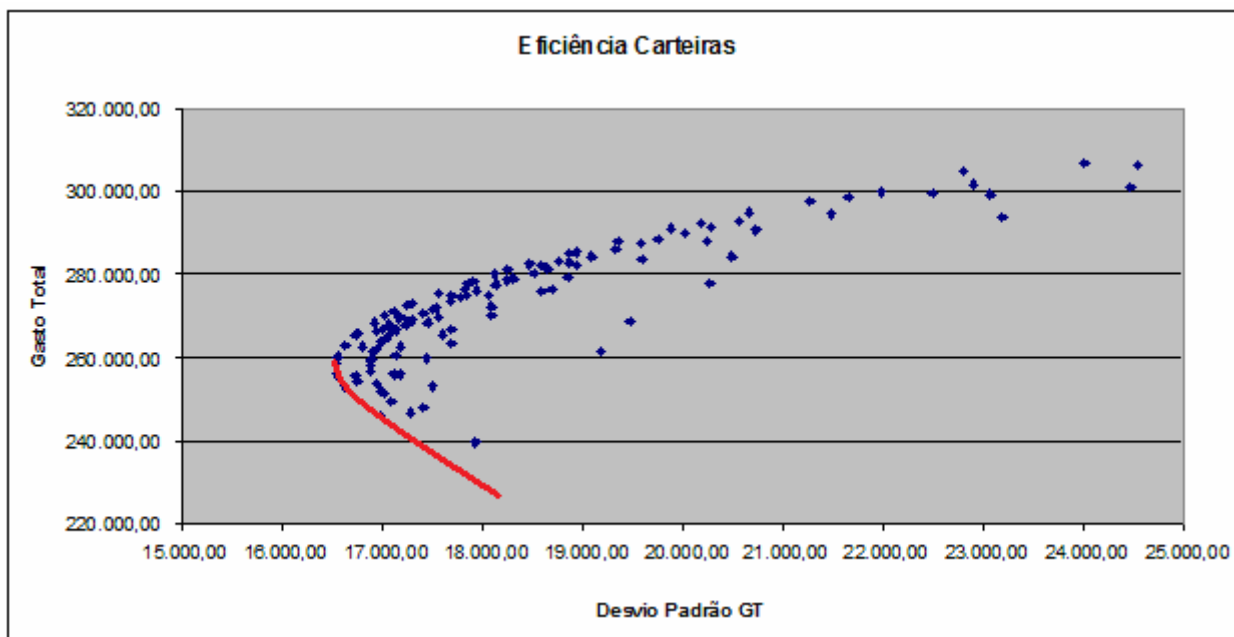


Figura 13: representação gráfica da cartiras de recursos simuladas

O resultado indica a complementaridade que existe entre as fontes, em especial a geração hidrelétrica associada à biomassa de cana. O estudo também aponta para um potencia de exploração dos recursos de geração de eletricidade a partir do vento como uma fonte complementar à geração hidrelétrica e concorrente a geração térmica a óleo e GN.

Tabela 20: Características das carteiras eficientes (Valores R\$ mil)

Fonte				Gasto		Deficit		Vert.	Desvio	Cenários c/
Eólica	Óleo	GN	B. Cana	Total	Variável	Máx.	Médio	Médio	Pad. GT	Deficit
15%	0%	10%	20%	258.605,10	175.961,35	-	-	0,14	16.542,62	0%
20%	0%	0%	20%	256.095,51	175.945,51	-	-	0,14	16.548,63	0%
15%	10%	0%	20%	253.136,35	175.961,35	-	-	0,14	16.612,84	0%
15%	0%	0%	20%	246.136,35	175.961,35	-	-	0,14	16.989,00	0%

Para obter resultados mais precisos, deve-se implementar séries da curva de geração eólica para um parque específico ou diferentes parques. A discretização das porcentagens que formam as carteiras devem ser refinadas, analisando com maior precisão as margens das melhores carteiras.

Neste algoritmo foi implementada uma heurística primária para redução do esforço computacional. Aconselha-se fortemente aplicar uma heurística com algoritmos genéticos para redução do esforço computacional e maior robustez do modelo.

8 Conclusões e Trabalhos Futuros

O tema risco apresenta-se como um grande desafio a ser compreendido e gerido em todos os setores da economia e apresenta-se como um braço essencial à conquista da sustentabilidade tão desejada. Esta questão envolve os diversos aspectos que impactam as atividades econômicas, logo, sua gestão deve ser feita de forma integrada.

Inicialmente, os conceitos estratégicos que suportam a modelagem econômica das atividades que geram valor na sociedade foram discutidos brevemente. Conclui-se que o melhor resultado é alcançado pelo equilíbrio entre cooperação e competição. A cooperação contra as condições desfavoráveis comuns e a competição contra a negligência e estagnação dos processos e tecnologias, indutora de inovação. Em seguida, o contexto histórico que motivou os objetivos das reformas e a estrutura pela qual busca-se alcançá-los foi apresentado com um olhar mais próximo de dois mercados com grande importância internacional, os mercados Britânico e Escandinavo. Contudo, é fundamental compreender que a conjuntura econômica em que está análise encerra-se é caracterizada por um momento de transição. Em particular para os setores de energia, em todo o mundo, o paradigma de gestão dos recursos e geração de valor econômico e bem estar social a partir da sua exploração está absorvendo mudanças estruturais profundas. O processo de liberalização dos setores energéticos é uma realidade nos principais mercados do mundo, porém, ainda é um desafio para estes mercados consolidar um modelo que permita gerar todo o ganho que a competitividade e integração (cooperação) dos mercados de energia prometem trazer. Diante disto, é trivial que o risco regulatório seja o principal risco identificado no setor, porém este é um campo muito extenso. Logo, a discussão deste assunto se mostra de grande importância para o desenvolvimento econômico das nações e de grande valor para os agentes que investem nesta área.

Restringindo o estudo ao mercado nacional, foram apresentados a estrutura do atual modelo, o propósito dos agentes que atuam no SEB e os principais riscos presentes na comercialização de energia neste mercado. Esta pesquisa permitiu identificar que a formação do preço da energia elétrica não é transparente para os agentes e pode sofrer grande influência governamental. Assim, julgou-se relevante à análise detalhada deste processo.

O primeiro ponto investigado foi o processo de formação do preço de curto prazo. Observou-se que o PLD, calculado com base no custo marginal de operação do SIN, é

assumido como referencial econômico para as transações de contratos de curto prazo e também é utilizado como importante variável de entrada para definir estratégias de contratação de energia nos leilões. Ainda, o mesmo CMO é utilizado para definir o custo marginal de expansão que forma o preço de referência dos leilões, ou seja, restringe os investimentos de expansão, amarrando-o a um planejamento de médio prazo.

Ao colocar diferentes recursos de geração competindo em um mesmo leilão desta forma a expansão não está atrelada a um planejamento da expansão de longo prazo, correndo o risco de formar uma carteira de garantia física para geração que não está em linha com um balanço de utilização dos recursos energéticos com um todo. Diferentes recursos não são competitivos em relação a preço quando confrontados isoladamente, mas sua combinação é importante para formar uma carteira de geração robusta e eficiente a longo prazo, um problema observado no modelo inglês que gerou muitos problemas. Deve-se estar atento que o modelo Brasileiro foi construído com o suporte de uma consultoria inglesa e que este erro pode se repetir se não for tratado no presente.

O estudo deste processo de formação do PLD apresenta uma visão geral do SIN em relação à capacidade instalada, distribuição da oferta e formação do preço de curto prazo. Sua Análise aponta para a oferta dos insumos da geração de energia elétrica como um importante vetor da volatilidade do preço da energia no curto prazo.

Sem dúvida, sabe-se que a energia armazenada nos reservatórios é a variável principal que afeta o valor da água. Porém, o PLD tem uma volatilidade acentuada pela variação da disponibilidade das térmicas que são associadas ao sistema para absorver o risco hidrológico.

A alta volatilidade do PLD e os mecanismos que delegam grande influência das decisões do governo na formação do preço questionam a credibilidade do mercado de energia elétrica, elevando o risco e, portanto, elevando o custo para investimentos tão necessários à expansão do setor.

Além da conturbada atuação do governo como regulador do setor, ainda pode-se questionar sua atuação diante de questões diplomáticas que dizem respeito à segurança energética nacional e impactam fortemente a economia do país, como o caso do gás boliviano, também tratado neste trabalho.

Por fim, chama-se a atenção para o papel do governo para delinear de forma clara e justa o custo variável de operação das térmicas, haja vista o peso que a Petrobrás está assumindo no setor elétrico, uma vez que ela é detentora de grande parte do parque térmico e responsável pelo fornecimento de grande parte do insumo necessário a essa geração.

Outra importante questão abordada foi a evolução da tarifa de energia do mercado regulado e seu equilíbrio com o preço da energia no mercado livre. Conclui-se que o mercado livre é viável, mas opera com pouca folga. A viabilidade do ambiente livre é altamente dependente do planejamento da expansão do setor e a entrada excessiva de térmicas pode inviabilizar este mercado. O que permite o mercado livre ser viável é o preço médio da energia no mercado de curto prazo muito menor que preço de longo prazo, com a entrada de muitas térmicas o preço médio aumenta muito e a margem para gestão deste risco torna-se insuficiente para formar vantagem para o consumidor livre.

Com o intuito de enxergar um horizonte mais amplo do comportamento dos preços no setor foi feita uma projeção das tarifas de energia utilizando um estudo de caso com a distribuidora CEMIG, que apresenta uma das maiores tarifas do SEB. Esta análise chama a atenção para a grande expectativa do mercado de elevação de preços da tarifa para o período que começam a expirar os contratos de concessão de geração existente, entre 2013 e 2015. Foi verificado que a formação da tarifa é explicada por um grupo de variáveis de grande influência e que a tendência não aponta para uma elevação acentuada das tarifas, embora o gasto com contratação de energia deve sofrer grande elevação. Isto porque existe uma perspectiva de significativa redução de encargos e diferentes alternativas para se negociar a recontração desta energia existente.

Contudo, ressaltam-se os principais pontos de atenção na comercialização de energia dependentes do preço da energia de longo prazo. Este é justamente o assunto discutido em seqüência, que define duas questões: o planejamento da expansão; e as concessões.

A questão das concessões do SEB exige uma decisão urgente do governo que definirá a estratégia de atuação de todos os agentes do setor. Jamais a amplitude da renda hidráulica foi avaliada e disponível claramente para a sociedade. Adiar o acesso a estas informações por mais 20 anos implica em continuar sustentando um mercado com concorrência não isonômica, onde empresas estatais são claramente favorecidas.

A licitação das concessões de geração permitiria: i) a formação de carteiras mais eficientes por parte dos grupos de geração de energia, o que permitiria a apropriação de parte deste ganho de eficiência pela sociedade; e ii) a captura da renda específica de cada usina de forma a proporcionar condições isonômicas de concorrência no mercado. Em relação a onerosidade da concessão, acredita-se que esta deve ser concedida pelo critério de menor tarifa, evitando a criação de fundos para capturar este excedente financeiro que posteriormente seria distribuído pelos seguintes motivos: i) A criação de fundos implica em

custos para sua gestão, não sendo uma alternativa eficiente; ii) A concessão onerosa aumenta o custo da energia e, conseqüentemente, a carga tributária incidente; e iii) A energia mais cara acarreta um custo financeiro maior para contratação da energia pelas distribuidoras, custo este repassado para o consumidor. Portanto conclui-se que a melhor alternativa para a sociedade neste momento é a licitação não onerosa das concessões do SEB.

O planejamento da expansão fundamenta o posicionamento estratégico do setor, sua competitividade para suportar o desenvolvimento sócio-econômico do país. É através deste que os objetivos do setor serão perseguidos. É observado que, embora os objetivos traçados para o atual modelo envolvam os aspectos relevantes para satisfazer as necessidades de um desenvolvimento sustentável, o planejamento de longo prazo ainda é limitado aos parâmetros técnico-econômicos, restringindo o potencial de ação do setor como indutor de uma nação mais eficiente e competitiva globalmente.

O setor elétrico é apenas um setor de um grupo de setores chaves para promoção do bem estar social e competitividade econômica. Para que o governo coordene a expansão do setor elétrico para alcançar os objetivos específicos do setor e contribuir para alcançar os objetivos gerais da União, deve-se encontrar a composição da melhor carteira de recursos para geração de energia e não estabelecer a competição entre as fontes. Desta forma, foi proposta uma metodologia para que isso seja feito numa escala menor, com o objetivo de dar suporte a decisão no planejamento das carteiras de geradores.

O modelo indica a viabilidade de investimento em geração eólica e biomassa como fontes complementares a geração hidrelétrica e traduz em números a crença exaustivamente defendida nesta dissertação, de que é fundamental avaliar-se a eficiência coletiva dos recursos nos processos de decisão que envolvem incertezas.

8.1 Propostas de Diretrizes para articulação do poder público

A maior contribuição que o intelecto humano pode alcançar é a habilidade de explorar em profundidade o que está ao seu alcance em busca de entender como o conhecimento se relaciona. Desta forma, a maior vantagem que se pode obter da gama de conhecimento que se tem sobre os diversos aspectos específicos de um setor e dos modelos sócio-econômicos está em integrar este conhecimento ao planejamento de longo prazo, para traçar estrategicamente o

desenvolvimento das atividades e aproveitamento dos recursos. Para tanto, recomenda-se que o planejamento energético do setor seja feito de forma integrada, avaliando as opções de investimento em conjunto, de forma associada.

Iniciativas com o PIR – Planejamento Integrado de Recursos, através do projeto de pesquisa 03/06441-7 - FAPESP (Fundação de Apoio a Pesquisa do Estado de São Paulo) estão desenvolvendo metodologias e ferramentas que permitem realizar o planejamento desta forma, considerando não só a avaliação técnico-econômica integrada dos recursos, mas também a ponderação de impactos ambientais, políticos e sociais.

Os modelos de equilíbrio entre cooperação e competição devem ser elaborados de uma escala macro para uma escala micro, em que se busca entender as relações entre os setores da economia, os agentes de cada setor e a concorrência das empresas, e, desta forma, definir políticas e diretrizes para suportar atividades eficientes. Assim, se faz necessário uma comunicação clara dos objetivos desejados e o que se espera dos agentes para alcançá-los.

Alerta-se para a importância de se desassociar o CMO do custo de expansão. Pois é fundamental que a o planejamento da expansão seja orientada para a otimização da carteira de recursos a longo prazo, e não para a minimização do custo isolado das fontes a médio prazo.

É muito interessante que seja disponibilizado um mecanismo de formação do preço de curto prazo pelo mercado.

9 Referências Bibliográficas

ABRACE – Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres, **Relatório Técnico ABRACE**, São Paulo, SP, 2008.

AGUIAR, A. S., **Estratégia de Oferta de geradoras em Leilões de contratação de Energia Elétrica**, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, PUC-Rio, Rio de Janeiro, RJ, 2004.

ANTUNES, Flávia Mesquita; Silva, José Roberto G. (Orientador). **A Institucionalização do Modelo Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro – O Caso das Distribuidoras de Energia Elétrica**. Dissertação de Mestrado (Opção Profissional) – Departamento de Administração, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2006. 103p.

BARROSO, L. A., Mocarquer, S., Rudnick, H., Castro, T. 2006. **Creating Harmony: in South America**, IEEE power & energy magazine, July/August.

BOTTERUD, A., BHATTACHARYYA, A. K. e ILIC, M., **Futures and Spot Prices – An Analysis of the Scandinavian Electricity Market**, In: Proceedings 34th Annual North American Power Symposium (NAPS 2002), Tempe, 2002.

BP, **Statistical Review of World Energy**, June 2007. Disponível em: < www.bp.com/statisticalreview > Acesso em 25/04/2008.

BUNN, D. W. (Ed.), **Strategic Price Risk in Wholesale Power Markets**, London: Risk Books, 2001.

CERBASI, G. P., **Metodologia para Determinação do Valor das Empresas: Uma Aplicação no Setor de Geração de Energia Hidrelétrica**, Dissertação de Mestrado em Administração, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2003.

COSTA, J. P., PRADO, S., BINATO, S., **Modelo DECOMP - Manual de Referência**, *Relatório Técnico* CEPEL DPP/PEL-633/99, Rio de Janeiro, RJ, 2000.

DOY, B. T. M., Fujii, R. J., Saidel, M. A., Galvão, L. C. R., Gimenes, A. L. V., Furtado, M., Baitelo, R. L., Alves, S. S., Krauter, S., **Cenários Energéticos 2005 – 2050**, Estudo desenvolvido pelo Greenpeace Brasil em associação ao Grupo de Energia do Departamento de

Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2007.

MÜLLER-MONTEIRO, Eduardo. **Teoria de Grupos de Pressão e Uso Político do Setor Elétrico Brasileiro**, Dissertação de Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2007, 140 p.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, **Plano Nacional de Energia 2030**, Rio de Janeiro, RJ, 2007.

_____, **Balanco Energético Nacional 2008**, Rio de Janeiro, RJ, 2008.

_____, **Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017**, Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2008b.

_____, **Consumo de energia cresceu 4,6% em janeiro de 2008**, Resenha mensal do mercado de energia, fevereiro 2008. Disponível em: < www.epe.gov.br/PressReleases/Forms/Imprensa.aspx > Acesso em 26/02/2008.

ESPARTA, A. R. J., **Redução de emissão de gases de efeito estufa no setor elétrico brasileiro: A experiência do mecanismo de desenvolvimento limpo do protocolo de Quioto e uma visão de futuro**, Tese de doutorado – Programa Interunidades de pós-graduação em energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2008. 111p.

FALZONE, H. S., **Mercado Electrico Australiano**, Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), Buenos Aires, 2004.

FERNANDES, L. G. L., Portugal, M. S. e Navaux, P. O. A., **Previsão de séries de Tempo: Redes Neurais Artificiais e Modelos Estruturais**, Artigo publicado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, 1995.

GREENPEACE BRASIL, **A Caminho da Sustentabilidade Energética: Como Desenvolver um Mercado de Renováveis no Brasil**, São Paulo, 2008. Disponível em: < www.greenpeace.org/raw/content/brasil/documentos/energia/a-caminho-da-sustentabilidade.pdf > Acesso em: 30/05/2008.

GUIMARÃES, A. R., **Estratégia de Contratação das Distribuidoras em Leilões de Energia sob Incerteza na Demanda**, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio, Rio de Janeiro, RJ, 2006.

HATTORI, T. e TSUTSUI, M., **Economic impact of regulatory reforms in the electricity supply industry: a panel data analysis for OECD countries.** *Energy Policy* 32 6, pp. 823–832, 2004.

HOCHSTETLER, R. L. e VITTO, W., **Relicitação ou prorrogação das concessões de hidrelétricas**, Artigo publicado no site da Agência CanalEnergia, Negócios, 2009. Disponível em: < www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Artigos.asp?id=70803 >. Acesso em: 09/04/2009.

KAMINSKI, V., **Managing Energy Price Risk: The New Challenges and Solutions**, 3ª ed., RiskBooks, Londres, 2004.

KROPOTKIN, P., **Mutualismo: Um Fator de Evolução**, Inglaterra, 1902.

MACEDO, I., **Estado da Arte e Tendências das Tecnologias para Energia**, Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, Brasília, DF, 2003.

MACEIRA, M. E. P., **Modelo NEWAVE - Manual de Referência**, *Relatório Técnico* CEPEL, Rio de Janeiro, RJ, 2001.

MAGNUS, E. e MIDTTUN, A., **The Norwegian Model: Competitive Public Economy**, In: “Electricity Market Reform in Norway”, Macmillian Press Ltd., 2000.

MARRECO, J. M., **Planejamento de Longo Prazo da Expansão da Oferta de Energia Elétrica no Brasil Sob uma Perspectiva da Teoria das Opções Reais**, Tese Doutorado em Ciências (D.Sc.) COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2007.

MAURER, L., **Modelos e Leilões – A Experiência Internacional**, VI encontro dos associados da ALPINE com seus convidados. Tema: “O momento atual do setor elétrico brasileiro”, Brasília, DF, 2005. Disponível em: < www.apine.com.br/VIEncontro/Programa-Apresenta%C3%A7%C3%A3o/Apresent/Manha/Luiz/Luiz%20Maurer%20-%20Modelos%20e%20leiloes%20AF%20Rev.doc >. Acesso em: 16/06/2008.

MEDEIROS, L., **Previsão do preço spot no mercado de energia elétrica**, Tese de Doutorado apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-Rio, Rio de Janeiro, RJ, 2003.

MÜLLER-MONTEIRO, Eduardo. **Teoria de Grupos de Pressão e Uso Político do Setor Elétrico Brasileiro**, Dissertação de Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo, 2007, 140 p.

NASH, J. F., *Non-Cooperative Games*. PhD. Thesis. Princeton University Press, 1950.

NEUMANN, J. V. e MORGENSTERN, O., *Theory of Games and Economic Behavior*. Princeton University Press, 1944.

OECD - Organisation for Economic Co-operation and Development & IEA - International Energy Agency, **Competition in Electricity Markets**, 2001. Disponível em: < www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/compet2001.pdf > Acesso em: 28/01/2008.

_____, **Energy Policies of IEA Countries (Compendium) - 2006 Review**, 2006. Disponível em: < www.iea.org/textbase/nppdf/free/2006/compendium2006.pdf > Acesso em: 28/01/2008.

OMETTO, D., **DHR (Dedini Hidrólise Rápida)**, Reportagem enviada a Agência de Inovação - Inova Unicamp, Campinas, SP, 2003. Disponível em: < www.inova.unicamp.br/inventabrasil/dedini.htm > Acesso em: 05/06/2008.

ONS – Operador Nacional do Sistema, **Histórico da Operação**, Informações disponível em página de internet, 2008a. Disponível em: < www.ons.org.br/historico/ > Acesso em: 9/10/2008.

_____, **Dados Técnicos do SIN**, Informações disponível em página de internet, 2008b. Disponível em: < www.ons.org.br/conhecasisistema/dados_tecnicos.aspx > Acesso em: 9/10/2008.

PRADO, F.A.A. e HEIDEIER, R. B., **O crescimento da intensidade de emissões de gases de efeito estufa na matriz elétrica brasileira - uma visão crítica**, Não publicado.

PRADO, F. A. A., SAIDEL, M. A., GRUMBACK, R. N., FARIA, L. e HEIDEIER, R. B., Ferramenta de análise de risco regulatório em concessionárias de geração de energia elétrica, Projeto de pesquisa e desenvolvimento produzido pelo grupo de energia do departamento de engenharia de energia e automação elétricas da escola politécnica da universidade de são paulo - GEPEA/EPUSP - para a companhia energética paulista – CESP, São Paulo, SP, 2009.

PEROBELLI, F. S. U., **Preços em Mercados Não-Energéticos**, Workshop Internacional CCEE, Maio/2008.

PORTER, M. E., **Competição: on competition**, estratégias competitivas essenciais. Rio de Janeiro: Campus, 1999.

REGO, E. E. e AZZONI, C. R., **Aplicação da Teoria de Opções Reais para Avaliação de Viabilidade de um Empreendimento de Geração de Energia Hidrelétrica**, VIII Seminário em Administração da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2005.

ROSIM, S. O., **Geração de Energia Elétrica – Um enfoque histórico e institucional das questões comerciais no Brasil**, Dissertação de Mestrado – Programa Interunidades de pós-graduação em energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2008. 153p.

SCHAEFFER, R., Szklo, A. S., Lucena, A. F. P., Souza, R. R., Borba, B. S. M. C., Costa, I. V. L., Pereira, A. O. e Cunha, S. H. F., **Mudanças Climáticas e Segurança Energética no Brasil**, Estudo realizado pelo Programa de Planejamento Energético do Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2008.

SZCZERBACKI, C. F., SZCZUPAK, J., **Formação de Preços de Energia Elétrica para o Mercado Brasileiro**, Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2007. 191p.

TAMAROZI, R., **Identificação, Modelagem e Mitigação de Riscos em Operações de Comercialização de Energia Elétrica no Mercado Brasileiro**, Dissertação de Mestrado - Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, do Setor de Tecnologia, da Universidade Federal do Paraná, Curitiba, PR, 2002. 164p.

TUCKER, A. W. E LUCE, R. D., *On the Theory of Games of Strategy* em *Contributions to the Theory of Games*, vol. 4, pp. 13-42, Princeton University Press, 1959.

VIEIRA FILHO, X., GORENSTIN, B. G., MEDEIROS FILHO, J.A. e OLIVEIRA, A.M. **Energy Trading: The South American Experience**, VII SEPOPE, Curitiba, PR, 2000.

VOROPAI, N.I. e HANDSCHIN, E.J. **Liberalization and Modernization of Power Systems**. *IEEE Power Engineering Review*, vol. 21, no. 1, 2001.