

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
ESCOLA POLITÉCNICA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE ENERGIA E AUTOMAÇÃO ELÉTRICAS

FILLIPE HENRIQUE NEVES SOARES

**Operação de usinas térmicas contratadas por disponibilidade: uma  
avaliação dos impactos setoriais sob as óticas técnica, econômica e  
financeira.**

São Paulo  
2009

FILLIPE HENRIQUE NEVES SOARES

**Operação de usinas térmicas contratadas por disponibilidade: uma  
avaliação dos impactos setoriais sob as óticas técnica, econômica e  
financeira.**

Dissertação apresentada ao Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Sistemas de Potência

Área de Concentração: Sistemas de Potência  
Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

São Paulo  
2009

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

**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, 13 de novembro de 2009.**

**Assinatura do autor** \_\_\_\_\_

**Assinatura do orientador** \_\_\_\_\_

Ficha catalográfica elaborada pelo Departamento Técnico do Sistema Integrado de Bibliotecas da USP.

## FICHA CATALOGRÁFICA

**Soares, Fillipe Henrique Neves**

**Operação de usinas térmicas contratadas por disponibilidade: uma avaliação dos impactos setoriais sob as óticas técnica, econômica e financeira / F.H.N. Soares. -- ed.rev. -- São Paulo, 2009.**

**190 p.**

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

**1. Planejamento energético 2. Economia de energia 3. Usinas termoeletricas I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II. t.**

## FOLHA DE APROVAÇÃO

Fillipe Henrique Neves Soares

Operação de usinas térmicas contratadas por disponibilidade: uma avaliação dos impactos setoriais sob as óticas técnica, econômica e financeira.

Dissertação apresentada ao Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Sistemas de Potência  
Área de Concentração: Sistemas de Potência

Aprovado em:

Banca Examinadora

Prof. Dr. \_\_\_\_\_

Instituição: \_\_\_\_\_ Assinatura: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. \_\_\_\_\_

Instituição: \_\_\_\_\_ Assinatura: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. \_\_\_\_\_

Instituição: \_\_\_\_\_ Assinatura: \_\_\_\_\_

## **DEDICATÓRIA**

A Débora, meu pai Lino, minha mãe Regina e meu irmão Fernando, com amor e gratidão pela compreensão, incentivo e apoio durante o período de elaboração deste trabalho.

## **AGRADECIMENTO**

Ao Prof. Dr. Dorel Soares Ramos, pela disponibilidade, paciência e atenção durante o processo de orientação deste trabalho.

À Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, pela oportunidade de realização do curso de mestrado.

Aos colegas da CCEE Alexandre Guedes Viana, Luiz Henrique Alves Pazzini, Evelina de Almeida Neves e Edmilson Ferreira da Silva pelas discussões e contribuições realizadas ao longo da elaboração deste trabalho.

## RESUMO

SOARES, F. H. N. **Operação de usinas térmicas contratadas por disponibilidade: uma avaliação dos impactos setoriais sob as óticas técnica, econômica e financeira.** 2009. 185 f. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

A expansão da oferta energética frente à crescente demanda se mostra como um grande desafio para o país nas últimas décadas, tanto que para estimular os investimentos privados na área de geração de energia elétrica, o poder executivo, em 2003, iniciou as discussões de forma a apresentar seus objetivos e os pré-requisitos para alcançá-los e que mais tarde viria a se transformar na reforma do modelo institucional, introduzida no ano de 2004. Um dos marcos da reforma promovida são os leilões de compra de energia elétrica, tanto de geração existente, quanto de empreendimentos novos, sendo que a modalidades de contratação da energia pode ser por quantidade e por disponibilidade. Na modalidade de contratação por quantidade, o gerador vender um determinado montante de energia a um preço e deverá entregá-la ao comprador independentemente do seu montante de geração verificada em cada período. Na modalidade de contratação de energia por disponibilidade, o empreendedor é remunerado pelo investimento incorrido para construção e manutenção da usina, sendo ressarcido pelos compradores do contrato no custo de operação da usina incorrido, em caso de despacho da geração pelo operador do sistema elétrico. A contratação por disponibilidade é aplicada aos empreendimentos termelétricos e eólicos, cujos combustíveis podem ser desde os ventos e resíduos agrícolas de baixo custo, até óleo combustível derivado de petróleo com um alto custo e suscetível às oscilações de preço no mercado internacional. Esse custo assumido pelo comprador é um dos principais pontos de discussão desse trabalho, uma vez que por ocasião do leilão esse custo é ainda uma mera estimativa intrinsecamente relacionada com a operação eletro-energética do sistema elétrico brasileiro. Além disso, será introduzida a discussão sobre o impacto do custo da energia contratada por disponibilidade na tarifa dos consumidores, como resultado do próprio leilão associado à estratégia de cada distribuidora para contratação de seu mercado.

Palavras-Chave: Novo Modelo, Leilão de energia elétrica, Disponibilidade de energia elétrica.

## ABSTRACT

SOARES, F. H. N. **Thermal power plants production contracted by capacity fee arrangements: Technical, economic and financial analysis.** 2009. 185 p. Dissertation (Master Degree) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

Electric energy supply of the fast growing demand in Brazil has been a challenge for the country in the last fifteen years. In order to stimulate power generation investments, a new institutional power sector model was introduced in 2004. This model introduced the obligation of the energy requirements acquisition by Distribution Utilities (DISCO) only through energy auctions from “old” and “new” power plants. New power plants energy auctions can be performed in two different ways: energy and capacity contracts. In the energy contracts, the energy amount is guaranteed by the seller, frequently in the case of hydro power plants. On the other hand, in the capacity arrangements the seller requires a fee, which results from the bidding process, as well as a charge defined to recover maintenance and fuel costs of thermal power plants, if the plant were requested to dispatch. Thermal power plants are dispatched by the Independent System Operator (ISO) using hydrothermal system optimization model. However, fuel costs are paid by DISCO’s and will be passed-through to the end customers tariffs. The main focus of this work, is the economical and financial risks of capacity arrangement and the impact in the captive customers tariffs.

Keywords: Energy Trading Models, Electrical Energy Auctions, Hydrothermal Systems Operation.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Marcos da formulação do setor elétrico brasileiro	07
Figura 2.	Diagrama esquemático da contratação de energia por meio dos leilões	08
Figura 3.	Diagrama esquemático do processo de habilitação de empreendimentos para participação nos leilões de energia nova	09
Figura 4.	Diagrama esquemático do processo de planejamento do setor elétrico brasileiro	10
Figura 5.	Relações contratuais da Proposta do Novo Modelo Institucional	11
Figura 6.	Relações contratuais do atual Modelo	12
Figura 7.	Fluxo Financeiro e de Energia no atual Modelo	13
Figura 8.	Ambientes de contratação do atual Modelo do Setor Elétrico	15
Figura 9.	Sistemática dos leilões de energia	21
Figura 10.	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD)	26
Figura 11.	Declaração das necessidades de compra de energia pelas distribuidoras	30
Figura 12.	Custos assumidos pelas partes do CCEAR por disponibilidade	40
Figura 13.	Curva de custo incremental de geração de usinas termelétricas	57
Figura 14.	Processo de Decisão para Sistemas Hidrotérmicos	68
Figura 15.	Otimização do custo de operação do sistema hidrotérmico	69
Figura 16.	Integração eletro-energética do sistema brasileiro	71
Figura 17.	Curva de Aversão ao Risco 2009/2010 – Região SE/CO	75
Figura 18.	Subsistemas Plano Decenal 2008-2017	80
Figura 19.	Parâmetros ICB	89

## **LISTA DE QUADROS**

Quadro 1. Principais mudanças no Modelo do Setor Elétrico com a reforma de 2004	17
Quadro 2. Percentual do CVU vinculado ao custo do combustível e aos demais custos	44
Quadro 3. Dados de entrada e resultados do modelo de otimização da operação	72

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Reajuste da parcela do CVU vinculada ao combustível (óleo diesel)	45
Gráfico 2. Reajuste da parcela do CVU vinculada ao combustível 1º e 2º Leilões de Energia Nova	47
Gráfico 3. Variação do preço dos combustíveis no mercado brasileiro e norte-americano	48
Gráfico 4. Capacidade instalada (em MW) e representatividade das unidades geradoras térmicas no Brasil (em %)	52
Gráfico 5. Potência adicionada ao sistema nos leilões por combustível, expressa em MW	79
Gráfico 6. Potência adicionada ao sistema por tipo de combustível [%]	88
Gráfico 7. Média dos custos de implantação e de operação dos empreendimentos com inflexibilidade declarada habilitados nos leilões	90
Gráfico 8. Média dos custos de implantação e de operação dos empreendimentos Flexíveis habilitados nos leilões	90
Gráfico 9. Média dos custos de implantação e de operação dos empreendimentos movidos à Biomassa habilitados nos leilões	91
Gráfico 10. Garantia Física em função do CVU da usina	106
Gráfico 11. Garantia Física em função da Inflexibilidade da usina	107
Gráfico 12. Garantia Física em função do submercado da usina	108
Gráfico 13. Garantia Física em função da configuração do sistema hidrotérmico	109
Gráfico 14. Garantia Física calculada com base na declaração de disponibilidade	110
Gráfico 15. COP e CEC para empreendimento de referência função da variação de CVU e inflexibilidade nula	111
Gráfico 16. COP e CEC para empreendimento de referência função da inflexibilidade e CVU fixo	112
Gráfico 17. COP e CEC para empreendimento de referência por submercado	112
Gráfico 18. COP e CEC para empreendimento de referência por configuração do sistema hidrotérmico utilizado para cálculo	113
Gráfico 19. COP e CEC para empreendimento de referência em função da Garantia Física	114

Gráfico 20. COP e CEC para empreendimento de referência por submercado	115
Gráfico 21. COP e CEC para empreendimento de referência por configuração do sistema	115
Gráfico 22. CMOs [R\$/MWh] caso base (PDEE 2008-2017)	118
Gráfico 23. Comparativo Carga [MW médio] PDEE 2008-2017 x carga revisão ONS	124
Gráfico 24. CMOs [R\$/MWh] caso base (PDEE 2008-2017) x simulação revisão de carga	125
Gráfico 25. Variação da projeção dos preços dos combustíveis no mercado norte-americano	130
Gráfico 26. CMOs [R\$/MWh] caso base x simulação reajuste combustíveis	132
Gráfico 27. Comparação carga [MW médio] PDEE e verificada 2008	136
Gráfico 28. CMOs [R\$/MWh] caso base x operação de 2008 e cronograma de usinas	140
Gráfico 29. CMO [R\$/MWh] armazenamento 11/06/2009 x simulação NE abaixo CAR	146
Gráfico 30. Energia armazenada [% do volume máximo armazenável] novembro/2009	147
Gráfico 31. CMOs [R\$/MWh] níveis junho/2009 x redução de 1,5% nível de armazenamento	148
Gráfico 32. Energia armazenada [% do volume máximo armazenável] novembro/2009 simulação	149

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1.	Valores de Referência (VR)	28
Tabela 2.	Participação de fontes primárias na geração de energia elétrica	50
Tabela 3.	Evolução capacidade instalada e geração de energia elétrica no Brasil	52
Tabela 4.	Expansão da potência instalada e garantia física por meio dos leilões de novos empreendimentos	53
Tabela 5.	Curva do Custo do Déficit de Energia Elétrica para o ano de 2009	59
Tabela 6.	Custo máximo da energia adquirida nos leilões de energia nova (valores históricos)	62
Tabela 7.	Histórico dos valores mínimos e máximos do PLD	73
Tabela 8.	Riscos de Déficit com Séries Sintéticas para o ano de 2000	74
Tabela 9.	Cenários macro-econômicos, demográficos e projeção de consumo	77
Tabela 10.	Adição de usinas no Plano Decenal 2008-2017 - Indicativas	78
Tabela 11.	CMO PEN 2008 - ONS e Plano Decenal 2008-2017 - EPE	82
Tabela 12.	Comparação CMO operação e PLD verificado no submercado SE/CO	83
Tabela 13.	Relação entre GF e potência das usinas termelétricas	97
Tabela 14.	Relação entre GF e potência das usinas que negociaram no 1º LEN	99
Tabela 15.	Potência das usinas que negociaram no 1º LEN	100
Tabela 16.	Exemplo de cálculo de COP e CEC	104
Tabela 17.	Comparação ICB 1º Leilão de Energia Nova x ICB CMO Plano Decenal 2008-2017	119
Tabela 18.	Comparação ICB 2º Leilão de Energia Nova x ICB CMO Plano Decenal 2008-2017	120
Tabela 19.	Comparação ICB 3º Leilão de Energia Nova x ICB CMO Plano Decenal 2008-2017	120
Tabela 20.	Comparação ICB 1º Leilão de Fontes Alternativas x ICB CMO Plano Decenal 2008-2017	120

Tabela 21. Comparação ICB 4º Leilão de Energia Nova x ICB CMO Plano Decenal 2008-2017	121
Tabela 22. Comparação ICB 5º Leilão de Energia Nova x ICB CMO Plano Decenal 2008-2017	121
Tabela 23. Comparação ICB 6º Leilão de Energia Nova x ICB CMO Plano Decenal 2008-2017	122
Tabela 24. Comparação ICB 7º Leilão de Energia Nova x ICB CMO Plano Decenal 2008-2017	122
Tabela 25. Comparação taxas de crescimento de carga ONS x PDEE 2008	124
Tabela 26. Comparação ICB 1º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE revisão crescimento da carga	126
Tabela 27. Comparação ICB 2º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE revisão crescimento da carga	126
Tabela 28. Comparação ICB 3º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE revisão crescimento da carga	127
Tabela 29. Comparação ICB 1º Leilão de Fontes Alternativas ICB PDEE x ICB PDEE revisão crescimento da carga	127
Tabela 30. Comparação ICB 4º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE revisão crescimento da carga	127
Tabela 31. Comparação ICB 5º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE revisão crescimento da carga	128
Tabela 32. Comparação ICB 6º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE revisão crescimento da carga	128
Tabela 33. Comparação ICB 7º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE revisão crescimento da carga	128
Tabela 34. Valores de CVU antes e depois da simulação do reajuste	131
Tabela 35. Comparação ICB 1º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE reajuste combustíveis	132
Tabela 36. Comparação ICB 2º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE reajuste combustíveis	133
Tabela 37. Comparação ICB 3º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE reajuste combustíveis	133

Tabela 38. Comparação ICB 1º Leilão de Fontes Alternativas ICB PDEE x ICB PDEE reajuste combustíveis	133
Tabela 39. Comparação ICB 4º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE reajuste combustíveis	134
Tabela 40. Comparação ICB 5º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE reajuste combustíveis	134
Tabela 41. Comparação ICB 6º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE reajuste combustíveis	134
Tabela 42. Comparação ICB 7º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE reajuste combustíveis	135
Tabela 43. Níveis de armazenamento em janeiro de 2008	136
Tabela 44. Comparação ICB 1º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE cronograma de usinas	141
Tabela 45. Comparação ICB 2º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE cronograma de usinas	141
Tabela 46. Comparação ICB 3º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE cronograma de usinas	141
Tabela 47. Comparação ICB 1º Leilão de Fontes Alternativas ICB PDEE x ICB PDEE cronograma de usinas	142
Tabela 48. Comparação ICB 4º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE cronograma de usinas	142
Tabela 49. Comparação ICB 5º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE cronograma de usinas	142
Tabela 50. Comparação ICB 6º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE cronograma de usinas	143
Tabela 51. Comparação ICB 7º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE cronograma de usinas	143
Tabela 52. Energia armazenada simulação	146
Tabela 53. Representatividade da fonte hídrica e térmica no resultado dos leilões	150
Tabela 54. Energia adquirida pelas distribuidoras nos leilões e representatividade por fonte	151

Tabela 55. Crescimento da capacidade instalada das usinas elétricas – média anual (%)	175
Tabela 56. Valores Normativos por fonte (históricos)	182



## LISTA DE SIGLAS

ACEE	Administrador dos Contratos de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
AES-SUL	Aes-Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.
AMFORP	<i>American and Foreign Power</i>
AMPLA	Ampla Energia e Serviços S.A.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
AP	Audiência Pública
BANDEIRANTE	Bandeirante Energia S.A.
BEN	Balanço Energético Nacional
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
CAIUA	Caiuá Serviços de Eletricidade
CAR	Curva de Aversão a Risco
CATAGUAZES	Companhia Força e Luz Cataguazes Leopoldina
CBEE	Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial
CCC	Conta de Combustíveis Fósseis
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCG	Contrato de Constituição de Garantia de Pagamento via Vinculação de Receita
CEAL	Companhia Energética de Alagoas
CEB	Companhia Energética de Brasília
CEC	Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo

CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CELB	Centrais Elétricas Borborema
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.
CELG	Companhia Energética de Goiás
CELPA	Centrais Elétricas do Pará S.A.
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CELTINS	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.
CEMIG	Centrais Elétricas de Minas Gerais S.A.
CEMIG SA	Cemig Distribuição S.A.
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CEPISA	Companhia Energética do Piauí
CERJ	Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CFLO	Companhia Força e Luz do Oeste
CGEE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
CGTEE	Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica
CHERP	Companhia Hidro Elétrica do Rio Pardo
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CHEVAP	Companhia Hidrelétrica do Vale do Paraíba
CME	Custo Marginal de Expansão
CMO	Custo Marginal de Operação

CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COELCE	Companhia Energética do Ceará
COP	Valor Esperado do Custo de Operação
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
COPEL	Copel Distribuição S.A.
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
CPFL PAULISTA	Companhia Paulista de Força e Luz
CPFL PIRATININGA	Companhia Piratininga de Força e Luz S.A.
CVU	Custo Variável Unitário
EAE	Aquisição de Energia Elétrica Emergencial
ECE	Capacidade Emergencial
EEB	Empresa Elétrica Bragantina S.A.
EH	Oferta Hidráulica
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
ELEKTRO	Elektro Eletricidade e Serviços
ELETROACRE	Companhia de Eletricidade do Acre
ELETROBRAS	Centrais Elétricas Brasileiras
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.
ELETROPAULO	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.
ELETROSUL	Eletrosul Centrais Elétricas S.A.
ENERGIPE	Empresa Energética de Sergipe S.A.
ENERSUL	Empresa Energética do Mato Grosso do Sul S.A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética

ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
ET	Oferta Térmica
FCmax	Fator de Capacidade Máximo de Geração
FFE	Fundo Federal de Eletrificação
FH	Fator Hidrelétrico
FT	Fator Térmico
FURNAS	Furnas Centrais Elétricas
GCPS	Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos
GF	Garantia Física
GNL	Gás Natural Liquefeito (Regaseificado)
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICB	Índice de Custo Benefício
IGP-DI	Índice Geral de Preços Disponibilidade Interna
IP	Indisponibilidade Programada
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IUEE	Imposto Único sobre Energia Elétrica
JAGUARI	Companhia Jaguari de Energia
LEN	Leilão de Energia Nova
LIGHT	<i>São Paulo Railway, Light and Power Co. Ltd.</i>
LIGHT SESA	Light Serviços de Eletricidade S.A.
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MANAUS ENERGIA	Manaus Energia S.A.
MCP	Mercado de Curto Prazo
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits

MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
N	Subsistema Norte
NACIONAL	Companhia Nacional de Energia Elétrica
NE	Subsistema Nordeste
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PARANAPANEMA	Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PDEE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PEN	Planejamento da Operação Energética
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S.A.
PIB	Produto Interno Bruto
PIE	Produtor Independente de Energia Elétrica
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PMO	Programa Mensal de Operação
PND	Programa Nacional de Desestatização
POCP	Procedimento Operativo de Curto Prazo
PPT	Programa Prioritário de Termelétricidade
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
QL	Quantidade de Lotes
REA	<i>Rural Electrification Administration</i>
RE-SEB	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

REVISE	Revisão Institucional do Setor Elétrico
RF	Receita Fixa
RGE	Rio Grande Energia S.A.
S	Subsistema Sul
SAELPA	Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba
SANTA CRUZ	Companhia Luz e Força Santa Cruz
SCL	Sistema de Contabilização e Liquidação
SE/CO	Subsistema Sudeste/Centro-Oeste
SIN	Sistema Interligado Nacional
TEIF	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada
TEO	Tarifa de Energia de Otimização
TERMOCHAR	Termoelétrica de Charqueadas
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UBP	Uso do Bem Público
UHE	Usina Hidrelétrica
USELPA	Usinas Elétricas do Paranapanema
VN	Valor Normativo
VR	Valor de Referência

## LISTA DE SÍMBOLOS

£/MWh	libras esterlinas por megawatt-hora
GWh	gigawatt-hora
MW	megawatt
MWh	megawatt-hora
MWh/h	megawatt-hora por hora
R\$/MWh	reais por megawatt-hora

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO ATUAL MODELO DO SETOR ELÉTRICO</b>	<b>6</b>
2.1	MODELO ATUAL DO SETOR ELÉTRICO	10
2.2	LEILÕES DE ENERGIA ELÉTRICA	19
2.3	CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR DISPONIBILIDADE	34
<b>3</b>	<b>SISTEMA HIDROTÉRMICO</b>	<b>50</b>
3.1	CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO DA GERAÇÃO	59
3.2	MODELOS UTILIZADOS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO E OPERAÇÃO	66
3.3	PLANEJAMENTO ATUAL DO SETOR ELÉTRICO	75
<b>4</b>	<b>IMPACTOS DA OPERAÇÃO DO SISTEMA HIDROTÉRMICO</b>	<b>86</b>
4.1	CRITÉRIOS DE SELEÇÃO NOS LEILÕES	88
4.1.1	CÁLCULO DA GARANTIA FÍSICA	94
4.1.2	CÁLCULO DO COP E CEC	102
4.2	IMPACTOS DECORRENTES DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO	116
4.2.1	PLANO DECENAL 2008-2017	118
4.3	IMPACTOS DECORRENTES DA OPERAÇÃO NO CURTO PRAZO	144



4.4	IMPACTOS NO CUSTO DA EXPANSÃO DO MERCADO CONSUMIDOR	150
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO</b>	<b>154</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>158</b>
	<b>APÊNDICE A - FORMAÇÃO E EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO</b>	<b>171</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A expansão da oferta energética frente à crescente demanda se mostra como um grande desafio para o país nas últimas décadas, tanto que para estimular os investimentos privados na área de geração de energia elétrica, o poder executivo em 2003, seu primeiro ano de governo, iniciou as discussões de forma a apresentar seus objetivos e os pré-requisitos para alcançá-los, sendo que mais tarde a consolidação dessas discussões viria a se transformar no ciclo segundo ciclo de reformas do Modelo do Setor Elétrico, introduzido no ano de 2004. Entretanto, questões relevantes sobre a forma como é realizada essa expansão se fazem necessárias como: Quem serão os investidores? De que forma serão remunerados? Qual a participação do Estado neste Setor? E, principalmente, como o consumidor final pagará essa conta?

Estudos realizados pela Empresas de Pesquisa Energética (EPE), instituição criada para execução de estudos de planejamento energético, apontam cenários de crescimento que podem variar de 4,5% a 5,3% ao ano, até 2017 [1] e, mesmo no cenário incorporando os efeitos da crise financeira internacional instaurada a partir do segundo semestre de 2008, o crescimento anual do consumo parte de 4,3% ao ano. Este crescimento da demanda indica a necessidade de investimento que abranja, além nas instalações de distribuição de energia, também os segmentos de geração e transmissão. Os investimentos no setor elétrico são intensivos em capital e possuem um longo período de maturação, com custos decrescentes [2], sendo que, por isso mesmo, os investidores geralmente não desenvolvem os empreendimentos apenas com capital próprio e buscam financiamento a bancos de fomento, como é o caso do Brasil o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDES). Entretanto, para conseguir tais financiamentos é necessário que haja um ambiente propício a este investimento, com a existência de alguns princípios, tais como: transparência, regras claras, respeito aos

contratos existentes e equilíbrio econômico-financeiro. Por outro lado, os consumidores de energia elétrica precisam de mecanismos que lhes assegurem um serviço com regularidade, eficiência, segurança e modicidade nas tarifas.

Visando atender de forma mais eficiente a esses requisitos, foi introduzido um ciclo de reformas no modelo setorial pelo poder executivo, em 2004, que alterou principalmente a forma de comercialização de energia elétrica entre as empresas existentes, mas manteve inalterado diversas características como o despacho centralizado da geração das usinas do sistema elétrico. Um dos marcos deste Modelo pode-se dizer que são os leilões de compra de energia elétrica, tanto existente quanto de energia elétrica nova.

A participação das distribuidoras de energia elétrica como parte compradora nestes leilões é compulsória e objetiva garantir o atendimento dos requisitos de expansão de seu mercado por meio de uma licitação pública (leilão de compra), uma vez que a energia negociada nos leilões de energia nova pode ter início da entrega em até cinco anos, com a fixação de um contrato de longo prazo. Dessa forma, os investidores em geração de energia elétrica têm a garantia de que a energia elétrica de seu empreendimento tem comprador e preço definidos, reduzindo o risco do negócio e facilitando a obtenção de crédito no mercado para a realização do projeto.

Sob o ponto de vista do planejamento energético, as reformas de 2004 no Modelo mantiveram a diretriz do planejamento indicativo, ou seja, a decisão sob a realização ou não dos projetos cujos estudos foram realizados pela EPE ou por empresas privadas, fica a critério dos empreendedores, que poderão investir em geração proveniente das mais diversas fontes como hidrelétrica, termelétrica, eólica, entre outros. De modo a permitir a competição entre os empreendimentos com as mais variadas fontes primárias de energia nos leilões, foi introduzido o conceito de modalidade de contratação que pode ser: quantidade e disponibilidade.

A modalidade de contratação de energia por quantidade é largamente utilizada pelo mercado, caracterizando uma forma de contratos onde o comprador paga pela quantidade de energia que adquiriu e o risco de volume fica com o vendedor. Em outras palavras, o vendedor tem que garantir a entrega do volume pactuado em contrato em qualquer situação. O preço da energia comercializada no mercado livre é negociado e, no caso das distribuidoras, é o preço de fechamento do leilão. Como já dito, o vendedor deste contrato assume os riscos de comercialização da energia no Mercado de Curto Prazo e, no caso de não produzir a energia negociada, terá que comprar no *spot* para garantir a entrega. Essa modalidade de contratação nos leilões é aplicada aos empreendimentos hidrelétricos, que no momento de fixar sua oferta do preço da energia, alocam os custos de operação e manutenção, custo do financiamento e remuneração do capital.

Na modalidade de disponibilidade, o empreendedor é remunerado apenas pelo investimento incorrido para construção e manutenção da usina, já que o custo de operação da usina em caso de geração é assumido pelo comprador. A contratação por disponibilidade é aplicada aos empreendimentos termelétricos e eólicos, cujos combustíveis podem ser desde a energia cinética dos ventos e resíduos decorrentes da atividade agrícola, com custo nulo do combustível, até derivados de petróleo com um alto custo e suscetível às oscilações de preço no mercado internacional.

O risco atrelado ao custo de operação do empreendimento, assumido pelo comprador, é um dos principais pontos de discussão desse trabalho, uma vez que no momento do leilão tem-se apenas uma estimativa de valor intrinsecamente relacionada com a operação do sistema eletro-energético brasileiro, cuja predominância é hidrelétrica, com tendência de aumento da relevância da geração termelétrica na matriz energética.

Dada a grande importância da geração hidrelétrica, que corresponde a pouco mais de 80% da geração de energia elétrica no Brasil [3], que demonstra a predominância

hidrelétrica do sistema brasileiro, tanto o planejamento quanto a operação energética utilizam como principal ferramenta a predição de afluências, com o devido embasamento científico, mas considerando as incertezas dos cenários estocásticos que irão acarretar em impactos econômicos na operação das usinas termelétricas que foram contratadas na modalidade de disponibilidade.

Além das questões de operação das usinas contratadas na modalidade de disponibilidade, outro ponto que resultará em impacto na tarifa dos consumidores é o planejamento da carga da distribuidora e a contratação dessa carga nos leilões. Cada distribuidora realiza a projeção de seu mercado de forma independente e declara sua necessidade de compra ao Ministério de Minas e Energia (MME) para contratação no leilão. É importante salientar que as distribuidoras podem adquirir energia em momentos distintos, levando-se em conta as necessidades de compra, os prazos para início de fornecimento e os critérios de reajuste. Dessa forma, dependendo do resultado de cada leilão, poderão existir distribuidoras mais expostas aos riscos associados à operação das usinas contratadas na modalidade de disponibilidade que outras, impactando mais ou menos nas tarifas dos consumidores finais dessas distribuidoras do que em outras, onde grande parte da energia tenha sido contratada na modalidade de quantidade de energia.

A associação desses fatores pode levar a uma elevação significativa nas tarifas praticadas pelas distribuidoras, que pode em determinada conjuntura comprometer a capacidade de pagamento de seus consumidores cativos<sup>1</sup>, resultando no aumento de inadimplência e uma nova crise estrutural do Setor Elétrico.

Dessa forma, o objetivo desse trabalho é discutir algumas das questões inerentes à operação e planejamento do sistema elétrico, tais como: aumento ou redução de carga, atrasos de obras estruturais e seus impactos na operação usinas já contratadas por disponibilidade, e

---

<sup>1</sup> Consumidores de energia elétrica supridos pela concessionária de distribuição local.

analisando-se esses impactos de forma a aferir se foram dimensionados e ponderados no cálculo da expectativa de custo desse tipo de empreendimento.

## 2 A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO ATUAL MODELO DO SETOR ELÉTRICO

Desde a formação do Setor Elétrico brasileiro, houve diversas mudanças em questões de grande relevância, que culminaram por definir este Setor como é hoje. Diversas questões, tais como modicidade tarifária para os consumidores, continuidade e qualidade na prestação serviço, justa remuneração para os investidores, de modo a incentivá-los a expandir o serviço e universalização do acesso e uso dos serviços, bem como o uso dos serviços de energia elétrica [4], que se constituem nos principais pilares do atual arranjo institucional para o Setor Elétrico, já foram preocupações de governos anteriores. Foram analisadas e implantadas alternativas diversas, algumas bem sucedidas, outras nem tanto, mas a questão principal que deve ser considerada quando se discute sobre um modelo institucional para o Setor Elétrico, é que caso os objetivos não sejam alcançados, será necessária a estruturação de um novo arranjo, dada a grande relevância da energia elétrica na sociedade contemporânea.

Antes de iniciar a discussão acerca do atual arranjo institucional do Setor Elétrico, algumas questões intrínsecas sobre esse Setor devem necessariamente ser consideradas, tais como [2]:

1. não existem estoques, uma vez que a eletricidade não pode ser armazenada;
2. para chegar ao consumidor final, a energia elétrica passa por diversas etapas: a produção dos combustíveis que irão alimentar as unidades geradoras, a geração da eletricidade propriamente dita, a ser transportada a diferentes regiões numa rede de alta voltagem. Em uma terceira etapa, a distribuição regional e local. Em alguns casos pode-se notar uma quarta etapa, correspondendo à oferta direta – aquisição e venda ao consumidor final;
3. investimentos intensivos em capital, com longo período de maturação e custos decrescentes;
4. demanda e oferta de energia devem estar em situação de equilíbrio contínuo. Como a demanda varia consideravelmente ao longo do dia e do ano parece aconselhável que o setor opere com certa capacidade ociosa;
5. o impacto ambiental das plantas geradoras pode revelar-se elevado, de forma que o setor é particularmente sensível à legislação a esse respeito;
6. a política tarifária do setor tem a capacidade de afetar a distribuição de renda;
7. perdas de energia e restrições ao longo da transmissão e da distribuição são parcelas significativas dos custos da rede. Assim, a distância entre as centrais geradoras e os agentes consumidores afeta sobremaneira tais custos.

Além das características citadas acima podemos incorporar ainda a existência de programas governamentais que tem por objetivo o incentivo de determinadas fontes de energia e a incidência de tributos e encargos específicos sobre a indústria de energia elétrica tanto para produtores, quanto para consumidores.

Estas características demonstram a relevância da energia elétrica na economia e no modo de vida da sociedade e justificam a busca de um conjunto de ações de modo a criar um ambiente propício para investimento e expansão.

A busca deste ambiente propício para investimento se confunde com a própria introdução da energia elétrica na sociedade brasileira. As transformações que motivaram a configuração atual do setor, tais como a consolidação de um modelo onde o governo abdicasse do papel de principal investidor, bem como a tentativa de uma reestruturação baseada no livre mercado, podem ser conferidas no apêndice I.

De forma sintética, a figura 1 a seguir apresenta as principais características e seus marcos do processo de formulação do modelo do setor elétrico brasileiro.

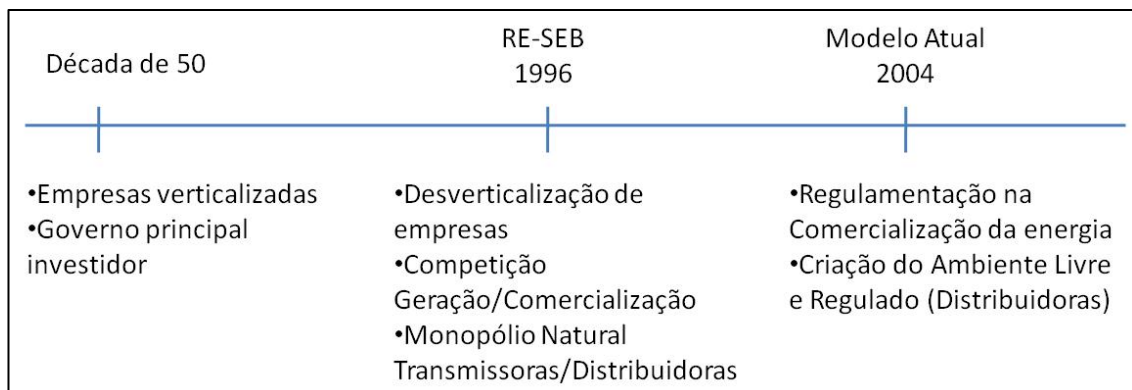


Figura 1. Marcos da formulação do setor elétrico brasileiro



O foco deste capítulo é a discussão das mudanças introduzidas no ano de 2004 no que tange à comercialização de energia, mas especificamente na contratação de energia elétrica na modalidade por disponibilidade pelas distribuidoras.

Com o objetivo de apresentar as relações existentes entre as atuais instituições e os diversos agentes do setor elétrico e os mecanismos de contratação que serão discutidos mais a frente, seguem ilustrações sobre o modelo de comercialização e mais especificamente dos leilões. O esquema a seguir apresenta o mecanismo de contratação de energia utilizado para suprimento do mercado cativo das distribuidoras. Vale ressaltar que este mecanismo é válido para qualquer que seja a fonte dos empreendimentos, hidráulica ou térmica, ou modalidade de contratação, quantidade ou disponibilidade.

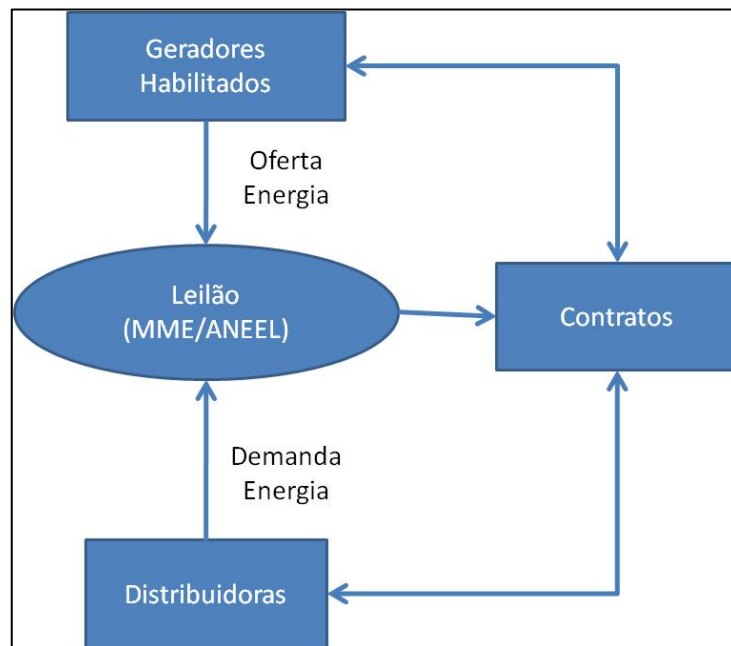


Figura 2. Diagrama esquemático da contratação de energia por meio dos leilões

O esquema a seguir apresenta os procedimentos que os empreendedores interessados em negociar energia nos leilões de atendimento do mercado das distribuidoras devem seguir para garantir sua participação no leilão, cuja sistemática será apresentada mais a

frete. O esquema seguinte é válido somente para projetos de empreendimentos que não são objetos de concessão (usinas termelétricas, eólicas ou Pequenas Centrais Hidrelétricas). As usinas hidrelétricas por si só são objeto de disputa entre os empreendedores que posteriormente poderão negociar a energia por ela produzida.

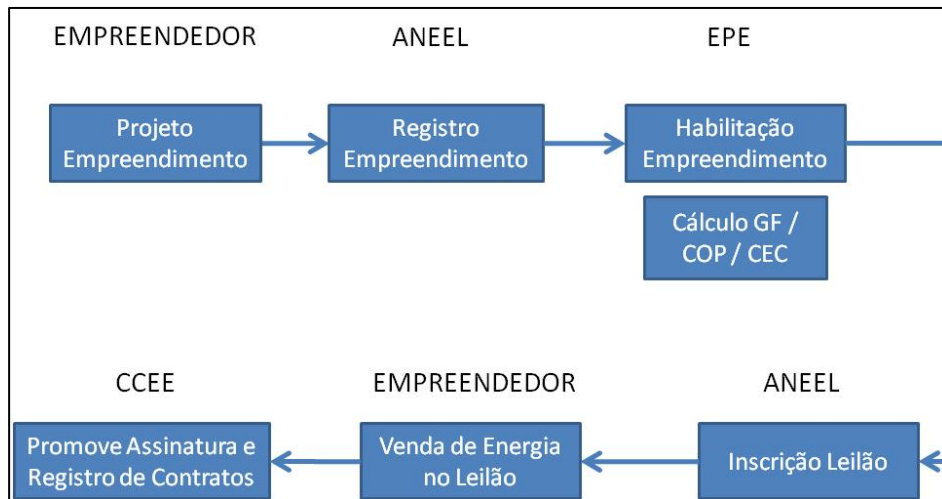


Figura 3. Diagrama esquemático do processo de habilitação de empreendimentos para participação nos leilões de energia nova

A seguir é apresentado um diagrama esquemático simplificado sobre os principais fatores para realização do planejamento da expansão do setor elétrico e as entidades envolvidas.

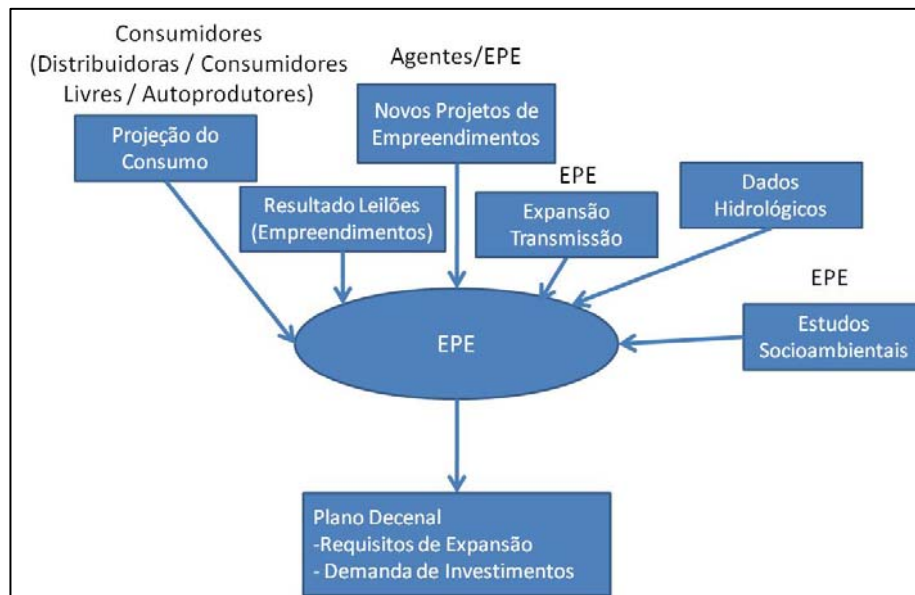


Figura 4. Diagrama esquemático do processo de planejamento do setor elétrico brasileiro

## 2.1 MODELO ATUAL DO SETOR ELÉTRICO

No ano de 2003, o novo Poder Executivo assume e se depara com o Setor Elétrico em meio a uma reestruturação não implementada em sua totalidade, logo após um racionamento de energia, cujos efeitos ainda se apresentavam tanto na economia, quanto nas tarifas dos consumidores [5]. Mesmo antes da escolha do ministério, alguns sinais do que seria o atual Modelo estavam sendo emitidos e já contrastavam com o Modelo vigente na época.

Em julho de 2003, foi publicado pelo MME a Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico, apresentando os princípios básicos do Modelo proposto. Dentre estes princípios, estava a prevalência do conceito de serviço público na geração de energia, onde a proposta era que a produção de energia deveria ser “realizada, prioritariamente, concessionário de serviço público, principalmente aquela destinada aos consumidores cativos” [4], onde a figura do Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE) não seria prioritária ao atendimento do mercado das distribuidoras. Outro ponto polêmico foi a criação

de uma instituição com a função básica de administrar e controlar os contratos entre os geradores do serviço público e as distribuidoras, tanto do SIN, quanto do sistema isolado, o Administrador dos Contratos de Energia Elétrica (ACEE), em detrimento ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) que teria suas atividades absorvidas por esta nova instituição que iria ainda contabilizar as diferenças do Ambiente Livre de Contratação. O ambiente de contratação das distribuidoras, ou *pool*<sup>2</sup>, seria formado pelos geradores do serviço público e as distribuidoras com a participação do ACEE que seria contraparte nos contratos de compra de energia dos geradores e fornecedor de energia dos distribuidores, assinando inclusive os contratos de uso do sistema de geração. A figura 5 a seguir apresenta o fluxo financeiro e de contratos na proposta apresentada pelo MME.

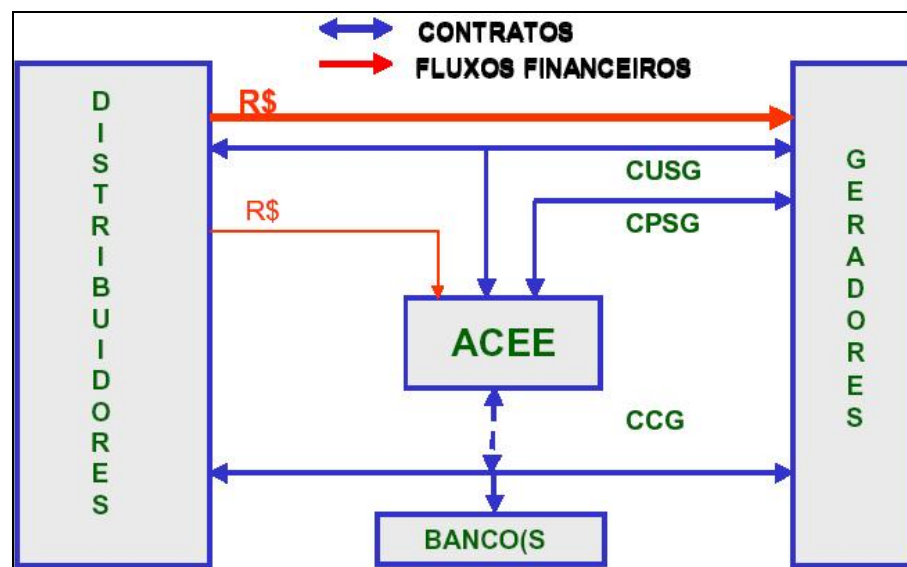


Figura 5. Relações contratuais da Proposta do Novo Modelo Institucional  
Fonte: [4]

No lançamento do atual Modelo esta concepção de que o *pool* de distribuidoras seria um comprador único foi abandonada, entrando em seu lugar um conjunto de contratos bilaterais que seriam firmados entre cada par comprador e vendedor dos leilões. Nessa ótica, a

<sup>2</sup> Conjunto de distribuidoras que adquirem energia de um leilão.

administradora dos contratos não seria parte integrante dos mesmos como pode ser observado na figura 6 a seguir. O montante de energia proveniente de cada contrato é o resultado o percentual de representatividade da declaração individual de cada distribuidora sobre o total de declarações submetido ao MME para determinado leilão de energia aplicado sobre a energia vendida pelo gerador.

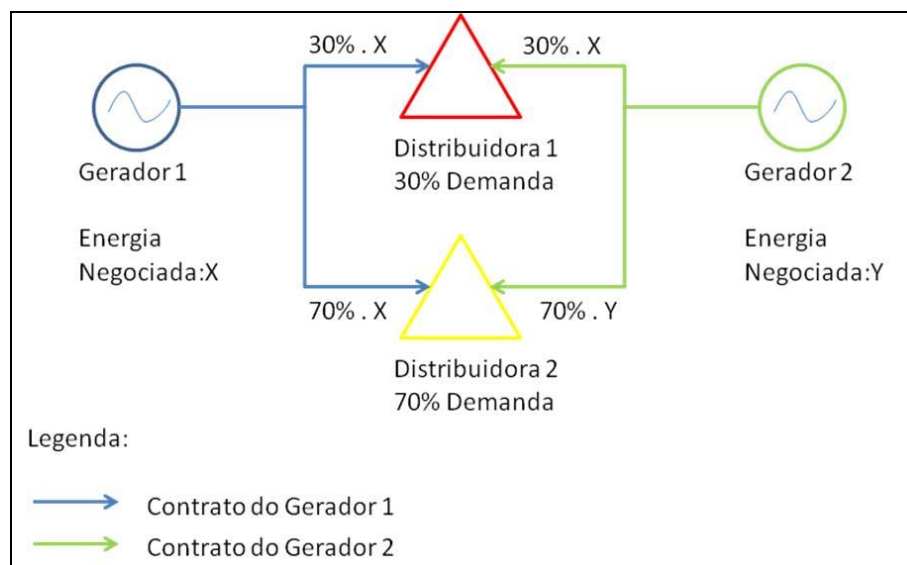


Figura 6. Relações contratuais do atual Modelo

Para garantir o fluxo de pagamento aos geradores, foi criado um mecanismo que associa o recebimento dos consumidores finais de uma distribuidora para garantir o pagamento da energia comercializada por meio dos leilões, que é o Contrato de Constituição de Garantia de Pagamento via Vinculação de Recebíveis (CCG). Por meio do CCG, comprador (distribuidora) e vendedor (gerador) estabelecem livremente uma instituição financeira na qualidade de Banco Gestor, que será o responsável pelo monitoramento do montante financeiro que circula pela conta determinada pela distribuidora para pagamento de suas obrigações com o gerador e movimentação da conta centralizadora e reserva. Para manter o saldo desta conta, a distribuidora direciona parte do recebimento das faturas que

emite para seus consumidores para a conta centralizadora, de modo a cobrir um nível de 30% a mais que o montante devido mensalmente ao gerador. Além disso, a distribuidora deve manter uma conta reserva com um montante de 30% do valor da fatura a título de reserva no caso da falta de recurso financeiro na conta centralizadora, de modo que, caso constatado, o montante desta conta será executado pelo Banco Gestor em favor do gerador. O mecanismo do CCG é apresentado na Figura 7.

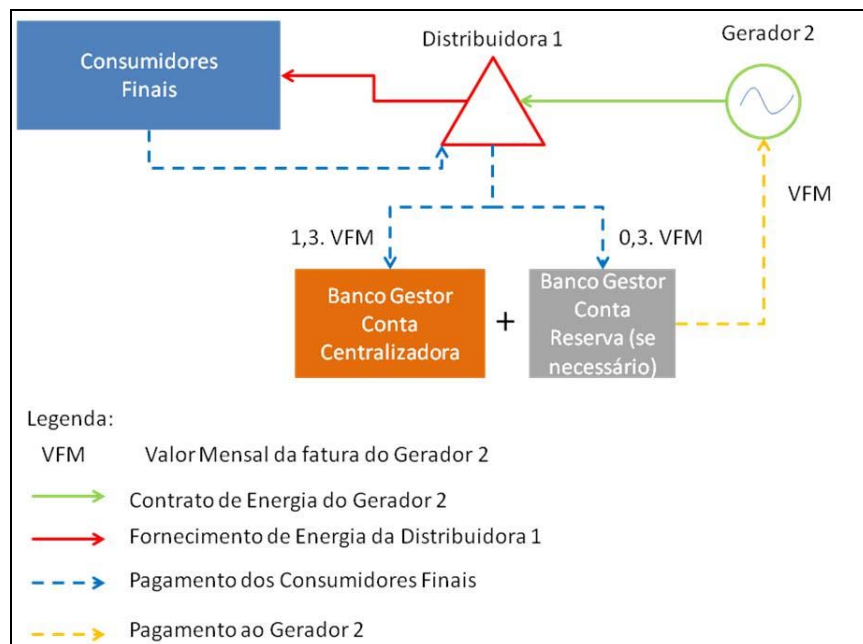


Figura 7. Fluxo Financeiro e de Energia no atual Modelo

Nos leilões de energia existente e de ajuste, existe a possibilidade de constituição de dois outros tipos de garantias além do CCG, que são a fiança bancária e o seguro-garantia. No entanto, a modalidade de constituição de garantias por meio de CCG deve se sobressair por não apresentar custo para os distribuidores, se comparado com a fiança e seguro que dependem ainda do montante financeiro e período de validade, por meio do vínculo de uma conta de sua titularidade onde parte do recebimento das tarifas dos consumidores cativos deve se concentrar e manter o volume financeiro necessário para cumprimento do contrato. [6].

Outro ponto importante a ser destacado nesta proposta é a realização de um planejamento centralizado para a expansão da geração, com a mesma ótica do planejamento indicativo realizado anteriormente, onde a instituição a ser criada para realização de estudos visando a expansão energética indica quais empreendimentos hidrelétricos serão licitados por meio dos leilões.

Em 21 de julho de 2003, o CNPE publicou a Resolução CNPE nº 5, que aprovou as diretrizes da proposta encaminhada nos seguintes aspectos [7]:

- I. Prevalência do Conceito de Serviço Público para a produção e distribuição de energia elétrica aos consumidores cativos;
- II. Modicidade Tarifária;
- III. Restauração do Planejamento da Expansão do Sistema;
- IV. Transparência no processo de licitação permitindo a contestação pública, por técnica e preço, das obras a ser licitadas;
- V. Mitigação dos Riscos Sistêmicos;
- VI. Manter a operação coordenada e centralizada necessária e inerente ao sistema hidrotérmico brasileiro;
- VII. Universalização do acesso e do uso dos serviços de eletricidade;
- VIII. Modificação no processo de licitação da concessão do serviço público de geração priorizando a menor tarifa;

Em 2004, o governo lançou as bases do atual Modelo para o Setor Elétrico, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848 [8], de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163 [9], de 30 de julho de 2004. Houve a criação da Empresas de Pesquisa Energética (EPE), que seria responsável pelo desenvolvimento de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético e a instituição de um comitê com a função de avaliar de forma contínua a segurança do abastecimento de energia elétrica, que seria o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). Para dar continuidade às atividades do MAE, relativas à comercialização de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) por meio Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL) do Mercado de Curto Prazo<sup>3</sup> (MCP), foi criada a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) que acumulou ainda as funções de:

---

<sup>3</sup> Ambiente virtual de comercialização das diferenças entre os montantes de energia elétrica contratada e registrada e os montantes de geração ou consumo efetivamente verificados dos geradores, comercializadores, consumidores livres e distribuidores do SIN.

(i) realização de leilões de energia elétrica, por meio de delegação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); e (ii) administração dos contratos decorrentes dos leilões.

Com relação à comercialização de energia foram instituídos dois ambientes: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulado (ACR). O ACL é o ambiente onde os geradores e PIE comercializarão energia, com preços e quantidade livremente negociados, para os consumidores livres, sendo preservada a figura do comercializador com atuação restrita ao ACL. No ACR se dá a compra de energia pelo conjunto das distribuidoras: (i) em leilões de energia existente, com objetivo de repor a energia contratada anteriormente por meio de contratos bilaterais; e (ii) em leilões de expansão, com o objetivo de atender a expansão do mercado das distribuidoras. Nestes leilões os geradores concessionários do serviço público e os Produtores Independentes de Energia (PIE) poderão participar como vendedores. A figura 8 a seguir apresenta um esquema com os dois ambientes de contratação.

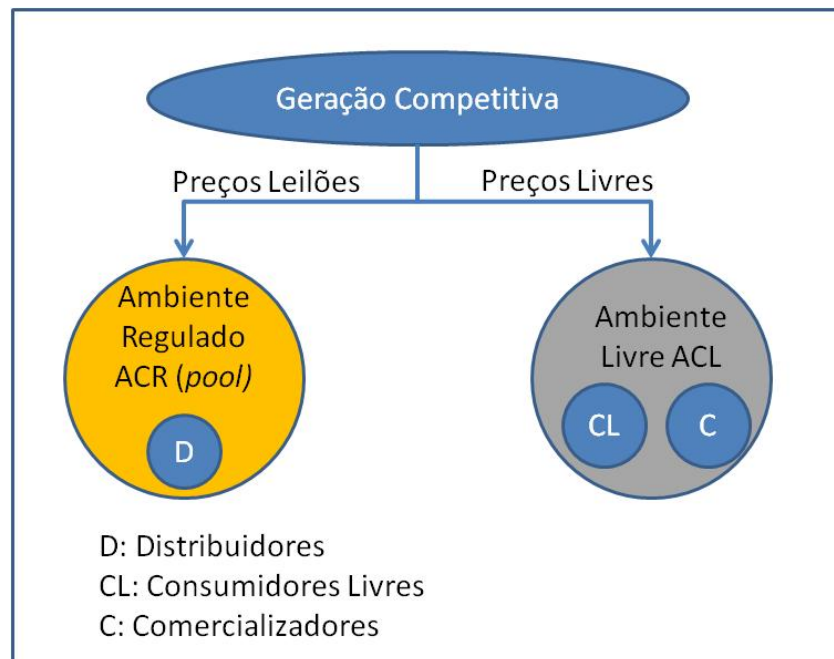


Figura 8. Ambientes de contratação do atual Modelo do Setor Elétrico  
Fonte: [4]



Com o objetivo de atrair investimentos e conseqüentemente a expansão do Setor, vários mecanismos foram introduzidos, dentre estes a licitação de novos empreendimentos com prazo de contratação mínimo de quinze anos por meio dos leilões de energia nova. Estes contratos seriam firmados com antecedência de três ou cinco anos com relação ao início da entrega de energia, o que possibilita a obtenção de financiamentos e permite reduzir o risco do investimento. Os novos projetos hidrelétricos, objeto de licitação, deverão possuir estudo de viabilidade técnico-econômico e licença prévia ambiental concedida, reduzindo também o risco de paralisação das obras após o leilão por questões ambientais. Introduziu-se também a necessidade de contratação total do mercado das distribuidoras, não havendo mais espaço para aquisição de energia no MCP, enquanto que, no Modelo anterior, inicialmente as distribuidoras poderiam adquirir até quinze por cento de seu consumo, no curto prazo, montante esse reduzido posteriormente para cinco por cento.

O quadro 1 apresentado a seguir indica as principais transformações ocorridas no Setor Elétrico brasileiro, com a primeira reestruturação marcada pela segmentação das atividades e privatização das empresas, tendo culminado no racionamento de energia de 2001, vis-à-vis o atual Modelo introduzido em 2004.

<b>Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)</b>	<b>Modelo Atual (2004)</b>
Abertura e ênfase na privatização das empresas	Convivência entre empresas estatais e privadas
Mercado Livre	ACR e ACL
Preços livremente negociados na geração e comercialização	ACL: preços livremente negociados e ACR: leilão e licitação pela menor tarifa
Planejamento indicativo pelo CNPE (com exceção dos projetos de transmissão - determinativos)	Estudos de planejamento realizados pela EPE
Contratação: 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% do mercado (após setembro/2003)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/Déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/Déficits do balanço energético liquidados na CCEE, Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSO) para as distribuidoras

Quadro 1. Principais mudanças no Modelo do Setor Elétrico com a reforma de 2004  
Fonte: [10]

No atual Modelo, como a expansão do sistema ocorre com a contratação antecipada de usinas, que devem ser construídas para atendimento da expansão da demanda por meio dos leilões, buscando a menor tarifa para atendimento da expansão, um ponto não estava em consonância com este objetivo, que é a possibilidade de realização de contratos de *self-dealing* fora do ambiente dos leilões, ou seja, empresas ou grupos econômicos que possuem concessão de geração e distribuição e poderiam utilizar a própria geração para atendimento de parte da carga de suas distribuidoras. O *self-dealing* era anteriormente permitido, com preços fixados pelos interessados, limitados ao teto do Valor Normativo (VN)

[11]. De modo a regulamentar esta situação, a Lei nº 10.848/2004 [8] estabeleceu que as concessionárias de distribuição não pudessem mais exercer a atividade de geração ou comprar energia livremente de empresas que fossem caracterizadas como partes relacionadas. Desta forma, as diversas empresas que possuíam concessões dos dois segmentos citados ao abrigo de uma mesma pessoa jurídica, tiveram prazos para promover sua desverticalização e adequar seus contratos, como foi o caso de diversas estatais estaduais, como a Companhia Paranaense de Energia (COPEL) e CEEE, dentre outras.

Leite [5] identifica ainda um retorno do comando do Setor Elétrico ao Estado, uma vez que o planejamento energético, antes sob coordenação da ELETROBRAS e que contava com a participação das empresas, agora é de responsabilidade da EPE, que o fará de forma indicativa, com a participação tanto das empresas como de outros interessados se dando apenas por meio de consulta pública.

Além da consolidação do planejamento centralizado, foi criado o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), cuja missão é: (i) monitorar o atendimento da demanda no horizonte de cinco anos, por meio do acompanhamento do crescimento da carga e do cronograma de entrada em operação de usinas previstas no planejamento e licitadas nos leilões; e (ii) recomendar ações preventivas contra deficiências do sistema que podem impactar diretamente na operação do SIN, como o despacho de usinas fora da ordem de mérito de para atendimento dos critérios de segurança energética. O Comitê é composto por representantes do MME e pelos representantes da ANEEL, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e CCEE.

O destino das empresas de geração federais, que no Modelo anterior deveriam ser privatizadas, foi alterado no novo Modelo, a ELETROBRAS e suas controladas: FURNAS, CHESF, ELETRONORTE e CGTEE, bem como a transmissora ELETROSUL, foram

excluídas do PND. Desta forma, o Estado consolida sua atuação no Setor Elétrico, tanto no planejamento e monitoramento do setor, quanto de empresa.

## 2.2 LEILÕES DE ENERGIA ELÉTRICA

Os leilões de energia elétrica são o principal instrumento de aquisição de energia por parte dos distribuidores por aliar de forma concreta os objetivos do atual Modelo. A razão pelo qual se faz a utilização de um leilão para contratação de energia elétrica no mercado regulado, decorre da possibilidade de obtenção de preços aderentes ao princípio de busca permanente da modicidade tarifária, com a máxima transparência. A decisão por se optar por uma modalidade de leilão depende de uma série de premissas relacionadas ao grau de aversão ao risco de participantes, o número de licitantes e à forma como é entendido o mecanismo de informações, uma vez que os leilões podem ser descritos como jogos de informação incompleta e que cada participante faz sua avaliação individual, porém não estará indiferente à avaliação dos outros participantes [12].

Do ponto de vista teórico, uma classificação em microeconomia distingue quatro formas básicas para os leilões: o leilão inglês, o leilão holandês, o leilão de maior preço por envelope fechado, o e o leilão de segundo maior preço por envelope fechado. Nos dois primeiros tipos (leilão inglês e holandês) há a interação entre o leiloeiro e os participantes, com a possibilidade de ofertar mais de um lance por cada participante. Nos leilões por envelope fechado, o lance é único por participante.

Os leilões de maior preço por envelope fechado foram muito utilizados na privatização de concessionárias de distribuição pelo maior preço oferecido, respeitado o preço mínimo, como também na obtenção de outorga de concessão de novos empreendimentos

hidrelétricos pelo maior valor pago à União pelo Uso do Bem Público (UBP), no caso a água, ambos no Modelo anterior.

Nestes leilões não havia a possibilidade de nova oferta e preço, entretanto em alguns casos de privatização de concessionárias de distribuição, havia a combinação do leilão de maior preço por envelope com o leilão crescente ou inglês por viva voz. No caso de duas propostas apresentarem diferença inferior a um limite pré-determinado, como, por exemplo, 10% no leilão da CERJ, os dois participantes poderiam refazer seus lances por meio de viva voz e seria o vencedor o que ofertasse o maior valor. Com relação ao leilão de segundo maior preço por envelope fechado foi poucas vezes utilizada na prática [12].

Os leilões de energia são do tipo reverso ou holandês, o objeto da contratação é a demanda do *pool* de distribuidoras, cuja quantidade não é divulgada aos participantes, no caso proponentes vendedores do leilão. No leilão é estabelecido um preço teto para aquisição da energia e de acordo com a demanda declarada das distribuidoras, as ofertas dos geradores e parâmetros pré-definidos pelo MME, pode haver decremento no preço e continuidade do leilão até que seja atingido um preço de reserva ou retirada de oferta por parte dos proponentes de forma que apresente risco ao atendimento da demanda.

A figura 9 a seguir apresenta de um modo geral a sistemática utilizada tanto nos leilões de energia existente, quanto nos leilões de energia nova e fontes alternativas, com exceção dos leilões de ajuste e no 2º Leilão de Energia Nova (A-3), realizado em 2006, que será tratado a seguir.

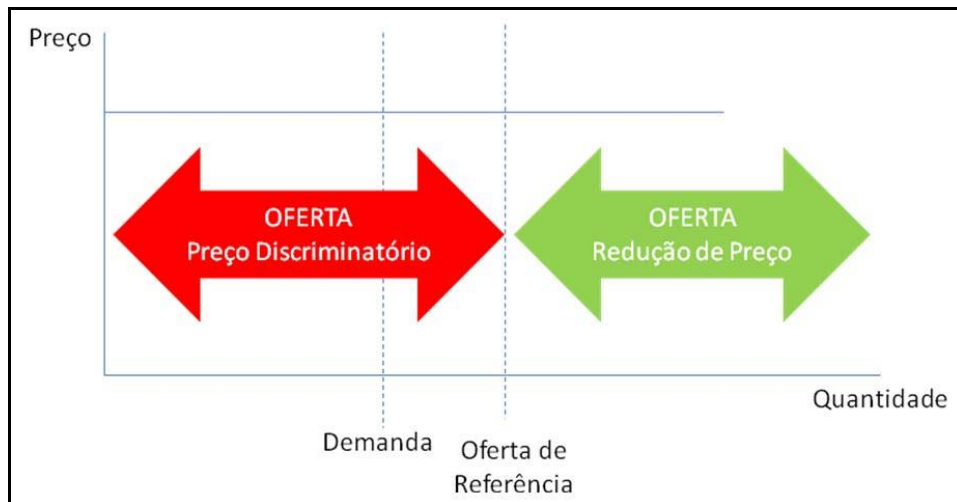


Figura 9. Sistemática dos leilões de energia

Nos leilões de energia é definida uma demanda com base nas declarações de necessidade de compra de energia elétrica por parte das distribuidoras para o MME. Os vendedores interessados em negociar sua energia cumprem os requisitos estabelecidos no edital e se habilitam para o leilão. Estes vendedores representam a oferta na figura 9, enquanto que o total da demanda das distribuidoras é representado pela primeira linha tracejada.

No início do leilão os vendedores ofertam a quantidade de energia que estão dispostos a vender ao preço inicial estabelecido no edital, via sistema eletrônico em período de tempo pré-determinado, chamado de rodada. O sistema eletrônico pelo qual a negociação é realizada processa os lances e verifica a quantidade total oferta ao mesmo preço (preço inicial do leilão). Com base nas ofertas e em parâmetros estabelecidos pelo MME, a Oferta de Referência é calculada, a qual que na figura 9 é representada pela segunda linha tracejada. Ao término deste processamento, é iniciada a segunda rodada onde o preço é reduzido de um decremento, calculado por meio de parâmetros inseridos previamente pelo MME e, em seguida, os vendedores interessados em entregar sua energia a este novo preço submetem seus lances no sistema.

Ao término da rodada, o sistema verifica se o total de ofertas é maior que a Oferta de Referência. Caso seja esta a situação, haverá nova rodada com decremento no preço, enquanto que caso contrário, o sistema resgata os lances submetidos na rodada anterior ao preço daquela rodada e abre um período para que os vendedores submetam seus lances contendo a quantidade estabelecida na rodada retomada, mas a preços discriminatórios, ou seja, cada vendedor poderá ofertar um preço diferente do estabelecido na rodada, mas limitado a este.

Ao término da rodada, o sistema ordena os lances em ordem crescente e aqueles que atendem a demanda, ou seja, compreendidos entre o eixo vertical e a linha tracejada da demanda, firmam contratos com o pool das distribuidoras. Por outro lado, os compreendidos na região à direita da linha tracejada da demanda na figura 9, não negociam sua energia no leilão.

A sistemática dos leilões sofreu diversas alterações ao logo da implantação do Modelo, seja pela conjuntura peculiar da época do primeiro leilão ou em função de tentativas de aperfeiçoar o processo. Um exemplo disto foi a introdução do leilão contínuo, que pode ser comparado ao leilão holandês realizado presencial. Neste tipo de leilão a demanda é definida e os vendedores têm um período de tempo para submissão de seus lances. Logo após, o sistema ordena os lances em ordem crescente e define quem está atendendo a demanda e quem não está. Caso um vendedor que não esteja atendendo a demanda e queira atendê-la, terá que reduzir seu preço cujo limite máximo é o menor preço que está atendendo a demanda decrescida de um decremento.

A cada novo lance, o vendedor que submeteu o novo lance se torna atendido, no entanto desloca outro vendedor que ficará não atendido. Este por sua vez, poderá submeter novo lance e reiniciar o processo. O tempo para inserção de lance é reiniciado a cada novo lance e o leilão termina se o período para lance é finalizado sem que haja novos lances.

Alguns leilões foram realizados em ambiente fechado, onde os vendedores não tinham contato nem uns com os outros nem com meios de comunicação externa ao ambiente, em função da possibilidade de conluio. Entretanto, atualmente, os leilões são realizados pela rede mundial de computadores (Internet) e tem funcionado de foram bastante satisfatória.

A Lei nº 10.848/2008 introduziu as principais diretrizes para a realização de leilões, a finalidade de cada um deles e suas características. Seriam realizados leilões específicos para energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existente, para energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração e para fontes alternativas, bem como a de contratação de energia reserva de capacidade, que posteriormente foi definida que seria contratada por meio de leilão.

O Decreto nº 5.163/2004 [9] detalha ainda mais os leilões que são divididos em:

- a. Leilões de Energia Existente;
- b. Leilões de Energia Nova;
- c. Leilões de Fontes Alternativas; e
- d. Leilões de projetos de geração indicados por Resolução do CNPE, ou leilão de projetos estruturantes.

Com relação à modalidade de contratação, os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) decorrentes da negociação dos leilões, podem ser firmados nas modalidades:

- a. Quantidade de Energia Elétrica; e
- b. Disponibilidade de Energia Elétrica.

Os leilões de energia existente serão realizados no ano anterior ao de entrega da energia elétrica, ou A-1, considerando que o ano A é o ano de entrega da energia, com prazo de duração de no mínimo três e no máximo quinze anos na modalidade de quantidade de energia elétrica. Entretanto, vale ressaltar que o Decreto nº 5.163 não veda a possibilidade de



contratação de energia existente por disponibilidade. O ponto de entrega da energia destes contratos é o submercado<sup>4</sup> onde está localizado o vendedor, ou seja, os riscos financeiros decorrentes de diferenças de Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)<sup>5</sup> entre submercados é assumido pelas distribuidoras. Esta diretriz visa minimizar os riscos assumidos pelos vendedores e conseqüentemente resultaria em uma redução do preço ofertado pela energia no leilão. No caso da diferença de preços entre submercados assumido pelas distribuidoras, foi criado mecanismo, conforme previsto no Decreto nº 5.163/2004, para rateio dos riscos financeiros impostos aos distribuidores por meio das Regras de Comercialização<sup>6</sup> que tratam do Alívio das Exposições Financeiras de CCEARS.

Esta regra [13] válida tanto para os CCEARS provenientes de novos empreendimentos de geração, quanto para provenientes de empreendimentos existentes de um modo geral, apura as exposições positivas (ganhos com a diferença de preços) e negativas (perdas com a diferença de preços) do pool das distribuidoras e para alívio das exposições negativas, adiciona-se às exposições positivas os recursos de penalidades pagas por outros agentes. No caso de haver recurso suficiente para alívio das exposições, os recursos aliviam as perdas das distribuidoras e uma eventual sobra de recurso é provisionada para alívio de exposições futuras; caso não haja recursos suficientes, executa-se o alívio proporcional e as exposições negativas residuais são rateadas na proporção das quantidades contratadas de CCEARS.

Outro mecanismo introduzido pelo Modelo foi a possibilidade de cessão ou redução de CCEARS proveniente de leilões de energia existente por meio do Mecanismo de

---

<sup>4</sup> Divisões do Mercado, correspondentes às áreas do SIN, definidas em função da presença e duração de restrições elétricas relevantes de transmissão.

<sup>5</sup> Preço divulgado pela CCEE, calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e com base no custo marginal de operação, limitado pelos preços mínimo e máximo vigente para cada período de apuração e para cada submercado, pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo.

<sup>6</sup> Conjunto de matemáticas e fundamentos conceituais, complementares e integrantes à Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, que estabelecem as bases necessárias para a operação comercial da CCEE e estipulam o processo de contabilização e liquidação.

Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) [9], uma vez que a contratação no atual Modelo é realizada com base em previsões de demanda e existe ainda o risco da migração de consumidores potencialmente livres<sup>7</sup> para o ACL. O procedimento, também definido em Regra de Comercialização, estabelece que as distribuidoras que contrataram energia por meio de leilões de energia existente, podem declarar sobras ou déficits de energia de acordo com sua necessidade individual.

O mecanismo é processado e o resultado é a cessão de energia das distribuidoras que possuem sobras para as que estão deficitárias; caso não haja déficits suficientes para a cessão de contratos e o motivo da declaração de sobra da distribuidora foi o exercício de um consumidor à condição de livre, a energia poderá ser devolvida ao gerador. Esta medida influencia diretamente o fluxo de caixa dos geradores que negociam nos leilões de energia existente, porém com a saída de um consumidor para o ACL resulta no incremento deste ambiente de contratação e o gerador que teve redução de contrato poderá direcionar sua energia para este ambiente.

A figura 10 a seguir apresenta um exemplo do MCSD [14], onde os vendedores (Gerador 1 e Gerador 2) possuem contratos decorrentes de negociação de energia existente por meio de leilão e os compradores (Distribuidora 1 e Distribuidora 2) são as contrapartes nestes contratos. Em um determinado mês, a Distribuidora 1 declara sobra em função de saída de um consumidor que exerceu a opção de adquirir energia no ACL e a Distribuidora 2 declara déficit em função de aumento de carga não prevista no planejamento. As declarações são realizadas à CCEE, que processa o mecanismo, cuja consolidação será um total de sobras de 40 unidades de energia e um total de déficit de 10 unidades de energia. Após o processamento o resultado é a compensação de 10 unidades da Distribuidora 1 para a

---

<sup>7</sup> Consumidores com demanda mínima de 3MW de demanda contratada, atendidos em qualquer tensão se ligados à rede elétrica após 08 de julho de 1995, ou atendidos em tensão igual ou superior à 69 kV se ligados em data anterior a 08 de julho de 1995.

Distribuidora 2 que estava deficitária e a devolução de 30 unidades de energia para os vendedores que possuem contratos com a Distribuidora 1, na proporção dos contratos em que este comprador é parte.

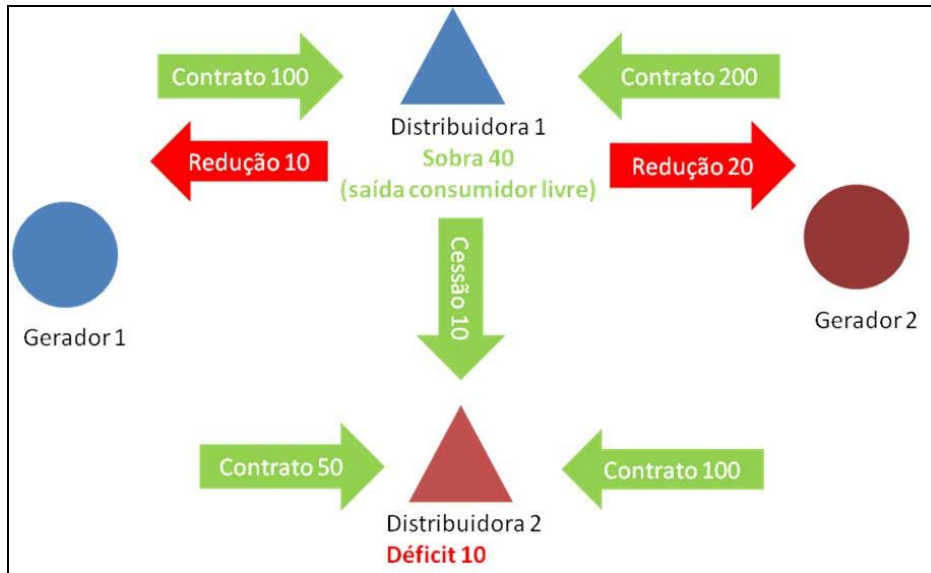


Figura 10. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD)

O objetivo principal da contratação dos leilões de energia existente é a reposição de energia proveniente de contratos firmados anteriormente à introdução do atual modelo. A modalidade da contratação deste tipo de leilão é quantidade de energia elétrica, modalidade esta largamente utilizada pelo mercado em que os riscos hidrológicos são assumidos pelos vendedores, ou seja, o vendedor no caso de não gerar a energia contratada por conta da operação otimizada do sistema ou por afluências desfavoráveis, deverá adquirir energia no MCP. No entanto, considerando a conjuntura do mercado na implantação do Modelo, caracterizada pela redução do mercado das distribuidoras pós-acionamento e redução dos Contratos Iniciais<sup>8</sup>, foram realizados leilões de transição, realizados em 2004 e 2005 com entrega da energia de 2005 a 2009.

<sup>8</sup> Contratos firmados entre geradores e distribuidoras na transição para o Modelo anterior ao atual com preços fixados pela ANEEL. Tais contratos tinham a previsão de redução de 25% de seu montante inicial a partir do ano de janeiro de 2003, sendo que em 2006 não haveria nenhum contrato deste tipo vigente. O objetivo da

Outro tipo de leilão realizado, para negociação de energia existente, é o leilão de ajuste, também na modalidade de quantidade de energia elétrica, previsto para atendimento de pequenos desvios de mercado das distribuidoras. O montante negociado por estes contratos não poderá exceder um por cento do total de contratos de compra da distribuidora [9], sendo que a duração do contrato não poderá ser superior a dois anos. Neste tipo de leilão, cada distribuidora declara sua necessidade de contratação, o submercado para entrega de energia, o período do suprimento da energia e o preço máximo pelo qual está disposta a adquirir energia.

Com relação ao preço de aquisição de energia, muitas distribuidoras declaram o preço teto pelo qual poderá repassar a energia ao consumidor final, que é o Valor de Referência (VR) [9], que de acordo com o Decreto nº 5.163/2004, nos anos de 2005, 2006 e 2007, foi o preço máximo de aquisição de energia nos leilões de energia existente com início de entrega nestes anos e, a partir de 2008, é o preço médio ponderado pela quantidade de energia adquirida nos leilões A-3 e A-5 para entrega no ano. A tabela 1 a seguir, apresenta os valores de VR para o período de 2005 a 2009. Este mecanismo de estabelecimento de limites para repasse tarifário vai ao encontro de uma das premissas do atual Modelo, que é a modicidade tarifária. Com estes limites de repasse, a distribuidora precisa alocar o recurso mais eficiente para atendimento de ser mercado consumidor, sob pena de incorrer em custos dos quais não poderá ser ressarcida.

---

introdução deste mecanismo foi a transição de uma forma com menos impactos de um modelo estatal, com tarifas que não refletiam o real custo da energia para o Modelo de livre mercado, não implementado em sua totalidade.

Tabela 1. Valores de Referência (VR) históricos

Ano	VR [R\$/MWh]
2005	62,10
2006	69,98
2007	84,70
2008	139,44
2009	145,77

Fonte: [15]

O risco de exposição à diferença de preços nos leilões de ajuste é assumido pelos vendedores, uma vez que o submercado de entrega da energia é o das distribuidoras. Apesar da contratação bilateral entre empresas de um mesmo grupo econômico não ser permitida no atual Modelo, no leilão de ajuste, existe uma possibilidade deste tipo de contratação em função da atual sistemática do leilão, visto que os vendedores podem escolher a distribuidora para quem querem entregar sua energia. Tal possibilidade, no entanto não vai de encontro ao modelo de contratação estabelecido, uma vez que o processo é público e caso o preço teto ofertado por uma determinada distribuidora seja superior ao de outras, para supostamente oferecer alguma vantagem para um gerador ou comercializador do mesmo grupo econômico, este preço atrairá os outros vendedores do mesmo leilão, de modo que a sobre-oferta para atendimento da demanda da referida distribuidora faz com que o preço caia.

Os leilões de energia nova serão realizados com antecedência de três anos (para o leilão A-3) ou cinco anos (para o leilão A-5) antes do ano de entrega de energia, podendo ser nas modalidades de quantidade e disponibilidade. As condições apresentadas para os contratos por quantidade resultante dos leilões de energia existente, exceto o MCSD, também são válidas para os contratos de quantidade resultante da contratação de energia proveniente de novos empreendimentos. A razão pela qual o MCSD não é válido para CCEARS de energia nova, é que o contrato firmado com todas as distribuidoras que declararam necessidade de contratação para um leilão específico serve como garantia para tomada de

empréstimos para construção da usina e posterior entrega da energia. Evidentemente, caso o negócio apresente algum risco de redução da receita fixada por meio do leilão, o risco do negócio aumenta, podendo mesmo inviabilizar a tomada de empréstimo junto às instituições financeiras, fato que aumenta a probabilidade de não conclusão da obra. As condições específicas dos contratos de disponibilidade serão tratadas a seguir.

O objetivo da realização dos leilões de energia nova é a contratação da expansão do mercado das distribuidoras com antecedência de cinco anos e um ajuste com três anos de antecedência. Para declarar a necessidade de compra, a distribuidora deverá realizar planejamento de seu mercado verificando o montante de energia que deverá contratar para seu atendimento e declarar em até sessenta dias antes da realização do leilão A-5. A realização do planejamento com cinco anos de antecedência implica em assumir diversas premissas com um grau elevado de incertezas, tanto na esfera técnica, quanto na conjuntura econômica do país. Por outro lado, para leilões com entrega da energia visualizada com antecedência de três anos, pode-se avaliar de uma forma mais eficaz se as premissas adotadas dois anos antes são válidas ou não, e caso a previsão tenha sido realizada para alguém de sua necessidade, a distribuidora poderá adquirir energia três anos antes, por meio do leilão A-3.

O montante a ser adquirido por meio do leilão A-3 possui limites para sua declaração de dois por cento da carga verificada da distribuidora no ano da declaração para o leilão de A-5, uma vez que o período de três anos não é suficiente para realização de um empreendimento de geração de energia elétrica de grande porte, que ofereça sua energia a um preço menor para ganhar escala, como por exemplo, uma usina hidrelétrica. Desta forma, o leilão de A-3 seria um nicho para as usinas termelétricas e o leilão A-5 para as usinas hidrelétricas, uma vez que o processo para licitação de novas usinas hidrelétricas é objeto desse leilão. Cabe ressaltar que não há limitação para participação de usinas termelétricas em A-3.

Caso não houvesse limites para contratação de energia em A-3, haveria uma tendência das distribuidoras em concentrar suas declarações neste ano, considerando muitas das premissas adotadas para a declaração dois anos antes, tais como o cenário econômico e o mercado das distribuidoras, podem ser ajustadas, resultando em uma grande demanda de energia que somente poderia ser suprida por empreendimentos termelétricos em detrimento às usinas hidrelétricas, uma vez que, a construção de uma usina hidrelétrica leva tipicamente de cinco a oito anos [16]. O mecanismo que limita a declaração em A-3 é o repasse tarifário, uma vez que o Decreto nº 5.163/2004 garante o repasse às tarifas do valor integral de aquisição de energia limitada a dois por cento da carga verificada dois anos antes da declaração de A-3. A figura 11 a seguir ilustra o mecanismo de declaração de energia das distribuidoras.

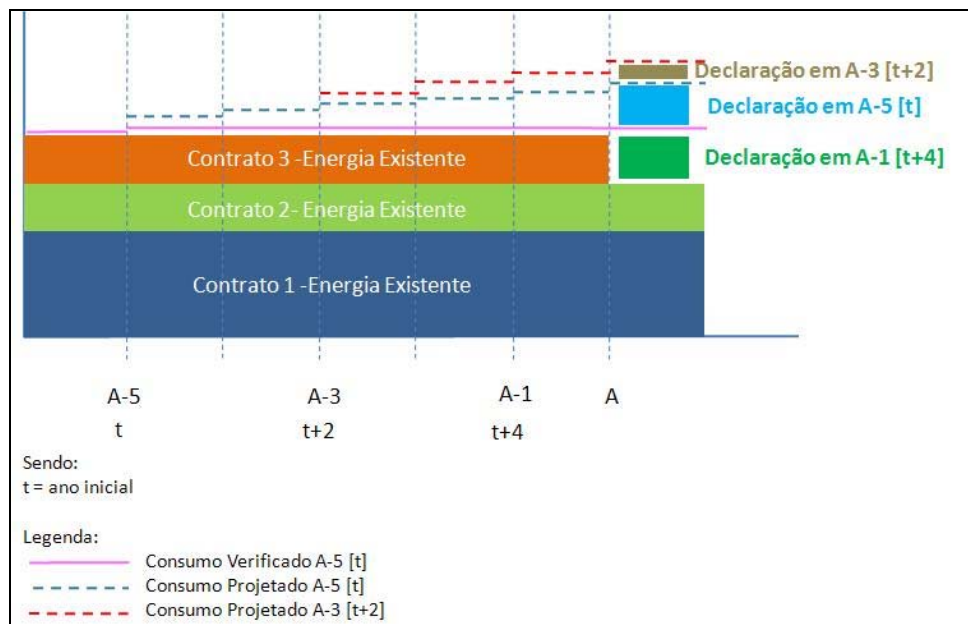


Figura 11. Declaração das necessidades de compra de energia das distribuidoras

Como pode ser observado na figura, o Contrato 3 - Energia Existente que terminará no ano A, deverá ser objeto de declaração para o leilão A-1. Já para o ano A-5, é realizada a projeção do mercado pela própria distribuidora, que resulta em um consumo projetado para o ano A, que ainda será objeto da declaração para o leilão A-5. Dois anos

depois a distribuidora em caso de revisão do planejamento poderá declarar necessidade de compra para aquisição no leilão A-3, e da mesma forma do leilão A-5, não possui limite de energia para declaração, no entanto, para fins de repasse do custo às tarifas dos consumidores, o montante adquirido será limitado a 2% da carga verificada em A-5, de modo a priorizar a contratação com maior antecedência.

O Leilão de Energia Nova (LEN), realizado com cinco anos de antecedência do início de suprimento, pode ser considerado o meio para a realização de duas negociações: a primeira sendo a disputa de empreendedores pela concessão de novas usinas hidrelétricas (UHE) e, posteriormente, a disputa pelo atendimento da demanda das distribuidoras. No edital de cada leilão A-5, a ANEEL define os empreendimentos que serão licitados e os empreendedores interessados participam da disputa por meio de sistema eletrônico onde o empreendedor que oferecer o menor preço, pelo qual está disposto a entregar sua energia, receberá a concessão do empreendimento, mecanismo este realizado da mesma forma como será apresentado a seguir nos leilões de empreendimentos indicados pelo CNPE, somente se no término da disputa com os outros empreendimentos térmicos e hídricos (PCH) for declarado vencedor do leilão.

Como nos leilões de energia nova existe a previsão de atendimento da demanda das distribuidoras tanto por empreendimentos de fonte hídrica quanto térmica, existe uma segregação desta demanda por meio de decisão do MME, como no 1º LEN, realizado em 2005, ou por meio de parâmetros inseridos por esse Ministério a partir do 2º LEN, realizado em 2006. As novas UHEs disputam a demanda reservada para atendimento de fonte hídrica, juntamente com PCHs, e até o ano de 2007, com outras UHES cujas concessões haviam sido outorgadas no Modelo anterior e, no entanto, não haviam sido construídas ou que entraram em operação comercial a partir de 2000, mas não possuíam a totalidade da usina contratada no Modelo anterior (empreendimentos conhecidos como “*Botox*”). Ao término da disputa pela



demanda destinada ao atendimento de hidrelétricas, era iniciado o atendimento da demanda destinada às termelétricas.

O primeiro leilão de Fontes Alternativas foi realizado no ano de 2007, seguiu o formato dos leilões de energia nova com relação à modalidade de contratação, ou seja, a energia proveniente de fonte hídrica a ser contratada por quantidade e energia proveniente de fonte térmica por disponibilidade. Foi aberta a possibilidade de negociação de energia proveniente de fonte eólica, também por disponibilidade, mas que não resultou na contratação de usinas deste tipo.

O objeto de contratação deste leilão foi um déficit estrutural de contratação das distribuidoras ocasionado por: (i) alterações em cotas-parte da energia proveniente de Itaipu<sup>9</sup>; (ii) redução da entrega da energia do PROINFA; (iii) redução de contratos alheios à vontade das distribuidoras e dos vendedores como, por exemplo, a redução da garantia física da estação conversora de frequência de Garabi, ponto de importação de energia elétrica da Argentina que impactou os contratos firmados com algumas distribuidoras e, finalmente; (iv) a compra frustrada<sup>10</sup> no 1º LEN, realizado em 2005 com entrega a partir de 2008 [17]. A energia de fonte alternativa pode ser proveniente de energia nova ou existente e o leilão para contratação poderá ser realizado entre os anos A-1 e A-5.

O leilão de projetos de geração indicados por Resolução do CNPE, juntamente com os leilões de energia nova realizados em A-5 são um exemplo do planejamento indicativo introduzido no atual Modelo. Nele o CNPE elege um empreendimento com caráter estratégico e o indica com prioridade de licitação, como foi o caso da UHE Santo Antônio, em 2007, e da UHE Jirau, em 2008, ambas localizadas no rio Madeira em Rondônia. Nestes leilões a declaração das distribuidoras foi realizada para entrega no ano A-5, ano este em que

---

<sup>9</sup> As distribuidoras do sistema interligado Sul, Sudeste e Centro-Oeste contratam a potência da usina de Itaipu por meio de cotas de acordo com seu mercado que podem ser revisados.

<sup>10</sup> Energia declarada como necessidade de compra de uma distribuidora em um leilão do ACR, mas não adquirida por falta de oferta.

seria iniciada a operação das primeiras unidades geradoras da usina em questão, considerando o porte das usinas com mais de 3.000 MW de potência instalada cada uma. À medida que as unidades geradoras entrem em operação comercial, o contrato firmado na modalidade de quantidade de energia elétrica já prevê o aumento da energia a ser entregue pelo empreendimento às distribuidoras, na proporção das declarações de necessidades até a entrada em operação de todas as unidades.

A sistemática destes leilões pode ser comparada a um leilão de envelope fechado por meio de sistema eletrônico, onde há a possibilidade de ofertar novamente em caso de duas ou mais oferta estarem compreendidas em um limite. Os empreendedores ficam em ambiente fechado, sem possibilidade de comunicação, e ofertam o preço pelo qual estão dispostos a entregar a energia ao *pool* das distribuidoras. Caso não haja outra oferta no intervalo de cinco por cento do menor preço ofertado, o leilão é encerrado e o empreendedor que ofertou o menor preço recebe a concessão do empreendimento e posteriormente terá que firmar os contratos de energia com as distribuidoras. Caso haja uma ou mais ofertas no intervalo de cinco por cento acima do menor valor, é iniciado um leilão contínuo, onde o vencedor será o empreendedor cuja oferta está compreendida no intervalo de cinco por cento que ofertar o menor preço, que, a partir daí, é o menor preço ofertado reduzido de um decréscimo. A cada lance o tempo para oferta é reiniciado e o leilão termina quando não houver novos lances no intervalo de tempo pré-definido. Nos leilões citados, o empreendedor que vencer a licitação não é obrigado a entregar toda a energia produzida pelo empreendimento às distribuidoras; no entanto deverá respeitar um mínimo de entrega ao ACR, declaração esta que é feita no leilão. A energia referente ao percentual declarado será objeto dos contratos com as distribuidoras, sendo oportuno frisar que nos leilões das UHEs do rio Madeira o percentual mínimo foi fixado em 70%.

### 2.3 CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR DISPONIBILIDADE

Com a implantação do atual Modelo, foram definidas duas modalidades de contratação para os CCEARS, a contratação por quantidade e a contratação por disponibilidade. Na modalidade de contratação por quantidade, os custos decorrentes do risco hidrológico serão assumidos pelo vendedor do contrato, ou seja, o gerador. Esta modalidade já era amplamente utilizada antes do atual Modelo, por meio dos Contratos Iniciais e contratos bilaterais, mas o submercado de entrega da energia era estabelecido por meio de regulamentação ou negociado entre as partes. Já no CCEAR, o submercado de entrega é onde se localiza o empreendimento de geração. Na modalidade de contratação por disponibilidade, os ônus ou bônus do risco hidrológico, representado pelo custo de operação da usina (custo do combustível ou aquisição ou venda de energia no MCP) será assumido pelos compradores, no caso as distribuidoras.

Considerando que o ponto central entre as duas modalidades de contratação era que parte contratual assumiria o custo decorrente do risco hidrológico e ambas as modalidades deveriam respeitar o critério de menor preço para atendimento da demanda, ficava a questão do tratamento das duas modalidades nos leilões.

Para a modalidade de quantidade, o preço do vendedor já deveria considerar o risco de, no caso de uma usina hidrelétrica, não haver uma hidrologia favorável e este gerador ter que adquirir energia ou pelo Mecanismo de Realocação de Energia<sup>11</sup> (MRE) no caso de usinas hidrelétricas participantes ou, então, pelo MCP valorada ao PLD nos outros casos. Desta forma, foi definido que a oferta no leilão seria o preço da energia valorada em reais por megawatt-hora (R\$/MWh) para os empreendimentos de geração hidrelétrica.

---

<sup>11</sup> Mecanismo de compartilhamento de risco hidrológico de usinas hidrelétricas. Participam deste mecanismo as UHES e opcionalmente as PCHS. Este mecanismo garante a transferência de energia de usinas participantes que geraram a mais que sua energia assegurada para usinas que geraram a menos a preço de custo que seria a Tarifa de Energia de Otimização (TEO), fixado em 2009 no valor de 8,18 R\$/MWh, no caso da geração total da usinas participantes do mecanismo ser superior à energia assegurada do sistema.

A necessidade de contratação de usinas termelétricas para complementaridade de geração de energia das hidrelétricas se explica na questão do corte de demanda em caso de cenários hidrológicos desfavoráveis no contexto do despacho econômico.

Para exemplificar esta questão segue o seguinte cenário, um sistema puramente hidrelétrico com uma usina de 100 MW de potência instalada e um sistema hidrotérmico com uma usina hidrelétrica de 50 MW de potência instalada e uma usina termelétrica com 50 MW de potência instalada e custo variável de 100 R\$/MWh. O custo do déficit (corte de carga) fica estabelecido em 200 R\$/MWh.

No caso em que há disponibilidade de água nos dois sistemas, ambos atendem uma carga de 100 MW, para fins de simplificação serão desconsideradas as perdas. O custo de operação de cada sistema é distinto, pois no caso do sistema puramente hidrelétrico, a carga foi atendida somente com a geração da usina hidrelétrica que utiliza a água como combustível que adota-se como valor zero, já no sistema hidrotérmico, o custo de operação é o custo da usina mais cara a ser despachada, no caso a usinas térmica com custo de 100 R\$/MW.

No caso é que não há água disponível para geração hidrelétrica, no sistema hidrelétrico, o custo de operação é representado pelo custo de déficit (200 R\$/MWh) e o déficit foi justamente a capacidade da usina, 100 MW. No sistema hidrotérmico, no entanto, houve o déficit e o custo de operação também foi de 200R\$/MWh, pois houve corte de carga, mas somente na capacidade da usina hidrelétrica, 50 MW, já que os outros 50 MW são atendidos com a capacidade da usina termelétrica. Apesar do custo de operação do sistema hidrotérmico ser superior ao hidrelétrico quando há disponibilidade de água, quando não há disponibilidade o corte de carga é reduzido.

Tendo sido apresentado o conceito do benefício da complementação térmica e considerando que não há limitação prevista na regulamentação de contratação de usinas termelétricas por quantidade, nem de usinas hidrelétricas por disponibilidade, o motivo que

levou a contratação de usinas termelétricas por disponibilidade é a incerteza relacionada com relação ao despacho de usinas termelétricas no sistema hidrotérmico brasileiro.

Caso o empreendedor investisse na construção de uma usina termelétrica contratada por disponibilidade, o preço ofertado por ele teria de ser suficiente para garantir sua remuneração e o custo de operação do empreendimento, uma vez que caso este não gere, terá que adquirir o montante de energia entregue pelo contrato no Mercado de Curto Prazo. Desta forma, se o agente ofertasse sua energia a um preço elevado, em situações de hidrologia favorável, seu lucro também seria elevado, pois sua receita advinda do contrato seria elevada, no entanto seu custo com aquisição da energia no Mercado de Curto Prazo seria baixo. Na situação inversa, hidrologia desfavorável, o empreendedor poderia ter que gerar continuamente de modo que a receita seja suficiente para aquisição do combustível e remunerar o investimento. Na situação em que o empreendedor ofertasse, um preço baixo por quantidade, na situação de hidrologia desfavorável, o equilíbrio econômico-financeiro estaria comprometido.

Com a mitigação do risco do custo com a aquisição de energia no Mercado de Curto Prazo ou custo do combustível, sendo que este é assumido pelo comprador do contrato, o empreendedor assume somente o custo para implantação e manutenção do empreendimento e o ônus ou bônus decorrente da operação da usina é do comprador.

Para operacionalização da modalidade de contratação por disponibilidade de energia elétrica foi elaborada uma metodologia pela EPE [18] que seria aplicável para a oferta de empreendimentos termelétricos, o Índice de Custo Benefício (ICB). De acordo com a EPE, dentre os métodos tradicionais da Engenharia Econômica para priorização de investimento, destaca-se o método da Razão Incremental Custo/Benefício, conhecido como método do Índice Custo/Benefício. Desta forma, estabelece-se uma metodologia e calcula-se o índice para todos os empreendimentos participantes de modo a obter um denominador

comum para ordenar e tomar a decisão sobre quais empreendimentos atendem melhor os requisitos pré-estabelecidos.

O ICB representa o custo médio global de um empreendimento de geração que compreende o custo de investimento, custos socioambientais, custo com juros durante a construção e valores fixos dos custos de operação e manutenção (O&M), somados ao valor esperado do custo variável de O&M, e ao valor esperado do custo econômico da operação no MCP. Desta forma, o ICB de cada empreendimento de geração é definido como a razão entre o seu custo e o benefício energético para o sistema, no caso o acréscimo de garantia física. Considerando que um dos pilares do atual Modelo é o atendimento da demanda ao menor custo, o empreendimento que apresentar o menor ICB apresenta o melhor sinal econômico para contratação para atendimento do ACR. A equação 1 a seguir, apresenta os componentes do ICB.

$$ICB = \frac{RF}{8760.QL} + \frac{COP + CEC}{8760.GF} \quad (1)$$

Na equação 1, a Receita Fixa (RF), expressa em reais por ano (R\$/ano), representa a receita fixa requerida pelo investidor de forma a cobrir o custo total de implantação do empreendimento, incluindo custos socioambientais, os juros durante a construção, e a remuneração do investimento, além de todos os custos fixos relativos à operação e manutenção da usina, tais como, o custo fixo de combustível associado ao nível de inflexibilidade<sup>12</sup> operativa *take or pay* e *ship or pay*<sup>13</sup>, o custo de conexão à rede básica e

<sup>12</sup> Geração declarada pelo empreendedor como mínima para efeitos de operação do sistema, independentemente de seu despacho por ordem de mérito de custo, seja por razões técnicas ou comerciais.

<sup>13</sup> Modalidades de contratação de gás natural para usinas termelétricas em que o comprador, no caso o gerador termelétrico, paga ao fornecedor, respectivamente, por um volume de gás determinado contratualmente e ao proprietário do gasoduto que transporta o gás até a usina pela capacidade contratada de transporte, independentemente da utilização pela usina.

Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e Distribuição (TUSD)<sup>14</sup> e tributos decorrentes da atividade de geração e comercialização de energia.

O Valor Esperado do Custo de Operação (COP), também expresso em reais por ano (R\$/ano), é um parâmetro calculado em função do nível de inflexibilidade no despacho da usina (contratos de combustível *take or pay*) e do custo variável de O&M, declarados pelo empreendedor que determinam a condição de despacho.

O Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo (CEC), expresso em reais por ano (R\$/ano) resulta das diferenças mensais apuradas entre despacho efetivo da usina e sua Garantia Física<sup>15</sup> (GF). Esta parcela corresponde ao valor acumulado das liquidações no MCP, feitas com base no Custo Marginal de Operação<sup>16</sup> (CMO) e também com base no nível de inflexibilidade no despacho da usina e do custo variável de O&M declarados pelo empreendedor. Vale ressaltar que estes custos são os valores médios obtidos por meio de simulação do despacho de usina para cada CMO decorrente dos diversos cenários hidrológicos estabelecidos previamente à realização do leilão, no entanto a variação destes valores que pode representar o risco da operação do sistema no custo da energia adquirida desta usina não é considerada no ICB.

Os motivos pelo qual a usina pode vir a ser despachada, ou seja, programada e efetivamente ser chamada para despacho pelo nos, decorrem de razões energéticas, quando a usina é despachada por ordem de mérito, nas situações em que sua geração ao custo declarado representar uma solução otimizada para operação do sistema ou, ainda, por razões elétricas, decorrentes por alguma necessidade do sistema de transmissão que impede a utilização de um recurso energético programado. Como o despacho por razões elétricas é imprevisível, uma vez que são decorrentes da programação mensal da operação ou da operação em tempo real e

---

<sup>14</sup> Tarifas estabelecidas pela ANEEL destinadas ao pagamento pelo uso do sistema de distribuição ou transmissão a que o empreendimento está conectado.

<sup>15</sup> Lastro físico do empreendimento estabelecido pelo MME como limite para comercialização de energia por meio de contratos.

<sup>16</sup> A definição de Custo Marginal de operação será tratada no capítulo sobre Sistema Hidrotérmico.

caso incorram, o custo é rateado por todos os consumidores por meio de Encargos de Serviços do Sistema<sup>17</sup>, estes não são considerados para efeito de cálculo do COP e CEC.

Para efeito de participação dos empreendimentos no LEN, a EPE calcula os valores de COP, CEC e GF. Já os parâmetros de RF, expresso em reais por ano e Quantidade de Lotes (QL<sup>18</sup>), são os valores ofertados pelos empreendedores durante o leilão. O resultado do cálculo estabelecido na equação 1 é um valor expresso em reais por megawatt-hora (R\$/MWh), que pode ser considerado como o custo da energia do empreendimento para o comprador, uma vez que este assume o custo do risco hidrológico com base na expectativa de recebimento ou pagamento do resultado líquido da operação do empreendimento no MCP, como também e na expectativa do custo de operação do empreendimento no caso de despacho.

O empreendedor recebe somente a RF que, de acordo com a definição, deve cobrir o custo de implantação e manutenção do empreendimento, uma vez que o comprador do contrato, no caso o *pool* das distribuidoras, arca com os custos da operação. A figura 12 apresenta uma ilustração dos custos assumidos pelas partes do CCEAR por disponibilidades. Para efeito de cálculo de COP e CEC, a EPE toma como premissa que toda a GF do empreendimento será negociada no leilão, desconsiderando o fator de perdas do sistema de transmissão, as perdas da rede exclusiva do gerador até o ponto de conexão com a rede e o consumo interno. Nessa ótica, o custo de implantação fica a cargo do empreendedor e será coberto pela RF que ofertar no leilão, enquanto que o custo destacado como sendo do combustível, mas que engloba também o custo variável com O&M do gerador, mais o custo resultante da aquisição ou entrega de energia ao MCP, ficam a cargo do *pool* de distribuidoras.

---

<sup>17</sup> Valores a serem pagos pelos consumidores destinado à recuperação dos custos incorridos pelos geradores na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para o atendimento do consumo e que não estão incluídos na formação do PLD.

<sup>18</sup> Valor expresso em números inteiros que representa a menor quantidade de energia negociável no leilão, no caso 1 MW médio



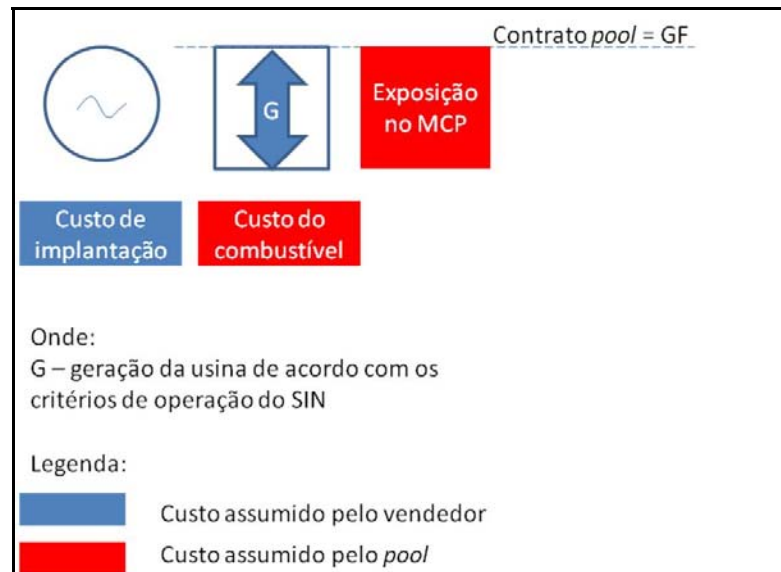


Figura 12. Custos assumidos pelas partes do CCEAR por disponibilidade

Apesar da previsão de comercialização da Garantia Física do empreendimento, considerar a destinação de toda sua energia ao *pool* de distribuidoras, no leilão ainda é possível que o empreendedor destine somente parte dela. Desta forma, a RF deverá ser proporcional a esta quantidade de energia destinada ao ACR, uma vez que os parâmetros COP, CEC e GF são constantes inseridas previamente à realização do leilão. Aplicando a sistemática de leilão apresentada anteriormente, em que um preço inicial é definido em edital, para os empreendimentos termelétricos este preço se refere ao ICB inicial e, desta forma, para análise da sensibilidade de quanto de RF representa uma quantidade pré-determinada de lotes ofertados no leilão, o empreendedor deverá utilizar a equação 2, apresentada a seguir.

$$RF = QL \left[ 8760 \cdot ICB - \left( \frac{COP + CEC}{GF} \right) \right] \quad (2)$$

Desta forma, a cada redução de preço (ICB), o empreendedor poderá avaliar a redução de RF e seu impacto na viabilidade da implantação do empreendimento determinando sua permanência ou não no certame.

A exposição financeira no MCP pode implicar pagamentos ou recebimentos, dependendo: (i) do tipo de usina; (ii) da inflexibilidade e; (iii) dos períodos em que a usina gera. Por exemplo, um empreendimento térmico com Custo Variável Unitário<sup>19</sup> (CVU) diferente de zero em um determinado período, é despachado, gera energia até o limite de sua disponibilidade total e atende o contrato limitado na GF e desta forma, comercializa energia no MCP. Por conseguinte, o CEC neste período é inferior à zero, o que indica um ganho MCP. Em outro período, o empreendimento não é despachado e o *pool* de distribuidoras é obrigado a adquirir energia do MCP para atendimento dos contratos. Neste caso, o CEC é maior que zero e indica um desembolso do *pool*.

No caso de uma usina termelétrica totalmente inflexível, onde seu CVU é igual a zero e possui geração somente em alguns meses do ano, caso típico de usina cujo combustível é algum resíduo agrícola como o bagaço de cana, sua geração é igual à inflexibilidade nos meses declarados, podendo superar a GF estabelecida com base em uma média anual, resultando em alguns meses em geração superior à GF correspondendo a venda de energia no MCP e conseqüentemente um CEC negativo. Já o COP somente poderá assumir valores maiores que zero por se tratar de desembolso do *pool* com o custo do combustível e de O&M incorrido para geração despachada.

Tendo em vista que os parâmetros utilizados para formação do índice que baliza a tomada de decisão entre a contratação de um empreendimento em detrimento a outro são estimativas médias, o custo real do empreendimento pode ser superior ou inferior a

---

<sup>19</sup> Custo para o sistema elétrico para geração de energia elétrica, declarado pelo empreendedor. Este custo corresponde ao custo em reais do combustível associado ao custo variável de operação e manutenção para geração de cada unidade de energia em megawatt-hora.

expectativa de custo resultante do leilão, resultando em elevação ou redução do custo do fornecimento de energia para os consumidores finais das distribuidoras.

Outro fator importante a ser considerando nos CCEARS por disponibilidade é o reajuste de seus componentes, no caso a RF a ser recebida pelos vendedores e o CVU das usinas vinculadas a estes contratos. Distintamente dos CCEARS por quantidade, cujo índice que reajusta os preços é o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) apurado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), o CCEARS por disponibilidade possuem uma metodologia para reajuste da RF de acordo com a variação do IPCA, enquanto que o CVU deve ser reajustado de acordo com o tipo de combustível, tomando por base os preços combustíveis no mercado nacional e internacional. A metodologia do reajuste foi sendo aprimorada ao longo dos leilões por meio de Portarias específicas do MME.

O critério de Reajuste do 1º LEN, realizado em 2005, foi estabelecido pela Portaria MME nº 510/2005 [19]; entretanto para a realização do 2º e 3º LEN, a regra foi alterada por meio da Portaria MME nº 112/2006 [20], e a partir do 4º LEN, realizado em 2007, a metodologia foi estabelecida pela Portaria MME nº 42/2007 [21] e nº 46/2007 [22].

A regra de reajuste do 1º LEN estabelece que a RF seja reajustada de acordo com a variação do IPCA; no entanto, não é considerada uma data base anual, como por exemplo, o mês de realização do leilão, a base adotada é o mês de reajuste da distribuidora e a RF é reajustada em parcelas vinculadas ao percentual adquirido pela distribuidora no mês de seu reajuste. Já para o CVU, composto pelo custo do combustível mais o custo variável de O&M, a ANEEL estabeleceu percentuais para cada um destes itens, onde a parcela O&M é reajustada pelo IPCA no mesmo formato da RF, mas a parcela combustível é reajustada de acordo com o menor valor entre a cotação do óleo combustível ou diesel no mercado internacional e o divulgado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para o óleo nacional e como denominador a média dos valores dos

combustíveis nacionais do último trimestre do ano da realização do leilão no mês de fevereiro de cada ano. A equação 3 a seguir apresenta o critério de reajuste da parcela do CVU vinculado ao custo do combustível.

$$CVUcomb_n = CVUcomb_{2005} \times \frac{\min(Ccombi_n, Ccombn_n)}{Ccombn_{2005}} \quad (3)$$

Onde:

$CVUcomb_n$  – corresponde à parcela do CVU vinculado ao combustível reajustado no ano n;

$CVUcomb_{2005}$  – corresponde à parcela do CVU vinculado ao combustível vigente na data de habilitação do leilão;

$Ccombi_n$  – corresponde à cotação do combustível no mercado internacional para o ano n. A taxa de câmbio é aplicada sobre a cotação em dólares americanos para obtenção deste parâmetro e adiciona-se o valor do frete internacional;

$Ccombn_n$  – corresponde à cotação do combustível no mercado nacional para o ano n;

$Ccombn_{2005}$  – corresponde à cotação do combustível no mercado nacional para o ano 2005 (ano de realização do 1º LEN);

O quadro 2 a seguir apresenta os percentuais referentes à parcela do CVU vinculado ao custo do combustível e aos demais custos variáveis.

Tecnologia	Combustível	Ciclo	$\alpha$ (%)	$\beta$ (%)
Turbina a Gás	Gás Natural	Simples	15,00	85,00
		Combinado	21,00	79,00
	Óleo Diesel	Simples	3,00	97,00
		Combinado	5,00	95,00
Motor de Combustão Interna – MCI	Óleo Diesel	Diesel	4,65	95,35
	Óleo Combustível	Diesel	9,65	90,35

$a$  = percentual da parcela vinculada aos demais custos variáveis

$\beta$  = percentual da parcela vinculada ao custo do combustível

Quadro 2. Percentual do CVU vinculado ao custo do combustível e aos demais custos  
Fonte: [23]

Para o gás natural, a ANP calcula o índice de reajuste, uma vez que diversas usinas contratam o gás de acordo com premissas estabelecidas no Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), conforme estabelecido na Portaria Interministerial nº 234/2001. Para os outros combustíveis, incluindo o gás natural, a energia é contratada sem as condições do PPT, pelo que o reajuste do combustível é baseado no IPCA.

O mecanismo de reajuste do combustível faz uma comparação entre a variação do preço do combustível nacional e a possibilidade de aquisição e transporte do combustível no mercado internacional, podendo causar desequilíbrio nos empreendedores, uma vez que estes adquirem óleo no mercado nacional e podem ficar suscetíveis tanto à variação dos preços dos derivados de petróleo no mercado internacional, quanto à variação cambial. O resultado do primeiro reajuste do custo do combustível dos empreendimentos comprometidos com os contratos por disponibilidade resultantes do 1º LEN apresentou redução de quase 30%, enquanto que o custo do insumo no mercado nacional se manteve praticamente estável, com aumento inferior ao IPCA.

O gráfico 1 apresenta a variação da parcela do CVU vinculado ao combustível, no caso óleo diesel, das usinas que negociaram no 1º LEN, a variação do combustível nacional

(óleo diesel) utilizando a metodologia estabelecida na Portaria MME nº 510/2005 e o IPCA do período.

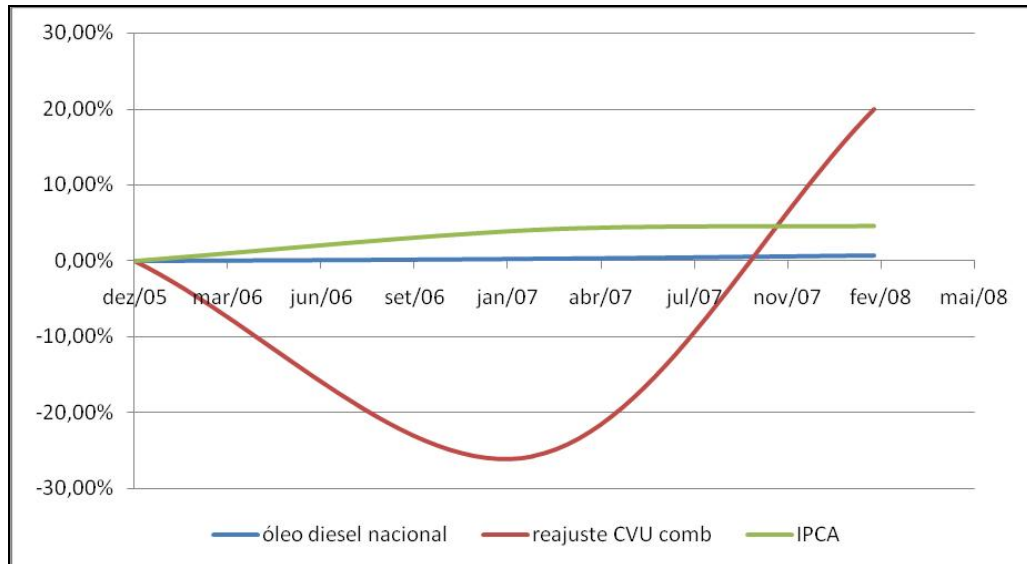


Gráfico 1. Reajuste da parcela do CVU vinculada ao combustível (óleo diesel)  
Fonte: Elaborado a partir de [24], [25] e [26]

No gráfico 1, enquanto o preço do óleo diesel no mercado nacional apresentou um aumento inferior ao IPCA do período, já o reajuste do combustível foi negativo não refletindo o custo real de operação do empreendimento que adquire combustível do mercado nacional. O impacto do reajuste do CVU está ligado ao cálculo do COP, uma vez que o empreendimento sendo despachado, todo o custo que o empreendedor incorreu com a aquisição de combustível será repassado ao *pool* das distribuidoras.

As alterações da metodologia que se sucederam, vieram a introduzir o reajuste da parcela da RF vinculada ao combustível utilizado na geração da inflexibilidade, com comparação entre os preços do mercado internacional da data do leilão e no mês de reajuste e, mais recentemente, o reajuste da parcela do combustível se dá no mês anterior ao despacho. Entretanto a variação cambial que é um fator também relevante para apuração da variação continua como uma variável intrínseca ao cálculo podendo ainda causar desequilíbrio nos

empreendedores. A equação 4 apresenta o critério de reajuste da parcela do CVU vinculado ao custo do combustível para os empreendimentos que negociaram no 2º e 3º LEN.

$$CVUcomb_n = CVUcomb_l \times \frac{Ccombi_n}{Ccombi_l} \quad (4)$$

Onde:

$CVUcomb_n$  – corresponde à parcela do CVU vinculado ao combustível reajustado no ano n;

$CVUcomb_l$  – corresponde à parcela do CVU vinculado ao combustível vigente na data de habilitação do leilão;

$Ccombi_n$  – corresponde à cotação do combustível no mercado internacional para o ano n. Aplica-se sobre a cotação do combustível em dólares americanos a taxa de câmbio vigente na data de habilitação e o frete internacional nessa data;

$Ccombi_l$  – corresponde à cotação do combustível no mercado nacional vigente na data de habilitação do leilão. Aplica-se sobre a cotação do combustível em dólares americanos a taxa de câmbio vigente na data de habilitação e o frete internacional nessa data.

O gráfico 2 a seguir apresenta a variação dos preços dos combustíveis médios dos empreendimentos que negociaram no 1º Leilão de Energia Nova e no 2º Leilão de Energia Nova, cujo critério foi estabelecido na Portaria do MME nº 112/2006 e considera apenas a variação do combustível no mercado internacional, tendo como referência o preço no instante de habilitação do empreendimento para participação no leilão.

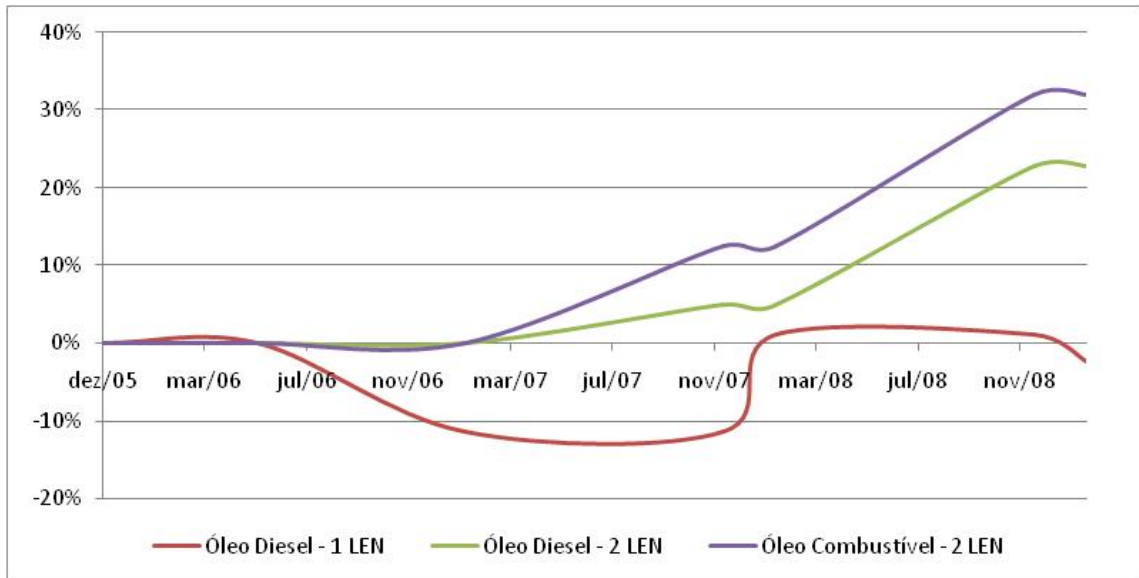


Gráfico 2. Reajuste da parcela do CVU vinculada ao combustível 1º LEN e 2º LEN  
 Fonte: Elaborado a partir de [24]

Como pode ser observado no gráfico, o reajuste médio do óleo diesel, para os empreendimentos que negociaram no 1º LEN no ano de 2007 apresentou uma redução, enquanto que os empreendimentos do mesmo tipo de combustível apresentaram um aumento no custo vinculado ao combustível. Já sob o ponto de vista do custo do insumo junto aos produtores, o gráfico 3 apresenta a variação percentual da média mensal do preço dos produtores de óleo diesel (OD) e óleo combustível com baixo teor de enxofre (OCB) no mercado brasileiro, de acordo com dados obtidos da ANP, comparado com a variação da média mensal dos correspondentes, de acordo com nota técnica da EPE, no mercado norte-americano, de acordo com órgão oficial de estatística de energia dos Estados Unidos, o *Energy Information Administration* (EIA).



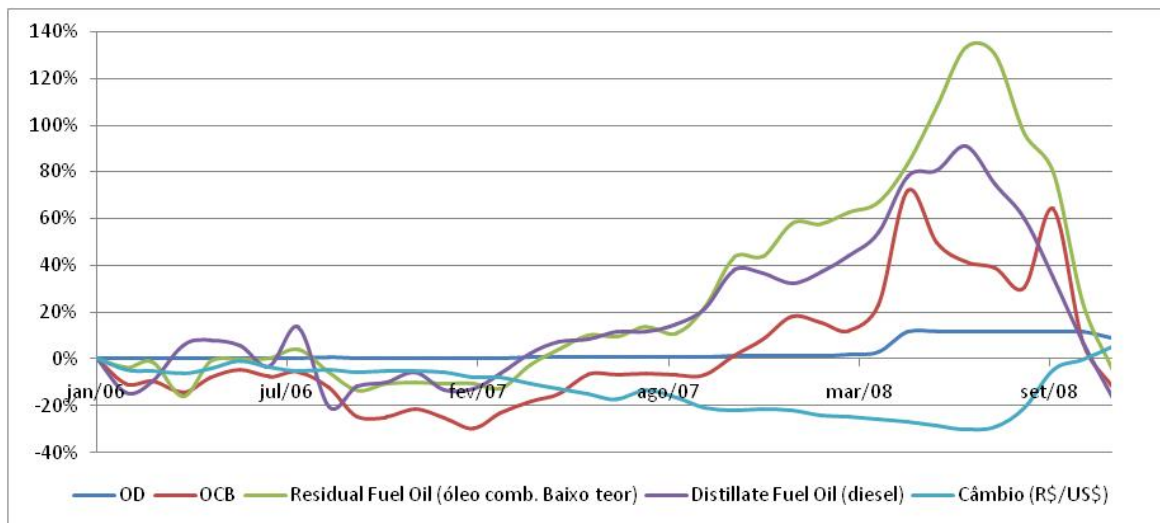


Gráfico 3. Variação do preço dos combustíveis no mercado brasileiro e norte-americano  
Fonte: Elaborado a partir de [26], [27], [28] e [29]

O preço dos combustíveis no mercado norte-americano apresentou crescimento no ano de 2007, mas se for considerada a taxa de câmbio, de acordo com a metodologia estabelecida na Portaria MME nº 112/2006 (2º LEN), o crescimento foi atenuado frente à queda do dólar americano, como pode ser observado no gráfico 2 que leva em consideração ainda o mês de novembro como base do reajuste. Com relação aos combustíveis no mercado nacional, a variação do preço do óleo diesel se apresentou bem mais estável do que a cotação do óleo combustível de baixo teor de enxofre; no entanto, nenhum dos dois acompanhou as variações do mercado norte-americano.

A operacionalização dos CCEARS por disponibilidade no âmbito da CCEE, onde são apuradas as diferenças entre a geração e o montante contratado, ou seja, o CEC ocorre de acordo com as Regras de Comercialização<sup>20</sup> específicas [14]. As regras estabelecem que as usinas que negociaram energia nos leilões de energia nova por disponibilidade terão, para efeito de contabilização, uma usina virtual para representar a geração a ser entregue para o

<sup>20</sup> Conjunto de formulações algébricas que estabelecem todos os relacionamentos entre as variáveis do processo de comercialização da energia na CCEE.

*pool* das distribuidoras. A geração dessa usina virtual será obtida por meio da aplicação do percentual da usina negociada no leilão sobre a geração medida.

O *pool* de distribuidoras é representado por uma empresa também virtual e que receberá toda a energia da parcela de geração da usina vinculada ao leilão e, em contrapartida, registrará contratos de venda com todas as distribuidoras participantes do *pool* de um leilão específico. Desta forma, a necessidade de energia das distribuidoras é atendida por meio de contratos e o resultado da operação das usinas é contabilizado para a empresa virtual. No caso da geração ser superior ao montante de contratos, a empresa virtual irá vender a energia no MCP; caso contrário irá adquirir energia no MCP. O resultado financeiro da operação da empresa virtual é rateado por todo o *pool* na proporção da energia contratada.

No caso da usina real estar indisponível, automaticamente é registrado um contrato no montante da indisponibilidade, no qual o vendedor é o gerador que negociou no leilão e a empresa virtual, de modo a não onerar o *pool* com a compra não prevista de energia no MCP. Além disso, a entrega da energia para o *pool* se dá no centro de gravidade<sup>21</sup> e caso o gerador não tenha considerado as perdas da transmissão, também será registrado contrato de modo a ressarcir o *pool* ou condomínio virtual.

---

<sup>21</sup> Ponto virtual de rateio das perdas da transmissão entre geração e consumo.

### 3 SISTEMA HIDROTÉRMICO

Os diferentes graus de utilização das usinas hidrelétricas e termelétricas na composição dos parques geradores permitem classificar os sistemas elétricos em três grandes grupos: termelétricos, hidrelétricos e hidrotérmicos [16]. Características geográficas que não permitem a utilização de aproveitamentos hidráulicos para geração de energia ou interligação com outros países que permitem a compra de energia não gerada por sistemas hidrelétricos determinam a classificação dos dois primeiros grupos dos sistemas elétricos; no entanto na maioria dos países os dois tipos de geração são associados, formando assim sistemas hidrotérmicos. A tabela 2 apresenta a participação das fontes primárias para geração de energia elétrica dos países do G8<sup>22</sup> e do Nord Pool<sup>23</sup> no ano de 2007, com exceção da Rússia com valores referentes ao ano de 2005.

Tabela 2. Participação de fontes primárias na geração de energia elétrica

País	% Geração Hidro	% Geração Termo	% Geração Nuclear
Alemanha	4	66	22
Canadá	60	25	14
Dinamarca	0	81	0
Estados Unidos	6	73	19
Finlândia	18	52	29
França	12	11	77
Itália	13	84	0
Japão	8	69	23
Noruega	98	1	0
Continua			

<sup>22</sup> Grupo internacional que reúne os sete países mais industrializados e desenvolvidos economicamente no mundo que são Estados Unidos, Japão, Alemanha, Reino Unido, França, Itália e Canadá, mais a Rússia. Durante as reuniões os dirigentes máximos de cada país membro (presidentes ou primeiros-ministros) discutem questões de alcance internacional.

<sup>23</sup> Mercado atacadista de energia elétrica e operador do sistema elétrico que interliga os países nórdicos (Dinamarca, Finlândia, Noruega e Suécia) e parte da Alemanha.

Continuação

País	% Geração Hidro	% Geração Termo	% Geração Nuclear
Reino Unido	2	81	15
Rússia	18	66	16
Suécia	45	10	44

Fonte: [30]

Como pode ser observado, na totalidade dos países listados existe a operação conjunta de usinas hidrelétricas e termelétricas, podendo ser classificados como sistemas hidrotérmicos. Pode-se notar a presença de países essencialmente hidrelétricos, como é o caso da Noruega com 98% de geração hidrelétrica, ou ainda termelétrica, como é o caso da Dinamarca e Reino Unido. Entretanto, no caso dos países nórdicos, por haver interligação entre Noruega e Dinamarca, Suécia e Finlândia, a operação conjunta deste sistema é similar a de um sistema hidrotérmico de grande porte, como no caso do Brasil.

Desde a formação do Setor Elétrico Brasileiro, por meio de sistemas isolados e independentes, sempre houve participação térmica na matriz elétrica, seja no início, para geração de energia para atendimento aos consumidores ou atualmente, para complementaridade da geração hidrelétrica em períodos de afluências desfavoráveis. Ainda nos dias de hoje, diversas capitais localizadas no sistema isolado tais como Porto Velho, Rio Branco e Boa Vista são totalmente atendidas por termelétricas a óleo diesel. O gráfico 4 a seguir apresenta os a capacidade instalada das unidades geradoras por tipo em MW e a representatividade da capacidade térmica sobre o total instalado no Brasil no período de 1900 a 1987.

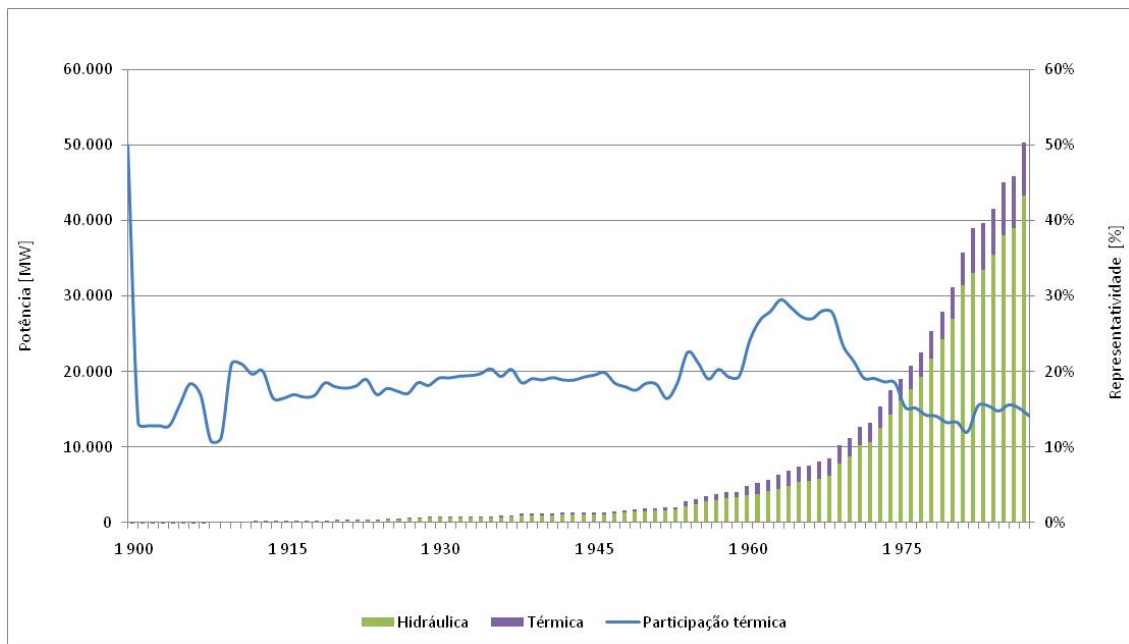


Gráfico 4. Capacidade instalada (em MW) e representatividade das unidades geradoras térmicas no Brasil (em %)

Fonte: [31]

Atualmente, a geração de energia hidrelétrica corresponde a 80% de acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN) [3], mas num horizonte não muito distante, esta fonte chegou a representar mais de 97% da geração de energia elétrica, no ano de 1993. A tabela 3, a seguir apresenta a evolução da capacidade instalada e geração de energia elétrica por tipo de fonte primária.

Tabela 3. Evolução capacidade instalada e geração de energia elétrica no Brasil

Ano	Capacidade Instalada [MW]				Geração de Energia [GWh]					
	Hidro	% H	Termo	% T	Total	Hidro	% H	Termo	% T	Total
1976	17.904	79	4.680	21	22.584	80.682	95	3.849	5	84.531
1986	31.786	84	6.510	14	44.953	178.991	93	12338	6	191.473
1996	53.119	87	7.025	12	60.801	261.445	96	9.426	3	273.300
2006	73.434	76	21.194	22	96.634	335.761	80	41.900	10	419.300
2007	76.871	76	21.324	21	100.449	359.300	80	38.200	9	444.600

Fonte: [3]

A expansão do sistema baseado nos leilões de energia nova e outras modalidades como o leilão de fontes alternativas e leilão de reserva, corroboram com a manutenção do sistema hidrotérmico brasileiro, destacando-se o aumento da participação térmica na expansão. A tabela 4 apresenta os valores de potência e garantias físicas licitadas por meio dos leilões que incluem os de energia nova, fontes alternativas e reserva.

Tabela 4. Expansão da potência instalada e garantia física por meio dos leilões de novos empreendimentos

Fonte	Potência [MW]	Garantia Física [MW médio]
Hidrelétrica	11.789	7.225
Termelétrica	16.366	9.896
Total	28.155	17.120

Fonte: Elaborado a partir de [32], [33], [34], [35], [36], [37], [38], [39], [40], [41], [42], [43], [44] e [45]

Para efeito da verificação efetiva da potência e energia adicionada ao sistema, não foram consideradas as usinas em operação comercial que puderam negociar sua energia em leilões de energia de energia nova, foram consideradas somente aquelas licitadas no Modelo setorial anterior ao atual, mas que não haviam sido construídas. O gráfico 5 apresenta o acréscimo de potência ao sistema por combustível resultando da negociação dos leilões.

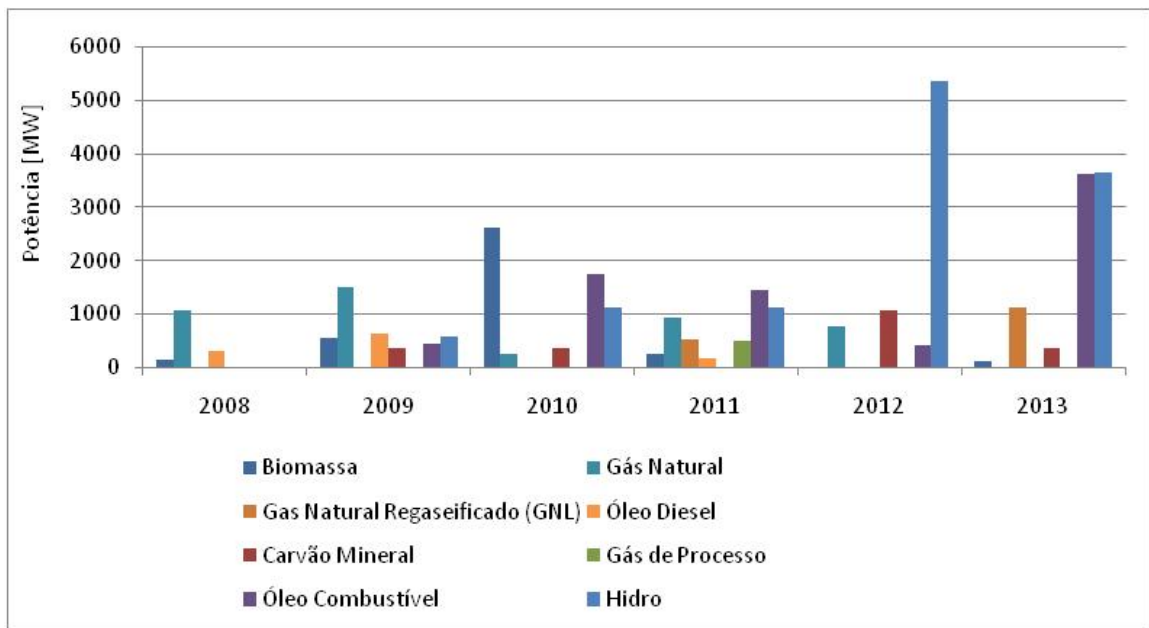


Gráfico 5. Potência adicionada ao sistema nos leilões por combustível, expressa em MW  
 Fonte: Elaborado a partir de [32], [33], [34], [35], [36], [37], [38], [39], [40], [41], [42], [43], [44] e [45]

Como pode ser observado no gráfico 5, as fontes hidráulicas merecem destaque na expansão do sistema, principalmente a partir do ano de 2012, referente à licitação dos chamados projetos estruturantes, no caso as usinas de Santo Antônio e Jirau, localizadas no Rio Madeira estado de Rondônia, que juntas adicionaram 3.150 MW de potência em 2012 e 3.300 MW em 2013, respectivamente. Outro destaque se dá no ano de 2013, com a inclusão de quase o mesmo valor de potência da usina de Jirau por usinas termelétricas a óleo combustível, e em 2010 se deve à contratação, por meio de leilão de energia de reserva, de usinas à biomassa. A contratação de energia de reserva teve o objetivo de recompor a energia assegurada do sistema, sem afetar os contratos existentes e os direitos das usinas geradoras que já possuem garantia física (energia assegurada<sup>24</sup>) para servir de lastro em contratos de energia elétrica.

<sup>24</sup> Energia assegurada do sistema brasileiro corresponde à máxima carga que pode ser suprida a um risco pré-fixado de não atendimento a 5% considerando planejamento da expansão e operação pelo critério probabilístico. A energia assegurada de uma usina corresponde à fração a ela alocada da energia assegurada do sistema.

O planejamento da expansão de um sistema hidrotérmico conjuga tanto características do planejamento de um sistema termelétrico quanto de um sistema hidrelétrico [16]. A expansão dos sistemas de geração termelétricos tem como base o estabelecimento de um nível de confiabilidade para o atendimento da demanda máxima futura, obtida por meio de previsões. A adição de capacidade instalada é dimensionada e escalonada no tempo, de modo a assegurar o atendimento à demanda máxima prevista e aos requisitos de reserva de potência, dentro de padrões pré-estabelecidos de qualidade de suprimento.

A reserva de potência representa uma folga de capacidade de geração, necessária para permitir que se mantenha a qualidade de suprimento na ocorrência de manutenções programadas e falhas das unidades geradoras, erros de previsão de carga e necessidades de regulação da frequência do sistema. A capacidade de geração de ponta de sistemas termelétricos é de modo geral suficiente para atender os requisitos de energia, uma vez que usualmente não há limitação de combustível.

O planejamento da expansão dos sistemas hidrelétricos baseia-se na capacidade de atendimento ao mercado previsto de energia elétrica. A necessidade do acréscimo de novas usinas é dimensionada em função da capacidade de geração de energia das novas unidades e de um critério de garantia de suprimento de energia, distintamente do sistema termelétrico onde a preocupação é somente com a demanda. No entanto, a disponibilidade de geração de energia das hidrelétricas apresenta um elevado grau de incerteza, por depender de afluências futuras e, desta forma, a capacidade instalada pode não atender a demanda de energia no caso de afluências desfavoráveis. O problema da previsão das afluências futuras pode ser tratado de forma determinística, por meio da repetição dos cenários de afluências passados, ou probabilística, por meio da distribuição de probabilidades das afluências com base no registro histórico.



Da mesma forma que para os sistemas termelétricos, é prevista uma folga para os sistemas hidrelétricos associada ao critério de garantia de suprimento, de modo que estes critérios permitem o atendimento dos requisitos de potência máxima total ou parcialmente. De modo a obter o atendimento total da potência, deve-se prever a instalação de unidades geradoras para operação no horário de ponta de carga do sistema.

A associação destes dois tipos de sistema para efeitos de planejamento impõe o estabelecimento de um: (i) critério de garantia de atendimento à demanda máxima futura, característica do sistema termelétrico, e; (ii) um critério de garantia de atendimento ao consumo de energia previsto no horizonte do estudo, característica do sistema hidrelétrico.

A expansão do sistema hidrotérmico baseia-se na incorporação de novas unidades geradoras dos diferentes tipos ao parque gerador existente, considerando suas características técnicas e econômicas. Tradicionalmente, a ordenação das alternativas de expansão é baseada no custo incremental, onde os empreendimentos são ordenados por um índice, conhecido como custo/benefício, que leva consideração as características de cada opção, de modo a indicar a melhor que atende os critérios pré-estabelecidos de ordem técnica e econômica, e mais recentemente os critérios de ordem social e ambiental. Na avaliação dos custos das novas usinas, devem ser levados em conta todos os custos de investimento em equipamentos de geração e transmissão, como também os custos associados à operação dos novos empreendimentos em conjunto com o sistema existente. Na avaliação dos benefícios, devem ser consideradas as capacidades de atendimentos à energia e demanda máxima, de acordo com os critérios de garantia de suprimento adotados, de forma homogênea para todos os empreendimentos.

Para efeito de planejamento da expansão, devem ser levados em conta os critérios de operação de cada tipo de sistema, de forma a mensurar o custo de operação dentro do critério de custo/benefício de cada empreendimento.

Do mesmo modo que se faz o planejamento da expansão, deve-se executar realizado um planejamento da operação que, no caso de um sistema termelétrico, visa minimizar os custos operativos das usinas por meio da redução do consumo de combustíveis, ou atendendo a carga com usinas cujos combustíveis sejam os menores das usinas disponíveis para despacho.

O problema de minimização do custo de operação pode ser resolvido ordenando-se as unidades geradoras em função de seus custos marginais de operação, e atendendo-se cada unidade de energia adicional com a unidade disponível de menor CVU. A figura 13 a seguir apresenta a curva de custo incremental típica de usinas termelétricas.

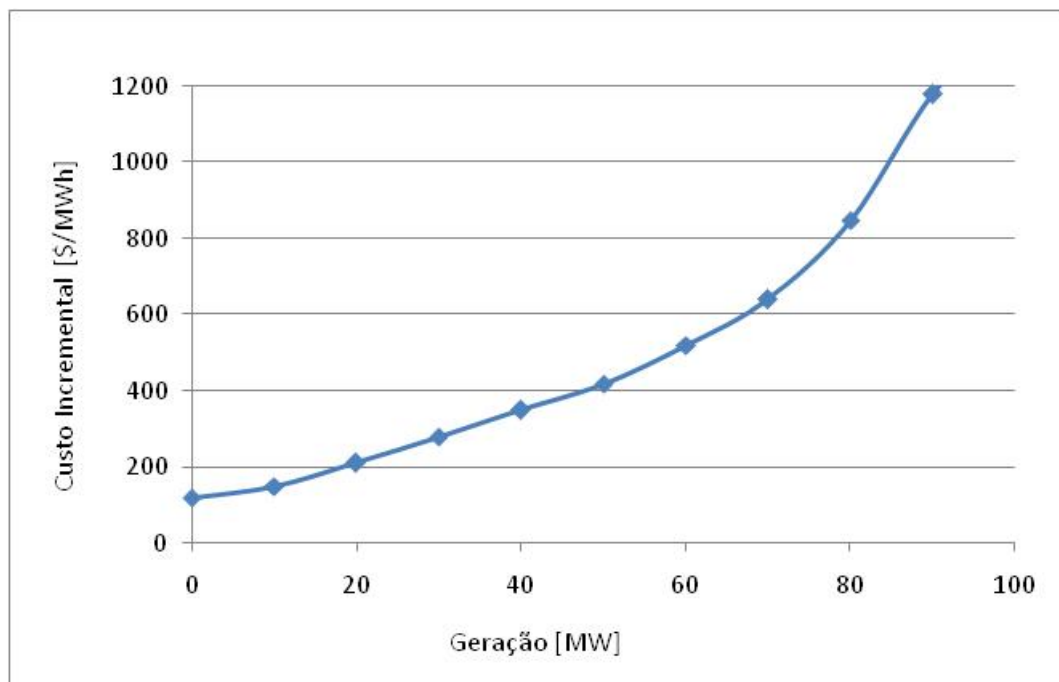


Figura 13. Curva de custo incremental de geração de usinas termelétricas

Fonte: [16]

O problema de otimização se torna mais complexo quando se adiciona as características intrínsecas à operação do sistema elétrico como: custo de entrada em operação das usinas, limites nas taxas de tomadas de carga dos geradores, limitações do sistema de

transmissão ou restrições ambientais. Tendo sido dada a partida em uma unidade geradora, a mesma deve continuar em operação por certo número de horas antes de desligá-la, e quando desligada, deve permanecer certo número de horas paradas, restrições estas impostas pelos processos de resfriamento e aquecimento da unidade e que se traduz em variável que deve ser considerada no problema de otimização [46].

Nos sistemas puramente hidrelétricos, os custos de operação envolvidos podem estar associados ao pagamento de *royalties*<sup>25</sup> pela utilização da água armazenada nos reservatórios ou a desembolso de custos associados ao pagamento de penalidades por não atendimento da carga. No entanto, a operação otimizada do sistema leva em consideração diversas restrições, tais como minimização de vertimentos<sup>26</sup>, maximização do armazenamento no final do horizonte de estudo da operação, ou a distribuição equitativa de folgas de geração ao longo do período de estudo.

Devido a diversas variáveis, tais como incertezas associadas às aflúências futuras, presente também no planejamento da expansão; número de empreendimentos existentes; à inter-relação entre as decisões tomadas num determinado instante e suas conseqüências futuras; e às não-linearidades das funções de produção das usinas hidrelétricas; o problema da operação de sistemas hidrelétricos é um problema de grande porte, estocástico e não-linear, que requer simplificação.

O planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos associa as dificuldades já relacionadas para o caso de sistemas hidrelétricos, às não-linearidades das funções de custo de operação das usinas térmicas, no que se refere a custo. Já se referindo aos benefícios desta operação conjunta, surge a possibilidade de medição do custo da produção das usinas

---

<sup>25</sup> Compensação financeira devida pelas empresas ao Estado.

<sup>26</sup> Água não utilizada pela usina hidrelétrica para o processo de geração de energia elétrica, decorrente da operação do sistema hidrelétrico ou hidrotérmico

hidrelétricas em termos de redução de consumo de combustível das usinas termelétricas, ou seja, o valor da água é valorado ao custo evitado de despacho de uma termelétrica.

### 3.1 CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO DA GERAÇÃO

Alguns critérios que devem ser observados tanto no planejamento da expansão, quanto da operação, tais como os aspectos econômicos e da garantia de suprimento que refletem o *trade-off* entre a qualidade do serviço obtido e seu custo [16].

Com a fixação de um ou mais critérios para qualidade de atendimento ao mercado, a condição ótima para expansão do sistema é dada pela minimização do custo total de atendimento ao mercado. O custo de atendimento de atendimento ao mercado inclui os custos de investimento, custo de operação e manutenção, custos esperados de combustíveis das usinas termelétricas do sistema e o custo de não atender uma parcela do mercado.

Atualmente, o custo de não atendimento do mercado com objetivo de planejar a operação (custo do déficit) é definido em quatro patamares, que representam o percentual do mercado não atendido. A tabela 5 apresenta os valores associados ao não atendimento de parcela do mercado para o ano de 2008.

Tabela 5. Curva do Custo do Déficit de Energia Elétrica para o ano de 2009

Patamares [% de Redução de Carga – RC]	Custo do Déficit [R\$/MWh]
$0\% < RC \leq 5\%$	1.050,27
$5\% < RC \leq 10\%$	2.265,76
$10\% < RC \leq 20\%$	4.734,74
$RC > 20\%$	5.380,48

Fonte: [47]

Já para o planejamento da expansão, é adotado um valor referente ao um único patamar, de modo a simplificar os estudos. Este valor, para o ano de 2008, foi fixado pela EPE em 2.430,00 R\$/MWh. O valor econômico dos déficits de energia, ou custo social do déficit, é determinado através de estudos econômicos que avaliam o impacto causado pelo não suprimento do mercado de energia nas diferentes atividades econômicas do país, ou até mesmo por pesquisa de mercado com consumidores, como é o caso do Reino Unido, onde o Custo do Déficit foi definido em 2.000,00 £/MWh no ano de 1990. No Brasil o custo foi adotado com base na Matriz de Insumo-Produto<sup>27</sup> nacional.

A condição otimizada para expansão do parque gerador pode ser representada pela igualdade, a cada instante, entre o Custo Marginal de Operação (CMO), que é custo da usina mais cara que atende o mercado em um determinado período, e o Custo Marginal de Expansão (CME), custo incremental da melhor opção para expansão do sistema (menor índice custo/benefício). Esta condição é de tamanha relevância, que foi assumida como premissa para cálculo da Garantia Física de novos empreendimentos pelo CNPE por meio da Resolução CNPE nº 9/2008, de modo a assegurar a otimização da expansão do sistema elétrico, respeitado o limite para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica de até 5% para cada um dos submercados, conforme estabelecido na Resolução CNPE nº 01/2004 [48].

Esta igualdade pode ser compreendida se forem consideradas as duas alternativas possíveis para atendimento de um acréscimo de carga no sistema:

Através dos meios já existentes, incorrendo-se em aumento dos custos operativos (geração térmica e custo de déficit);

Através da incorporação ao sistema de uma nova usina, sendo esta a mais econômica disponível para a expansão do sistema.

---

<sup>27</sup> Matriz que apresenta o coeficiente de participação dos insumos de cada setor da economia.

Em determinado ponto da trajetória de expansão do sistema, o acréscimo de carga pode ser atendido pela primeira opção, a um custo maior de operação, enquanto este custo for menor que o custo da expansão. Caso o custo de operação seja superior ao custo da expansão, torna-se mais econômico colocar um novo empreendimento no sistema para atender o acréscimo de carga. Conclui-se que o sistema elétrico está corretamente dimensionado quando ocorre a igualdade entre CMO e CME, uma vez que quando o CMO é inferior ao CME, é mais econômico suprir um acréscimo de carga pelo sistema existente, suscitando que o nível de confiabilidade é maior que o adequado e o sistema está superdimensionado [16]. Na condição do CME apresentar valor maior que o CMO, é mais econômico suprir um acréscimo de carga com a antecipação de projetos de forma que a confiabilidade está abaixo do nível desejado e o sistema está subdimensionado.

Atualmente, o CMO é obtido por meio do Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Interligados (Newave) para efeitos de planejamento da expansão, com horizonte de estudo longo prazo (dez anos). Para o planejamento da operação o CMO é obtido por meio da associação do modelo Newave, com horizonte de médio prazo (cinco anos), com o Decomp, com horizonte de curto prazo (até doze meses).

O CME no atual Modelo pode ser considerado como o maior custo da usina licitada por meio dos leilões de energia nova, uma vez que o objeto de contratação destes leilões é a expansão de mercado das distribuidoras. A tabela 6 apresenta os valores máximos da energia adquirida por meio dos leilões de energia nova para cada ano de início de suprimento.

Tabela 6. Custo máximo da energia adquirida nos leilões de energia nova (valores históricos)

Ano	Hidro [R\$/MWh]	Hidro sem UBP [R\$/MWh]	Termo [R\$/MWh]
2008	116,00	116,00	139,00
2009	134,42	125,00	139,00
2010	135,00	135,00	139,12
2011	135,98	113,15	138,00
2012	131,49	126,00	131,49
2013	98,98	98,98	146,00

Fonte: [32]

Os valores apresentados na tabela são discriminados por tipo de fonte em função do estabelecimento de preços máximos distintos para a energia proveniente de fonte hidrelétrica que, por apresentar ganho de escala em função da energia produzida, além do fato do combustível ser a água, deveria ter um custo inferior à produção de energia proveniente de fonte termelétrica, que possui um custo elevado de combustível. Os preços máximos para a energia hidrelétrica (Hidro) nos leilões sempre foram inferiores ao custo máximo das usinas termelétricas.

No entanto, o custo marginal para atendimento da expansão é dada pelo custo das usinas termelétricas que negociaram energia a um patamar superior ao das hidrelétricas. O preço das usinas termelétricas na verdade é a expectativa de custo da energia com base no ICB apresentado na equação 1, no capítulo anterior, o qual, por se tratar de uma expectativa de custo, poderá apresentar desvios quando do início de operação das usinas.

Um ponto que merece destaque nos valores apresentados na tabela acima é a questão do valor referente ao Uso do Bem Público (UBP) de usinas hidrelétricas licitadas no modelo institucional vigente antes de 2004. As usinas hidrelétricas anteriormente eram licitadas pelo critério de maior valor de UBP, ou seja, o empreendedor que ofertasse o maior valor referente ao pagamento de UBP para o Governo Federal era o vencedor da licitação e

tinha o direito de viabilizar o empreendimento. O valor do preço ofertado nos leilões sem valor do UBP é indicado na tabela (Hidro sem UBP).

Na alteração do modelo realizada em 2004, o vencedor da licitação é o empreendedor que oferta a energia ao menor preço como apresentado no capítulo referente aos leilões de energia elétrica. Desta forma, empreendedores que detinham a concessão de empreendimentos licitados anteriormente, não possuíam contratos de venda de energia e iniciaram a operação comercial a partir de 2000, poderiam negociar a energia destes empreendimentos em leilões de energia nova até o final do ano de 2007.

O valor resultante da diferença entre o UBP efetivamente pago pelo empreendedor e o novo valor de UBP decorrente da alteração do modelo, desde que limitado ao custo da maior usina licitada no leilão, seria incorporada à receita do gerador. Diante disso, pode-se notar o aumento dos preços de energia de fonte hidráulica negociados nos leilões com entrega a partir do ano de 2008 para 2009 e redução do preço para entrega a partir de 2013, quando não foi mais possível a participação de empreendimentos já licitados nos leilões de expansão.

A operação em tempo real do sistema é realizada por meio de constantes ajustes nas unidades geradoras disponíveis para geração no determinado instante em que surgem as variações de carga; no entanto, o planejamento da expansão e da operação se dá por meio de previsões de mercado e disponibilidades estimadas de geração, baseadas nos critérios de garantia de suprimento e que buscam o ponto de equilíbrio entre os custos envolvidos na expansão e na operação. Quanto mais restritivo for o critério de suprimento, maior será o custo, tanto da expansão quanto da operação do sistema elétrico.

Em sistemas hidrotérmicos, os fatores determinantes do risco de déficit estão associados à insuficiência das vazões afluentes para geração das usinas hidrelétricas (déficit de suprimento de energia) e as indisponibilidades das usinas geradoras (déficit atendimento à demanda máxima).



Os critérios de suprimento de energia para o planejamento expansão podem ser realizados de duas formas distintas: por meio de critérios determinísticos ou por critérios probabilísticos.

O método determinístico não leva em conta a natureza aleatória dos fatores que afetam o suprimento de energia em sistemas hidrotérmicos, tais como as aflúências. Nessa perspectiva, o planejamento da expansão e da operação é obtido por meio da repetição do registro histórico garantindo-se o atendimento ao mercado durante o chamado “período crítico” de vazões no caso, o período mais seco registrado no sistema existente, executando-se um processo iterativo, onde a carga do sistema é alterada até se obter o atendimento do mercado, caracterizando a carga crítica. Considerando que no período crítico houve total deplecionamento dos reservatórios, a operação coordenada das usinas hidrelétricas e termelétricas leva em consideração os níveis mínimos dos reservatórios para operação do mês seguinte, sendo que o nível mínimo é obtido pela geração de térmicas em substituição das hidrelétricas. Com esta operação, é possível se determinar as curvas limites inferiores de armazenamento, que condicionam a operação por meio do monitoramento destes limites. Este critério foi utilizado até o ano de 1986 e depois disso substituído por critério de ótica probabilística.

Podem ser citadas as razões pelas quais o método foi substituído pelo critério probabilístico:

- a. Falta de quantificação dos riscos de não atendimento ao mercado futuro de energia;
- b. Não consideração de regra de operação conjunta do sistema hidrotérmico que vise à minimização do custo total de operação, uma vez que o sistema era dimensionado por método iterativo para atendimento no período crítico de aflúências;

- c. Dependência de uma seqüência hidrológica histórica, dentre uma infinidade de cenários igualmente possíveis.

As deficiências identificadas na aplicação de critérios determinísticos de suprimento de energia serviram de base para o estabelecimento das premissas dos critérios probabilísticos:

- a. Consideração da expansão do sistema gerador e dos principais troncos de transmissão ao longo do horizonte de planejamento;
- b. Consideração das regras de operação ótima do sistema hidrotérmico, ou seja, menor custo para atendimento do mercado;
- c. Representação das características hidrológicas distintas das aflúências aos aproveitamentos do sistema;
- d. Permitir a quantificação dos riscos de suprimento.

Dessa forma, é possível estabelecer uma solução de compromisso entre custos operativos e qualidade do suprimento de energia no planejamento da expansão e operação do sistema gerador. Os custos operativos são mensurados com o estabelecimento do valor econômico do não atendimento ao mercado, a Curva do Custo de Déficit, como mencionado anteriormente, fato que permite a minimização do custo total de operação do sistema. Já os critérios de qualidade são mensuráveis ao se comparar o resultado obtido no estudo do planejamento com os critérios de risco de insuficiência de energia, estabelecido atualmente em 5%.

Uma característica importante a ser considerada no planejamento da expansão é a comparação econômica de fontes de geração, onde devem ser considerados os custos e benefícios de cada usina. No atual Modelo, a decisão de investimento nos empreendimentos que serão adicionados ao sistema fica a critério dos investidores, que no leilão ofertam o valor da tarifa pelo qual estão dispostos a entregar a energia produzida.

Para os geradores hidrelétricos, os custos de investimento na usina, juros durante a construção, operação e manutenção são assumidos pelos empreendedores no momento do lance no leilão. Entretanto, previamente à realização do certame, a EPE realiza estudo de modo a indicar qual seria o preço referencial da energia a ser produzida pela usina.

Para os geradores termelétricos, o estudo também é realizado pela EPE previamente à realização do leilão para indicar os custos de operação e de operação no Mercado de Curto Prazo que, como visto anteriormente, serão assumidos pelo comprador da energia. Os custos de investimento, operação e manutenção e conexão à rede são assumidos pelo vendedor.

Com isto, alternativa adotada atualmente para viabilização da expansão se dá por meio dos leilões de energia nova que ordenam as usinas com melhor preço ou ICB para atendimento da expansão da demanda.

No entanto, alternativas poderiam ser consideradas no sentido mitigar o risco do empreendedor sem onerar o comprador, dentre uma delas pode-se citar a criação de uma conta gráfica ou fundo, em que recursos financeiros superiores aos valores de Receita Fixa podem ser recolhidos pelos distribuidores e acumulados para utilização somente quando ocorrer o despacho das usinas ou aquisição da energia no Mercado de Curto Prazo. O benefício desta alternativa seria a previsibilidade do custo do contrato por disponibilidade e relativa independência com relação a operação do sistema.

### 3.2 MODELOS UTILIZADOS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO E OPERAÇÃO

A busca de uma forma de otimização do sistema hidrotérmico, tanto para o planejamento da expansão, quanto da operação, evoluiu com o tempo e experiência adquirida. Ressalta-se que o ponto de partida foi o projeto Canambra, relativo à região Sudeste e voltado

para a elaboração de um plano de expansão do sistema [5]. A metodologia adotada para elaboração de simulação do comportamento futuro do sistema elétrico era baseada no período crítico e no conceito de energia firme, que corresponde à geração possível na hipótese de ocorrência de período hidrológico seco, equivalente à pior experiência registrada, no caso dos subsistemas Sul e Sudeste interligados, no período de maio de 1951 a novembro de 1956. As conclusões dos trabalhos obtidas por meio dessa metodologia constataram que o risco de fornecimento assumido era da ordem de 3%.

Diversos aperfeiçoamentos foram feitos nas décadas de 1960 e 1970; no entanto, na iminência da entrada em operação da usina de Itaipu, a ELETROBRAS constituiu, em 1985, um grupo de trabalho misto com o objetivo de reexaminar os métodos de programação e operação. O trabalho deste grupo resultou na formulação e aperfeiçoamento de modelos probabilísticos que pudessem substituir com vantagem o determinismo anterior com uma nova orientação, o risco de suprimento seria de 5%.

Na década de 1990, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) começou a participar do estudo de modelos operacionais construídos especificamente para as condições brasileiras do sistema hidrotérmico, com diversidade entre bacias hidrográficas. Os estudos se estenderam até 1998, resultando em modelos utilizados hoje tanto para o planejamento da expansão quanto operação, o Newave e Decomp.

As simulações da operação do sistema visam encontrar a escolha que assegure o atendimento do mercado, pelo mínimo custo total para um período definido, admitindo-se um risco pré-determinado de não atendimento. Para seguir esse objetivo, o modelo realiza o cálculo da taxa de variação do custo futuro em relação ao nível de armazenamento dos reservatórios, conhecida como valor da água, que é comparada ao custo de geração termelétrica que possa substituir o uso da água. Desta forma, a usina termelétrica é despachada se o seu custo for inferior ao valor da água.

A utilização prática deste modelo de otimização requer definições prévias em relação a quatro fatores fundamentais: previsão da demanda, expansão do sistema (parque gerador e linhas de transmissão), custos variáveis da geração térmica e custos correspondentes a eventual racionamento futuro.

Retomando as características da operação de um sistema hidrotérmico, Silva (2001, p. 36) destaca que este tipo de sistema é acoplado no tempo, de modo que o despacho do sistema deve ser determinado considerando as conseqüências futuras de cada decisão, ou seja, deve-se quantificar e internalizar ao modelo de despacho o impacto de cada decisão sobre os custos futuros de combustíveis e eventuais déficits. A decisão em um determinado instante, como por exemplo, de despachar a geração de uma usina termelétrica com o objetivo de armazenar água no reservatório de uma hidrelétrica, terá conseqüências futuras. Caso no instante seguinte seja verificado um período de afluições desfavoráveis, a decisão foi pertinente não tendo risco de déficit, uma vez que a água foi armazenada e está disponível para geração neste momento; caso contrário, a decisão do instante anterior causará vertimento do reservatório. A figura 14 a seguir apresenta o processo de decisão para sistemas hidrotérmicos.

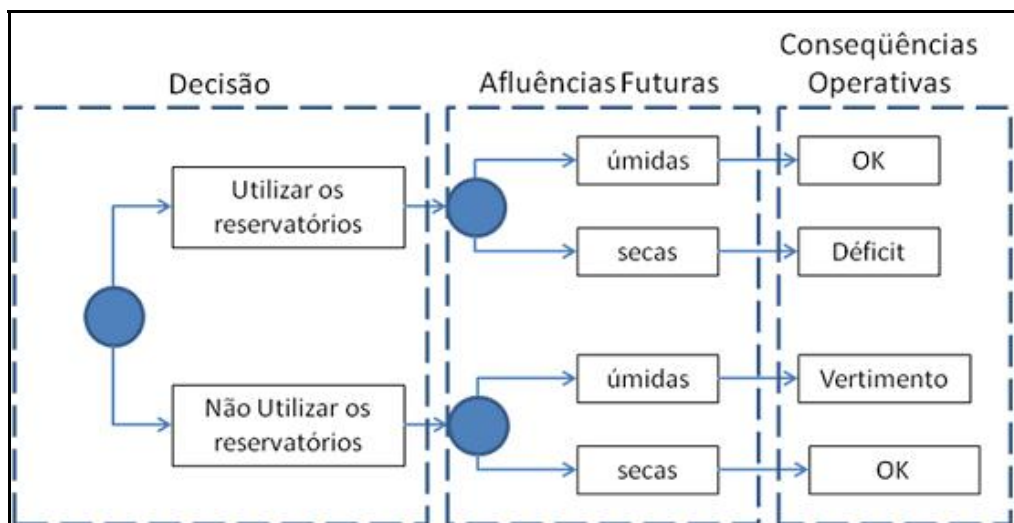


Figura 14. Processo de Decisão para Sistemas Hidrotérmicos  
Fonte: [46]

A característica mais evidente de um sistema composto por usinas hidrelétricas e termelétricas é a possibilidade de utilização da energia sem custo direto associado à água armazenada nos reservatórios. No entanto, caso atenda toda a demanda com geração hidrelétrica, poderá ser necessário despachar todas as térmicas disponíveis para atender a demanda futura. No entanto, caso opte por armazenar água para atendimento da demanda futura a um baixo custo, o custo de operação presente será elevado por se tratar de atendimento da demanda por usinas térmicas.

O ponto ótimo para o operador do sistema hidrotérmico é a opção que represente o menor custo total, representado na figura 15 como o cruzamento das curvas da Função de Custo Imediato, que representa a utilização de todos os recursos hidrelétricos no instante atual, e pela Função de Custo Futuro, que representa o armazenamento de água para atendimento da demanda futura.



Figura 15. Otimização do custo de operação do sistema hidrotérmico

Fonte: [49]

O menor custo de operação é representado pela curva vermelha da figura 15, que representa o custo total, resultado do somatório de cada ponto da curva de custo futuro com a curva do custo imediato.

A previsão de aflúências é obtida de forma probabilística com geração de cenários sintéticos de aflúências baseados no registro histórico de vazões, atualmente verificado no período de 1931 a 2005. O sistema hidrelétrico é representado não por usinas individuais, mas por um sistema equivalente de modo a simplificar a solução do problema de otimização.

Com base nos cenários de aflúências gerados e medição dos níveis de armazenamento de cada reservatório, pode-se obter o nível de armazenamento em cada etapa do período de estudo e assim obter-se o custo futuro. No entanto com o objetivo de simplificar o processamento, considerando a quantidade de cenários possíveis por reservatório, é adotado a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), que baseia-se em dividir o período de estudo em intervalos denominados estágios e, usando uma técnica de cálculo recursivo, encontra-se, para cada cenário possível do sistema (estado), a melhor decisão de acordo com os objetivos pré-fixados [46]. Ao invés de calcular o custo futuro de cada estado possível, pela PDDE é calculado o custo futuro apenas para alguns estados, mas também sua taxa de variação (derivadas dos custos futuros obtidos) que permitem a obtenção do comportamento dos custos futuros próximos dos calculados. Com isto, é construída uma curva com as derivadas dos custos futuros que permite determinar o custo futuro em qualquer outro estado (nível de armazenamento).

O desenvolvimento do modelo com estas características permite a utilização de múltiplos subsistemas interligados, configuração estática ou dinâmica, com suporte de um modelo equivalente, com produtividade variável, que busca representar o sistema hidrotérmico brasileiro apresentado na figura 16 [50]. Um ponto de destaque que será discutido mais a frente é a volatilidade dos preços dos combustíveis que influenciam no custo





Entrada	Resultados
Previsão de demanda	Despacho hidrotérmico ótimo
Nível dos reservatórios	Nível final dos reservatórios
Disponibilidade das usinas	Intercâmbio entre submercados
Inflexibilidade das usinas	
Limites de intercâmbio entre submercados	Risco de déficit e energia não suprida
Expansão da geração e transmissão	
Hidrologia – previsão de aflúências	Valor da água e CMO
Custo dos combustíveis para térmicas	
Custo do déficit	Função de Custo Futuro
Curva de Aversão ao Risco	

Quadro 3. Dados de entrada e resultados do modelo de otimização da operação  
Fonte: [50]

O custo da usina mais cara a atender a demanda, obtido pelo modelo, define o CMO que, para efeitos de contabilização e liquidação no Mercado de Curto Prazo é limitado pelo Preço Máximo e Mínimo para cada patamar de carga<sup>28</sup> e semana.

O Preço Máximo é definido pela Resolução ANEEL nº 682/2003 [52], como sendo o menor valor entre o custo da usina termelétrica com potência superior a 65 MW na determinação do programa mensal de operação do mês de janeiro do ano correspondente, e o valor estabelecido de 452,00 reais por megawatt-hora, em 2004, atualizado pelo índice IGP-DI, apurado pela Fundação Getúlio Vargas, e para o ano de 2008, este valor é estabelecido em 569,59 reais por megawatt-hora.

Já o Preço Mínimo foi estabelecido pela Resolução ANEEL nº 377/2003 [53], que determina que este corresponda ao custo variável da usina de Itaipu, valorado pela média geométrica da taxa de câmbio do ano anterior. A tabela 7 a seguir apresenta o histórico com os valores de PLD máximo e mínimo no período de 2003 a 2009.

<sup>28</sup> Período que compreende um determinado número de horas caracterizado pela ocorrência de valores similares de carga do sistema elétrico e para cálculo do PLD definido como sendo leve, médio e pesado de acordo com a característica de solicitação do SIN.

Tabela 7. Histórico dos valores mínimos e máximos do PLD

PLD [R\$/MWh]	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Mínimo	16,95	18,59	18,33	16,92	17,59	15,47	16,31
Máximo	-	452,00	507,28	515,80	534,30	569,59	633,37

Fonte: Elaborado a partir de [52], [53], [54], [55], [56], [57], [58], [59], [60], [61] e [62]

Ao término do processamento do Newave, que tem uma visão de operação no médio prazo (cinco anos), a função de custo futuro alimenta o modelo de otimização da operação no curto prazo (máximo doze meses), Decomp, para determinar o despacho do primeiro mês discretizado por semana, e a geração por usina, com o objetivo determinar o despacho do parque gerador que minimiza o valor esperado de operação na primeira semana.

Previamente ao racionamento de energia decretado no ano de 2001, o modelo de otimização estava vigente e desde então é peça fundamental para o planejamento da operação do sistema elétrico pelo ONS. Tanto que no ano de 2000, na divulgação do Planejamento da Operação Energética (PEN), o ONS já indicava a probabilidade de déficits nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste elevados para todos os anos do horizonte de estudo, ou seja, 2000 a 2004. O risco mais severo observado se referia ao submercado Sudeste/Centro-Oeste no biênio 2000/2001 com valores de déficit em torno de 20%. A tabela 8 apresenta os valores de déficits apresentado no PEN de 2000, com base nas séries de afluições sintéticas.

Tabela 8. Riscos de Déficit com Séries Sintéticas para o ano de 2000

Subsistema	Ano	2000	2001	2002	2003	2004
S	Prob. (déficit)	11,3	10,4	13,7	10,8	12,8
S	Prob. (déficit >5% carga)	4,3	7,7	4,6	2,7	2,0
SE/CO	Prob. (déficit)	20,7	19,9	15,1	9,7	8,1
SE/CO	Prob. (déficit >5% carga)	17,2	17,9	13,8	8,7	7,3
N	Prob. (déficit)	12,7	17,4	6,6	3,1	5,6
N	Prob. (déficit >5% carga)	2,4	4,0	1,9	1,9	3,8
NE	Prob. (déficit)	17,5	16,6	13,5	11,4	11,3
NE	Prob. (déficit >5% carga)	15,2	14,6	12,0	8,8	8,5

Fonte: [63]

Segundo Kelman [98], apesar do modelo de otimização indicar a probabilidade de risco de déficit mais elevado que o tradicionalmente adotado pelo setor (5%), e todos os órgãos estarem cientes de tais riscos (MME, Eletrobras, ANEEL e ONS), as alternativas propostas na época (geração emergencial, Programa Prioritário de Termoelétricas (PPT), Programa de Geração Emergencial e Leilão de Capacidade) não se concretizaram e não havia planos alternativos para atuação na verificação de situações hidrológicas adversas.

Com a introdução da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGEE) e nas discussões decorrentes no âmbito do Comitê de Revitalização do modelo do Setor Elétrico, foi julgado conveniente dispor-se de um instrumento complementar, independente dos modelos de otimização, capaz de oferecer guia objetivo de um ponto de vista imediato: surgia assim a Curva de Aversão a Risco (CAR).

A CAR é uma curva guia que define os níveis mensais de armazenamento necessários em cada região para que, mesmo na ocorrência de cenários críticos de afluência no biênio subsequente, não fosse preciso adotar medidas restritivas de consumo ao longo deste período. A operação pode ser acompanhada visualmente em comparação com os níveis da CAR, construída para cada um dos quatro submercados. Assim que o nível de armazenamento de uma região ficasse igual ou inferior ao nível estabelecido pela CAR,

deveriam ser utilizados todos os recursos daquela região, no caso usinas termelétricas, com o objetivo de não deplecionar os reservatório afetado para restabelecimento do nível superior ao da CAR. A CAR foi incorporada ao modelo de otimização a partir de 31 de dezembro de 2002. A figura 17 apresenta a Curva de Aversão ao Risco para o biênio 2009/2010 para o submercado Sudeste/Centro-Oeste.

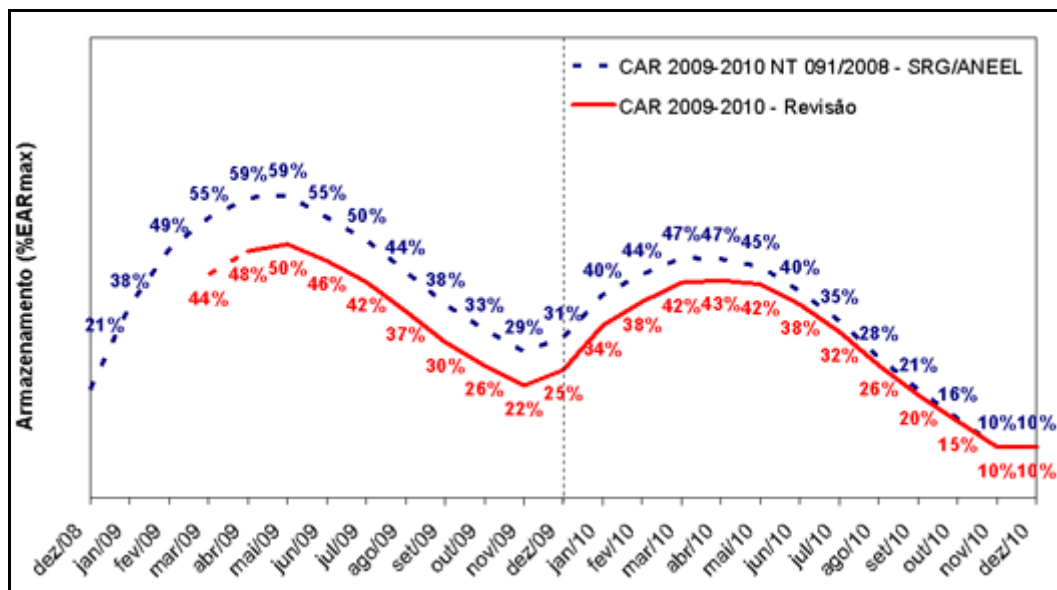


Figura 17. Curva de Aversão ao Risco 2009/2010 – Região SE/CO  
Fonte: [64]

Como pode ser observado, os percentuais indicam o nível mínimo dos reservatórios para evitar restrições de consumo em caso de aflúências desfavoráveis, por meio do monitoramento do nível dos reservatórios e comparação com a CAR.

### 3.3 PLANEJAMENTO ATUAL DO SETOR ELÉTRICO

As duas instituições responsáveis pelo planejamento da operação e da expansão no atual Modelo, ONS e EPE, divulgam periodicamente relatórios contendo as premissas adotadas para realização de seus estudos. O horizonte do planejamento da operação realizado

pelo ONS é o médio prazo, ou seja, cinco anos à frente; já a EPE é o longo prazo, dez anos de horizonte.

O planejamento da expansão realizado pela EPE leva em consideração não só a questão da energia elétrica, mas também a expansão de diversos energéticos como petróleo, gás natural, carvão mineral e outros, em uma tentativa de planejamento integrado de recursos a nível nacional.

O Plano Decenal de Expansão consiste em definir um cenário de referência para implementação de novas instalações na infra-estrutura de oferta de energia, necessárias para atendimento dos requisitos do mercado, segundo critérios de garantia de suprimento pré-estabelecidos, como os já apresentados anteriormente para a energia elétrica. Desta forma, o resultado esperado é a minimização do custo esperado total, incluindo os custos de investimento, custos ambientais, de operação e de transmissão.

O estudo do comportamento da demanda de energia elétrica é fator fundamental para elaboração dos planos de expansão da geração e transmissão. A metodologia adotada pela EPE para projeção da demanda considera inicialmente a análise da inserção da economia brasileira no contexto internacional e que servirá de base para o estabelecimento de premissas macroeconômicas, englobando a formulação de cenários mundiais e sociais.

Para cada setor produtivo da economia brasileira, são imputadas premissas que contemplam suas principais características, bem como outros fatores como demografia do país, elasticidade-renda do consumo de energia e a intensidade energética da economia. Com base nestas premissas são realizados os estudos e como resultado é obtida a expectativa de comportamento do consumo que servirá de subsídio para elaboração do planejamento da transmissão e geração. A tabela 9 apresenta uma consolidação dos cenários macroeconômicos, demográficos adotados que direcionaram a projeção do consumo utilizado no Plano Decenal 2008-2017 encaminhado para consulta pública.

Tabela 9. Cenários macro-econômicos, demográficos e projeção de consumo

Trajectoria [2008/2017]	PIB [% a.a.]	População Brasil [% a.a.]	Nº Domicílios [% a.a.]	Consumo Energia Elétrica SIN [% a.a.]
Referência	4,9	1,2	2,2	4,9

Fonte: [1]

As taxas de crescimento adotadas com relação à população consideram uma população verificada em 2007 de 182.323 mil habitantes e uma projeção de 204.540 mil habitantes em 2017. A projeção do número de domicílios, que impacta no aumento de novos atendimentos, considerou o aumento de 50.994 mil domicílios, em 2007, para 63.196 domicílios em 2017. Conseqüentemente, os fatores associados de crescimento de Produto Interno Bruto<sup>29</sup> (PIB), com crescimento populacional e do número de domicílios indicaram um aumento no consumo de energia elétrica de 52.189 MW médios, em 2008, para até 80.111 MW médios, em 2017, que deverá ser atendida por meio da expansão do sistema tanto de geração, como de transmissão[1].

Para efeito da simulação em que foram obtidos os CMOs esperados no Plano Decenal, foram considerados os níveis iniciais de armazenamento dos reservatórios equivalentes em 82% para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, 48% para o Sul, 79% para o Nordeste e 96% para o Norte, valores estes verificados em 30 de abril de 2008, segundo o estudo. Vale ressaltar que estes valores são dados de entrada do modelo de otimização da operação conforme quadro 3.

A expansão da oferta de energia elétrica considera todas as usinas negociadas nos leilões de energia nova até o ano de 2008, onde o custo marginal de expansão adotado foi de 146,00 R\$/MWh, obtido como o custo da usina mais cara negociada no 7º LEN (2008); no

<sup>29</sup> Medida do total do valor adicionado bruto gerado por todas as atividades econômicas de um país. Calculado por meio do valor de bens e serviços produzidos no país descontadas as despesas com os insumos utilizados no processo de produção durante o ano.

caso o ICB de uma usina termelétrica. Com base neste custo marginal, foram realizadas diversas simulações adicionando fontes de geração segundo o critério de custo/benefício dos projetos candidatos no período de 2012 a 2017, de forma que o custo marginal de operação em cada subsistema seja igual ao custo marginal de expansão.

Da mesma forma que a expansão hidrelétrica, a expansão termelétrica também foi agrupada, dando destaque à indicação de empreendimentos que se mostram necessários para atendimento das projeções de mercado dentro dos critérios de garantia de suprimento. Vale ressaltar que não há garantia que os empreendimentos indicados serão licitadas ou concluídos dentro do horizonte esperado. A tabela 10 apresenta a potência das usinas classificadas como indicativas para atendimento dos critérios de suprimento.

Tabela 10. Adição de usinas no Plano Decenal 2008-2017 - Indicativas

Ano	Hidro [MW]	Termo [MW]
2010	-	114
2011	-	-
2012	-	-
2013	-	414
2014	1.009	2.225
2015	13.894	1.542
2016	12.947	320
2017	3.127	-
Total	30.977	4.615

Fonte: [1]

Algumas das usinas hidrelétricas classificadas como indicativas são: Belo Monte, localizada no rio Xingu, com 11.000 MW de potência e previsão de entrada de uma parcela da usina no final de 2014, devendo ser licitada dentro do atual arcabouço regulatório em um leilão A-5 a ser realizado em 2009; o aproveitamento São Luiz Tapajós, localizado no rio Tapajós e com potência de 8.381 MW e entrada prevista para janeiro de 2016; o

aproveitamento Marabá, no rio Tocantins, com previsão de entrada no início de 2016 e 1.755 MW de potência; e o aproveitamento Teles Pires, no rio Teles Pires, estado de Mato Grosso, com 1.820 MW e previsão de entrada em 2016.

Com relação aos subsistemas, são adicionados mais quatro em decorrência dos estudos da expansão da geração e interligação de sistemas isolados, quais sejam: Norte/Manaus/Macapá, Acre/Rondônia/Madeira, Belo Monte e Teles Pires.

Para a expansão termelétrica, as usinas que compõem a expansão indicativa termelétrica são: a usina nuclear de Angra 3, com 1.350 MW de potência e previsão de entrada em 2014; o aumento de 2.365 MW de potência de usinas de geração por fontes alternativas distribuídas no período de 2010 a 2016; e uma usina indicativa com 900 MW de potência a ser adicionada no subsistema sul em 2015.

Como mencionado anteriormente, são previstas interligações de algumas partes do sistema isolado ao SIN, como os sistema Acre-Rondônia, já interligados entre si e que serão atendidos pelo SIN a partir de dezembro de 2009, e os sistema Manaus-Macapá, cuja interligação está prevista inicialmente para janeiro de 2012. A figura 18 apresenta representação esquemática dos subsistemas incorporados no Plano Decenal 2008-2017.



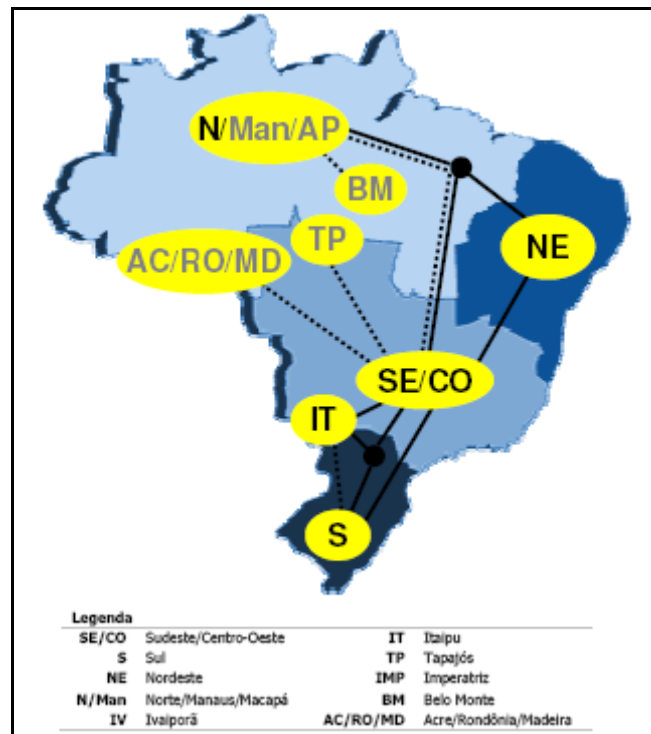


Figura 18. Subsistemas Plano Decenal 2008-2017  
Fonte: [1]

O custo do déficit adotado para o estudo foi o de patamar único no valor de 2.430,00 R\$/MWh.

Já no âmbito do planejamento da operação, o ONS segrega o estudo de médio prazo para os cinco anos e curto prazo, para os dois primeiros anos do horizonte de estudo que, segundo o próprio órgão, não permitiria a incorporação de novos empreendimentos, considerando assim que o acréscimo de carga deverá ser atendido pelo sistema existente.

Uma análise do sistema hidrotérmico feita pelo ONS merece destaque, que é a perda gradual da regularização plurianual, devido ao crescimento da carga e não incorporação recente de novos reservatórios de regularização de porte significativo. Isto exposto, associado ao fato da expansão se basear em hidrelétricas com pequenos reservatórios de regularização, que inclui as usinas de Santo Antônio e Jirau, usinas a fio d'água e usinas térmicas com CVU elevado e o objetivo do modelo de otimização que é o menor custo total, implica atualmente

em um deplecionamento acentuado dos reservatórios ao final de cada estação seca, ou seja, novembro de cada ano.

Outra questão apresentada pelo ONS é o déficit de garantia física, antes da crise econômica verificada no segundo semestre de 2008, da ordem de 1000 MW médios, se comparado o somatório das garantias físicas das usinas programadas e despachadas centralizadamente e a carga prevista no aspecto comercial, sinalizando a necessidade da contratação da energia de reserva.

As premissas adotadas com relação à previsão de carga pelo ONS para o PEN 2008 foram as mesmas adotadas pela EPE na realização do Plano Decenal 2007-2016 [65], que estão bem aderentes ao apresentado no Plano Decenal 2008-2017, com relação taxa média anual de crescimento de 4,9% do consumo com a configuração atual do SIN. Considerando a incorporação do sistema isolado Acre-Rondônia, adotada pelo PEN a partir de março de 2009, mas que se concretizou apenas em outubro do mesmo ano, a taxa de crescimento pode chegar a 5,1%, considerando uma taxa de crescimento do PIB de 5% no horizonte de 2008 a 2012.

No PEN 2008, a expansão da oferta de energia não considera as usinas tidas como indicativas pela EPE, mesmo que estejam no horizonte de cinco anos. O ONS considera somente as usinas objeto de licitação dos leilões de energia nova, resultado dos leilões realizados até 2007 e do leilão de fontes alternativas, também realizado no mesmo ano. O conjunto de usinas licitadas no Modelo anterior é objeto dos dois estudos, no entanto para o ONS somente são consideradas aquelas que têm o cronograma acompanhado pelo CMSE, com base em informações prestadas pelos agentes à ANEEL, bem como as usinas do PROINFA.

A interligação do sistema isolado Acre-Rondônia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste foi considerada pelo ONS a partir de março de 2009.

Para avaliação das condições de atendimento foi utilizado o custo de déficit para apenas um patamar no valor de 2.430 R\$/MWh, o mesmo utilizado no Plano Decenal 2008/2017, incluindo as Curvas de Aversão ao Risco bianuais e plurianuais (cinco anos de estudo).

Com o objetivo de comparar os resultados de um período coincidente dos estudos que tratam do Planejamento do Setor Elétrico, na tabela 11 são apresentados os valores esperados de CMO para cada ano do horizonte do estudo e cada cenário.

Tabela 11. CMO PEN 2008 - ONS e Plano Decenal 2008-2017 - EPE

Ano	ONS - Cenário de Referência				EPE – Referência			
	SE/CO	S	NE	N	SE/CO	S	NE	N
2008	76,47	86,88	90,44	88,60	50,00	57,00	49,00	48,00
2009	141,30	142,10	133,50	128,20	123,00	137,00	125,00	126,00
2010	178,10	176,90	161,40	164,20	146,00	150,00	131,00	135,00
2011	240,60	230,60	219,80	218,40	122,00	122,00	108,00	112,00
2012	267,60	261,10	212,00	218,90	135,00	136,00	117,00	119,00
2013	-	-	-	-	123,00	124,00	104,00	105,00
2014	-	-	-	-	138,00	138,00	119,00	127,00
2015	-	-	-	-	134,00	134,00	120,00	124,00
2016	-	-	-	-	145,00	146,00	141,00	140,00
2017	-	-	-	-	119,00	122,00	121,00	115,00

Fonte: Elaborado a partir de [1] e [6]

Como podem ser observados na tabela, os CMOs para o horizonte de planejamento do ONS, são superiores aos do Plano Decenal 2008-2017, pelos diversos fatores apresentados como premissas para realização de cada estudo, principalmente pela adição de oferta de geração de energia elétrica no Plano Decenal como indicativas e que posteriormente serão objeto de leilão para obtenção da concessão e entrega de energia ao ACR.

Atualmente os CMOs dos Planos Decenais da Expansão são utilizados para obtenção dos COPs e CECs das usinas térmicas que participaram dos leilões de energia nova, uma vez que este estudo representa o instrumento institucional de planejamento do setor que tem como preocupação o atendimento da demanda por energia elétrica.

Além das incertezas relacionadas ao planejamento da expansão que podem incluir, mas não se limitam a: (i) atrasos na entrada em operação de usinas e linhas de transmissão, (ii) redução de usinas garantia física por falta de combustível; ou (iii) crescimento de carga superior ou inferior aos previstos nos estudos, existem as incertezas relacionadas à operação do sistema no curto prazo, tais como as afluências verificadas que tem efeitos distintos de acordo com as decisões tomadas anteriormente. A tabela 12 apresenta os CMOs médios obtidos dos arquivos utilizados para a programação mensal da operação do sistema, em janeiro dos anos de 2005, 2006 e 2007 e o PLD médio verificado no período para o submercado SE/CO.

Tabela 12. Comparação CMO operação e PLD verificado no submercado SE/CO

Ano	Submercado	PMO jan/05 [R\$/MWh]	PMO jan/06 [R\$/MWh]	PMO jan/07 [R\$/MWh]	PLD verif. [R\$/MWh]
2005	SE/CO	20,65	-	-	28,88
2006	SE/CO	33,13	22,01	-	67,30
2007	SE/CO	44,75	61,72	81,53	96,99
2008	SE/CO	75,43	114,37	179,88	135,29
2009	SE/CO	76,14	200,79	299,31	-

Fonte: Elaborado a partir de [67] e [68]

De acordo com os dados obtidos da previsão de custos marginais de operação obtidos do Programa de Mensal de Operação (PMO) e o PLD verificado, pode ser notado que o PLD é superior ao dado projetado. Por exemplo, em janeiro de 2005, para o submercado SE/CO a expectativa do preço médio para o ano de 2007 era de 44,75 R\$/MWh. No entanto, o

PLD médio verificado foi de 97,36 R\$/MWh, valor 218% maior que o esperado. Não obstante, algumas considerações devem ser feitas, explicitando-se que no cálculo do PLD são adotados valores máximos e mínimos, enquanto na média obtida no PMO não há estes limites e, mais especificamente no período de análise que compreende o ano de 2006, houve redução de garantia física de usinas movidas a gás natural por falta deste combustível e da importação de energia da Argentina, fato que impactou nos custos de operação do sistema.

O objetivo do Newave é obter o menor custo de operação do sistema no horizonte estudado, sendo que os CMOs obtidos são consequência desta otimização da operação. No entanto, no ano de 2007, houve a publicação da Resolução CNPE nº 08, de 20 de dezembro de 2007, em que foi introduzida a possibilidade de despacho de usinas fora da ordem de mérito de preço, estabelecida pelo modelo computacional, visando à garantia do suprimento energético, por decisão do CMSE [69].

De acordo com a referida resolução, caso os níveis dos reservatórios se encontrem abaixo dos níveis da CAR, as usinas térmicas disponíveis daquele submercado serão despachadas, mas seu custo não formará o PLD que, por definição, seria o custo da usina mais cara a atender a demanda em um determinado período, limitado a um valor máximo. A diferença entre o CVU da usina, mais caro que o PLD do período, e o próprio PLD, será ressarcida por meio do pagamento de Encargos de Serviços do Sistema (ESS) pelos consumidores de energia elétrica [70].

Considerando ainda que por decisão do CMSE, o ONS poderá despachar recursos energéticos fora da ordem de mérito econômico ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados, os custos decorrentes dessa operação serão rateados por todos os consumidores do SIN na proporção de seu consumo e, para o caso da geração de usinas fora da ordem de mérito por ultrapassagem da CAR, o custo de geração será rateado na proporção da energia

comercializada que considera a medição dos ativos de geração e consumo e o registro de contratos.

Tanto o planejamento realizado para expansão, quanto para operação tem como objetivo o atendimento da carga futura com a diferença do horizonte de estudo, para o cálculo da Garantia Física, tema que será abordado adiante, vale ressaltar que o objetivo principal não é atendimento da carga, mas a determinação da carga máxima que o sistema analisado, sem a adição ou exclusão de usinas, atende respeitados os critérios de risco de suprimento. Mais recentemente, a introdução de outra condição para cálculo da Garantia Física demonstra a necessidade de compatibilização da preocupação do atendimento da carga na determinação do limite comercial de cada empreendimento (Garantia Física).

A condição mencionada é a limitação do Custo Marginal de Operação obtido para cálculo da Garantia Física ser limitado ao valor preço da usina mais cara licitada por meio dos leilões. Com isto, tendo como base que o atendimento da expansão do mercado é realizado por meio de leilões, o custo da usina mais cara representa o custo desta expansão. Neste contexto, no entanto, deve ser levada em consideração a situação de não atendimento de toda a demanda por meio de leilão (demanda frustrada) e seu custo no que tange à expansão do sistema e sinal econômico para o planejamento, já que este ponto não é levado em consideração.

#### **4 IMPACTOS DA OPERAÇÃO DO SISTEMA HIDROTÉRMICO**

A regulamentação da comercialização de energia elétrica introduzida em 2004, como apresentado nos capítulos anteriores, principalmente com a criação do ACR, combinado com a utilização das ferramentas atuais de planejamento da operação e da expansão dos sistemas elétricos, bem como, o insumo utilizado para realização desses estudos, introduziu a incerteza do planejamento sob a forma de risco na contratação dos empreendimentos termelétricos por disponibilidade.

Na verdade a contratação de energia elétrica por disponibilidade, na configuração atual, remonta à contratação de Capacidade Emergencial (ECE) e Aquisição de Energia Elétrica Emergencial (EAE), por meio do leilão de capacidade de que trata a Resolução ANEEL nº 560, de 21 de dezembro de 2000. O objetivo deste leilão de capacidade foi a contratação de 2.500 MW de potência adicional no período de 2001 a 2003. Os custos incorridos com a geração destas usinas foram repassados a todos os consumidores por meio da cobrança de Encargo de Serviços de Sistema no Mercado Atacadista de Energia (MAE) [71].

Este custo, assumido pelos consumidores finais, estava diretamente ligado com a operação do sistema hidrotérmico, uma vez que as usinas contratadas eram termelétricas, em grande parte movidas à óleo diesel, com CVU limitado a 95,41 R\$/MWh e seu despacho seria definido de acordo com o resultado do modelo de otimização do despacho (Newave) mensalmente [71]. Vale ressaltar que com relação ao impacto financeiro da contratação deste encargo nas distribuidoras, o custo era baseado em estimativas realizadas pelo ONS, no que tange à geração, antecipadamente e recolhido junto aos consumidores, para posterior pagamento à Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial que era a entidade responsável pelo pagamento dos geradores emergenciais. A contratação de usinas

termelétricas por disponibilidade, no entanto, não leva em consideração nenhuma previsão que possibilite a cobrança antecipada dos consumidores finais, de forma que o desembolso para pagamento dos geradores é realizado mensalmente para recuperação posterior no processo de reajuste tarifário.

O custo da contratação dos empreendimentos termelétricos por disponibilidade é assumido pelas compradoras nos leilões (distribuidoras) em que estes empreendimentos foram vencedores, em montante igual ao declarado concessionária individual e repassado posteriormente a seus consumidores cativos, por meio do reajuste tarifário.

Desta forma, o risco sistêmico é assumido de forma distinta por consumidor final. Além disso, a expansão do mercado das distribuidoras que hoje representa mais de 75% do total de consumo é contratada por meio dos leilões [72].

Considerando os leilões realizados até de 2005 a 2008 (sete leilões de energia nova, um leilão de fontes alternativas e dois leilões de projetos estruturantes – UHE Santo Antônio e Jirau), serão adicionados 24.972 MW de potência, sendo 13.413 MW provenientes de empreendimentos termelétricos. O gráfico 6 apresenta a percentual de cada combustível nos empreendimentos termelétricos licitados.



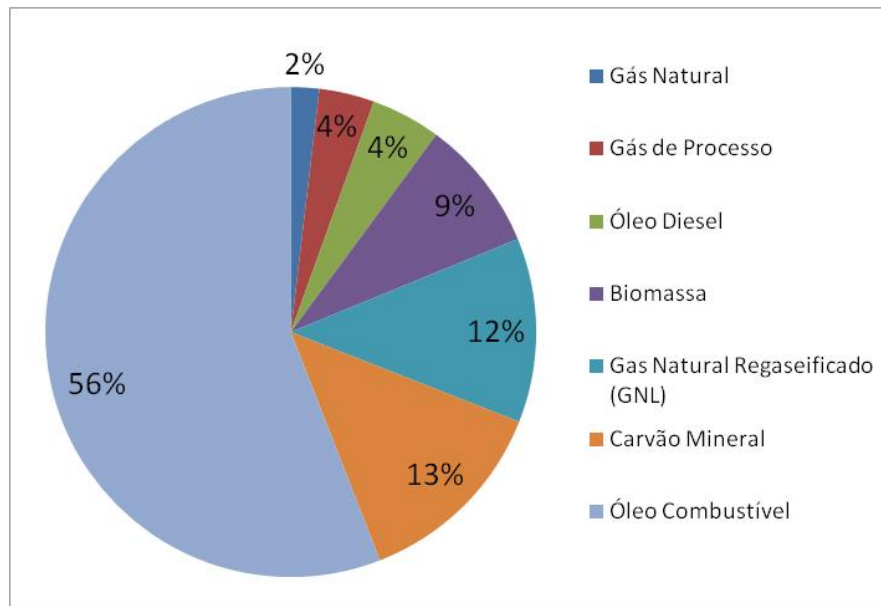


Gráfico 6. Potência adicionada ao sistema por tipo de combustível [%]

Fonte: Elaborado a partir de [32], [33], [34], [35], [36], [37], [38], [39], [40], [41], [42], [43], [44] e [45]

O grande destaque no atendimento da expansão são os empreendimentos movidos à óleo combustível correspondendo a 7.502 MW, seguido do carvão mineral com 1.760 MW e do Gás Natural Regaseificado (GNL) com 1.628 MW.

Caso ocorra um cenário hidrológico desfavorável, o crescimento de carga não previsto ou qualquer outro parâmetro de entrada dos modelos de otimização da operação hidrotérmica fora dos padrões esperados, um elevado custo de operação será assumido pelos compradores dos contratos e, dependendo do caso, até mesmo por todos os consumidores finais.

#### 4.1 CRITÉRIOS DE SELEÇÃO NOS LEILÕES

Como apresentado no capítulo 2, no leilão de energia nova as usinas contratadas por disponibilidade utilizam um índice como critério de seleção, o ICB. Este índice é

composto por valores ofertados pelos empreendedores durante o leilão e por parâmetros calculados previamente a realização do leilão pela EPE. O empreendimento que durante o leilão tiver menor ICB será priorizado para atendimento da demanda das distribuidoras.

$$ICB = \frac{RF}{Qc.8760} + \frac{(COP + CEC)}{GF.8760}$$

Figura 19. Parâmetros ICB

O cálculo de Garantia Física (GF), COP e CEC é realizado de acordo com metodologias estabelecidas antes da realização do leilão. No entanto essa metodologia foi sendo alterada a cada leilão, uma vez que os parâmetros de COP e CEC serviriam apenas para classificação de empreendimentos dentro de um mesmo leilão.

De um modo geral, considerando a dimensão do ICB (R\$/MWh), pode-se dizer que a parcela que contém a receita fixa e a quantidade de lotes ofertados representa o custo de implantação do empreendimento e a parcela que contém o COP, CEC e GF, representa o custo de operação do empreendimento. Os gráficos 7, 8 e 9 a seguir apresentam o valor médio do custo de implantação, representado pela relação entre a receita fixa anual e a energia negociada no leilão, e o custo de operação, representando pela relação da soma do COP e CEC e da Garantia Física, dos novos empreendimentos termelétricos que negociaram nos leilões de energia nova (1º ao 7º) e de fontes alternativas.

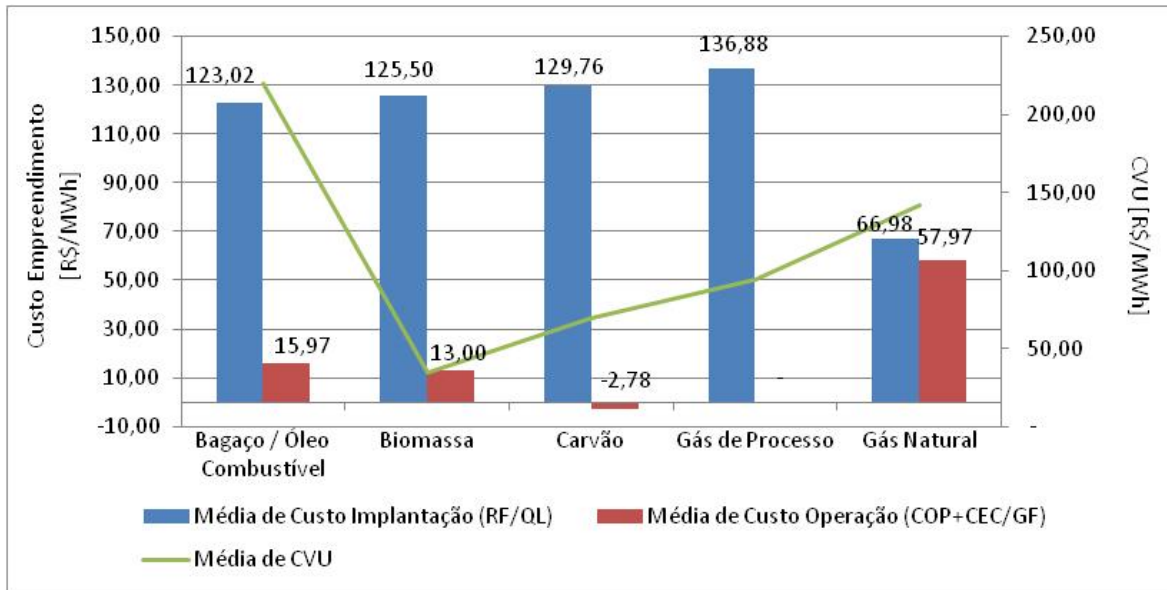


Gráfico 7. Média dos custos de implantação e de operação dos empreendimentos com inflexibilidade declarada habilitados nos leilões  
 Fonte: Elaborado a partir de [32], [33], [34], [35], [36], [37], [38], [39], [40], [41], [42], [43], [44] e [45]

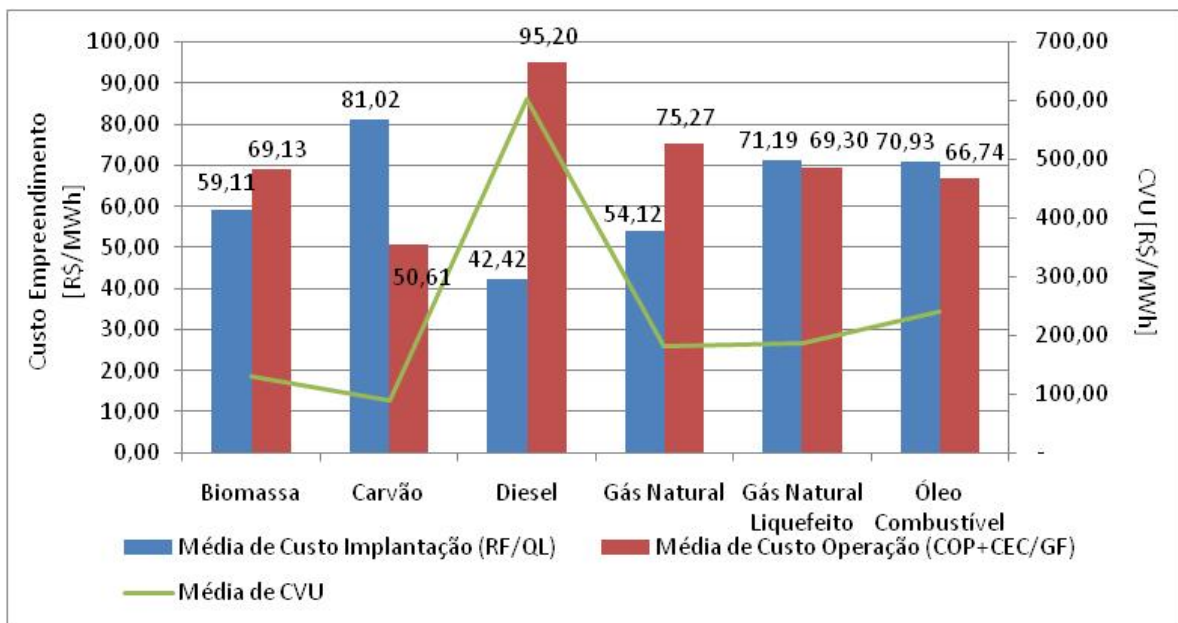


Gráfico 8. Média dos custos de implantação e de operação dos empreendimentos Flexíveis habilitados nos leilões  
 Fonte: Elaborado a partir de [32], [33], [34], [35], [36], [37], [38], [39], [40], [41], [42], [43], [44] e [45]

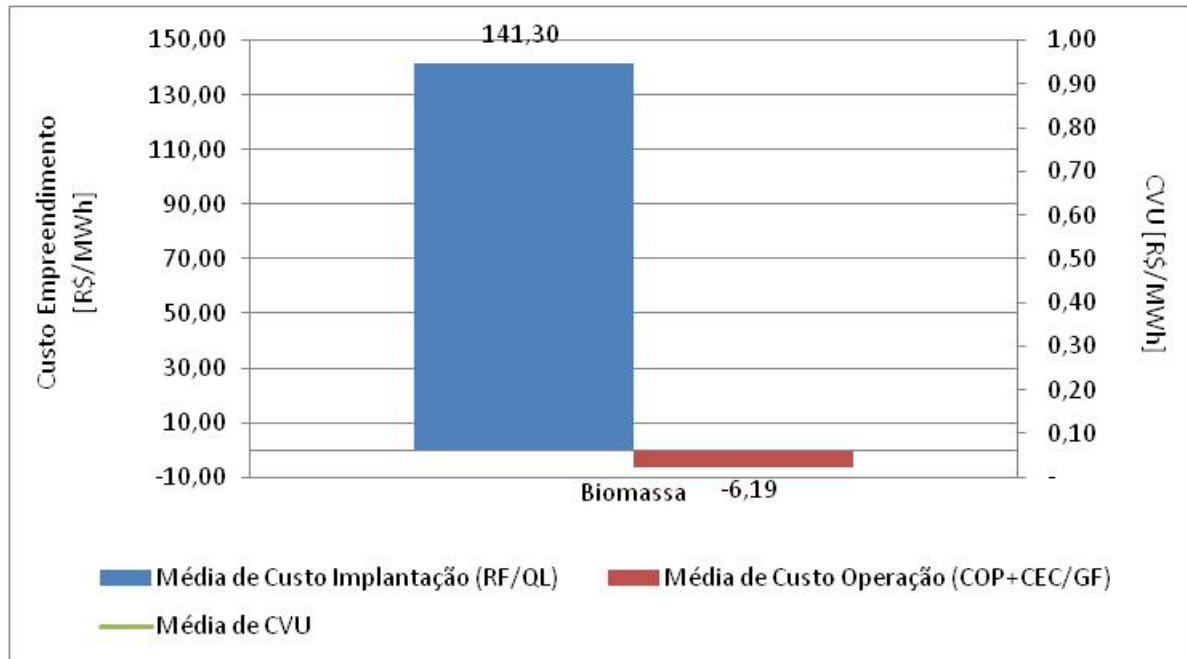


Gráfico 9. Média dos custos de implantação e de operação dos empreendimentos movidos à Biomassa habilitados nos leilões

Fonte: Elaborado a partir de [32], [33], [34], [35], [36], [37], [38], [39], [40], [41], [42], [43], [44] e [45]

Como pode ser observado, nos empreendimentos apresentados no gráfico 7, o custo de implantação é superior aos valores de operação, com exceção das usinas movidas a gás natural. Nestes tipos de empreendimentos, independentemente do CMO e do CVU da usina, será gerado o valor de GF, e o comprador do contrato por disponibilidade não precisará adquirir energia no MCP

No caso da usina movida à gás de processo (vapor), o custo de operação nulo ( $COP+CEC=0$ ) decorre da metodologia de cálculo de COP e CEC e da declaração de inflexibilidade, igual a GF da usina.

As usinas totalmente flexíveis apresentadas no gráfico 8 apresentam valores equilibrados entre custo de operação e de implantação e nos casos de usinas movidas a óleo diesel, o custo de operação supera o custo de implantação.

Já os empreendimentos movidos a biomassa, com custo variável igual a zero, apresentam ganhos na operação (custo negativo), uma vez que em sua maioria são

empreendimentos movidos à bagaço de cana-de-açúcar que geram energia quando na safra, coincidentemente ao período seco do sistema, caracterizado por uma tendência de alta no custo marginal de operação.

O custo de operação, como será visto adiante, está relacionado com o CVU da usina, o valor de GF e a disponibilidade da usina, podendo esta ser sazonal, como no caso das usinas à biomassa.

Com relação ao custo de implantação de um empreendimento, vale ressaltar que para cada tipo de empreendimento é necessário um investimento distinto no que diz respeito ao tipo de equipamento. A escolha do tipo de empreendimento pode estar relacionada à disponibilidade de combustível ou até mesmo critérios não técnicos como incentivos fiscais.

As usinas termelétricas podem ser classificadas pelo tipo de combustão: externa, como no caso de usinas movidas pelo vapor produzido por uma caldeira, ou interna, onde a combustão se efetua sobre uma mistura de ar e combustível.

As usinas com combustão externa são as movidas a biomassa, carvão e gás de processo, já as usinas classificadas como usinas com combustão interna são as movidas a gás natural (turbina a vapor), óleo diesel (máquina a pistão) e óleo combustível (máquina a pistão). Com isto pode-se concluir que o investimento para usinas com combustão externa não se restringe à turbina a vapor, mas também da caldeira para obtenção do vapor por meio da queima do combustível principal.

Mesmo nas usinas com combustão interna, o investimento com equipamentos pode superar o custo com a simples aquisição da turbina gás como no caso de usinas a ciclo combinado que aproveitam o vapor resultante da queima do gás em uma turbina a vapor e desta forma também utilizam uma caldeira de recuperação de calor.

Outro ponto importante no que diz respeito a expansão do sistema é a localização dos empreendimentos. Atualmente, o critério de seleção nos leilões não leva em consideração

dois aspectos que podem ser decisivos no momento da escolha de um projeto em detrimento a outro: questão tributária e a questão do transporte da energia.

Com relação aos aspectos tributários no que se refere à isenção fiscal que pode ser concedida pelos governos estaduais ou municipais podem ser relevantes no processo de tomada de decisão do empreendedor, no entanto, para o sistema tal efeito pode ser maléfico, fazendo com que haja grande concentração de empreendimentos em um determinado pólo que seja necessário a ampliação ou reforço dos sistemas de transmissão existentes, não programados, para escoamento da produção da energia. Conceitualmente, os empreendimentos termelétricos são realizados próximos aos centros de carga justamente para evitar o custo com transporte, mas como não há dispositivos que permitam a escolha de um empreendimento com também neste quesito é possível que tal distorção se concretize. Os estados da Bahia, Ceará e Espírito Santo juntos correspondem com pouco mais de 7.050 MW de potência de empreendimentos contratados nos leilões por disponibilidade.

Ainda com relação a outros fatores não considerados para seleção nos leilões, os empreendedores para se habilitar solicitam pareceres de acesso ao proprietário da rede pela qual irá acessar o sistema elétrico. Caso haja diversos empreendimentos localizados em um mesmo pólo, e considerando a incerteza relacionada com o resultado do leilão e quais empreendimentos serão viabilizados, acessado pode emitir pareceres de acesso a uma potência que se coincidente não será suportada pelo sistema. Na ocorrência de todos os empreendimentos negociarem no leilão, haverá necessidade de reforço na rede ou até mesmo estudos para determinar alternativas para atendimento do acesso e, desta forma, haverá um custo necessário não previsto como variável intrínseca ao empreendimento.

#### 4.1.1 Cálculo da Garantia Física

O objetivo do cálculo da GF de cada usina é determinar o lastro físico que poderá garantir a comercialização de sua energia via contratos. A metodologia de cálculo de GF das usinas foi estabelecida pela Portaria MME nº 303/2004, onde foram calculadas as GFs dos empreendimentos existentes, usinas hidrelétricas, com validade até 2014, e termelétricas, com efeitos a partir do ano de 2008.

Para os leilões de energia nova realizados entre 2005 e 2007, foi utilizado o critério de cálculo de GF estabelecido pela Portaria MME nº 303/2004 [73].

O cálculo da GF é realizado por meio de simulação estática com o uso do Newave. Em primeiro lugar são consideradas as usinas hidrelétricas e termelétricas existentes e as que se pretende calcular a GF na configuração do sistema hidrotérmico.

Por meio de processo iterativo varia-se a demanda que o sistema hidrotérmico configurado deve atender, respeitando o limite de risco de déficit de 5%. A carga máxima que atender esse critério será a carga crítica do sistema.

Estabelecida a carga crítica, conseqüentemente, se obtém a energia assegurada ou garantia física do sistema que será rateada entre o bloco de usinas hidrelétricas e termelétricas. Dentre as hidrelétricas a energia assegurada do bloco hidráulico é rateada com base na energia firme de cada usina; já para as termelétricas, é rateada com base na geração de cada usina na configuração da carga crítica, ponderado pelo CMO do período do estudo e de cada cenário hidrológico. O período de estudo para obtenção da carga crítica é de cinco anos. As equações de 5 a 8 apresentam o detalhamento do cálculo da oferta hidráulica e térmica.

$$EH = FH * \sum_{s=1}^{NSS} ccrítica_s \quad (5)$$

$$FH = \frac{\sum_{s=1}^{nss} \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gh_{i,j,k,s} * cmo_{i,j,k,s}}{\sum_{s=1}^{nss} \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left( gh_{i,j,k,s} + \sum_{l=1}^{nt(s)} gt_{i,j,k,t,s} \right) * cmo_{i,j,k,s}} \quad (6)$$

$$ET = FT(t,s) * \sum_{s=1}^{nss} ccrítica_s \quad (7)$$

$$FT(t,s) = \frac{\sum_{s=1}^{nss} \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gt_{i,j,k,t,s} * cmo_{i,j,k,s}}{\sum_{s=1}^{nss} \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left( gh_{i,j,k,s} + \sum_{l=1}^{nt(s)} gt_{i,j,k,t,s} \right) * cmo_{i,j,k,s}} \quad (8)$$

Onde:

cmo – custo marginal de operação;

EH – oferta hidráulica

ET – oferta térmica

FH – fator hidrelétrico;

FT (t,s) – fator térmico de cada usina termelétrica t.

gh – geração hidráulica total (controlável + fio d'água + vazão mínima)

gt – geração térmica total ( inflexibilidade + geração flexível);

i – mês;

j – ano;

k – série

nss – número de subsistemas;

nt(s) – número de térmicas do subsistema s;

s- subsistema;



t – usina térmica.

O processo de cálculo da GF introduzido pela Portaria MME nº 303/2004 é similar ao utilizado em 1998 para cálculo da energia assegurada de usinas hidrelétricas vinculada aos contratos iniciais. A diferenciação que se verifica se resume em que a GF de usinas termelétricas antes de 2004 era a disponibilidade da usina, representada pela equação 9 a seguir, no caso de usinas termelétricas despachadas centralizadamente, ou então a geração efetivamente gerada, no caso de usinas termelétricas não despachadas [74].

$$\text{Disponibilidade} = \text{Potência} * F_{c \max} * (1 - \text{TEIF}) * (1 - \text{IP}) \quad (9)$$

Onde:

$F_{c \max}$  - percentual que representa o valor máximo de potência gerada;

TEIF – fator de indisponibilidade por saídas forçadas, por falha da usina;

IP - indisponibilidade programada, por manutenção da usina.

A tabela 13 a seguir apresenta a relação entre a GF calculada e a potência das usinas existentes e novas, termelétricas e eólicas, divulgadas no período de 2004 a 2008, por tipo de combustível.

Tabela 13. Relação entre GF e potência das usinas termelétricas

Combustível	2004	2005	2006	2007	2008
Biomassa	-	0,44	0,40	0,41	0,45
Carvão	0,62	0,78	0,77	0,90	0,81
Coque	-	-	--	0,90	0,87
Diesel	0,48	0,52	0,48	-	-
Eólica	-	-		0,37	0,35
Gás de Proc.	-	-	0,89		
Gás Natural	0,79	0,87	0,83	0,81	0,49
GNL	-	-	-	-	0,59
Importação	0,92	0,93	-	-	-
Nuclear	0,83	-	-	-	-
Óleo Comb.	0,41	0,66	0,62	0,74	0,51

Fonte: Elaborado a partir de [32], [33], [34], [35], [36], [37], [38], [39], [40], [41], [42], [43], [44] e [45]

Do ano de 2007 para 2008 houve a mudança da metodologia de cálculo da Garantia Física que introduz mais uma restrição, a igualdade entre os custo marginais de operação decorrente da simulação da operação do sistema hidrotérmico e o custo marginal de expansão. A introdução de mais esta restrição resultou na limitação da carga crítica, e consequentemente, nos valores de Garantia Física. Esta situação pode ser comprovada pela relação GF por potência dos tipos de empreendimentos de 2007 e dos mesmos tipos para 2008, como é o caso do carvão, gás natural, coque e óleo combustível. Os empreendimentos que possuem Garantia Física determinada com base na declaração de disponibilidade não sofreram impactos com esta alteração metodológica.

O processo de cálculo de energia assegurada já previa variações nas parcelas de energia assegurada de cada usina, de forma que o Decreto 2655/1998 já previa a revisão dos valores a cada cinco anos. Dentre estas revisões, a energia assegurada de cada usina não poderia ser reduzida mais que 5% a cada revisão ou mais que 10% da energia assegurada inicial [75].

Com a introdução da metodologia de cálculo da GF das usinas, houve o recálculo da GF de usinas existentes com a configuração hidrotérmica da época e o resultado foi a constatação de garantia física do sistema, no que diz respeito ao bloco das usinas hidrelétricas, inferior ao total de GF das usinas hidrelétricas em operação, fato que acarretou a redução de GF da usina de Itaipu, no montante de 430 MW médios no período de 2008 a 2014 [73].

Para os leilões, a GF é calculada previamente à realização do certame. Do ponto de vista da EPE há incerteza relacionada ao sistema hidrotérmico que deverá ser configurado para este cálculo, uma vez que não se pode determinar quais usinas sairão vencedoras do certame. Além disto, caso sejam incluídas todas as usinas que se habilitaram a participar do leilão para cálculo da GF, pode-se ter um valor de GF de cada usina mais elevado. De forma a evitar a definição de um valor de GF elevado artificialmente, a EPE separa as usinas habilitadas a participar em blocos limitados por potência, como por exemplo, 2.000 MW no caso do 1º Leilão de Energia Nova, e com base no CVU das usinas. Inicialmente, o sistema hidrotérmico é configurado e se obtém a carga crítica da configuração, assim é obtido o valor de cada usina participante do bloco de modo que este valor, considerando ainda outros detalhes como o abatimento do consumo interno, das perdas elétricas da rede exclusiva para escoamento da energia até a conexão com o sistema elétrico e, eventualmente as perdas da Rede Básica, será o limite para contratação tanto no leilão.

Para o cálculo de GF de usinas visando a participação em leilões do ACR, são incluídas as usinas que negociaram em leilões anteriores. Por conseguinte, e desta forma o resultado de um leilão influencia na configuração do sistema hidrotérmico utilizado para cálculo da GF.

Como o processo de cálculo de GF está intrinsecamente relacionado com a configuração do sistema hidrotérmico utilizado e a configuração do sistema hidrotérmico antes da realização de um leilão não se mantém, uma vez que as usinas licitadas farão parte do

sistema hidrotérmico, a própria GF de uma usina contratada poderá ser alterado se comparada com a GF calculada com a inclusão das usinas que negociaram.

De forma a mensurar este impacto, a tabela 14 a seguir apresenta a relação entre a GF de cada usina e sua potência, para cada tipo de combustível, para as usinas participantes do 1º Leilão de Energia Nova, realizado em 2005.

Tabela 14. Relação entre GF e potência das usinas que negociaram no 1º LEN

Combustível	GF/Potência	GF nova/Potência
Biomassa	0,40	0,40
Biomassa Flexível	0,68	0,89
Carvão	0,80	0,74
Diesel	0,57	0,49
Gás Natural	0,89	0,89
Óleo Combustível	0,45	0,39

Para obtenção destes valores, houve a reprodução do cálculo da GF das usinas, de acordo com a metodologia estabelecida na Portaria MME nº 303/2004, considerando as usinas que negociaram energia no 1º Leilão de Energia Nova. O valor de GF antes do leilão foi calculado por meio da consideração de blocos de usinas agrupadas pelo valor do CVU. A potência das usinas, em MW, por submercado, e a faixa de valores de CVU por tipo de combustível das usinas com GF recalculada são apresentadas na tabela 15 a seguir.

Tabela 15. Potência das usinas que negociaram no 1º LEN

Combustível	CVU [R\$/MWh]	SE/CO	S	NE
Biomassa	0 - 220	267	-	-
Carvão	41 - 97	-	700	0
Gás Natural	109	350	-	-
Diesel	559 -882	238	-	249
Total		855	700	249

O processo iterativo para determinação da carga crítica do cálculo da novo valor de GF foi realizado até que o primeiro subsistema superasse o risco de déficit de 5% e, após isto, foram realizados ajustes até a determinação da carga crítica de 59.850 MWh/h, mantendo a proporção entre o conjunto dos submercados SE/CO-S e NE-N, conforme metodologia.

Como pode ser observado na tabela 14, as classes de usinas que tiveram redução da GF com o recálculo foram termelétricas movidas a óleo diesel e combustível. A expectativa de despacho destas usinas após o leilão reduziu sendo representado pela relação entre GF e potência. Esta situação decorre do fato da inclusão de diversas usinas hidrelétricas no sistema como resultado do leilão fazendo com que o a representatividade do bloco hidráulico aumentou em relação do bloco térmico.

As usinas movidas a biomassa não tiveram redução de GF por conta da metodologia de cálculo considerar somente a média da declaração de disponibilidade de geração e não levar em consideração o critério econômico.

Usinas movidas a gás natural e a carvão não apresentaram grandes variações na relação entre GF e potência, uma vez que estes empreendimentos apresentam valores elevados de inflexibilidade, cujos custos são assumidos pelos empreendedores.

A metodologia de cálculo da GF foi alterada em 2008, com a publicação da Resolução do CNPE nº 009/2008 [76] e da Portaria MME nº 258/2008 [77]. A alteração foi a

inserção de mais uma restrição para determinação da carga crítica por meio de iterações em que, além do risco de déficit, deveriam respeitar a igualdade entre a média anual do Custo Marginal de Operação (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME), este último sendo o custo da usina mais cara licitada por meio de leilões. Adicionalmente, a Portaria MME nº 258/2008, previu a revisão periódica de GF de usinas estabelecidas com base na declaração de disponibilidade de energia, como é o caso das usinas termelétricas à biomassa e das usinas eólicas. A revisão da GF destas usinas se dará por meio da medição da energia efetivamente fornecida ao sistema registrado da CCEE em um determinado período.

O cálculo da GF afeta diretamente a competitividade de uma usina termelétrica, uma vez que se trata do limite máximo<sup>30</sup> para comercialização tanto no ACR, quanto no ACL. Além disto, a GF de cada usina reflete a GF do sistema como um todo e cada inclusão ou exclusão de usina afeta a carga crítica do sistema, tanto que já é prevista revisão de garantia física de empreendimentos cuja GF é baseada na declaração de disponibilidade, como por exemplo, usinas movidas à biomassa e eólicas.

Vale ressaltar ainda que a metodologia de cálculo de Garantia Física com base no critério econômico não se aplica à todos os tipos de usinas. Como mencionado anteriormente, usinas à biomassa e eólicas declararam suas disponibilidades e sua Garantia Física, pelo menos enquanto não houver a revisão prevista, será a média anual da disponibilidade de energia. No caso de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente, ou seja, que possuem controle sobre o montante a ser gerado, caso das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), a Resolução ANEEL nº 169/2001 estabelece que sua Energia Assegurada para fins de participação no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), e atualmente sua Garantia Física será dada pela geração média com base na média de vazões histórica.

---

<sup>30</sup> Para empreendimentos de geração conectados à rede básica de transmissão, devem ser consideradas as perdas do sistema de transmissão sobre a GF para fins de comercialização.

#### 4.1.2 Cálculo do COP e CEC

O Valor Esperado do Custo de Operação (COP) e o Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo (CEC) são parâmetros calculados pela EPE para cada empreendimento previamente à realização de cada leilão, com o objetivo de mensurar os custos de operação que serão incorridos pelos compradores dos contratos por disponibilidade decorrentes dos leilões.

Estes custos são mensurados por meio de simulação da operação do empreendimento como base nos Custos Marginais de Operação (CMO), obtidos de simulação do sistema hidrotérmico com o modelo Newave. Inicialmente, o cenário de referência para obtenção dos CMOs que determinariam os valores de COP e CEC era o mesmo utilizado para cálculo da Garantia Física (GF) dos empreendimentos. Convém lembrar que mais recentemente, são utilizados os CMOs obtidos da configuração dos Planos Decenais, considerando a limitação de PLD máximo e mínimo vigente no ano do cálculo.

Além dos valores de CMO do subsistema em que a usina está localizada, são considerados também os dados de Potência Máxima da usina, Fator de Capacidade Máximo de Geração (FCmax), Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF), Indisponibilidade Programada (IP), inflexibilidade operativa da usina e o valor de seu Custo Variável Unitário (CVU).

Para simulação de despacho da usina para cada cenário de CMO/PLD<sup>31</sup> do subsistema em que a usina está localizada, o CVU da usina é comparado com o PLD para cada período de cada cenário hidrológico e se seu valor for superior ao PLD, a usina não será despachada; caso contrário, a usina será despachada no valor de sua disponibilidade máxima. As inequações a seguir apresentam as condições de simulação de despacho da usina.

---

<sup>31</sup> Para efeito das simulações em tela, adota-se por simplicidade que o CMO é uma variável *proxy* do PLD.

$$\begin{aligned} CMO \geq CVU &\Rightarrow \text{Geração} = \text{Disponibilidade} \\ CMO < CVU &\Rightarrow \text{Geração} = \text{Inflexibilidade} \end{aligned} \quad (10)$$

Para fins de estimativa da contratação da usina, sob o ponto de vista comercial, é assumida a premissa de que toda a Garantia Física (GF) está contratada e, desta forma, caso a usina gere sua disponibilidade, o contrato será atendido e não haverá necessidade de aquisição de energia no Mercado de Curto Prazo (MCP). Caso contrário, se a usina não for despachada, será necessária a aquisição de energia no MCP pelos compradores do contrato por disponibilidade.

Independentemente do CMO e do CVU, caso a usina possua inflexibilidade operativa, esta será considerada para fins de atendimento do contrato e verificação da exposição no MCP. A média anual dos valores incorridos com a aquisição de energia no MCP ou venda, na condição em que a usina gere acima de sua GF, é representado pelo CEC que é função da GF da usina, do CVU, da disponibilidade, inflexibilidade da usina e do CMO do cenário hidrológico e do mês. A representação matemática do CEC é apresentada na equação 11.

$$CEC = CMO.(GF - \text{Geração})n\text{horas} \quad (11)$$

Onde:

nhoras - é o número de horas do período de estudo no caso, mês em que houve ou não o despacho simulado.



Da mesma forma que o CEC, o COP é função de diversos parâmetros da usina, com exceção da GF, e do CMO do cenário hidrológico. Sendo que seu valor representa o custo médio anual a ser incorrido com combustível para geração acima da inflexibilidade quando a usina é despachada. A equação 12 apresenta o cálculo do COP.

$$COP = CVU.(Geração - Inflexibilidade).nhoras \quad (12)$$

Para ilustrar o cálculo do COP e CEC segue um exemplo de uma usina com as seguintes características, cujos resultados são apresentados na tabela 16.

Potência: 100 MW

FCmax: 100%

TEIF: 3%

IP: 2%

CVU: 100 R\$/MWh

GF: 85 MW médios

Inflexibilidade: 10 MW médios

nhoras – 744

Tabela 16. Exemplo de cálculo de COP e CEC

CMO [R\$/MWh]	Geração [MW médio]	CEC [R\$]	COP [R\$]
50	10 (Inflex)	2.790.000,00	0,00
100	95 (Disp)	-744.000,00	6.324.000,00
150	95 (Disp)	-1.116.000,00	6.324.000,00

Os valores negativos de CEC indicam venda de energia no MCP, já os valores positivos indicam compra no MCP. Por sua vez, também os valores de COP podem ser nulos ou maiores que zero.

No caso de usinas termelétricas movidas a Gás Natural Regaseificado (GNL), é considerada mais uma parcela no cálculo do ICB que é o valor da diferença do fator  $k(\Delta k)$ .

Este valor representa a simulação do despacho destas usinas que deve ser realizado de forma antecipada. Este despacho antecipado se deve ao fato da logística de suprimento de GNL ser prioritariamente por meio de navios que devem ser programados com dois meses de antecedência da data de entrega do gás e os locais para armazenamento não são suficientemente grandes o suprimento uma usina despachada frequentemente. Esta previsão do despacho antecipado se dá com a expectativa do CMO da usina de dois meses adiante previsto no mês atual. Caso o CMO de dois meses à frente for superior ao CVU da usina, esta será considerada despachada. A decisão do despacho antecipado pode implicar em custos adicionais de operação, uma vez que o CMO de dois meses adiante poderá ser inferior ao CVU da usina e o despacho antecipado teria sido então desnecessário, ou por outro lado, o CMO pode se revelar maior que o CVU da usina e esta não tenha sido despachada antecipadamente [78].

De forma a valorar este custo adicional, que será incorrido na operação do sistema, foi introduzido o  $\Delta k$  na equação 1 para cálculo do ICB para fins de leilão. Para fins de operação do sistema hidrotérmico, considerando a particularidade destas usinas, a Resolução Normativa ANEEL estabelece os procedimentos que deverão ser observados pelo ONS para despacho antecipado de forma aderente ao cálculo realizado pela EPE para o COP, CEC e  $\Delta k$  [79].

Com o objetivo de apresentar o comportamento da estimativa dos custos COP e CEC, foi realizada uma simulação para uma usina termelétrica de referência com as seguintes características:

Potência – 250 MW

FCmax – 100%

TEIF – 3%

IP – 2%

Disponibilidade – 237,65 MW

Considerando inicialmente que este empreendimento é movido a um combustível cujo valor de Custo Variável Unitário (CVU) maior que zero, o valor da Garantia Física do empreendimento de referência é função do valor do CVU. Para a realização deste estudo foram variados os valores de CVU da usina e para cada valor foi calculado o valor de Garantia Física da usina. O valor da inflexibilidade neste caso foi nulo.

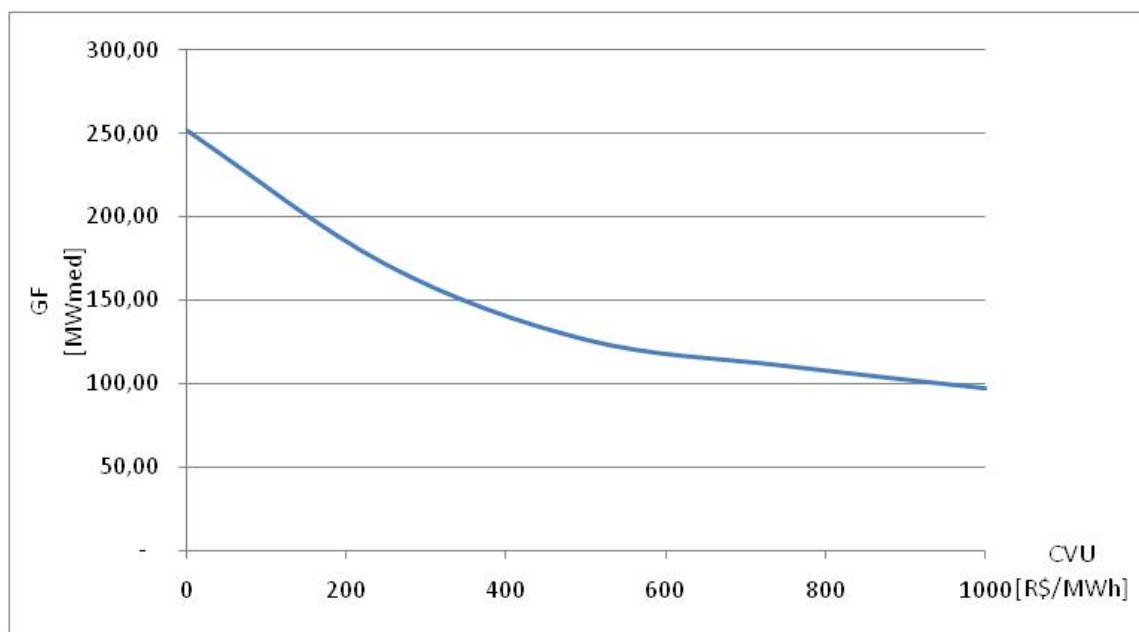


Gráfico 10. Garantia Física em função do CVU da usina

A configuração do sistema hidrotérmico utilizada foi a mesma para cálculo da Garantia Física dos empreendimentos do 1º Leilão de Energia Nova. Pode-se notar que quanto maior o valor do CVU, menor é o valor da Garantia Física do empreendimento de referência com as mesmas características técnicas.

Outro fator que influencia o cálculo da Garantia Física, além do valor do CVU, é a inflexibilidade do empreendimento, característica de usinas movidas a carvão e gás natural. Os valores de potência máxima e índices de indisponibilidade foram mantidos, mas o CVU da usina foi mantido fixo em 250,00 R\$/MWh. Os valores de inflexibilidade foram variados e a Garantia Física foi calculada para cada valor de inflexibilidade.

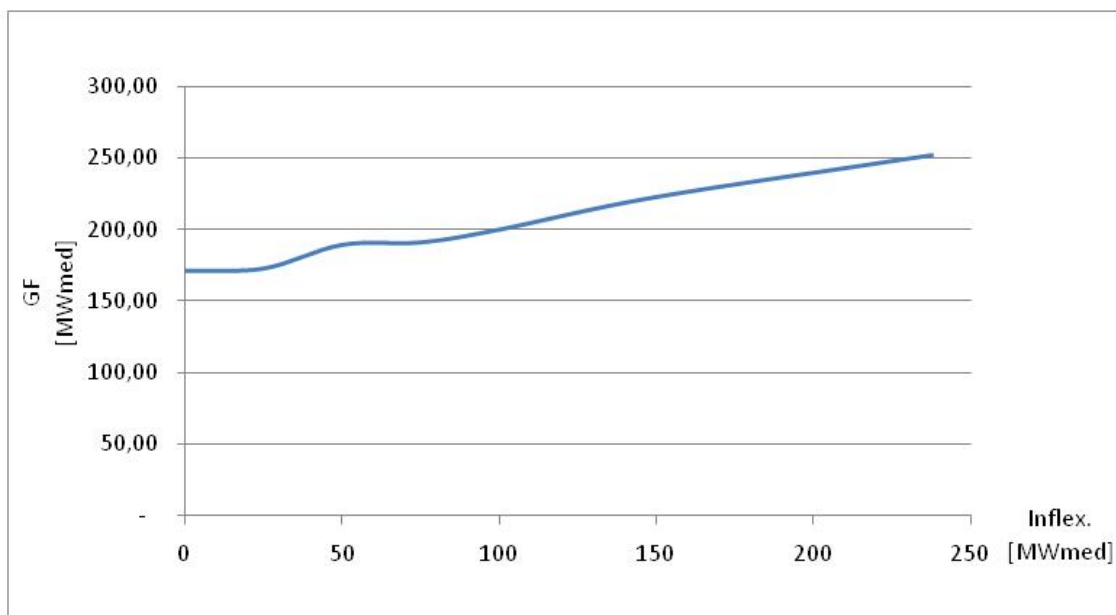


Gráfico 11. Garantia Física em função da Inflexibilidade da usina

Como pode ser observado, ao aumentar os valores de inflexibilidade, a Garantia Física do empreendimento também é aumentada, uma vez que a inflexibilidade representa o montante de energia que será gerado independentemente do cenário hidrológico e quanto maior este valor, maior será a geração da usina.

Com o objetivo a influência da localização da usina no cálculo da Garantia Física do empreendimento, pelo menos no que diz respeito ao submercado, foi considerado o

empreendimento de referência com CVU de 250,00 R\$/MWh e inflexibilidade nula, em cada um dos submercados.

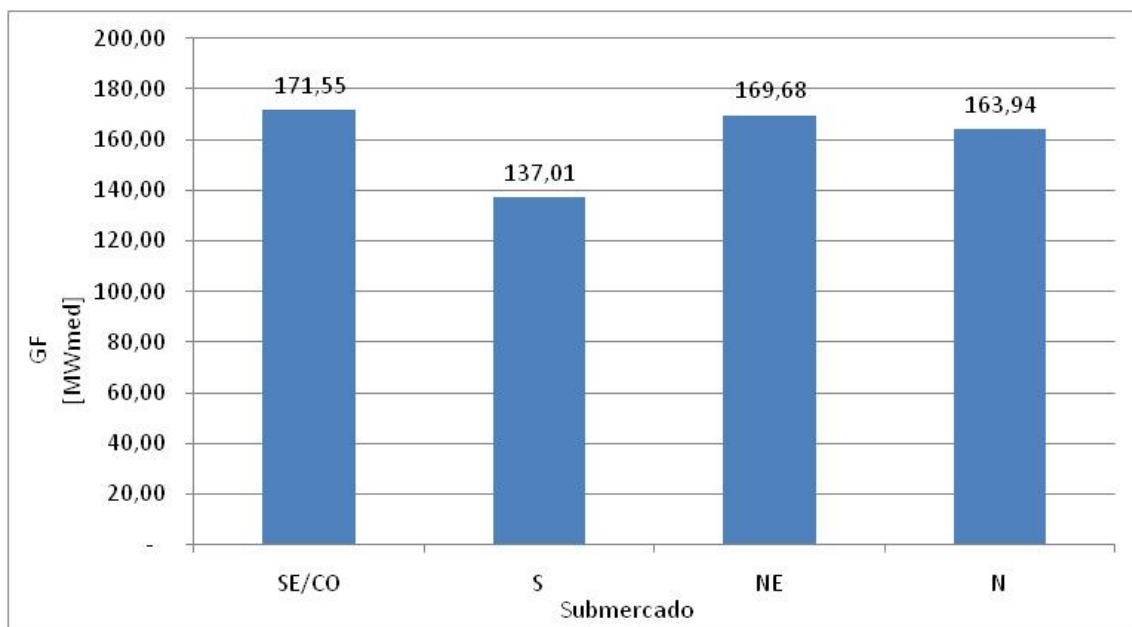


Gráfico 12. Garantia Física em função do submercado da usina

De acordo com os dados da simulação a instalação da usina no submercado Sudeste/Centro-Oeste lhe garante um valor maior de Garantia Física que em outros submercados, já o submercado Sul é o menos favorável.

Tendo em vista que o cálculo da Garantia Física depende da configuração do sistema hidrotérmico utilizado, o gráfico 13 a seguir apresenta os valores de Garantia Física para cada um dos cenários utilizado para cálculo previamente à realização dos leilões.

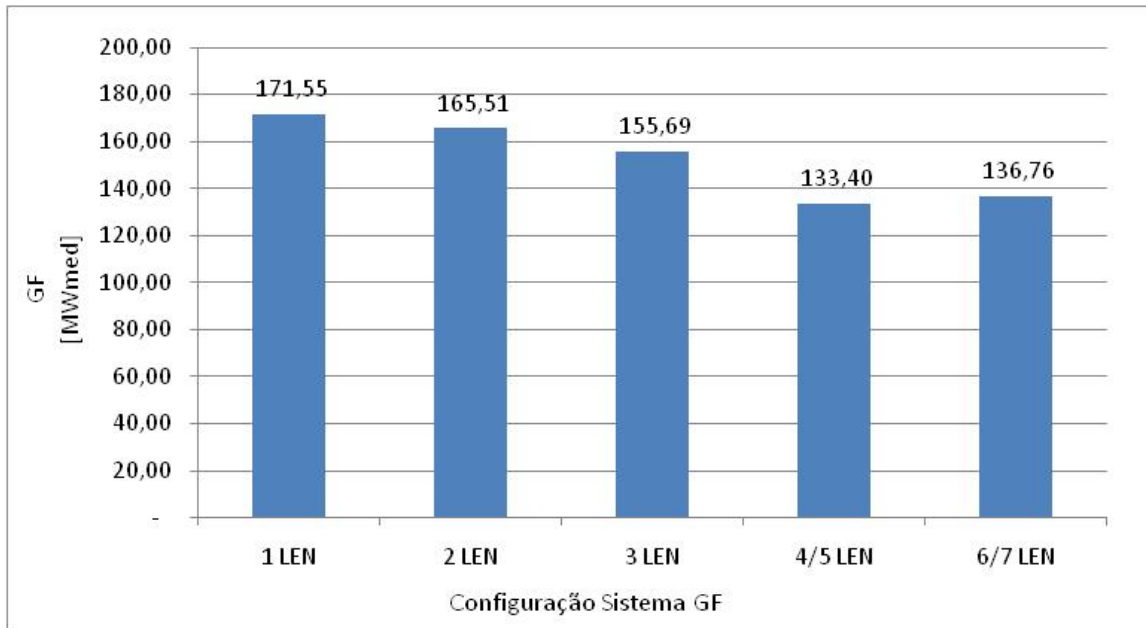


Gráfico 13. Garantia Física em função da configuração do sistema hidrotérmico

O resultado de um leilão influencia diretamente a configuração do sistema hidrotérmico, uma vez que as usinas licitadas serão adicionadas. Pode-se notar que a Garantia Física calculada para a configuração do sistema hidrotérmico do 1º Leilão de Energia Nova foi maior que nas outras configurações.

Como mencionado anteriormente, alguns tipos de usinas tem suas Garantias Físicas estabelecidas com base na declaração de disponibilidade do agente, como é o caso das usinas a biomassa. Com o objetivo de ilustrar o comportamento do COP e CEC destas usinas posteriormente, o gráfico 14 apresenta o comportamento da Garantia Física com base na declaração de disponibilidade. Vale ressaltar que de modo a apresentar o comportamento de uma usina a biomassa, a disponibilidade foi declarada para o período seco do sistema, ou seja, somente para o período do ano compreendido entre os meses de maio a novembro.

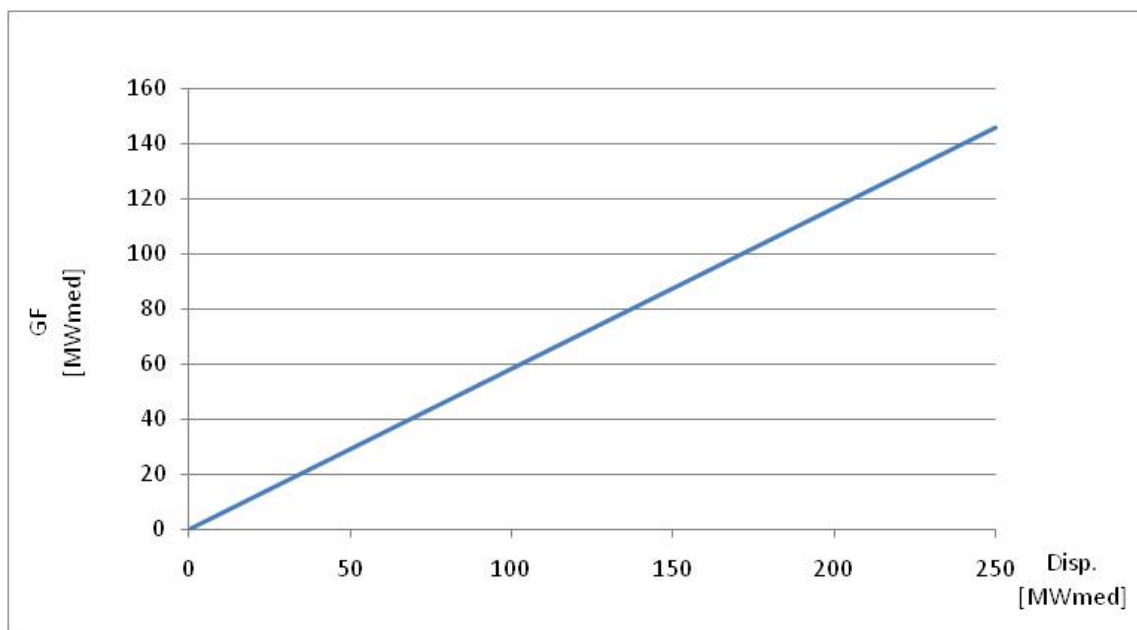


Gráfico 14. Garantia Física calculada com base na declaração de disponibilidade

Para avaliar o comportamento do custo de operação foram utilizados os CMOs do subsistema Sudeste/Centro-Oeste utilizado para cálculo do COP e CEC dos empreendimentos do 1º Leilão de Energia Nova. Já os valores de Garantia Física foram obtidos com base nos dados apresentados no gráfico 10, uma vez que estão relacionados com os valores de CVU, desta forma os valores de COP e CEC são função do valor do CVU da usina.

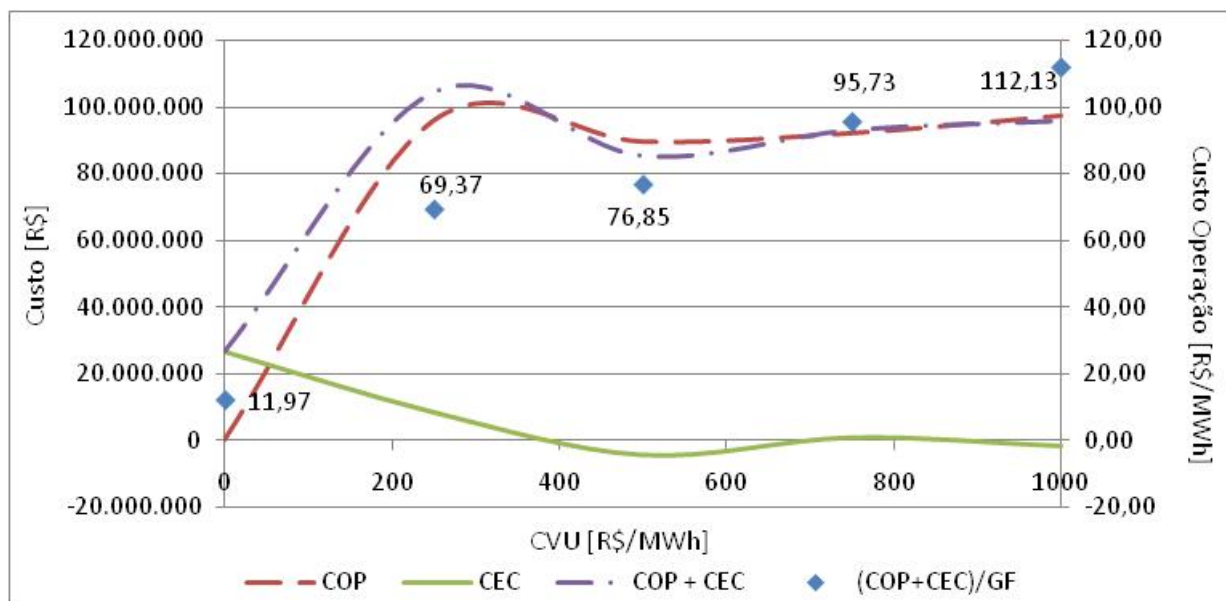


Gráfico 15. COP e CEC para empreendimento de referência função da variação de CVU e inflexibilidade nula

O fator que mais influência no custo total de operação do empreendimento com relação à variação de CVU é o COP.

O gráfico a seguir apresenta o comportamento do COP e CEC para o empreendimento de referência considerando a variação de inflexibilidade, mantendo-se o valor de CVU de 250,00 R\$/MWh.



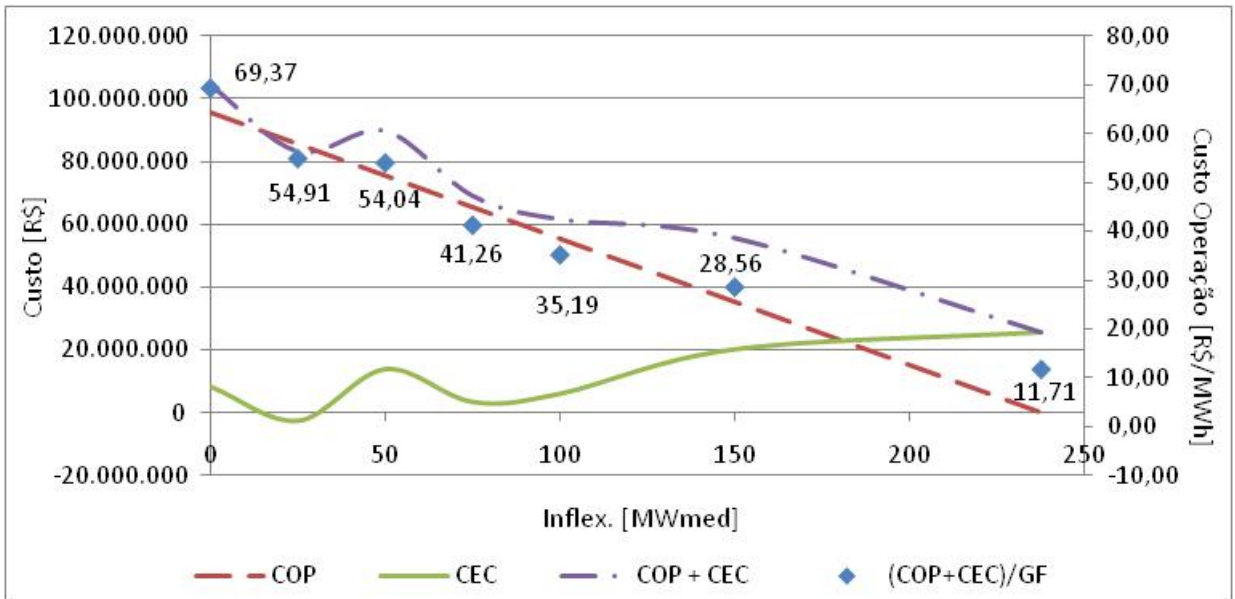


Gráfico 16. COP e CEC para empreendimento de referência função da inflexibilidade e CVU fixo

Pode-se notar pelo gráfico que com valores maiores de inflexibilidade, o valor do COP é reduzido, uma vez que o custo do combustível para geração é assumido pelo empreendedor.

O gráfico a seguir apresenta os valores de COP e CEC por submercado.

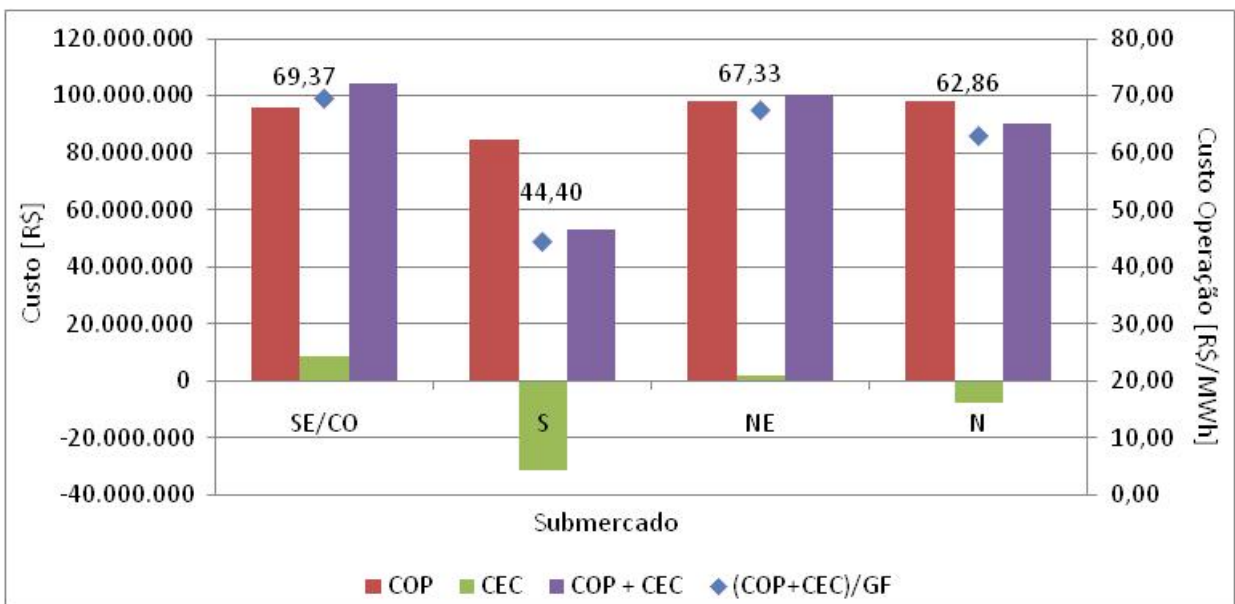


Gráfico 17. COP e CEC para empreendimento de referência por submercado

Nota-se que o menor custo de operação é obtido no submercado Sul que como apresentado nos gráficos anteriores, proporciona também o menor valor de Garantia Física.

O gráfico a seguir apresenta os valores de COP e CEC por configuração do sistema hidrotérmica.

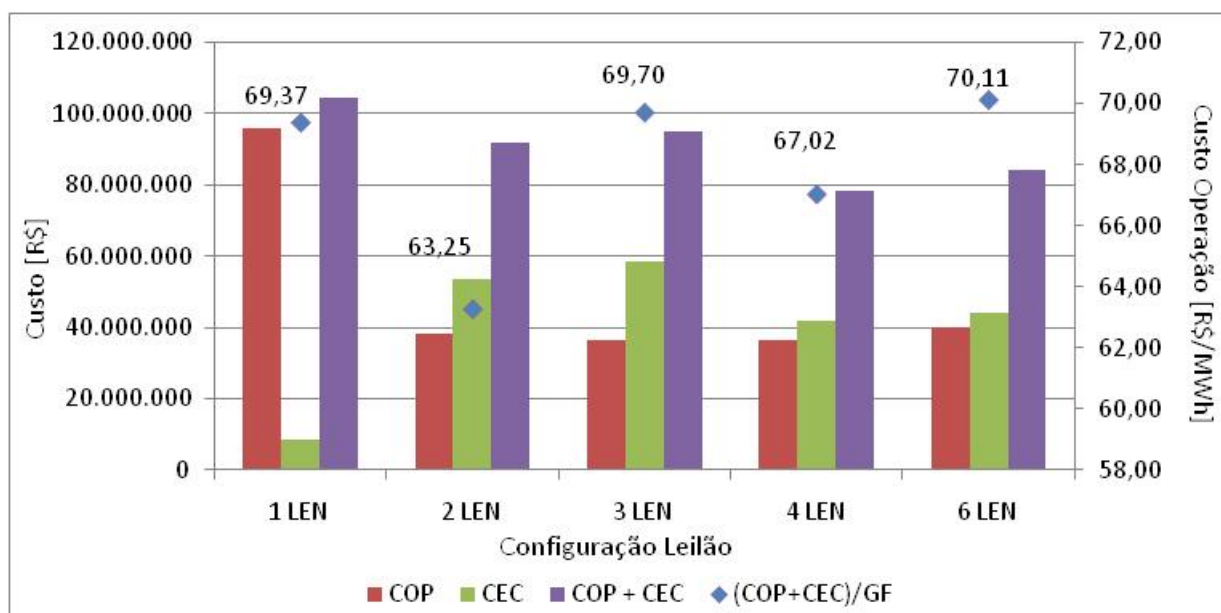


Gráfico 18. COP e CEC para empreendimento de referência por configuração do sistema hidrotérmico utilizado para cálculo

Nota-se que no 1º Leilão de Energia Nova o custo de operação foi bastante elevado com relação ao verificado no 2º Leilão de Energia Nova. Este ato decorre da utilização do mesmo cenário de cálculo da Garantia Física e do COP e CEC, ou seja, o sistema configurado para seu limite. Em contrapartida a partir do 2º Leilão de Energia Nova a configuração do sistema para cálculo do COP e CEC é a do Plano Decenal que considera folga de geração para atendimento da demanda por meio da inclusão de usinas indicativas. Ambos os parâmetros compõe o ICB e como pode ser observado nos resultados desta simulação, a utilização de sistemas hidrotérmico distintos de critérios afeta diretamente o resultado do custo de operação do empreendimento. O baixo custo de operação decorrente da

configuração do 2º Leilão de Energia Nova decorre da utilização de apenas um ano de custos marginais dentre os dez do Plano Decenal 2006-2015.

Os gráficos a seguir apresentam o comportamento do COP e CEC para usinas que não tem sua Garantia Física calculada com base no critério econômico.

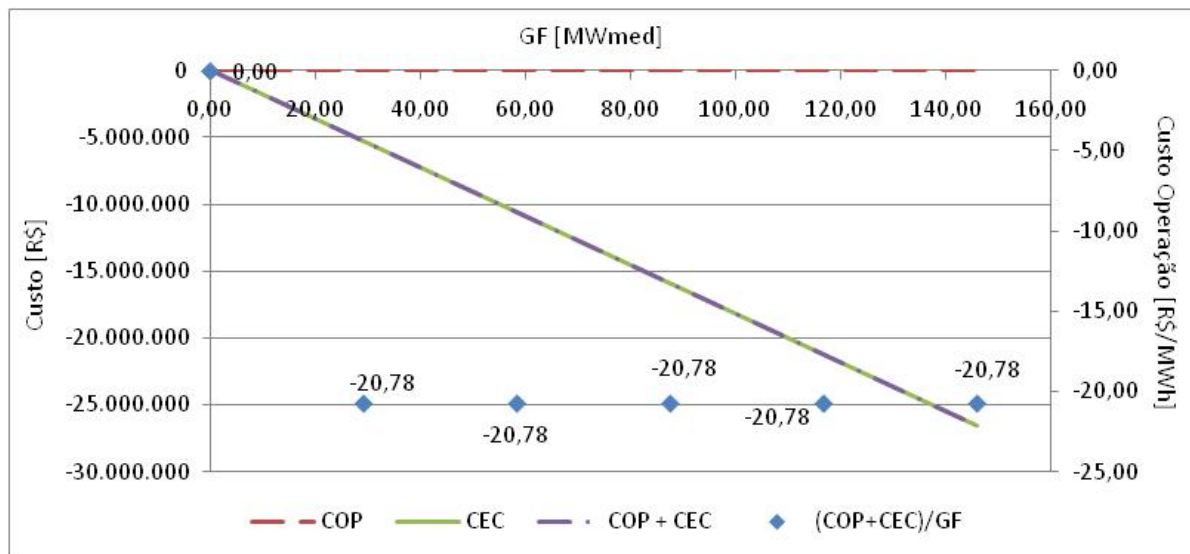


Gráfico 19. COP e CEC para empreendimento de referência em função da Garantia Física

Os valores nulos de COP decorrem do CVU nulo deste tipo de usina. Já o CEC negativo indica ganho no Mercado de Curto Prazo, uma vez que estes empreendimentos quando contratados por disponibilidade geram sua energia no período seco, onde a tendência do CMO é de alta e não geram no período úmido, onde a tendência do CMO é baixa.

A seguir é apresentado o comportamento do COP e CEC por submercado.

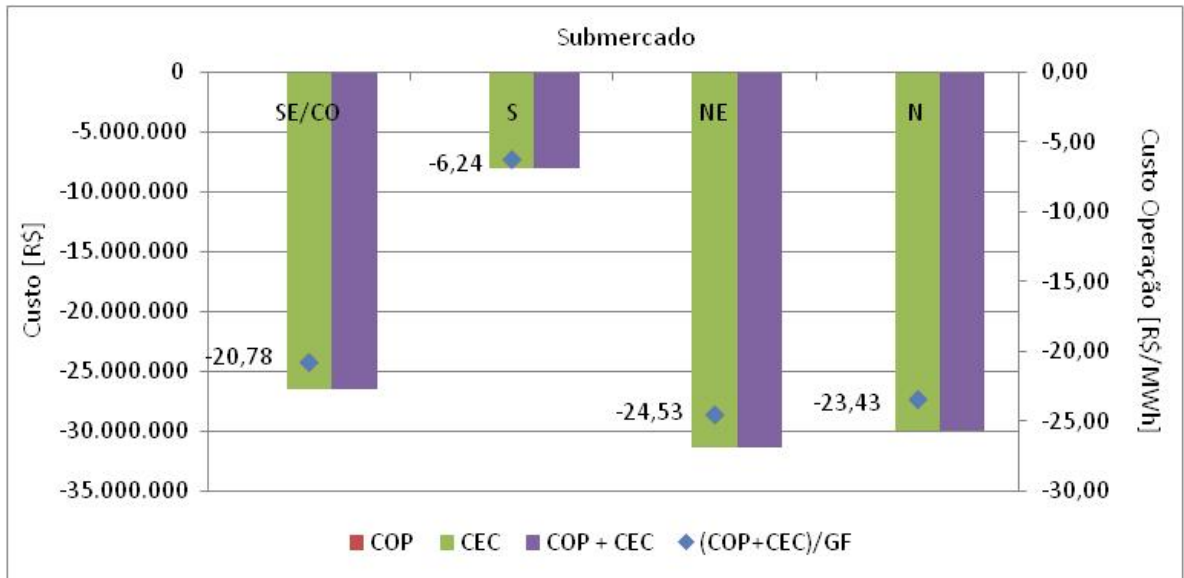


Gráfico 20. COP e CEC para empreendimento de referência por submercado

A seguir é apresentado o comportamento do COP e CEC por configuração do sistema hidrotérmico para cada leilão.

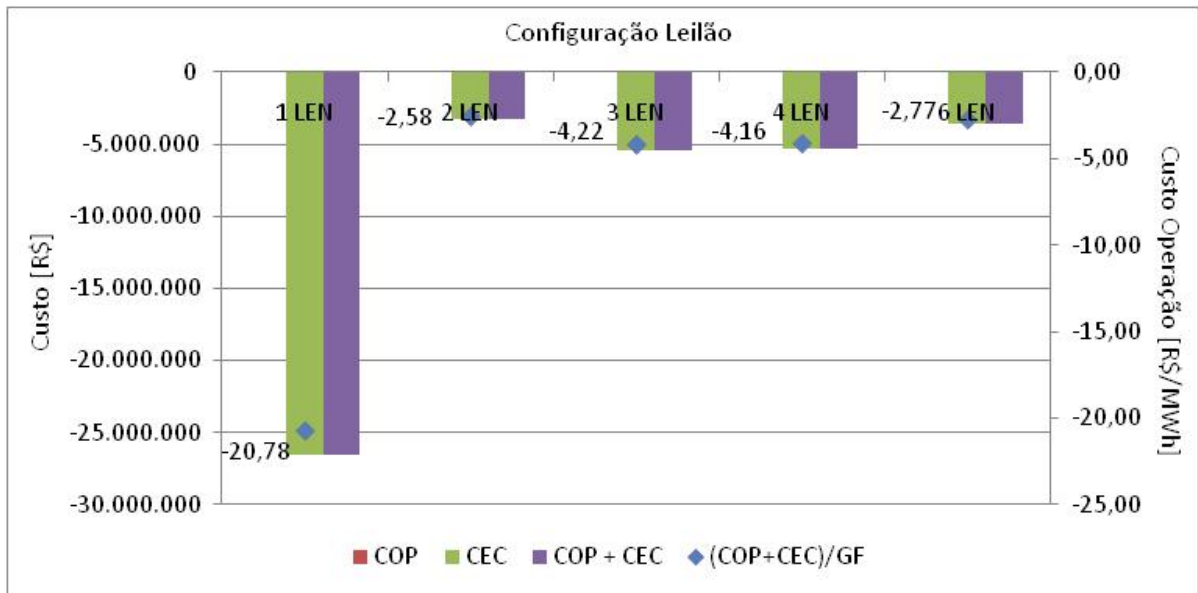


Gráfico 21. COP e CEC para empreendimento de referência por configuração do sistema hidrotérmico

De acordo com o gráfico acima, o maior ganho com a operação do empreendimento foi obtido na configuração utilizada no 1º Leilão de Energia Nova.

Um ponto importante a ser considerado nos cálculos da Garantia Física e do COP e CEC são as premissas e objetivos de cada um. O cálculo da Garantia Física tem como objetivo a determinação da condição máxima de carga a ser atendida respeitado o risco de déficit e o COP e CEC tem por objetivo a obtenção da expectativa de custo da operação de cada empreendimento, ambos realizados antes do leilão.

#### 4.2 IMPACTOS DECORRENTES DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

Os fatores que determinam os parâmetros que podem determinar a escolha de um empreendimento no leilão em detrimento a outros são intrínsecos às premissas de planejamento da expansão e da operação do setor, como no caso da utilização dos valores de CMO do Plano Decenal para cálculo do COP e CEC e da configuração hidrotérmica para cálculo da Garantia Física.

Desta forma, premissas que não se concretizam ou mesmo situações não previstas, como crescimento de carga, podem impactar diretamente no custo a ser pago pelos compradores dos contratos por disponibilidade, no caso o fluxo de caixa das distribuidoras que, por sua vez, repassarão estes custos aos consumidores finais na rubrica de custo da energia adquirida.

Com o objetivo de apresentar os desvios não previstos pelo planejamento da expansão e seus impactos nas usinas termelétricas contratadas por disponibilidade, serão apresentados três cenários para comparação os custos esperados da energia ao término do leilão, representado pelo ICB.

O primeiro cenário apresentará a comparação do ICB dos empreendimentos termelétricos resultante de cada leilão com a expectativa do Custo Marginal de Operação (CMO) considerando a configuração do Plano Decenal 2008-2017 [1].

O segundo cenário apresentará a redução de carga do Sistema e seu impacto no Plano Decenal considerando os efeitos da crise do setor financeiro, iniciada no segundo semestre de 2008, com base na revisão de projeção de consumo realizada pelo ONS e EPE para o planejamento da operação eletro-energética. Os valores de ICB das usinas contratadas por disponibilidade obtidos nesta configuração serão comparados com os valores de ICB obtidos com os CMOs do Plano Decenal original.

O terceiro cenário a ser apresentado será a consideração das cláusulas de reajuste do preço do combustível utilizado nas usinas térmicas contratadas por disponibilidade com base na expectativa no mercado internacional e seu impacto no CMO obtido considerando todas as demais premissas do Plano Decenal válidas. Os valores de ICB das usinas contratadas por disponibilidade obtidos nesta configuração também serão comparados com os valores de ICB obtidos com os CMOs do Plano Decenal original.

O quarto cenário apresentado a seguir leva em consideração a revisão de alguns dados utilizados na época da realização do Plano Decenal tais como: mercado verificado de energia em 2008 e até maio de 2009, o nível de armazenamento verificado em janeiro de 2008, início do estudo, os valores de CVU das usinas termelétricas verificados em de janeiro de 2008 a junho de 2009 e, para os períodos seguintes foi utilizado o valor de junho de 2009. Adicionalmente, foi realizada uma estimativa da entrada em operação ou atraso de empreendimentos licitados com base em informações da ANEEL, que dentre suas atribuições está a fiscalização do cronograma de obras de usinas. Para obtenção dos valores de ICB para cada cenário, foi realizado o cálculo de COP e CEC para cada CMO obtido para cada mês, ano e cenário hidrológico conforme metodologia apresentada e os resultados obtidos (ICB

médio, desvio padrão e permanência de 90% no tempo) foram apresentados por leilão, submercado e tipo de combustível. As simulações foram realizadas com o Newave versão 12.

Para obtenção do custo do empreendimento (ICB), foi considerada a Receita Fixa resultante do leilão.

#### 4.2.1 Plano Decenal 2008-2017

As premissas adotadas para realização do Plano Decenal de Expansão foram abordadas nos capítulos anteriores. Os CMOS médios anuais para o período de estudo são apresentados no gráfico 22 a seguir.

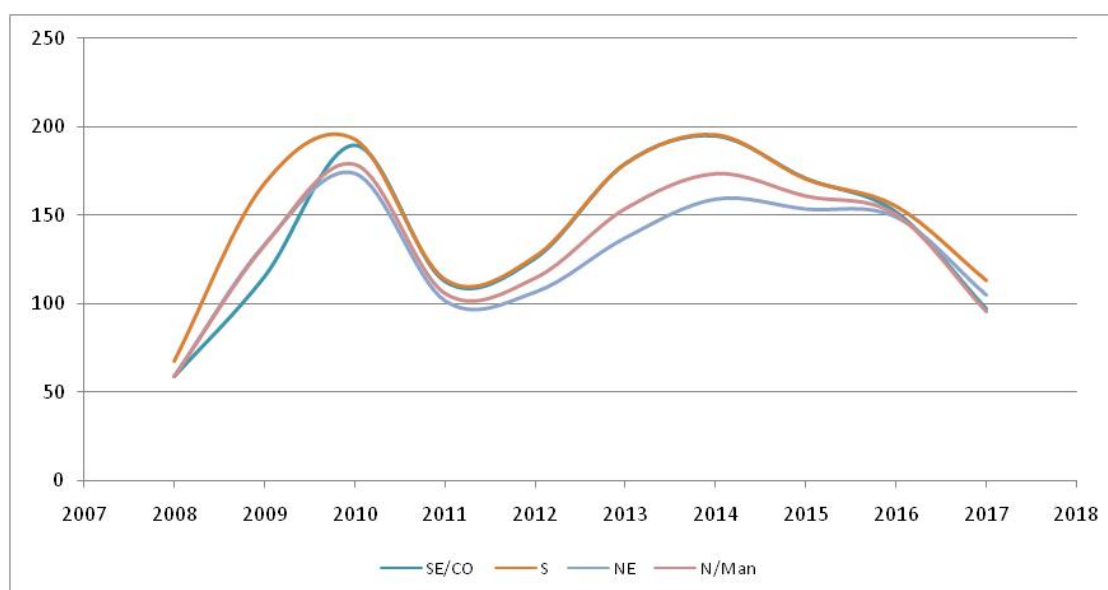


Gráfico 22. CMOS [R\$/MWh] caso base (PDEE 2008-2017)

A primeira comparação será entre os ICB resultantes do leilão e os resultantes do novo cálculo considerando a configuração do Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017. Nesta comparação, o valor de Receita Fixa será mantido e um eventual aumento ou redução do ICB representa diretamente o aumento ou redução do custo de operação do

empreendimento. As tabelas de 17 a 24 a seguir apresentam os valores médios de ICB resultantes dos leilões, os ICBs resultantes da utilização dos valores de Custo Marginal de Operação para cada mês, ano e cenário hidrológico do Plano Decenal 2008-2017 para cada um dos empreendimentos que negociaram nos leilões de energia nova (1º LEN ao 7º LEN). São apresentados também o desvio padrão e a permanência de 90 % dos valores de ICB, ou seja, 90 % dos valores de ICB obtidos com a simulação serão inferiores ao valor apresentado na tabela. Estes dois últimos parâmetros tem o objetivo de fornecer indicadores para mensurar o risco se comparados com outros cenários.

O cálculo do ICB realizado para usinas movidas a Biomassa levou em consideração a sazonalização da disponibilidade declarada para obtenção da Garantia Física.

Tabela 17. Comparação ICB 1º Leilão de Energia Nova x ICB CMO Plano Decenal 2008-2017

Sub.	Combustível	CVU médio	ICB Leilão	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Bagaço / Óleo Combustível	219,83	138,99	138,00	43,46	165,48
SE/CO	Biomassa	-	121,28	121,29	88,88	163,97
SE/CO	Biomassa Flexível	120,00	115,19	93,41	76,57	146,42
SE/CO	Diesel	717,46	138,56	139,04	105,39	268,53
SE/CO	Gás Natural	138,61	124,92	125,53	39,45	175,10
S	Carvão	69,14	126,97	140,94	14,96	159,45
NE	Diesel	558,67	138,49	137,95	85,29	253,32
NE	Gás Natural	177,45	129,81	131,97	54,49	209,50

Com exceção dos empreendimentos a carvão, os demais apresentaram praticamente os mesmos valores médios de ICB decorrentes do leilão.



Tabela 18 – Comparação ICB 2º Leilão de Energia Nova x ICB CMO Plano Decenal 2008-2017

Sub.	Combustível	CVU médio	ICB Leilão	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Biomassa	-	133,76	127,11	55,94	152,37
S	Biomassa Flexível	150,00	133,92	139,92	83,94	207,82
NE	Diesel	670,45	134,28	163,34	91,23	276,84
NE	Óleo Combustível	442,94	134,29	162,78	79,39	274,17

Com exceção dos empreendimentos a biomassa, os demais apresentaram aumento dos valores médios de ICB decorrentes do leilão.

Tabela 19 – Comparação ICB 3º Leilão de Energia Nova x ICB CMO Plano Decenal 2008-2017

Sub.	Combustível	CVU médio	ICB Leilão	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Biomassa	-	136,90	134,75	61,10	167,16
SE/CO	Diesel	515,79	137,70	143,44	113,08	274,02
SE/CO	Gás de Processo	94,00	136,88	136,88	0,00	136,88
SE/CO	Gás Natural	281,27	138,00	154,33	72,82	262,88
NE	Biomassa	-	137,70	134,50	51,80	155,47
NE	Óleo Combustível	430,19	138,00	156,61	80,49	270,16

Tabela 20 – Comparação ICB 1º Leilão de Fontes Alternativas x ICB CMO Plano Decenal 2008-2017

Sub.	Combustível	CVU médio	ICB Leilão	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Biomassa	-	138,97	132,55	62,36	162,55
S	Biomassa Flexível	35,00	138,50	138,13	4,02	141,13

Tabela 21 – Comparação ICB 4º Leilão de Energia Nova x ICB CMO Plano Decenal 2008-2017

Sub.	Combustível	CVU médio	ICB Leilão	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Óleo Combustível	267,15	133,21	147,73	74,58	253,05
NE	Óleo Combustível	264,82	134,54	157,64	66,91	259,50
N	Óleo Combustível	267,14	135,95	156,74	66,96	258,87

Todos os tipos de empreendimentos licitados neste leilão apresentaram aumento do ICB médio com relação aos valores do leilão.

Tabela 22 – Comparação ICB 5º Leilão de Energia Nova x ICB CMO Plano Decenal 2008-2017

Sub.	Combustível	CVU médio	ICB Leilão	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Gás Natural	172,20	129,34	139,02	52,51	212,12
NE	Carvão	82,00	125,95	134,59	25,60	159,48
NE	Óleo Combustível	261,48	131,22	154,53	66,57	255,94
N	Carvão	83,58	128,95	137,23	26,57	163,55

Todos os tipos de empreendimentos licitados neste leilão apresentaram aumento do ICB médio com relação aos valores do leilão.

Tabela 23 – Comparação ICB 6º Leilão de Energia Nova x ICB CMO Plano Decenal 2008-2017

Sub.	Combustível	CVU médio	ICB Leilão	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Gás Natural Liquefeito	237,87	130,00	114,43	158,90	219,52
NE	Gás Natural Liquefeito	195,27	131,44	130,72	89,92	216,60
NE	Óleo Combustível	190,24	127,61	134,81	90,37	218,00

Tabela 24 – Comparação ICB 7º Leilão de Energia Nova x ICB CMO Plano Decenal 2008-2017

Sub.	Combustível	CVU médio	ICB Leilão	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Biomassa	-	145,00	139,68	54,40	165,24
SE/CO	Gás Natural Liquefeito	171,43	145,38	136,61	106,52	209,43
SE/CO	Óleo Combustível	212,48	146,00	141,72	139,17	235,53
NE	Carvão	102,58	140,00	142,77	33,51	178,04
NE	Óleo Combustível	195,48	145,81	153,14	94,61	239,39

Os maiores destaques com relação ao desvio padrão que indicam uma maior variação de valores com relação ao valor médio obtido da utilização dos CMOs do Plano Decenal foram os empreendimentos a óleo diesel e a gás natural liquefeito.

Vale ressaltar que dentro de um mesmo leilão houve variações positivas, que indicam aumento no custo de operação, bem como negativas, que indicam redução do custo de operação, para diferentes tipos de combustíveis, o que influi diretamente na competitividade de um determinado tipo de usina em detrimento a outro.

Os novos valores de ICB obtidos com a configuração do PDEE 2008-2017 servirão como base para avaliar as variações não previstas no plano e seus impactos no custo da energia proveniente das usinas que negociaram energia por disponibilidade nos leilões. As variações que serão objeto de estudo são: (i) variação de carga decorrente da crise financeira iniciada no segundo semestre de 2008; (ii) reajuste do custo do combustível de acordo com o contrato por disponibilidade, que prevê para certos tipo de combustível variações de acordo com o mercado de combustíveis internacional; e (iii) alteração de configuração do sistema hidrotérmico para utilização de valores verificados no primeiro ano do estudo (2008) e do cronograma de entrada de usinas de acordo com a fiscalização da ANEEL.

Como mencionado anteriormente, foi simulado um cenário de crescimento da carga abaixo do previsto no Plano Decenal, com uma taxa média crescimento de 4,9% ao ano. No decorrer do segundo semestre de 2008, no entanto, a conjuntura associada à crise econômica mundial adicionou forte incerteza nas premissas adotadas no planejamento.

Com isto, EPE e ONS revisaram as projeções de crescimento de carga para fins de operação do sistema hidrotérmico. As premissas adotadas para a realização do estudo levaram em consideração um crescimento do PIB em 2009 de 2%, assumindo ainda que a projeção de consumo para o mesmo ano fique em 1,4%. Novas trajetórias foram traçadas até o ano de 2013, com crescimento de quase 3% abaixo da projeção anterior [80]. A tabela 25 a seguir apresenta as taxas de crescimento do mercado consideradas para a realização do estudo, tendo como partida a demanda de 2008 do próprio PDEE 2008-2017.

Tabela 25. Comparação taxas de crescimento de carga ONS x PDEE 2008

Projeção ONS						PDEE 2008-2017		
2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
2,20%	6,80%	5%	4,90%	4,30%	4,20%	4,20%	4,20%	4,20%
2%	5%	4,40%	3,70%	3,70%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%
1,90%	4,50%	4,30%	3,60%	3,80%	5,10%	5,10%	5,10%	5,10%
1,60%	8,10%	5,50%	30,40%	6,20%	6%	6%	6%	6%

Fonte: [1] e [80]

O gráfico 23 apresenta a comparação entre a projeção de carga do Plano Decenal 2008-2017 e dos valores obtidos com as premissas apresentadas para fins de simulação.

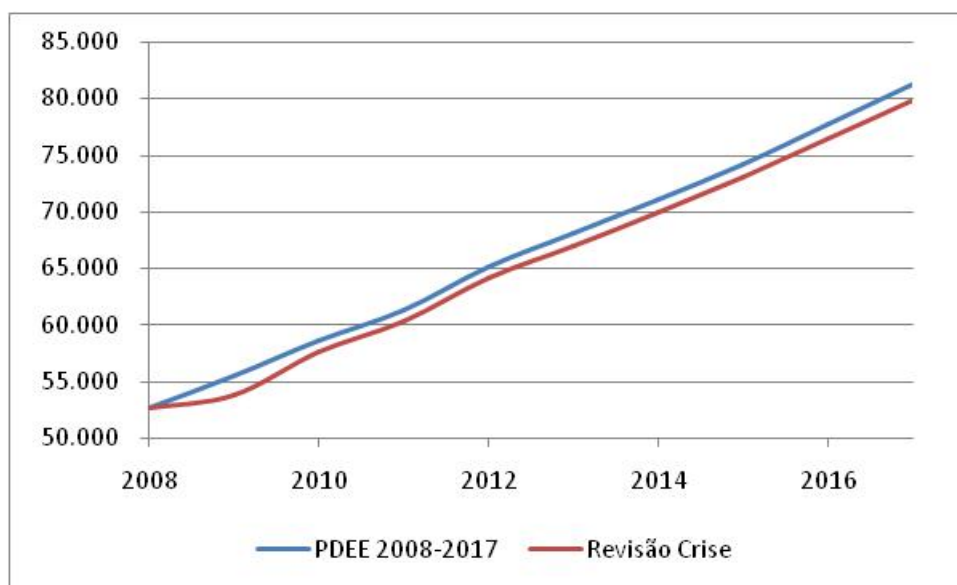


Gráfico 23. Comparativo Carga [MW médio] PDEE 2008-2017 x carga revisão ONS

Para a realização da simulação deste cenário foi adotada a projeção de consumo utilizado pelo ONS, para operação do sistema até o ano de 2013 e, a partir de então, foi utilizada a projeção de crescimento original do PDEE 2008-2017. As demais premissas do PDEE 2008-2017 foram mantidas para efeitos de simulação. O gráfico 24 apresenta os CMOs obtidos com a simulação do novo cenário comparado com o cenário anterior.

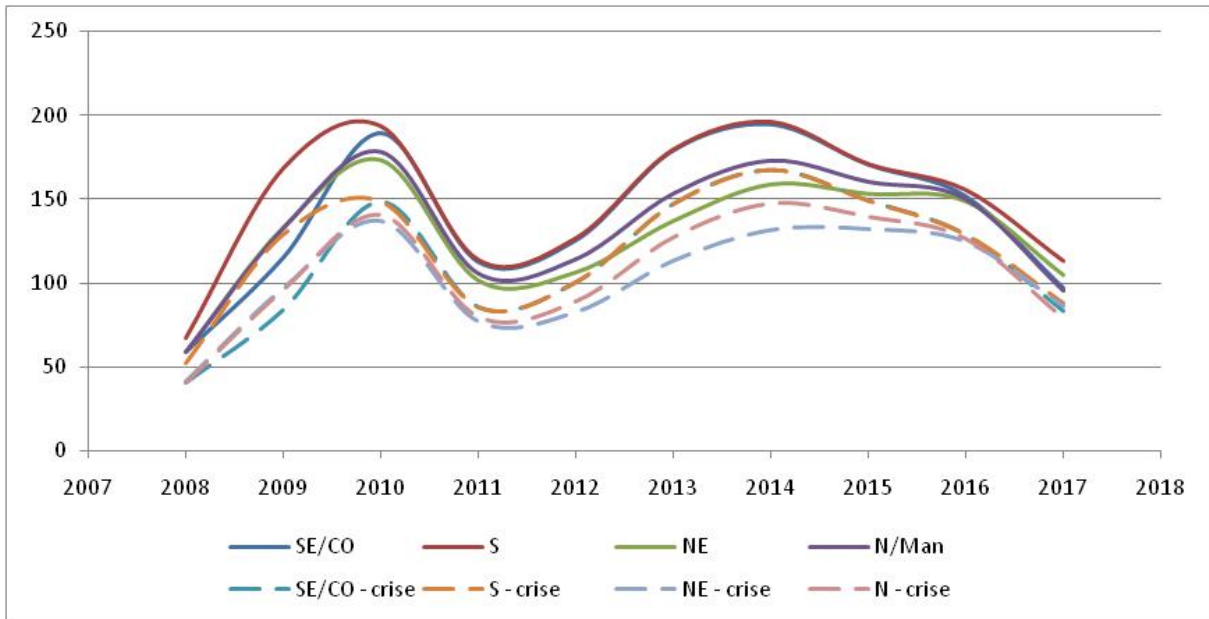


Gráfico 24. CMOs [R\$/MWh] caso base (PDEE 2008-2017) x simulação revisão de carga

Pode ser observado que a tendência do CMO é mantida, no entanto em níveis mais baixos em função da redução na previsão de carga, natural do ponto de vista que o requisito do sistema é menor.

As tabelas de 26 a 33 a seguir apresentam a comparação entre os ICBs obtidos com os CMOs do Plano Decenal com os CMOs obtidos pela simulação de redução de carga.

Tabela 26 - Comparação Usinas do 1º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE  
revisão crescimento da carga

Sub.	Combustível	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%	ICB SIM	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Bagaço / Óleo Comb.	138,00	43,46	165,48	136,42	37,55	162,47
SE/CO	Biomassa	121,29	88,88	163,97	124,98	80,83	162,76
SE/CO	Biomassa Flexível	93,41	76,57	146,42	90,10	67,58	143,86
SE/CO	Diesel	139,04	105,39	268,53	121,77	95,53	239,68
SE/CO	Gás Natural	125,53	39,45	175,10	116,46	39,70	170,95
S	Carvão	140,94	14,96	159,45	140,52	13,41	158,81
NE	Diesel	137,95	85,29	253,32	121,06	78,96	228,06
NE	Gás Natural	131,97	54,49	209,50	118,77	54,42	203,55

Tabela 27 - Comparação Usinas do 2º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE  
revisão crescimento da carga

Sub.	Combustível	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%	ICB SIM	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Biomassa	127,11	55,94	152,37	128,23	50,65	149,34
S	Biomassa Flexível	139,92	83,94	207,82	134,66	73,39	203,56
NE	Diesel	163,34	91,23	276,84	146,59	82,77	253,31
NE	Óleo Combustível	162,78	79,39	274,17	145,87	74,63	252,40

Tabela 28 - Comparação Usinas do 3º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE  
revisão crescimento da carga

Sub.	Combustível	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%	ICB SIM	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Biomassa	134,75	61,10	167,16	135,40	55,32	161,64
SE/CO	Diesel	143,44	113,08	274,02	128,27	100,70	245,31
SE/CO	Gás de Processo	136,88	0,00	136,88	136,88	0,00	136,88
SE/CO	Gás Natural	154,33	72,82	262,88	139,67	67,93	243,19
NE	Biomassa	134,50	51,80	155,47	136,00	45,21	153,30
NE	Óleo Combustível	156,61	80,49	270,16	140,59	74,59	246,87

Tabela 29 - Comparação Usinas do 1º Leilão de Fontes Alternativas ICB PDEE x ICB PDEE  
revisão crescimento da carga

Sub.	Combustível	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%	ICB SIM	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Biomassa	132,55	62,36	162,55	133,97	56,33	159,02
S	Biomassa Flexível	138,13	4,02	141,13	137,29	4,55	141,13

Tabela 30 - Comparação Usinas do 4º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE  
revisão crescimento da carga

Sub.	Combustível	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%	ICB SIM	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Óleo Combustível	147,73	74,58	253,05	133,91	68,85	234,73
NE	Óleo Combustível	157,64	66,91	259,50	142,74	64,05	243,15
N	Óleo Combustível	156,74	66,96	258,87	142,20	63,71	242,29



Tabela 31 - Comparação Usinas do 5º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE  
revisão crescimento da carga

Sub.	Combustível	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%	ICB SIM	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Gás Natural	139,02	52,51	212,12	127,47	51,43	205,52
NE	Carvão	134,59	25,60	159,48	128,05	27,73	159,48
NE	Óleo Combustível	154,53	66,57	255,94	139,68	63,78	239,87
N	Carvão	137,23	26,57	163,55	130,79	28,49	163,55

Tabela 32 - Comparação Usinas do 6º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE  
revisão crescimento da carga

Sub.	Combustível	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%	ICB SIM	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Gás Natural Liquefeito	114,43	158,90	219,52	107,58	137,35	207,40
NE	Gás Natural Liquefeito	130,72	89,92	216,60	122,51	76,11	208,39
NE	Óleo Combustível	134,81	90,37	218,00	127,02	76,22	210,74

Tabela 33 - Comparação Usinas do 7º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE  
revisão crescimento da carga

Sub.	Combustível	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%	ICB SIM	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Biomassa	139,68	54,40	165,24	140,51	49,42	161,91
SE/CO	Gás Natural Liquefeito	136,61	106,52	209,43	130,37	93,19	203,92
SE/CO	Óleo Combustível	141,72	139,17	235,53	135,09	120,72	225,94
NE	Carvão	142,77	33,51	178,04	136,99	33,16	177,34
NE	Óleo Combustível	153,14	94,61	239,39	145,34	79,39	231,44

No cenário de redução de demanda, mesmo nos primeiros anos (2009-2013), o custo de operação médio de todos os empreendimentos é reduzido, com exceção somente dos empreendimentos a biomassa, que como demonstrado no gráfico 21, tem maior ganho no custo de operação com a operação do sistema próximo do limite. A redução do consumo poderá se refletir em redução do custo da energia adquirida por disponibilidade dos empreendimentos em operação, atualmente parte dos licitados no 1º Leilão de Energia Nova e 2º Leilão de Energia Nova.

Com relação ao desvio padrão e permanência de 90% pode-se observar que os ambos são inferiores aos obtidos do Plano Decenal original.

Outro cenário proposto para avaliar os impactos no planejamento da expansão é a questão do custo do combustível das usinas termelétricas contratadas por disponibilidade. O reajuste do CVU destes empreendimentos está associado, muitas vezes com o custo do combustível no mercado internacional. Esta característica, no entanto, não foi incorporada no Plano Decenal, sendo que o CVU dos empreendimentos é mantido como um valor fixo para os dez anos do estudo. Durante a realização do estudo pode-se verificar a limitação do Newave com realização da discretização das informações de CVU das usinas. O Newave somente permite a informação do custo variável de usinas por ano, no entanto a metodologia de reajuste de custo do combustível dos empreendimentos mensalmente com base no preço praticado no mercado internacional, dessa forma mesmo a consideração de valores médios anuais dos combustíveis para fins de planejamento não mensura os riscos de variação de preço a que os distribuidores estão sujeitos pois estes serão responsáveis pelo pagamento aos geradores, mesmo que o combustível seja efetivamente adquirido no mercado nacional.

As informações de projeção do custo do combustível no mercado internacional foram obtidas na nota técnica da EPE que apresenta os combustíveis equivalentes no mercado norte-americano para fins de projeção no médio e longo prazo. Desta forma, foram obtidas as

expectativas de variação do preço médio anual dos combustíveis até o ano de 2017. O CVU das usinas, no entanto, não é reajustado somente pela variação do combustível, mas também pelo IPCA no que se refere à operação e manutenção do empreendimento.

Para segregar a parcela do CVU vinculado ao custo do combustível da parcela de operação e manutenção, foram utilizados os valores do quadro 2. Somente para os empreendimentos do 1º Leilão de Energia Nova, foi utilizado o menor valor entre a expectativa do custo do combustível no mercado internacional e no mercado nacional, obtido do próprio Plano Decenal [26] [27] [81] [82] [83]. O gráfico 25 apresenta a projeção da variação do combustível no mercado norte-americano.

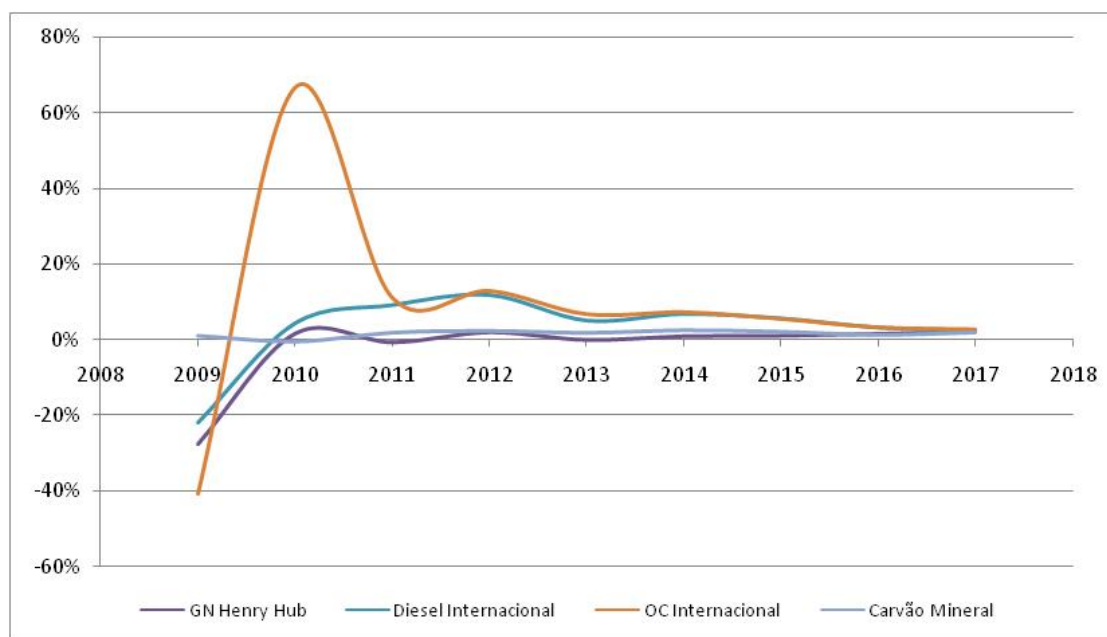


Gráfico 25. Variação da projeção dos preços dos combustíveis no mercado norte-americano  
Fonte: [81], [82] e [83]

O combustível que no começo do período de análise apresentou maior aumento foi o óleo combustível (*Residual Fuel Oil – Electric Power*). Por sua vez, os combustíveis no mercado nacional, de acordo com projeção, se mantiveram apresentaram baixa volatilidade no período de estudo. Vale ressaltar para a obtenção da variação do preço dos combustíveis

foram utilizadas as projeções em dólar americano, de modo que não houve projeção do câmbio, cuja variação será percebida de forma equânime a todos, a projeção da inflação medida pelo IPCA também não foi considerada.

A variação do combustível para cada ano, de acordo com o preço projetado correspondente, foi aplicada sobre o valor de CVU para o primeiro ano de estudo.

A tabela 34 apresenta a faixa de valores de CVU por tipo de combustível das usinas que negociaram nos leilões e tiveram seus CVUs reajustados com base na projeção do combustível no mercado norte-americano no primeiro ano (2008) e no último ano (2017) do estudo.

Tabela 34. Valores de CVU antes e depois da simulação do reajuste

Combustível	CVU 2008 Min e Max [R\$/MWh]	CVU 2017 Min e Max [R\$/MWh]
Biomassa	0,00 - 150	0,01 – 150
Carvão	41,28 – 106,30	41,28 – 121,66
Diesel	503,32 – 792,48	307,50 – 873,87
Gás Natural	108,80 - 237,87	108,80 – 281,27
Gás de Processo	94,00	94,00
Óleo Comb.	137,27 - 429,05	290,72 – 757,22

O gráfico 26 a seguir apresenta o CMO resultante da variação do custo do combustível no horizonte de estudo, comparado com o CMO do Plano Decenal original.

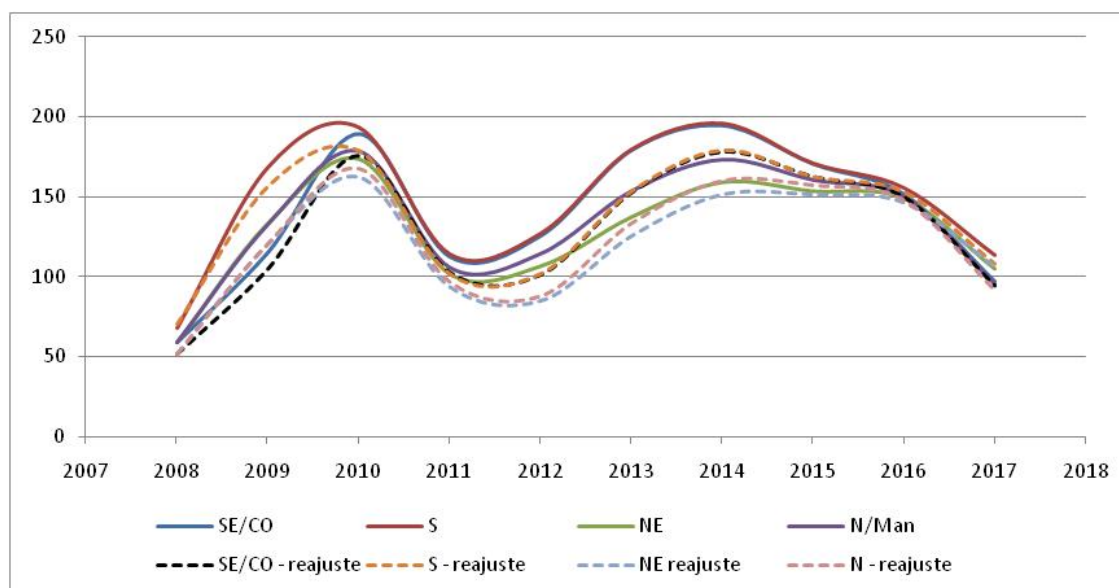


Gráfico 26. CMOs [R\$/MWh] caso base x simulação reajuste combustíveis

Como pode ser observado, o impacto foi também decorrente da redução do CMO do cenário. As tabelas de 35 a 42, a seguir a apresentam a comparação entre o custo de operação obtido do PDEE 2008-2017 e da simulação com a variação do CVU com base no combustível no mercado internacional.

Tabela 35 - Comparação Usinas do 1º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE reajuste combustíveis

Sub.	Combustível	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%	ICB SIM	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Bagaço / Óleo Comb.	138,00	43,46	165,48	135,73	41,01	162,55
SE/CO	Biomassa	121,29	88,88	163,97	122,86	85,32	163,95
SE/CO	Biomassa Flexível	93,41	76,57	146,42	87,53	72,42	141,78
SE/CO	Diesel	139,04	105,39	268,53	127,30	104,29	262,54
SE/CO	Gás Natural	125,53	39,45	175,10	117,52	39,64	171,68
S	Carvão	140,94	14,96	159,45	139,84	14,10	157,76
NE	Diesel	137,95	85,29	253,32	129,15	89,76	260,05
NE	Gás Natural	131,97	54,49	209,50	120,95	54,18	205,19

Tabela 36 - Comparação Usinas do 2º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE reajuste combustíveis

Sub.	Combustível	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%	ICB SIM	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Biomassa	127,11	55,94	152,37	127,42	53,42	151,10
S	Biomassa Flexível	139,92	83,94	207,82	131,41	79,45	200,26
NE	Diesel	163,34	91,23	276,84	154,64	95,16	286,08
NE	Óleo Combustível	162,78	79,39	274,17	153,88	84,22	283,10

Tabela 37 - Comparação Usinas do 3º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE reajuste combustíveis

Sub.	Combustível	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%	ICB SIM	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Biomassa	134,75	61,10	167,16	134,63	58,26	164,40
SE/CO	Diesel	143,44	113,08	274,02	132,45	110,19	264,97
SE/CO	Gás de Processo	136,88	0,00	136,88	136,88	0,00	136,88
SE/CO	Gás Natural	154,33	72,82	262,88	143,34	72,58	256,34
NE	Biomassa	134,50	51,80	155,47	134,96	51,38	154,71
NE	Óleo Combustível	156,61	80,49	270,16	147,90	84,62	275,55

Tabela 38 - Comparação Usinas do 1º Leilão de Fontes Alternativas ICB PDEE x ICB PDEE reajuste combustíveis

Sub.	Combustível	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%	ICB SIM	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Biomassa	132,55	62,36	162,55	132,95	59,57	161,39
S	Biomassa Flexível	138,13	4,02	141,13	137,28	4,46	141,13

Tabela 39 - Comparação Usinas do 4º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE reajuste combustíveis

Sub.	Combustível	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%	ICB SIM	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Óleo Combustível	147,73	74,58	253,05	136,98	73,53	246,27
NE	Óleo Combustível	157,64	66,91	259,50	147,92	69,31	260,25
N	Óleo Combustível	156,74	66,96	258,87	145,56	68,46	255,64

Tabela 40 - Comparação Usinas do 5º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE reajuste combustíveis

Sub.	Combustível	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%	ICB SIM	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Gás Natural	139,02	52,51	212,12	128,66	51,73	206,28
NE	Carvão	134,59	25,60	159,48	128,95	26,88	159,48
NE	Óleo Combustível	154,53	66,57	255,94	144,75	68,84	256,28
N	Carvão	137,23	26,57	163,55	131,04	27,96	163,55

Tabela 41 - Comparação Usinas do 6º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE reajuste combustíveis

Sub.	Combustível	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%	ICB SIM	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Gás Natural Liquefeito	114,43	158,90	219,52	105,95	150,19	210,20
NE	Gás Natural Liquefeito	130,72	89,92	216,60	118,98	84,67	201,80
NE	Óleo Combustível	134,81	90,37	218,00	123,19	85,10	203,57

Tabela 42 - Comparação Usinas do 7º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE reajuste combustíveis

Sub.	Combustível	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%	ICB SIM	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Biomassa	139,68	54,40	165,24	139,76	52,07	164,14
SE/CO	Gás Natural Liquefeito	136,61	106,52	209,43	128,35	100,50	202,24
SE/CO	Óleo Combustível	141,72	139,17	235,53	133,06	131,36	225,70
NE	Carvão	142,77	33,51	178,04	136,06	32,97	175,12
NE	Óleo Combustível	153,14	94,61	239,39	141,42	89,15	224,53

O resultado da simulação também foi a redução do custo de operação, grande parte por conta da grande redução de preço que os combustíveis derivados de petróleo apresentaram no segundo semestre de 2008 e primeiro semestre de 2009. O ICB médios das usinas movidas a biomassa permaneceram praticamente os mesmos, com pequena redução do desvio padrão.

De modo a ilustrar o impacto no ICB das usinas, que negociaram nos leilões de energia nova, frente a um aumento representativo do custo de operação do sistema, avaliou-se o sistema hidrotérmico utilizado no PDEE 2008-2017 referente às premissas adotadas de entrada em operação de usinas, mercado total a ser atendido, energia armazenada no início do estudo e o custo atualizado de usinas térmicas.

Com relação ao mercado total a ser atendido, foram utilizadas as informações verificadas de consumo durante o ano de 2008 e de 2009 até o mês de maio [84].



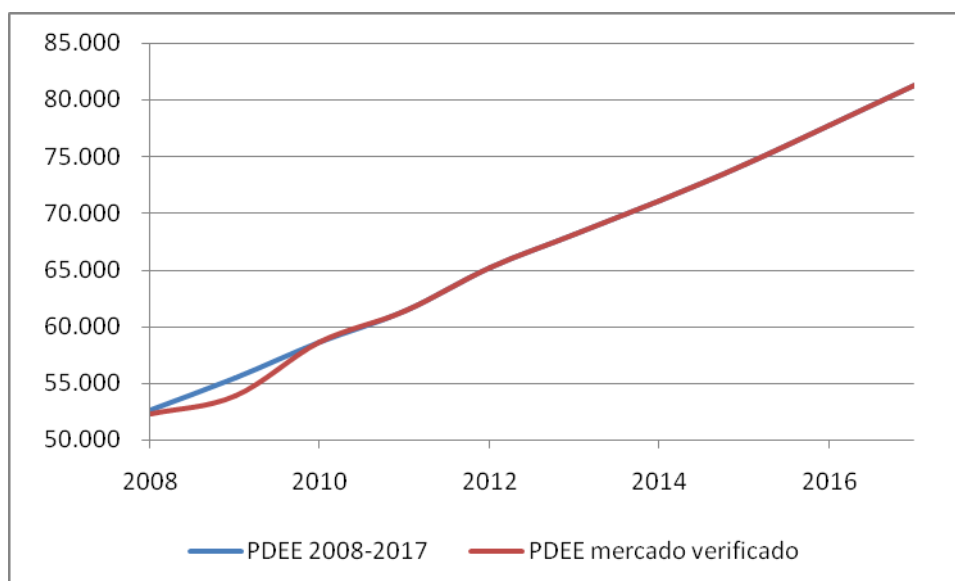


Gráfico 27. Comparação carga [MW médio] PDEE e verificada 2008

Como pode ser observado no gráfico 27, o consumo verificado no período de janeiro de 2008 a maio de 2009 foi inferior ao projetado no PDEE 2008-2017.

O nível verificado de armazenamento inicial utilizado no estudo foi obtido segundo informações do ONS para janeiro de 2008, conforme apresentado a seguir: 50,8% no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, 63,3% no subsistema Sul, 30,6% no Nordeste NE e 30% no Norte [85].

Tabela 43 – Níveis de armazenamento em janeiro de 2008

Subsistema	PDEE 2008-2017	PDEE variação
SE/CO	82%	50,8%
S	48,2%	63,3%
NE	79,2%	30,6%
N	95,9%	30%

O custo das usinas termelétricas utilizado no PDEE 2008-2017 foi atualizado com os valores médios verificados no ano de 2008, enquanto que para o ano de 2009 em diante foram utilizados os valores do PMO de junho de 2009 [68].

A entrada em operação de usinas novas foi atualizada de acordo com informações do relatório da Superintendência de Fiscalização da Geração (SFG) da ANEEL do mês de junho de 2009 [86].

O referido relatório contempla as datas definidas em atos regulatórios para cada marco da obra de cada usina nova, como por exemplo, o início e término de obras civis, montagem eletromecânica de geradores e entrada em operação em teste e em operação comercial de unidades geradoras, tanto de usinas hidrelétricas, quanto de usinas termelétricas. Além disso, o relatório informa a situação das usinas com relação aos entraves para entrada em operação, como por exemplo, licenciamento ambiental.

De modo estimar a entrada em operação de usinas com base no relatório da SFG/ANEEL foram adotadas algumas premissas, descritas a seguir:

- a. Usinas com restrições graves para entrada em operação, como suspensão do processo de licenciamento ambiental, solicitação de rescisão amigável do contrato de concessão, demandas judiciais, declarações de inviabilidade ambiental do empreendimento e que não iniciaram sua construção, não foram considerada. As usinas constantes do PDEE 2008-2017 e que se enquadraram nesta condição foram: Bau I, com 110 MW de potência instalada e a usina Tijuco Alto, com 128,70 MW.
- b. Usinas hidrelétricas novas com entrada prevista para o início de 2014 e que não foram licitadas, foram atrasadas em 1 ano, uma vez que a concessão depende da realização do leilão A-5 e que até Junho de 2009 não foi realizado. Considerando que o leilão A-5 será realizado no segundo semestre de 2009, os empreendedores terão menos de cinco anos para iniciar e concluir o empreendimento, cujo início de

suprimento da energia será a partir de janeiro de 2014. As usinas enquadradas nesta condição e sua respectiva potência instalada foram:

Barra Pomba – 80 MW

Cachoeira – 63 MW

Cambuci – 50 MW

Castelhana – 64 MW

Estreito Parnaíba – 56 MW

Garibaldi – 150 MW

Itaguaçu – 130 MW

Juruena – 46 MW

Ribeiro Gonçalves – 113 MW

- c. As demais usinas hidrelétricas licitadas antes de 2004 e nos leilões de energia nova, mas que não entraram em operação comercial foram atrasadas de acordo com o estágio do cronograma de obras podendo variar de 02 meses a 18 meses. As usinas enquadradas nesta condição e sua respectiva potência instalada foram:

Baixo Iguaçu – 350 MW

Barra dos Coqueiros – 90 MW

Batalha – 52,5 MW

Caçu – 65 MW

Corumbá III – 93,6 MW

Estreito – 815,4 MW

São Domingos – 48 MW

São José – 51 MW

- d. As demais usinas hidrelétricas que não foram licitadas, como Belo Monte, mas cuja entrada em operação comercial se dará a partir de 2015, não tiveram seu cronograma alterado, tendo em vista que dependendo do status do licenciamento ambiental<sup>32</sup>, poderão ser licitadas nos leilões A-5 que serão realizados em 2010, com entrega de energia a partir de janeiro de 2015.
- e. As usinas termelétricas que entraram em operação comercial em 2009, mas em atraso, foram consideradas com sua data de operação real, enquanto que as que não entraram em operação até junho/2009, tiveram seu cronograma atrasado de 3 a 18 meses. Vale ressaltar que grande parte das usinas licitadas nos leilões, com entrega a partir de 2010 e 2011, já apresenta indício de atrasos de acordo com relatório da SFG.

O gráfico 28 a seguir apresenta o CMO da alteração da configuração do sistema hidrotérmico do PDEE 2008-2017 com as premissas apresentadas, comparado com o CMO do Plano Decenal original.

---

<sup>32</sup> A Portaria MME nº 21/2008, que trata dos procedimentos para obtenção de registro e habilitação técnica de novos empreendimentos para participação nos leilões determina que os empreendimentos detenham a Licença Prévia (LP), Licença de Instalação (LI) ou Licença de Operação (LO), conforme o caso, bem como os estudos e relatórios de impacto ambiental para poderem participar do certame.

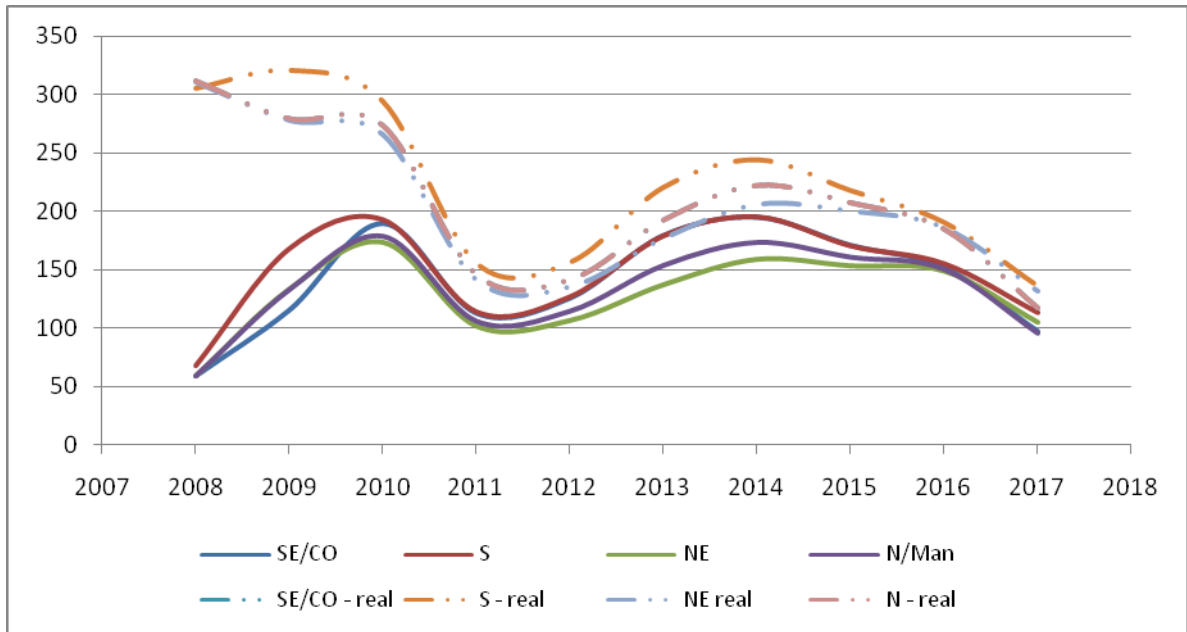


Gráfico 28. CMOs [R\$/MWh] caso base x operação de 2008 e cronograma de usinas

Como pode ser observado, a combinação das alterações de modo a alinhar as informações utilizadas no PDEE 2008-2017 original para uma perspectiva mais aderente aos cronogramas de obras apresentados em junho/2009 e a operação real do ano de 2008, indica alto custo de operação três primeiros anos do estudo (2008-2010) em todos os submercados.

O custo médio de operação em todo o período também se mostra mais elevado que na configuração original e de modo a mensurar o aumento do custo de operação no custo da energia contratada por disponibilidade segue os valores apresentados a seguir nas tabelas de 44 a 51.

Tabela 44 - Comparação Usinas do 1º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE cronograma de usinas

Sub.	Combustível	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%	ICB SIM	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Bagaço / Óleo Comb.	138,00	43,46	165,48	134,27	61,39	167,91
SE/CO	Biomassa	121,29	88,88	163,97	103,55	126,43	166,99
SE/CO	Biomassa Flexível	93,41	76,57	146,42	83,34	104,64	145,16
SE/CO	Diesel	139,04	105,39	268,53	169,22	136,60	332,51
SE/CO	Gás Natural	125,53	39,45	175,10	136,53	37,37	176,28
S	Carvão	140,94	14,96	159,45	139,01	19,01	158,95
NE	Diesel	137,95	85,29	253,32	172,49	108,16	317,36
NE	Gás Natural	131,97	54,49	209,50	149,22	51,87	213,49

Tabela 45 - Comparação Usinas do 2º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE cronograma de usinas

Sub.	Combustível	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%	ICB SIM	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Biomassa	127,11	55,94	152,37	118,90	80,86	157,96
S	Biomassa Flexível	139,92	83,94	207,82	133,46	113,63	208,40
NE	Diesel	163,34	91,23	276,84	197,47	121,15	346,86
NE	Óleo Combustível	162,78	79,39	274,17	196,33	95,53	332,37

Tabela 46 - Comparação Usinas do 3º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE cronograma de usinas

Sub.	Combustível	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%	ICB SIM	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Biomassa	134,75	61,10	167,16	125,72	89,26	174,87
SE/CO	Diesel	143,44	113,08	274,02	164,84	152,81	322,44
SE/CO	Gás de Processo	136,88	0,00	136,88	136,88	0,00	136,88
SE/CO	Gás Natural	154,33	72,82	262,88	174,72	84,47	286,32
NE	Biomassa	134,50	51,80	155,47	129,76	71,30	161,29
NE	Óleo Combustível	156,61	80,49	270,16	186,43	101,44	320,90

Tabela 47 - Comparação Usinas do 1º Leilão de Fontes Alternativas ICB PDEE x ICB PDEE cronograma de usinas

Sub.	Combustível	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%	ICB SIM	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Biomassa	132,55	62,36	162,55	121,75	91,15	169,37
S	Biomassa Flexível	138,13	4,02	141,13	138,76	3,43	141,13

Tabela 48 - Comparação Usinas do 4º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE cronograma de usinas

Sub.	Combustível	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%	ICB SIM	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Óleo Combustível	147,73	74,58	253,05	164,92	89,80	273,23
NE	Óleo Combustível	157,64	66,91	259,50	181,19	75,90	286,75
N	Óleo Combustível	156,74	66,96	258,87	178,29	75,63	283,41

Tabela 49 - Comparação Usinas do 5º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE cronograma de usinas

Sub.	Combustível	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%	ICB SIM	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Gás Natural	139,02	52,51	212,12	151,68	53,91	215,80
NE	Carvão	134,59	25,60	159,48	141,29	21,88	159,48
NE	Óleo Combustível	154,53	66,57	255,94	177,75	75,24	282,03
N	Carvão	137,23	26,57	163,55	144,04	23,05	163,55

Tabela 50 - Comparação Usinas do 6º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE cronograma de usinas

Sub.	Combustível	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%	ICB SIM	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Gás Natural Liquefeito	114,43	158,90	219,52	103,96	224,65	232,79
NE	Gás Natural Liquefeito	130,72	89,92	216,60	124,69	131,05	215,49
NE	Óleo Combustível	134,81	90,37	218,00	127,62	132,38	216,57

Como pode ser observado na tabela acima, houve redução no ICB médio da simulação se comparado com o ICB obtido com os CMOs do Plano Decenal em todos os tipos de usinas.

Tabela 51 - Comparação Usinas do 7º Leilão de Energia Nova ICB PDEE x ICB PDEE cronograma de usinas

Sub.	Combustível	ICB PDEE	Desvio Padrão	P 90%	ICB SIM	Desvio Padrão	P 90%
SE/CO	Biomassa	139,68	54,40	165,24	131,70	75,97	171,98
SE/CO	Gás Natural Liquefeito	136,61	106,52	209,43	129,62	147,58	213,52
SE/CO	Óleo Combustível	141,72	139,17	235,53	132,40	195,56	243,26
NE	Carvão	142,77	33,51	178,04	143,01	39,16	176,74
NE	Óleo Combustível	153,14	94,61	239,39	145,41	139,52	238,14

Com o aumento do custo de operação, a variação do custo do grupo de usinas em um mesmo leilão diverge, como é o caso da redução do custo das usinas a carvão que negociaram no 1º LEN, das usinas a biomassa que negociaram em todos os leilões. Nos demais casos o aumento do custo de operação do sistema indica aumento do ICB médio resultante deste cenário, como também aumento do risco.



Já o mesmo tipo de combustível apresenta grandes variações, como é o caso das usinas à óleo combustível do 3º LEN e a redução do custo das usinas do mesmo combustível, mas que negociaram no 6º LEN. Um ponto a ser destacado, neste caso, é o valor do CVU que no 3º LEN é quase o dobro do CVU das usinas do 6º LEN. Vale ressaltar que ao longo dos leilões houve limitação do preço do CVU das usinas inscritas e, atualmente (leilões que serão realizados em 2009), não poderá exceder o limite de 200 R\$/MWh.

#### 4.3 IMPACTOS DECORRENTES DA OPERAÇÃO NO CURTO PRAZO

Além dos impactos decorrentes do planejamento da expansão do setor elétrico, os contratos por disponibilidade estão sujeitos também aos impactos decorrentes da operação do sistema no curto prazo.

Este impacto, no entanto, será assumido pelas distribuidoras, no caso da usina contratada por disponibilidade ser acionada, por ordem de mérito, ou então pelo sistema como um todo, no caso de acionamento por razão de segurança energética, por ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco (CAR), como disposto na Resolução CNPE nº 08, de 20 de dezembro de 2008, ou ainda por aplicação do Procedimento Operativo de Curto Prazo do ONS, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 351, de 17 de fevereiro de 2009. Em todos os procedimentos apresentados, o despacho da usina ocorre, porém sem formar preço do MCP, que conseqüentemente será inferior ao CVU da usina [87].

A energia gerada a título de atendimento a qualquer um dos motivos anteriormente apresentados e também por restrição elétrica, será valorada pela diferença entre o CVU da usina e o PLD e será cobrada por meio de Encargos de Serviços de Sistema (ESS) na CCEE.

No caso do despacho por ultrapassagem da CAR, por geradores e consumidores, enquanto que os demais encargos devem ser rateados pelos consumidores da CCEE na proporção de seu consumo.

O procedimento adotado recentemente pelo ONS, o Procedimento Operativo de Curto Prazo (POCP), visa o atendimento dos critérios de segurança na operação do sistema pelo ONS. Desde 2002, no período pós-acionamento, foi determinado que fosse incorporada a CAR no modelo computacional de otimização energética (Newave). A CAR foi incorporada no modelo, mas do ponto de vista do Operador, os níveis de armazenamento estabelecidos pela CAR não são suficientes para antecipar decisão de geração de termelétrica frente o deplecionamento acentuado dos reservatórios do período seco, sem a afluência esperada no período úmido do ano seguinte.

Sendo assim, o ONS determina níveis meta de armazenamento dos reservatórios ao final do período seco. Estes limites foram estabelecidos em: 53% para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste e 35% para o subsistema Nordeste para o mês de novembro de 2009 [88] [89].

Do ponto de vista metodológico, o ONS utiliza uma versão do Decomp para determinar o montante de energia térmica que deverá ser despachada para atendimento do nível meta no final do período.

Para fins de simulação para mensuração dos custos que serão assumidos por todos os consumidores, em caso de geração de usina por este motivo, será utilizado o Newave com a configuração do PMO de Junho de 2009.

Inicialmente, para mensurar a influência da representação CAR no Newave, houve simulação da operação do sistema para o mês de junho de 2009, considerando os níveis de armazenamento verificados em 11 de junho de 2009, de acordo com informações do ONS e uma variação mantendo-se os níveis dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte e

reduzindo o nível do subsistema Nordeste para 35 % da energia armazenável máxima, sendo que o nível da CAR para o mês de junho de 2009, para este subsistema, é de 41% [85]. A tabela 52 a seguir apresenta a energia armazenada máxima para a realização do estudo.

Tabela 52. Energia armazenada simulação

Submercado	En. Arm. 11/06/2009 [%]	En. Arm. CAR- NE [%]
SE/CO	80,9	80,9
S	40,1	40,1
NE	96,3	35
N	99,6	99,6

O gráfico 29 apresenta os CMOs obtidos do PMO de junho de 2009 e a simulação com o subsistema Nordeste com nível de armazenamento inferior ao da CAR.

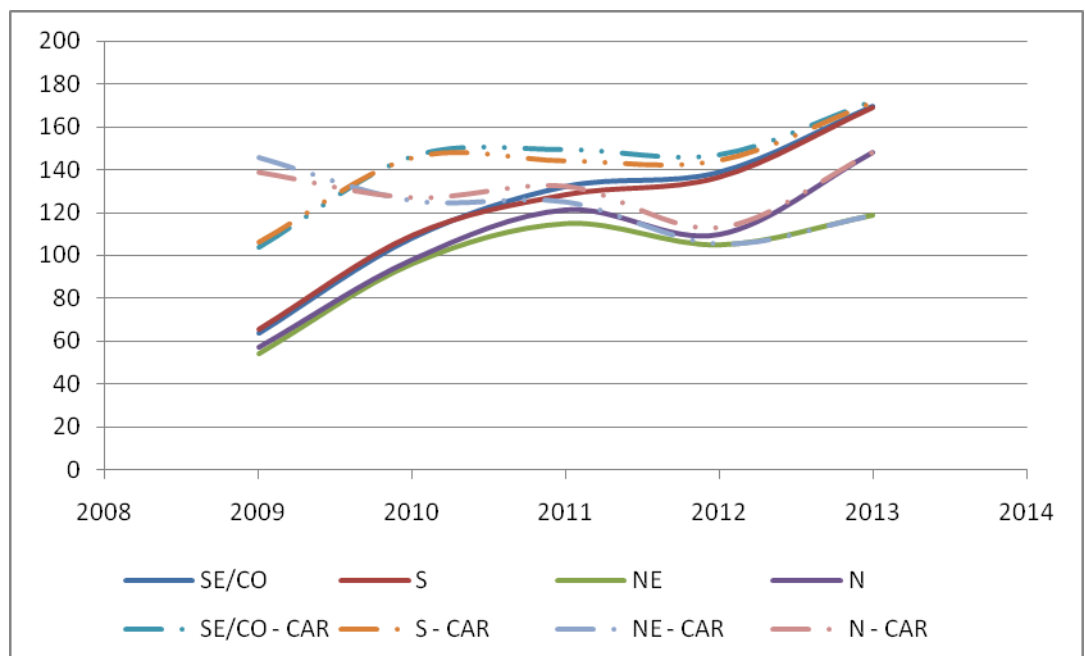


Gráfico 29. CMO [R\$/MWh] armazenamento 11/06/2009 x simulação NE abaixo CAR

O custo de operação superior para o cenário em que a CAR foi acionada demonstra uma maior variação de preços no início do período por conta do aumento da geração térmica; no entanto, no final do horizonte, os CMOs se equiparam.

O gráfico 30 a seguir apresenta a energia armazenada no final do período seco do primeiro ano do estudo (novembro de 2009) para cada um dos cenários.

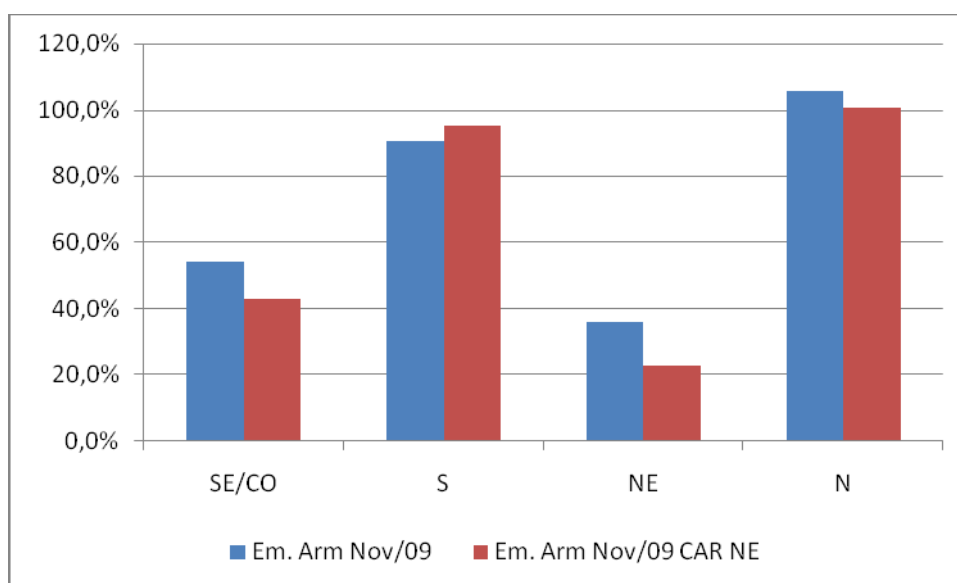


Gráfico 30. Energia armazenada [% do volume máximo armazenável] novembro/2009

Mesmo com o acionamento da CAR, o reservatório do Nordeste foi deplecionado a níveis que podem comprometer a segurança do sistema, caso no próximo período úmido sejam verificadas afluências desfavoráveis. Além disso, evidenciou-se um deplecionamento acentuado nos reservatórios do subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

De modo a ilustrar a operação antecipada de usinas termelétricas, mais especificamente aquelas contratadas por disponibilidade, foi considerada a redução de 1,5% nos níveis armazenados verificados em 11/06/2009 e houve a verificação dos níveis meta dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, onde foi constatado que os níveis verificados ao final de novembro estava em 52,5% no subsistema Sudeste/Centro-Oeste e 35,1% no

subsistema Nordeste. De modo a antecipar a geração térmica para não utilizar a água armazenada durante o período úmido do início do ano de 2009, foi simulado o despacho antecipado por meio de redução do CVU de todas as usinas termelétricas contratadas por disponibilidade e que já não estavam despachadas para 0,01 R\$/MWh, desta forma todas entrariam por ordem de mérito, mas somente no mês de junho de 2009.

O total da potência das usinas existentes despachadas para atendimento ao POCP foi de 2.494 MW, sendo 1.580 MW no SE/CO, 4 MW no S e 910 MW no NE.

O custo médio das usinas despachadas foi de 502,75 R\$/MWh sendo a maioria usinas movidas à óleo diesel.

O gráfico 31 apresenta a comparação da média dos CMOs obtidos para o período, onde pode-se notar a grande correlação entre os valores de cada cenário.

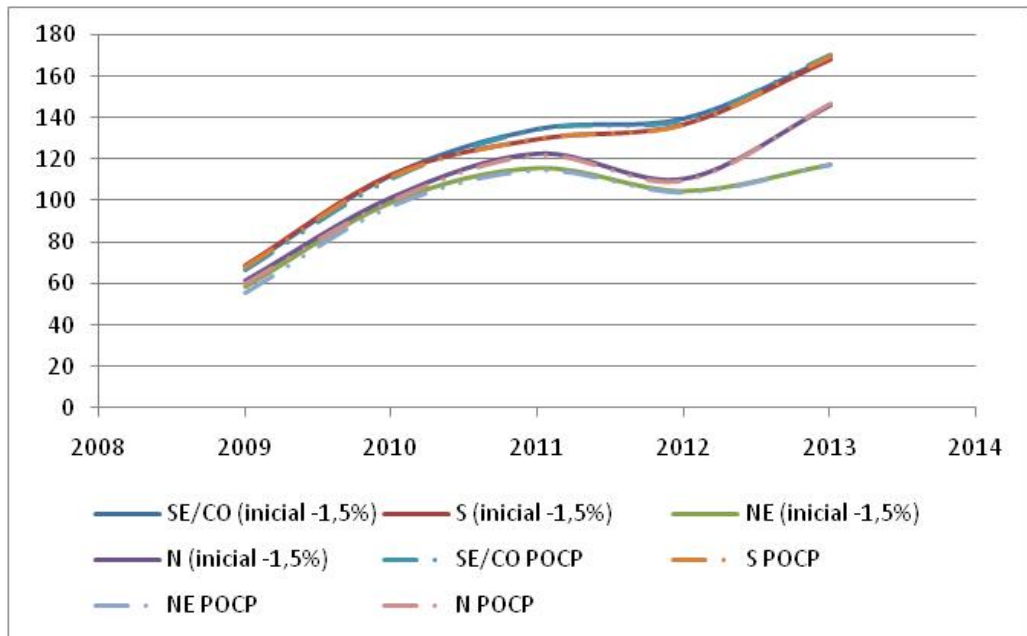


Gráfico 31. CMOs [R\$/MWh] níveis junho/2009 x redução de 1,5% nível de armazenamento

Com relação ao nível armazenado ao final do período úmido, obtido por meio da simulação, o nível meta de armazenamento do subsistema SE/CO para novembro de 2009 foi

atingido com 53,1%. O nível do reservatório do subsistema NE verificado com a simulação foi de 36,1%, acima da meta de 35%. O gráfico 32 a seguir apresenta o comportamento dos níveis dos reservatórios antes e depois do despacho antecipado de termelétricas.

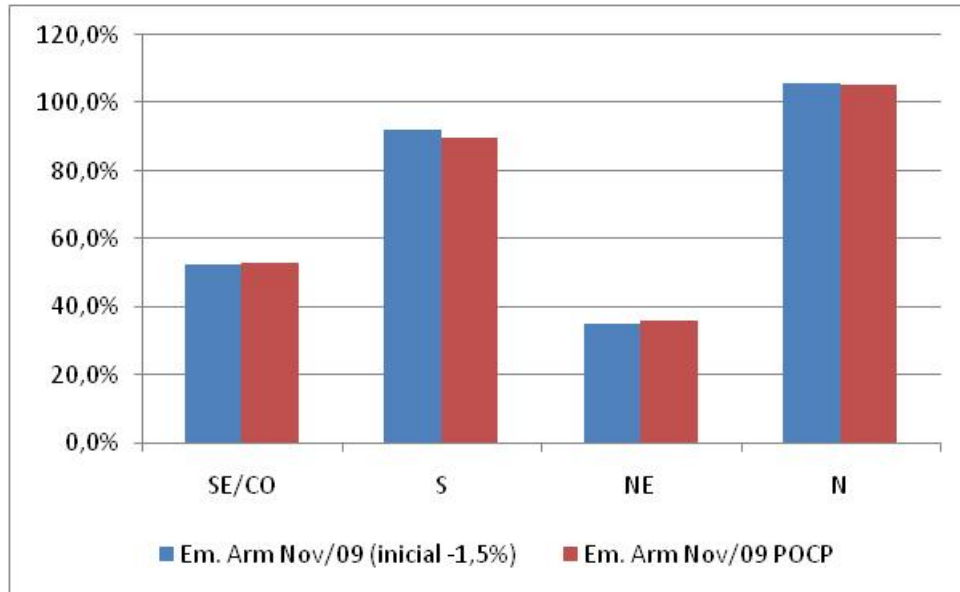


Gráfico 32. Energia armazenada [% do volume máximo armazenável] novembro/2009 simulação

O impacto financeiro do despacho, no entanto, pode ser aferido por meio da equação 13 a seguir [70].

$$Encargos = Geração * (CVU - PLD) \quad (13)$$

O total de geração a título de encargo foi de 2.300 MW médios que valorado à diferença de seu custo variável e do PLD do submercado da usina gerou um valor total de encargo a ser rateado entre todos os consumidores, incluindo as distribuidoras que representam 75 % da carga total consumida, no valor de R\$ 503.213.278,96.

Desta forma, o impacto da operação das usinas térmicas no curto prazo quando o despacho se dá por razões de segurança energética, é rateado por todos os consumidores. Caso as usinas fossem despachadas por ordem de mérito o custo seria assumido somente pelas distribuidoras.

#### 4.4 IMPACTOS NO CUSTO DA EXPANSÃO DO MERCADO CONSUMIDOR

A participação de uma distribuidora nos leilões de energia nova não se faz de forma compulsória, mas depende da necessidade de compra de energia para atendimento de uma expansão da demanda.

Dependendo do montante de energia declarado para contratação e do resultado do leilão, cada distribuidora pode ficar mais exposta à variação do custo da energia contratada por disponibilidade, por conta da operação do sistema elétrico. Conforme apresentado nos capítulos anteriores, verifica-se uma variação de custo de usinas com diferentes tipos de combustível, que negociaram em um mesmo leilão.

A tabela 53 a seguir apresenta a representatividade hidrelétrica e termelétrica da energia contratada nos leilões.

Tabela 53. Representatividade da fonte hídrica e térmica no resultado dos leilões

Leilão	Ano de Início	H	T
UHE STO ANT	2012	100%	0%
UHE JIRAU	2013	100%	0%
2º LEN	2009	61%	39%
1º LEN	2008	11%	89%
1º LEN	2009	5%	95%
1º LEN	2010	51%	49%
5º LEN	2012	31%	69%
3º LEN	2011	52%	48%
7º LEN	2013	4%	96%
1º FA	2010	25%	75%
6º LEN	2011	0%	100%
4º LEN	2010	0%	100%

Com exceção dos leilões das usinas Santo Antônio e Jirau, localizadas no rio Madeira, a participação de usinas hidrelétricas e termelétricas em um mesmo leilão foi

possível. No entanto, em leilões como o 4º LEN (A-3 em 2007) e 6º LEN (A-3 em 2007) a totalidade da energia negociada foi proveniente de fonte termelétrica, principalmente de usinas a óleo combustível. As distribuidoras que adquiriram energia para atendimento da expansão de seu mercado nesses leilões poderão ficar mais suscetíveis à variações de custo da energia na operação do sistema, sendo que este aumento de custo será percebido pelo consumidor cativo no reajuste tarifário que ocorrerá no ano subsequente ao da operação da usina. Desta forma, o consumidor final sempre terá uma defasagem para perceber o aumento ou redução do custo da energia das usinas por disponibilidade por conta da operação do sistema.

O leilão que apresentou maior representatividade da fonte hidráulica no resultado foi o 2º LEN (A-3 em 2006) com 61% do total de energia negociada.

Do ponto de vista das distribuidoras de energia que adquiriram energia nos leilões, para atendimento da expansão de seu mercado, são apresentados a seguir os montantes adquiridos e a representatividade hidrelétrica e termelétrica no total contratado. A tabela 54 apresenta o montante de energia adquirido por distribuidora e a representatividade de energia proveniente de fonte hidráulica e térmica do total,

Tabela 54. Energia adquirida pelas distribuidoras nos leilões e representatividade por fonte

Comprador	Hidro (Quant.)	Termo (Disp.)	Total Adquirido [MW médios]
NACIONAL	15%	85%	8
CEEE	26%	74%	518
EEB	26%	74%	39
AES-SUL	27%	73%	544
CEMIG SA	29%	71%	1.303
CEMAT	30%	70%	850
CPFL PIRATININGA	31%	69%	384
Continua			



Continuação			
Comprador	Hidro (Quant.)	Termo (Disp.)	Total Adquirido [MW médios]
SANTA CRUZ	32%	68%	28
LIGHT SESA	32%	68%	750
CERON	33%	67%	190
BANDEIRANTE	33%	67%	596
ELETROACRE	34%	66%	55
MANAUS ENERGIA	34%	66%	205
CFLO	34%	66%	46
CPFL PAULISTA	34%	66%	1.138
CEAL	35%	65%	94
PARANAPANEMA	36%	64%	17
CAIUA	36%	64%	36
ELETROPAULO	37%	63%	1.238
ELEKTRO	37%	63%	552
CATAGUAZES	38%	62%	20
CELTINS	38%	62%	78
AMPLA	39%	61%	714
COPEL	39%	61%	1.141
CELG	39%	61%	658
ESCELSA	41%	59%	372
CEB	41%	59%	363
CELPE	42%	58%	677
COELCE	42%	58%	412
COSERN	43%	57%	358
CEMAR	43%	57%	291
CELB	43%	57%	24
CELPA	43%	57%	383
ENERSUL	43%	57%	146
SAELPA	44%	56%	121
RGE	44%	56%	229
COELBA	46%	54%	712
ENERGIPE	46%	54%	108
CEPISA	46%	54%	251
JAGUARI	46%	54%	15
CELESC	47%	53%	1.178
		Total	16.841

Como pode ser observado, a Companhia Nacional de Energia Elétrica (NACIONAL) possui maior participação termelétrica no atendimento da expansão de seu mercado, de modo que seus consumidores cativos poderão ter um maior ou menor reajuste da tarifa influenciado pela operação do sistema efetuado no ano anterior. No entanto, a questão da influência do custo de operação do sistema nas tarifas dos consumidores cativos depende não só da contratação de usinas por disponibilidade ou por quantidade, mas também do leilão em que foi adquirido e conseqüentemente das usinas que lastreiam estes contratos e o valor de seus CVUs.

Já os consumidores da CELESC, são os que estão menos suscetíveis à variação do custo da energia adquirida para atendimento da expansão, em função de uma maior participação hidrelétrica no resultado de sua compra.

Vale ressaltar que além dos contratos provenientes dos leilões de energia nova, o reajuste depende mais da composição dos contratos de fornecimento de energia que atendem o mercado atual da distribuidora.

Com a introdução do Procedimento Operativo de Curto Prazo pelo ONS, cujo reflexo nos contratos por disponibilidade pode ser verificado por meio de simulação, a expectativa do custo decorrente da contratação nesta modalidade foi alterada, uma vez que, por razões de segurança energética o custo decorrente do consumo de combustível é rateado por todos os consumidores e não mais pela distribuidora que adquiriu energia da usina despachada por segurança energia em um determinado leilão. Desta forma, somente o custo com a Receita Fixa é assumido pela distribuidora.

## 5 CONCLUSÃO

Dentro da proposta de realização deste estudo de avaliar os impactos da operação das usinas termelétricas contratadas por disponibilidade e considerando os resultados obtidos, podem ser identificados diversos agentes setoriais que estão sujeitos a esses impactos de formas distintas.

As empresas que se habilitam para participar de um determinado leilão e cujos valores de Garantia Física, COP e CEC são calculados pela EPE, dependendo da configuração do sistema hidrotérmico utilizado para cada finalidade, poderão ser mais ou menos competitivas, uma vez que estes parâmetros servirão para cálculo do ICB que é o critério para escolha de um empreendimento em detrimento a outro nos leilões de energia nova.

Além disso, a própria metodologia de cálculo de GF e de COP e CEC utilizam configurações distintas do sistema hidrotérmico, podendo também influenciar na competitividade entre os empreendimentos participantes de um mesmo leilão.

Ainda sob a ótica do investidor em geração em energia elétrica, os critérios de reajuste do Custo Variável Unitário (CVU) que consideram a variação de preço dos combustíveis no mercado internacional, adicionam incerteza na previsão dos custos com o fornecimento de combustíveis e que o modelo de otimização atual não considera seu devido efeito.

A inclusão de mecanismo ou metodologia de tratamento da questão da variação do custo dos combustíveis pode ser tão estratégica quanto a hidrologia no sistema hidrotérmico, tendo em vista o incremento de usinas termelétricos previsto para o sistema.

Caso, a metodologia de reajuste do preço do combustível previsto no contrato de fornecimento fosse alinhada com as cláusulas contratuais do CCEAR por disponibilidade, a não consideração desta variável poderia ser relevante.

Do ponto de vista das distribuidoras de energia elétrica, o custo da energia elétrica proveniente dos empreendimentos contratados por disponibilidade está diretamente relacionado com a operação do sistema, adicionando uma incerteza significativa para previsão do custo para fins de reajuste tarifário. Por outro lado, o limite de preço (Valor de Referência) para repasse tarifário para aquisição de energia leilões de ajuste e de geração distribuída, por exemplo, é composto pelos montantes de energia e preços (ICBs no caso das termelétricas) resultante da negociação nos leilões, utilizado inicialmente como critério de desempate entre empreendimentos.

Com a introdução de mecanismos que visam o despacho antecipado de empreendimentos, cujo custo é rateado entre todos os consumidores, um alto preço que seria arcado pelos consumidores cativos da distribuidoras pode ser rateado entre todo o sistema, o lastro da energia no entanto fica com a distribuidora praticamente ao preço da Receita Fixa.

Considerando ainda que nem mesmo o órgão que realiza o planejamento do setor dispõe de instrumentos para previsão do resultado do leilão, situação esta que fica evidenciada pelo cálculo da GF de usinas que irão participar dos leilões por blocos de usina agrupadas por valores de CVU, por exemplo, e a distribuidora declara sua necessidade de compra previamente à realização da divulgação das usinas habilitadas para certame, a contratação da expansão de seu mercado é totalmente dependente do resultado do leilão, que poderá apresentar um resultado de 100% de atendimento da demanda por usinas contratadas por disponibilidade. Desta forma, a exposição dos custos da energia para a distribuidora frente a uma contratação por disponibilidade é involuntária, e atualmente existem mecanismos de mitigação de riscos somente para exposição financeira por diferença de preços de submercado.

Com relação ao planejamento energético, o Custo Marginal de Expansão, que representa o preço mais alto da usina licitada em leilões, a partir de 2008, foi adotado como

critério de planejamento e cálculo da Garantia Física das usinas. No entanto, um ponto a ser destacado é que o preço mais alto de usinas licitadas é o ICB resultante do leilão de uma usina termelétrica, e da mesma forma que o Valor de Referência.

O impacto relativo à operação das usinas contratadas por disponibilidade em outros agentes setoriais dar-se-á no fato da grande adição de potência termelétrica ao sistema para atendimento da expansão, de modo que o custo de operação destas usinas quando solicitadas a gerar antecipadamente pelo ONS por razões de segurança energética é rateado entre todos os consumidores. Como pode ser constatada por meio das simulações, com a introdução do Procedimento Operativo de Curto Prazo (POCP) a solicitação de despacho fora da ordem de mérito de preço por verificação de nível de armazenamento inferior aos definidos na Curva de Aversão ao Risco (CAR), foi minimizada, senão extinta, por conta do despacho antecipado de usinas termelétricas. Desta forma, o custo do despacho pela CAR, cujo custo é rateado entre todos os agentes (incluindo geradores e comercializadores) pode não ser verificado.

Diante das informações expostas ao longo da dissertação, pode-se notar que o índice (ICB) inicialmente criado para mensurar os custos esperados de operação das usinas contratadas por disponibilidade para fins de seleção de empreendimentos dentro de um mesmo leilão, ganhou dimensões que hoje influenciam até mesmo o planejamento da expansão. Desta forma, levando-se em consideração as finalidades preconizadas para o ICB, deve-se se considerar uma proposta de adequação do índice de modo a tornar a expectativa do custo de operação mais aderente à realidade de operação ou utilizá-lo somente para a seleção de empreendimentos dentro de um mesmo leilão.

O estudo da criação de um índice que aperfeiçoe o atual ICB pode ser objeto de trabalhos futuros onde deverão ser analisadas as ferramentas utilizadas, o processo de

obtenção das grandezas que subsidiarão o cálculo e o tratamento das incertezas relacionadas, bem como a mensuração de riscos.

Um ponto a ser considerado no aperfeiçoamento do ICB seria a inclusão do sinal locacional do COP e CEC por meio da inclusão dos valores de TUST/TUSD em sua composição.

## REFERÊNCIAS

- [1] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2008-2017**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2008. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>>. Acesso em: 03 mar. 2009.
- [2] RODRIGUES, A. P.; DIAS D. S. **Estado e energia elétrica: experiências internacionais de desregulamentação e o caso brasileiro**. Rio de Janeiro: Instituto Liberal, 1994. 147p.
- [3] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2008: Ano base 2007**. Rio de Janeiro: EPE[s.n.], 2008. Disponível em: < <https://www.ben.epe.gov.br/>>. Acesso em: 15 mai. 2009.
- [4] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Proposta de modelo institucional do setor elétrico**. Brasília, 2003. Disponível em:< [http://www.eletrabras.com.br/Downloads/IN\\_Noticias\\_Biblioteca/mme3.zip](http://www.eletrabras.com.br/Downloads/IN_Noticias_Biblioteca/mme3.zip)>. Acesso em: 12 jul. 2008.
- [5] LEITE, A. D. **A energia do Brasil**. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007. 658 p.
- [6] CASTRO, N. e ARAÚJO, R. T. H. **A Sistemática da Garantia no Novo Modelo do Setor Elétrico**. Rio de Janeiro: IFE nº 1.167, 2003. Disponível em: < <http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrabras/artigos/castro12.htm>>. Acesso em: 15 jul. 2008.
- [7] BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética. Aprova as diretrizes básicas para a implementação do novo modelo do Setor Elétrico. Resolução nº 005, de 21 de julho de 2003. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 07 ago. 2003. Disponível em:< <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003005cnpe.pdf>>. Acesso em: 01 set. 2008.
- [8] BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 16 mar. 2004. Disponível em:< [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm)>. Acesso em: 28 jul. 2008.

[9] BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 30 jul. 2004. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm)>. Acesso em: 28 jul. 2008.

[10] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Coordenação de Capacitação. **Visão Geral das Operações na CCEE**. São Paulo: [s.n], 2006. 80 p.

[11] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Estabelece os Valores Normativos que limitam o repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte dos concessionários e permissionários. Resolução nº 233, de 29 de julho de 1999. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/RES1999233.PDF>> Acesso em: 15 jun. 2009.

[12] LEAL, C. F. C. Ágios, envelope e surpresas: uma visão geral da privatização das distribuidoras estaduais de energia elétrica. **Revista BNDES**, Rio de Janeiro, dez. 1998. Número 10. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br/conhecimento/revista/rev1004.pdf>>. Acesso em: 15 jul. 2008.

[13] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regras de Comercialização**: Contabilização Módulo 5 – Excedente Financeiro. São Paulo: [s.n], 2008. Disponível em: <[http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca\\_virtual/Regras/a05\\_excedente\\_financeiro.pdf](http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Regras/a05_excedente_financeiro.pdf)> Acesso em: 09 ago. 2008.

[14] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regras de Comercialização**: Contabilização Módulo 3 - Contratos. São Paulo: [s.n], 2008. Disponível em: <[http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca\\_virtual/Regras/a03\\_contratos\\_1.pdf](http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Regras/a03_contratos_1.pdf)> Acesso em: 09 ago. 2008.

[15] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Valor Anual de Referência (VR)**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=268da5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>>. Acesso em: 09 mai. 2009.

[16] FORTUNATO, L. A. M. et al. **Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica**. Niterói: Universidade Federal Fluminense, EDUFF, 1999. 232 p.

[17] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Fixa o prazo para que os agentes de distribuição de energia elétrica declarem suas necessidades de compra para os Leilões relacionados, na forma e condições a serem disponibilizadas no sítio do Ministério de Minas e



Energia - MME, conforme o disposto no art. 3º da Lei 10.848 de 15.03.2004 e no art. 18 do Decreto 5.163 de 30.07.2004. Portaria nº 45, de 09 de março de 2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2007045mme.pdf>> Acesso em: 15 jul. 2008.

[18] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Índice de custo benefício (ICB) de empreendimentos de geração termelétrica:** Metodologia de Cálculo do ICB. Rio de Janeiro: [s.n.], 2005. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/Lists/LeilaoA52005/Attachments/5/Metodologia%20de%20Calculo%20do%20ICB\\_R2.pdf](http://www.epe.gov.br/Lists/LeilaoA52005/Attachments/5/Metodologia%20de%20Calculo%20do%20ICB_R2.pdf)> Acesso em: 15 jul. 2008.

[19] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Decide que a ANEEL deverá observar os critérios de reajuste tarifário especificados, para fins de elaboração do edital de Leilão de energia elétrica, proveniente de novos empreendimentos de geração, e dos respectivos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR. Portaria nº 510, de 20 de outubro de 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2005510mme.pdf>> Acesso em: 15 jul. 2008.

[20] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Estabelece os critérios e fórmulas de reajuste tarifário a serem utilizados pela ANEEL, para fins de elaboração do Edital de Leilão de energia elétrica, proveniente de novos empreendimentos de geração, e dos respectivos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR, e inclui parágrafo único no art. 9º da Portaria MME 328 de 29.07.2005. Portaria nº 112, de 16 de maio de 2006. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2006112mme.pdf>> Acesso em: 15 jul. 2008.

[21] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Estabelece os critérios e fórmulas de reajuste tarifário a serem utilizados pela ANEEL, para fins de elaboração dos Editais dos Leilões de energia proveniente de novos empreendimentos e dos respectivos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs. Portaria nº 42, de 01 de março de 2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bprt2007042mme.pdf>> Acesso em: 15 jul. 2008.

[22] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Prorroga o prazo para complementação dos documentos necessários à habilitação técnica de novos empreendimentos ou projetos de geração, bem com a inclusão de novos aproveitamentos, a serem cadastrados na Empresa de Pesquisa Energética - EPE, no endereço eletrônico especificado, com vistas à participação nos Leilões de Energia A-3 e A-5, previstos pela Portaria MME 305 de 19.12.2006. Portaria nº 46, de 09 de março de 2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bprt2007046mme.pdf>> Acesso em: 15 mai. 2009.

[23] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Comissão Especial de Licitação. **Edital de Leilão nº 002/2005-ANEEL:** comunicado relevante nº 4. Disponível em: <

[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais\\_geracao/documentos/Comunicado\\_Relevante\\_4.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/Comunicado_Relevante_4.pdf)>. Acesso em: 15 mai.2009.

[24] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Custo do combustível vinculado ao CVU do contrato.** Disponível em: <[http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca\\_virtual/Leiloes/Energia\\_Nova/Receita%20de%20Venda/CCOMB\\_27.02.2008.pdf](http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Leiloes/Energia_Nova/Receita%20de%20Venda/CCOMB_27.02.2008.pdf)[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/L9074c ompilada.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9074c ompilada.htm)> Acesso em: 20 jun. 2009.

[25] INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Indicadores: IPCA.** Disponível em: <[http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc\\_ipca/ipca-inpc\\_200807\\_1.shtm](http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc_ipca/ipca-inpc_200807_1.shtm)>. Acesso em: 07 jul. 2008.

[26] AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Preços de Produtores: Óleo Diesel.** Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/petro/precos\\_de\\_produtores.asp](http://www.anp.gov.br/petro/precos_de_produtores.asp)>. Acesso em: 01 set. 2008.

[27] AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Preço de Produtores: Óleo Combustível.** Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/petro/precos\\_de\\_produtores.asp](http://www.anp.gov.br/petro/precos_de_produtores.asp)> Acesso em: 04 jun. 2009

[28] ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Short Term Energy Outlook Oil (Petroleum).** Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/forecasting.html>>. Acesso em: 04 jun. 2009.

[29] BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Taxa de câmbio dólar americano (venda) – PTAX800.** Disponível em: <<https://www3.bcb.gov.br/sgspub/>>. Acesso em: 04 jun. 2009.

[30] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Monthly Electricity Statistics Archive: Abril 2008.** Disponível em: <[http://www.iea.org/Textbase/stats/surveys/elec\\_archives.asp](http://www.iea.org/Textbase/stats/surveys/elec_archives.asp)>. Acesso em: 15 jul. 2008.

[31] FUNDAÇÃO INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Estatísticas históricas do Brasil:** séries econômicas, demográficas e sociais de 1550 a 1988. 2ª edição. Rio de Janeiro: IBGE, 1990. Disponível em: <[http://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/monografias/visualiza\\_colecao\\_digital.php?titulo=Estatísticas%20históricas%20do%20Brasil:%20séries%20econômicas,%20demográficas%20e%20sociais%20de%201550a%201988&link=Serie\\_Est\\_Retro\\_v3#](http://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/monografias/visualiza_colecao_digital.php?titulo=Estatísticas%20históricas%20do%20Brasil:%20séries%20econômicas,%20demográficas%20e%20sociais%20de%201550a%201988&link=Serie_Est_Retro_v3#)>. Acesso em: 08 jul. 2008.

[32] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resultados dos leilões de energia elétrica.** Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=d3caa5c1de88a010VgnVC M100000aa01a8c0RCRD>>. Acesso em: 15 jun. 2009.

[33] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Define nos termos do parág. 2º, do art. 2º, e do parág. 1º do art. 4º, do Decreto 5.163 de 30.07.2004, conforme critérios gerais de garantia de suprimento, os montantes de garantia física, dos empreendimentos de geração de energia elétrica, especificados no Anexo. Portaria nº 550, de 07 de dezembro de 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bprt2005550mme.pdf>> Acesso em: 15 mai. 2009.

[34] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Define nos termos do parág. 2º, do art. 2º, e do parág. 1º do art. 4º, do Decreto 5.163 de 30.07.2004, conforme critérios gerais de garantia de suprimento, os montantes de garantia física, dos empreendimentos de geração de energia elétrica, especificados no Anexo. Portaria nº 136, de 14 de junho de 2006. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2006136mme.pdf>> Acesso em: 15 mai. 2009.

[35] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Define nos termos do parág. 2º, do art. 2º, e do parág. 1º do art. 4º, do Decreto 5.163 de 30.07.2004, conforme critérios gerais de garantia de suprimento, os montantes de garantia física, dos empreendimentos de geração de energia elétrica, especificados no Anexo. Portaria nº 252, de 21 de setembro de 2006. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2006252mme.pdf>> Acesso em: 15 mai. 2009.

[36] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Define, nos termos do parág. 2º do art. 2º, e do parág. 1º do art. 4º, do Decreto 5.163 de 30.07.2004, os montantes de garantia física de suprimento, dos empreendimentos de geração de energia elétrica, relacionados em Anexo, que celebrarem os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs, decorrentes do Leilão de Energia Proveniente de Fontes Alternativas de Energia. Portaria nº 079, de 09 de maio de 2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2007079mme.pdf>> Acesso em: 15 mai. 2009.

[37] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Altera o caput do art. 2º e os Anexos I, III e IV da Portaria MME 079 de 08.05.2007, que define os montantes de garantia física de suprimento, dos empreendimentos de geração de energia elétrica, que celebrarem os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs, decorrentes do Leilão de Energia Proveniente de Fontes Alternativas de Energia. Portaria nº 100, de 31 de maio de 2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2007100mme.pdf>> Acesso em: 15 mai. 2009.

[38] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Define, nos termos do parág. 2º do art. 2º, e do parág. 1º do art. 4º, do Decreto 5.163 de 30.07.2004, os montantes de garantia física de suprimento, dos empreendimentos de geração de energia elétrica, relacionados em Anexo, que celebrarem os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs,

decorrentes do Leilão de Energia Proveniente de Fontes Alternativas de Energia, Leilões A - 3 e A - 5, bem como substituído pelo Anexo VIII, os valores da garantia física das Portarias MME 079 de 08.05.2007 e 100 de 31.05.2007. Portaria nº 135, de 25 de junho de 2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2007135mme.pdf>> Acesso em: 15 mai. 2009.

[39] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Define nos termos do parág. 2º, do art. 2º, e do parág. 1º do art. 4º, do Decreto 5.163 de 30.07.2004, conforme critérios gerais de garantia de suprimento, os montantes de garantia física, dos empreendimentos de geração de energia elétrica que comercializarem energia nos Leilões A - 3 e A - 5, especificados nos Anexos I e II. Portaria nº 146, de 11 de julho de 2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2007146mme.pdf>> Acesso em: 15 mai. 2009.

[40] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Define nos termos do parág. 2º, do art. 2º, e do parág. 1º do art. 4º, do Decreto 5.163 de 30.07.2004, conforme critérios gerais de garantia de suprimento, os montantes de garantia física, dos empreendimentos de geração de energia elétrica, especificados no Anexo I. Portaria nº 279, de 28 de setembro de 2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2007279mme.pdf>> Acesso em: 15 mai. 2009.

[41] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Define os montantes de garantia física dos empreendimentos de geração de energia elétrica, referentes ao Leilão para contratação de Energia de Reserva, de que trata a Portaria MME 331 de 04.12.2007, relacionados no Anexo I. Portaria nº 21, de 16 de julho de 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2008021spde.pdf>> Acesso em: 15 mai. 2009.

[42] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Define os montantes de garantia física, dos empreendimentos de geração de energia elétrica, que comercializarem energia nos Leilões para contratação de energia de reserva, A - 3 e A - 5, de que trata a Portaria MME 331 de 04.12.2007, especificados no Anexo I. Portaria nº 25, de 01 de agosto de 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2008025spde.pdf>> Acesso em: 15 mai. 2009.

[43] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Define os montantes de garantia física, dos empreendimentos de geração de energia elétrica, que comercializarem energia no Leilão A-3, especificados nos Anexos I. Portaria nº 26, de 01 de agosto de 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2008026spde.pdf>> Acesso em: 15 mai. 2009.

[44] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Define os montantes de garantia física, dos empreendimentos de geração de energia elétrica, que comercializarem energia no Leilão A-3, especificados nos Anexos I, II e III e Revoga a Portaria SPE/MME 026 de 01.08.2008. Portaria nº 31, de 29 de agosto de 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2008031spde.pdf>> Acesso em: 15 mai. 2009.

[45] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Define os montantes de garantia física, dos empreendimentos de geração de energia elétrica, que comercializarem energia no Leilão A-5, especificados nos Anexos I, II III e IV. Portaria nº 32, de 12 de setembro de 2008. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2008032spde.pdf>> Acesso em: 15 mai. 2009.

[46] SILVA, E. L. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzatto, 2001. 183 p.

[47] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Homologa os valores da Curva do Custo do Déficit de energia elétrica e o limite mínimo e máximo do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD, para o ano de 2009. Resolução Homologatória nº 757, de 16 de dezembro de 2008. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2008757.pdf>> Acesso em: 15 abr. 2009.

[48] BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética. Define o critério geral de garantia de suprimento, aplicável aos estudos de expansão da oferta e do planejamento da operação do sistema elétrico interligado, bem como ao cálculo das garantias físicas de energia e potência de um empreendimento de geração de energia elétrica. Resolução nº 001, de 17 de novembro de 2004. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2004001cnpe.pdf>> Acesso em: 15 jul. 2008.

[49] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA; OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Apostila de treinamento Newave e Decomp**. São Paulo: [s.n.], 2007.

[50] CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Projeto Newave: Modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas equivalentes – Manual do usuário**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2004. 143 p.

[51] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Integração eletro-energética: Mapa** 2008. Disponível em:< [http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/pop/pop\\_integracao\\_eletroenergetica.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/pop/pop_integracao_eletroenergetica.aspx)> Acesso em: 15 ago. 2008.

[52] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Estabelece procedimentos para atualização da curva do Custo do Déficit de energia elétrica e do limite máximo do preço do mercado de curto prazo (PMAE\_max), de que trata a Resolução GCE 109 de 24.01.2002. Resolução nº 682, de 23 de dezembro de 2003. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003682.pdf>> Acesso em: 15 abr. 2009.

[53] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Regulamenta a alteração da sistemática de estabelecimento do Preço Mínimo do Mercado de Curto Prazo (PMAE\_min). Resolução nº 377, de 30 de julho de 2003. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003377.pdf>> Acesso em: 15 jul. 2008.

[54] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Homologa a curva do custo do déficit de energia elétrica e os limites mínimos e máximos do preço de mercado de curto prazo. Resolução Homologatória nº 267, de 19 de dezembro de 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2005267.pdf>> Acesso em: 15 abr. 2009.

[55] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Homologa os novos valores da Curva do Custo do Déficit de energia elétrica e o limite mínimo e máximo do preço de liquidação de diferenças. Resolução homologatória nº 597, de 18 de dezembro de 2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2007597.pdf>> Acesso em: 15 jul. 2008.

[56] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Homologa os novos valores da Curva do Custo do Déficit de energia elétrica e o limite mínimo e máximo do preço de liquidação de diferenças. Resolução Homologatória nº 413, de 19 de dezembro de 2006. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2006413.pdf>> Acesso em: 15 abr. 2009.

[57] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Homologa os novos valores da Curva do Custo do Déficit de energia elétrica e o limite mínimo e máximo do preço de liquidação de diferenças. Resolução Homologatória nº 597, de 18 de dezembro de 2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh2007597.pdf>> Acesso em: 15 abr. 2009.

[58] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Atualiza o valor mínimo dos preços do mercado de curto prazo (PLD\_min) e determina que a divulgação seja feita pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Despacho nº 001, de 03 de janeiro de 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp2005001.pdf>> Acesso em: 15 abr. 2009.

[59] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Atualiza o valor mínimo dos preços do mercado de curto prazo (PLD\_min), para todos os submercados, bem como determina que a divulgação seja feita pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Despacho nº 057, de 12 de janeiro de 2006. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp2006057.pdf>> Acesso em: 15 abr. 2009.

[60] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Atualiza o valor mínimo do preço de liquidação de diferenças (PLD\_min), para todos os submercados, bem como determina a divulgação pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Despacho nº 005, de 02 de janeiro de 2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp2007005.pdf>> Acesso em: 15 abr. 2009.

[61] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Atualiza o valor mínimo do preço de liquidação de diferenças (PLD\_min), para todos os submercados, bem como determina a divulgação pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Despacho nº 002, de 04 de janeiro de 2008. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp2008002.pdf>> Acesso em: 15 abr. 2009.

[62] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Atualiza o valor mínimo do preço de liquidação de diferenças (PLD\_min), para todos os submercados, e determina a divulgação pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Despacho nº 053, de 09 de janeiro de 2009. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dsp2009053.pdf>> Acesso em: 15 abr. 2009.

[63] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Plano Anual da Operação Energética Ano 2000:** Sistema Interligado Nacional. Rio de Janeiro: [s.n.], 2000. Disponível em: < [http://www.ons.org.br/avaliacao\\_condicao/planejamento\\_energetica.aspx](http://www.ons.org.br/avaliacao_condicao/planejamento_energetica.aspx)>. Acesso em: 15 ago. 2008.

[64] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Revisão da Curva Bianual de Aversão a Risco para a Região Sudeste/Centro-Oeste – Biênio 2009/2010.** Rio de Janeiro: [s.n.], 2008. Disponível em: < [http://www.ons.org.br/download/avaliacao\\_condicao/curva\\_aversao/NT\\_037-2009-Revisao\\_CAR\\_2009-2010-SE-CO.pdf](http://www.ons.org.br/download/avaliacao_condicao/curva_aversao/NT_037-2009-Revisao_CAR_2009-2010-SE-CO.pdf)>. Acesso em: 28 mai. 2009.

[65] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2007-2016.** Rio de Janeiro: [s.n.], 2007. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>>. Acesso em: 14 jun. 2008.

[66] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Plano Anual da Operação Energética – PEN 2008:** Relatório Completo. Rio de Janeiro: [s.n.], 2008. Disponível em: < [http://www.ons.org.br/avaliacao\\_condicao/planejamento\\_energetica.aspx](http://www.ons.org.br/avaliacao_condicao/planejamento_energetica.aspx)>. Acesso em: 15 ago. 2008.

[67] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Preços Médio da CCEE.** São Paulo: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2008. Disponível em: < <http://www.ccee.org.br/cceeiinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=a39ca5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>>. Acesso em: 01 mai. 2009.

[68] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Download Deck de Preços.** Disponível em: < <http://www.ccee.org.br/cceeiinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=9283a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD000aa01a8c0RCRD>>. Acesso em: 15 jun. 2009.

[69] BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética. Estabelece diretrizes, sob a responsabilidade da ANEEL, para a utilização pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, da Curva de Aversão ao Risco - CAR, visando a análise das condições de atendimento energético e formação de preço, bem como revoga os parágs. 5º e 6º do art. 7º da Resolução GCE 109 de 24.01.2002. Resolução nº 008, de 20 de dezembro de 2007. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2007008cnpe.pdf>> Acesso em: 15 ago. 2008.

[70] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regras de Comercialização:** Contabilização Módulo 6 – Encargos de Serviços de Sistema. São Paulo: [s.n], 2008. Disponível em: < [http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca\\_virtual/Regras/a06\\_encargos\\_de\\_servicos\\_do\\_sistema.pdf](http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Regras/a06_encargos_de_servicos_do_sistema.pdf)> Acesso em: 09 ago. 2008.

[71] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Estabelece os critérios e as diretrizes para o processo competitivo de seleção das ofertas de potência adicional, visando o atendimento da necessidade suplementar de suprimento no período de 2001 a 2003. Resolução nº 560, de 21 de dezembro de 2000. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2000560.pdf>> Acesso em: 15 abr. 2009.

[72] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Relatório de Consumo por Classe dos Agentes.** Disponível em:< <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=a5ada5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>>. Acesso em: 15 jun. 2009.

[73] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Define, nos termos do parág. 2º do art. 2º, e do parág. 1º do art. 4º, do Decreto 5.163 de 30.07.2004, conforme critérios gerais de garantia de suprimento, os montantes da garantia física dos empreendimentos de geração de energia elétrica, bem como aprova a metodologia, as diretrizes e o processo para implantação da garantia física das usinas do Sistema Interligado Nacional - SIN. Portaria nº 303, de 18 de novembro de 2004. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bprt2004303mme.pdf>> Acesso em: 15 mai. 2009.

[74] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Estabelece as condições para implementação da sistemática de verificação do lastro de contratos de venda de energia elétrica, registrados no Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, conforme o art. 5º da Resolução ANEEL 249 de 11.08.1998, bem como altera o art. 1º da Resolução ANEEL 091 de 27.02.2003. Resolução nº 352, de 22 de julho de 2003. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2002352.pdf>> Acesso em: 15 abr. 2009.

[75] BRASIL. Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema



Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 03 jul. 1998. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/D2655.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2655.htm)>. Acesso em: 28 abr. 2009.

[76] BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética. Define o critério de cálculo das garantias físicas de energia e potência de novos empreendimentos de geração e do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica, assegurando a otimização da expansão do sistema elétrico. Resolução nº 009, de 28 de julho de 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2004001cnpe.pdf>> Acesso em: 15 ago. 2008.

[77] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Define a metodologia de cálculo da garantia física de novos empreendimentos de geração de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN. Portaria nº 258, de 28 de julho de 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2008258mme.pdf>> Acesso em: 15 mai. 2009.

[78] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Estudos para a licitação da expansão da geração**: Metodologia de cálculo do ICB de empreendimentos de geração termelétrica a GNL com despacho antecipado. Rio de Janeiro: [s.n.], 2007. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/LeilaoA52007\\_49/NT%20EPE-DEE-RE-087-2007-Metodologia%20C%C3%A1lculo%20ICB%20T%C3%A9rmicas%20GNL%20-%20r1.pdf](http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/LeilaoA52007_49/NT%20EPE-DEE-RE-087-2007-Metodologia%20C%C3%A1lculo%20ICB%20T%C3%A9rmicas%20GNL%20-%20r1.pdf)> Acesso em: 15 mar. 2009.

[79] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Estabelece os princípios operativos para usinas termelétricas que utilizam como combustível o Gás Natural Liquefeito - GNL. Resolução Normativa nº 282, de 01 de outubro de 2007. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2007282.pdf>> Acesso em: 15 abr. 2009.

[80] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA e OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Estudos da Demanda**: 1ª Revisão quadrimestral das projeções da demanda de energia elétrica do sistema interligado nacional 2009-2013. Rio de Janeiro: [s.n.], 2009. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/download/operacao/previsao\\_carga/NT\\_1ªRevisão\\_Quadrimestral-PEN2009-2013\\_EPE-ONS\\_.pdf](http://www.ons.org.br/download/operacao/previsao_carga/NT_1ªRevisão_Quadrimestral-PEN2009-2013_EPE-ONS_.pdf)>. Acesso em: 10 mai. 2009. PLD MAX e MIN e custos déficits (2003-2009) Resoluções

[81] ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Forecasts & Analyses Coal yearly projections to 2030**. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/forecasting.html>>. Acesso em: 04 jun. 2009.

[82] ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Forecasts & Analyses Natural Gas yearly projections to 2030**. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/forecasting.html>>. Acesso em: 04 jun. 2009.

[83] ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Forecasts & Analyses Oil (Petroleum) yearly projections to 2030.** Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/forecasting.html>>. Acesso em: 04 jun. 2009.

[84] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Histórico da operação: Carga de Energia.** Disponível em: <[http://www.ons.org.br/historico/carga\\_propria\\_de\\_energia.aspx](http://www.ons.org.br/historico/carga_propria_de_energia.aspx)>. Acesso em: 12 jun. 2009.

[85] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Histórico da operação: Energia Armazenada.** Disponível em: <[http://www.ons.org.br/historico/energia\\_armazenada.aspx](http://www.ons.org.br/historico/energia_armazenada.aspx)>. Acesso em: 12 jun. 2009.

[86] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Acompanhamento da expansão da oferta de geração de energia elétrica versão junho de 2009.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37&idPerfil=2>>. Acesso em: 15 jun.2009.

[87] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Aprova os procedimentos operativos de curto prazo a serem utilizados nos programas mensais de operação e suas revisões, com vistas à garantia do suprimento energético, e altera o art. 6º da Resolução Normativa ANEEL 282 de 01.10.2007. Resolução Normativa nº 351, de 17 de fevereiro de 2009.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009351.pdf>> Acesso em: 15 abr. 2009.

[88] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos operativos de curto prazo para aumento da segurança energética do Sistema Interligado Nacional.** Rio de Janeiro: [s.n.], 2008. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2008/062/documento/nt\\_059\\_2008.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2008/062/documento/nt_059_2008.pdf)>. Acesso em: 28 jan. 2009.

[89] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 3/2009-SRG/ANEEL: Análise das contribuições à AP 062/2008 – Estabelecimento dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo.** Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2007/030/documento/nt\\_216\\_2007\\_a\\_p\\_regras\\_reajuste\\_comb.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2007/030/documento/nt_216_2007_a_p_regras_reajuste_comb.pdf)>. Acesso em: 01 set. 2008.

[90] CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE. **Cronologia.** Disponível em: <<http://www.memoria.eletrabras.com/historia.asp>>. Acesso em: 07 jul. 2008.

[91] ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **History of Energy in the United States: 1635-2000**. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/eh/frame.html>>. Acesso em: 07 jul. 2008.

[92] CACHAPUZ, P. B. B. (Coord.) **História da operação do sistema interligado nacional**. 2. ed. Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2003. 416 p.

[93] GOMES, A. C. S. et al. O setor elétrico. In: BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. Área de Setores Produtivos 1- SP1. **BNDES 50 anos: histórias setoriais**. Rio de Janeiro: Dórea Books and Arts, 2003. p. 1-21. Disponível em: <[http://www.bndes.gov.br/conhecimento/livro\\_setorial/setorial14.pdf](http://www.bndes.gov.br/conhecimento/livro_setorial/setorial14.pdf)>. Acesso em: 08 jul. 2008.

[94] BRASIL. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil**. Brasília, DF: Senado, 1988. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Constituicao/Constituicao.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao.htm)>. Acesso em: 28 jul. 2008.

[95] BRASIL. Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990. Cria o Programa Nacional de Desestatização, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 13 abr. 1990. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Leis/L8031.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L8031.htm)>. Acesso em: 28 jul. 2008.

[96] BRASIL. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 14 fev. 1995. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Leis/L8987cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L8987cons.htm)>. Acesso em: 28 jul. 2008.

[97] BRASIL. Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 08 jul. 1995. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/L9074compilada.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9074compilada.htm)>. Acesso em: 28 jul. 2008.

[98] KELMAN, J. (Coord.). **Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico**. Brasília: [s.n.], 2001.

[99] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Conselho Nacional de Política Energética. Câmara de Gestão do Setor Elétrico. Comitê de Revitalização do Setor Elétrico. **Relatório de Progresso nº 4: Ano 2002**. Disponível em: <[http://www.agg.ufba.br/rel\\_progresso\\_4.pdf](http://www.agg.ufba.br/rel_progresso_4.pdf)>. Acesso em: 31 jul. 2008

## APÊNDICE A - Formação e evolução do setor elétrico

A formação da indústria de energia elétrica no Brasil não foi iniciativa do governo, mas decorrente da união de esforços de investidores privados que promoveu a expansão dos serviços de geração, transmissão e distribuição sob a forma de sistemas isolados e independentes, atendendo principalmente os centros urbanos. O crescimento sem padronização das normas técnicas, como por exemplo, tensões e frequência, seria um problema anos mais tarde com a interligação dos sistemas por meio de transmissão, padronização esta que em algumas localidades somente foram concluídas na década de 1980.

A conjuntura econômica do Brasil no início do século XX era a de um país agrário, recém saído de um regime social escravocrata, cujo principal energético consumido era a lenha para cocção [31]. No ano de 1940, a representatividade da lenha ainda era de mais três quartos da energia total no Brasil. No ano seguinte em 1941, o consumo de energia elétrica representava apenas a 7% do total de energia consumida no país[5].

Como marcos do início do emprego da energia elétrica em escala comercial, destaca-se o período entre os anos de 1879 e 1880, quando: (i) houve substituição da iluminação pública da cidade de Campos, RJ, que era proporcionada por gás, na oportunidade substituído por energia elétrica produzida por uma usina térmica de 50 cavalos-vapor, sendo esta prestação de serviço público de eletricidade pioneiro na América do Sul; e (ii) o início de operação da usina hidrelétrica de Marmelos, com 200 kW, com a finalidade de suprir fábrica de tecidos e iluminação pública em Juiz de Fora, MG [5]. Além disso, podem ser citados outros fatos históricos sobre a utilização de energia elétrica no Brasil, tais como: a primeira instalação de iluminação elétrica permanente na estação central da atual Estrada de Ferro Central do Brasil, em 1879, e a operação da primeira usina hidrelétrica do país, localizada no Ribeirão do Inferno, na cidade de Diamantina, em 1883 [90].

No início do século XX ainda tinha uma população predominantemente rural e no ano de 1901, contava com apenas dez geradores de energia elétrica, iniciativas isoladas de investidores privados, característica esta que ilustra a atitude liberal do governo em diversos setores da economia no período de transição do Império para a República. O governo não tinha o intuito de promover a universalização dos serviços de energia (gás e energia elétrica), ao contrário de países industrializados como nos Estados Unidos, onde o Presidente Franklin D. Roosevelt notando a falta de atendimento de energia elétrica para a população rural criou uma agência para promover a expansão dos sistemas elétricos, a *Rural Electrification Administration* (REA), em 1935. Essa agência oferecia empréstimos a juros baixos se comparados aos praticados no mercado, fato que contribuiu para a criação de diversas cooperativas de eletrificação rural. Embora o programa tenha sido durante a II Guerra Mundial, logo foi retomado e avançou rapidamente, tanto que em 1967, mais de 98% das propriedades rurais já eram atendidas por centrais de geração de energia elétrica [91].

No final deste período, um fato que merece destaque foi a concessão dos serviços públicos de eletricidade de São Paulo e Rio de Janeiro, o Distrito Federal daquela época, para a *São Paulo Railway, Light and Power Co. Ltd.* (LIGHT) e *Rio de Janeiro Tramway Light and Power Co. Ltd.* e a realização de empreendimentos como a usina hidrelétrica de Fontes para abastecimento do Rio de Janeiro com potência de 24 mil kW, que segundo Leite seria a maior usina hidrelétrica do Brasil e uma das maiores do mundo [5]. Nesta fase inicial da expansão já se firmava a predominância hidrelétrica, uma vez que este tipo de geração já representava quase 80% do total de geração de energia elétrica [5]. Outro fator que contribuiu para a predominância da geração hidrelétrica foi a escassez de carvão mineral nacional de boa qualidade, energético largamente aplicado no mundo naquela época não só na geração de energia elétrica, mas também na indústria e nos transportes. Tal escassez contribuía para a

utilização de geradores hidrelétricos em detrimento aos geradores térmicos, cuja fonte de geração seria o carvão mineral importado.

A importação de carvão mineral se deu de forma regular até o início da Primeira Guerra Mundial, quando houve a redução da capacidade do transporte marítimo do carvão proveniente do Reino Unido [5]. A conjuntura da época pode ser associada à incerteza enfrentada atualmente para um empreendedor que investe em uma usina termelétrica a gás natural, ou seja, o risco seria maior de implantar uma usina térmica a carvão mineral que implantar uma usina hidrelétrica que ainda não possuía o complexo arcabouço regulatório atual tanto para obtenção da concessão quanto para o licenciamento ambiental.

A região Sudeste foi a mais beneficiada com a expansão já que apresentava abundância de potenciais hidráulicos com baixo custo de aproveitamento e próximos aos grandes centros [92].

Uma característica importante a ser citada nesta época era a ausência de legislação específica para o Setor, sendo que os serviços de eletricidade desde a geração à distribuição eram estabelecidos por atos de concessão entre concessionário e poder público federal, estadual ou municipal. Tanto que as empresas estrangeiras com a necessidade de prever a atualização tarifária em face da desvalorização da moeda e considerando o interesse em adquirir divisas para cobertura de encargos financeiros externos e remessa de dividendos, foi introduzida a cláusula ouro, mecanismo em que as tarifas eram definidas parcialmente em papel-moeda e em ouro, o valor desse atualizado pelo câmbio médio mensal [5].

Após a crise de 1929<sup>33</sup>, ficou claro o esgotamento do modelo econômico do país como agroexportador e a necessidade de redefinir a política econômica e o papel do Estado que no Setor Elétrico esbarrava na concentração de mercado dos dois grandes grupos existentes na época a Light, presente no Rio de Janeiro e São Paulo, e da *American and*

---

<sup>33</sup> Grande recessão econômica que teve início em 1929 nos Estados Unidos terminando com a Segunda Guerra Mundial e que atingiu a economia de diversos países.

*Foreign Power* (AMFORP), nos principais centros urbanos, fora do domínio da LIGHT, em grande parte do interior de São Paulo, Recife, Salvador, Natal, Maceió Vitória, Niterói-Petrópolis, Belo Horizonte, Curitiba e Porto Alegre-Pelotas [93].

As primeiras iniciativas do governo foram: a interrupção dos processos de autorização de novos aproveitamentos de cursos d'água, a proibição de aquisição de empresas e extinção da cláusula-ouro. As iniciativas se consolidariam na aprovação do código de águas, promulgado em 1934, e contestado por diversas personalidades jurídicas e políticas. O código determinou que a União passasse a deter a competência de legislar e outorgar concessões de serviços públicos de energia elétrica em detrimento aos contratos assinados com os estados, municípios e o Distrito Federal. A nova estrutura previa os critérios para estabelecimento de preços dos serviços e determinava que a tarifa fosse fixada sob a forma de serviço pelo custo, a fim de garantir ao prestador de serviço a cobertura das despesas de operação e das cotas de depreciação e de reversão e a justa remuneração do capital investido [93].

Com a nova regulamentação associada à Segunda Guerra Mundial, “os serviços de eletricidade, em lugar de progredir, deterioraram-se” e os motivos foram os seguintes [5]:

1. mudança no quadro institucional do setor elétrico, que resultou da legislação de 1934 e da Constituição de 1937;
2. o longo período de dificuldade de importações de equipamentos primordiais para a expansão e manutenção dos serviços de eletricidade e fraqueza do parque industrial nacional para suprir esta necessidade;
3. a inflação crônica que, no período da guerra, resultou em um aumento de preços da ordem de 100% (média de 12% ao ano).

Estas iniciativas resultaram na redução drástica da capacidade instalada como pode ser observado na tabela abaixo, entretanto, a demanda continuava crescente ocasionando racionamento de energia no interior de São Paulo e no Rio de Janeiro.

Tabela 55. Crescimento da capacidade instalada das usinas elétricas – média anual (%)

1910-1920	1920-1930	1930-1940	1940-1945
8,4	7,8	4,9	1,1

Fonte: [5]

O governo tomou algumas medidas para remoção de obstáculos legais para expansão dos sistemas elétricos, mas que não foram suficientes para a retomada dos investimentos privados. A capacidade instalada aumentava a uma taxa anual de 1,95%, enquanto que a produção cresce 2,56% ao ano, taxas estas inferiores ao crescimento do mercado interno brasileiro [2].

A energia elétrica então se torna a questão central dos governos tanto na esfera federal, quanto nas esferas estaduais podendo ser citadas a criação da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), primeira empresa de eletricidade no âmbito federal, em 1945; e da participação dos governos estaduais no setor elétrico, iniciando com a fundação das Centrais Elétricas de Minas Gerais S.A. (CEMIG), em 1952; com a elevação à condição de autarquia da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), em 1952; e em São Paulo, com a criação das Usinas Elétricas do Paranapanema (USELPA) e da Companhia Hidro Elétrica do Rio Pardo (CHERP) em 1953 e em 1955, respectivamente.

A questão principal que seria o financiamento da expansão das empresas foi assegurada pelas taxas estaduais de eletrificação e pelo Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE) e pelo Fundo Federal de Eletrificação (FFE).

A partir daí iniciou-se um processo de consolidação do Setor Elétrico brasileiro com a construção da usina de Furnas, como solução de longo prazo do problema energético do Sudeste, a criação do Ministério das Minas e Energia, em 1961, e o início das atividades das Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRAS), como *holding*, ancorada em quatro



subsidiárias: CHESF, FURNAS, Companhia Hidrelétrica do Vale do Paraíba (CHEVAP) e Termoelétrica de Charqueadas (TERMOCHAR).

A partir de então, o Estado por meio da ELETROBRAS ou pelas concessionárias públicas estaduais, havia se tornado o principal agente do processo de ampliação das atividades de energia elétrica, aumentando ainda mais peso do poder público no Setor com a compra da AMFORP pela ELETROBRAS e posterior transferência das companhias que formavam aquela empresa para as empresas estaduais onde estavam localizadas.

A fase compreendida no período de 1950 a 1967 e caracterizada pelo orçamento da União e dos estados como principais fontes de financiamento seria uma fase inicial [2]. Os já citados FFE e IUEE foram reforçados pelo empréstimo compulsório<sup>34</sup>, vigente a partir de 1964 e estendido até 1983, a ser financiado pelos consumidores para consolidar o papel da ELETROBRAS como *holding* financeira. A fase de 1964 até 1967 pode ser considerada como uma fase de transição, onde foram geradas as principais condições institucionais e instrumentos financeiros para a futura expansão do setor.

Já no período de 1967 a 1974, a principal característica foi a retomada de investimentos sob o controle da ELETROBRAS, empresa esta que assumiria nesta época as funções de planejamento e coordenação do Setor Elétrico e a organização das empresas de energia elétrica como entidades econômicas rentáveis e capazes de sustentar o próprio desenvolvimento com autonomia financeira [2].

Esta nova estrutura organizacional surgida entre o final do governo de Juscelino Kubitschek até o ano de 1967, como um amadurecimento institucional que permitiria planejar, regular, fiscalizar e expandir os serviços de energia elétrica até o início dos anos 90. Marcos importantes para o início das transformações no período, além dos fatos anteriormente

---

<sup>34</sup> Adicional cobrado nas contas de energia elétrica dos consumidores, para financiar a expansão do Setor Elétrico. Em troca do empréstimo, o consumidor receberia obrigações da ELETROBRAS, resgatáveis em dez anos, com juros de 12% ao ano [93].

citados acima foram: a criação em 1962, do Comitê Coordenador de Estudos Energéticos da Região Centro Sul; a contratação do Consórcio *Canambra Consulting Engineers Ltd.*, formado por duas empresas canadenses e uma nos Estados Unidos, com o objetivo de apresentar soluções para os problemas de fornecimento de energia elétrica nas cidades de São Paulo e Rio de Janeiro que forneceram importantes contribuições para o planejamento energético brasileiro; e a regulamentação da reavaliação dos ativos e a autorização para a correção permanente do imobilizado operacional, base para o cálculo da remuneração dos investimentos [93]. A alteração da base para cálculo dos investimentos fixada desde o código das águas pelo custo histórico do serviço de eletricidade era uma reivindicação das empresas do Setor Elétrico desde sua fixação, mas seu impacto foi maior a partir do final da década de 1950, pois com o aumento da inflação intensificava-se a descapitalização das empresas.

No período de 1974 a 1985, caracterizada por dois choques do preço do petróleo<sup>35</sup>, houve o esforço no desenvolvimento acelerado em detrimento da atitude tomada pela maioria dos países industrializados, com uma adaptação recessiva da economia de médio prazo a uma nova estrutura de preços relativos e a absorção imediata do impacto da elevação do preço real do petróleo [5]. Considerando que a perturbação econômica causada pelo aumento do preço do petróleo era de difícil projeção, recomendava-se prudência nas projeções de consumo, inclusive no de energia elétrica. A despeito disso, o período foi marcado pelo lançamento de duas das maiores usinas hidrelétricas do mundo, Itaipu e Tucuruí, além do programa nuclear brasileiro. Os efeitos da política econômica adotada na prática foram desastrosos resultando em obras de infra-estrutura de grande porte inacabadas, um programa nuclear inexequível com custo de mais de 10 bilhões de dólares, uma dívida externa decorrente do esforço de manter elevado o nível de investimento, um balanço desfavorável de

---

<sup>35</sup> Durante a guerra do *Yom Kipur*, conflito entre Israel e uma coalizão de países árabes liderados por Egito e Síria, em 1973, a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), composta em sua maioria por países árabes, declaram um embargo a países considerados aliados de Israel que provocou aumentos de até 400% em cinco meses. No período compreendido entre 1978 e 1980 a revolução islâmica no Irã e a guerra Irã contra o Iraque, dois dos maiores produtores de petróleo, provocam queda na produção e disparada de preços.

transações correntes com o exterior decorrentes das despesas de importação de petróleo e elevadas taxas de juros no mercado internacional e, para complementar, a inflação interna em ritmo crescente.

Já na década de 1980, a estrutura de financiamento do Setor continuava a mesma da década anterior antes do primeiro choque do petróleo, com recursos externos caracterizados pelo aumento das taxas de juros “que ultrapassaram os 20%” [2]. Além disso, havia uma redução sistemática das tarifas de energia elétricas aos consumidores finais, considerando o impacto desta na política antiinflacionária, que não refletia o custo real da energia elétrica.

Dada a conjuntura do Setor Elétrico, foi organizado o programa intitulado de Revisão Institucional do Setor Elétrico (REVISE), com a participação da ELETROBRAS e das concessionárias no período de 1988 a 1989. Em sua primeira etapa, o grupo elaborou um profundo diagnóstico do Setor e em seguida foi discutida a gama de problemas que foram equacionadas de forma consensual. Não obstante, questões fundamentais como um novo Modelo organizacional para o Setor, a política tarifária, o novo papel do Estado no que se refere à energia elétrica e os padrões de financiamento da expansão não foram implantadas, mas influenciaram as reformas iniciadas no início da década de 1990. Um dos consensos deste grupo foi o reconhecimento da necessidade de um organismo de coordenação para a expansão e a operação otimizada do sistema elétrico brasileiro. A conjuntura apresentada pelo Setor Elétrico no final da década de 1980 e início da década de 1990 era a de esgotamento da capacidade de geração de energia elétrica das hidrelétricas existentes, a necessidade de novos investimentos, a escassez dos recursos do governo para realizar estes investimentos e o aquecimento da economia com o Plano Real<sup>36</sup>.

---

<sup>36</sup> Plano de estabilização econômica no Brasil implantado em 1994.

O início de um processo de modificações foi marcado com a promulgação da Constituição de 1988, mais precisamente no artigo 21, que atribui competência de explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão “os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos” e no artigo 175 que “incumbe ao poder público, na forma de lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação dos serviços públicos” [94]. Entretanto, somente com a promulgação das leis nº 8.031, em 1990, nº 8.987, em 1995 e nº 9.074, também em 1995, foram estabelecidos os fundamentos que, para a época, seriam os fundamentos de um novo Modelo, baseado na criação de um mercado competitivo de energia elétrica. A lei nº 8.031/90 instituiu o Programa Nacional de Desestatização (PND), com o objetivo de [95]:

- I - reordenar a posição estratégica do Estado na economia, transferindo à iniciativa privada atividades indevidamente exploradas pelo setor público;
- II - contribuir para a redução da dívida pública, concorrendo para o saneamento das finanças do setor público;
- III - permitir a retomada de investimentos nas empresas e atividades que vierem a ser transferidas à iniciativa privada;
- IV - contribuir para modernização do parque industrial do País, ampliando sua competitividade e reforçando a capacidade empresarial nos diversos setores da economia;
- V - permitir que a administração pública concentre seus esforços nas atividades em que a presença do Estado seja fundamental para a consecução das prioridades nacionais;
- VI - contribuir para o fortalecimento do mercado de capitais, através do acréscimo da oferta de valores mobiliários e da democratização da propriedade do capital das empresas que integrem o Programa.

Já a Lei nº 8.987/95, dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstos no art. 175 da Constituição Federal, que inclui a prestação do serviço público de eletricidade nas questões da qualidade do serviço prestado, ou seja, “que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade tarifária” [96]. Como pode ser observado, já no ano de 1995, um dos principais objetivos do Modelo atual era abordado

como sendo uma característica que deveria ser intrínseca ao serviço público prestado. Outros aspectos introduzidos por esta lei foram os direitos e obrigações dos usuários dos serviços públicos, como também a política tarifária, onde pode ser ressaltada a previsão de mecanismos de revisão de tarifa com a finalidade de manter o equilíbrio econômico financeiro do prestador do serviço público. Foram definidos ainda os critérios para licitação para concessão, onde merecem destaque os critérios que devem ser observados para a realização da licitação “o menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado” e “a maior oferta, nos casos de pagamento ao poder concedente pela outorga da concessão” [96]. Novamente aqui, pode ser citada outra característica do Modelo atual que seria a licitação, no caso nos leilões de energia nova, para obtenção da concessão de novas usinas hidrelétricas, que é o critério do menor preço ofertado para atendimento da demanda do Ambiente de Contratação Regulado (ACR), composto pelo consumo das distribuidoras de energia elétrica.

Na lei nº 9.074/95, os serviços de energia elétrica são abordados mais especificamente e são criados novos segmentos de empresas como o Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE) com o objetivo de estimular a participação da iniciativa privada na atividade de geração. O PIE é um empreendedor que recebe concessão ou autorização do poder concedente, no caso a União, "para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida por sua conta e risco" [97]. Como a cadeia de produção de energia elétrica estava toda verticalizada, ou seja, o gerador seria responsável pela construção da linha de transmissão, ficava garantido livre acesso à rede de transmissão, sendo que “as linhas de transmissão de interesse restrito aos aproveitamentos de produção independente poderão ser concedidas ou autorizadas, simultânea ou complementarmente, aos respectivos contratos de uso do bem público” [97].

Ainda nesta lei houve abertura para competição na comercialização de energia, com a criação do consumidor livre, que a princípio seriam consumidores com carga maior ou

igual a 10 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que poderiam optar contratar toda ou parte da sua necessidade de energia de PIEs, independentemente do concessionário que estivesse conectado, pois a lei garantia também o livre acesso a rede elétrica mediante ressarcimento do custo do transporte da energia.

Em 1996, surge uma medida do Poder Executivo, implantando o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), coordenado pelo MME e contando com a participação da empresa de consultoria inglesa Coopers & Lybrand. O projeto RE-SEB, suportado pela formação de grupos de trabalho compostos pelos consultores e diversos profissionais atuantes no Setor Elétrico, foi desenvolvido em quatro fases: o diagnóstico e opção (agosto a dezembro de 1996), concepção do Modelo (janeiro a junho de 1997), elaboração de documentos regulamentares (julho a dezembro de 1997) e processo de implantação (janeiro a agosto de 1997) [5].

As principais conclusões do projeto foram a necessidade de programar a desverticalização das empresas de energia elétrica, nos diversos segmentos, envolvendo a geração, transmissão e distribuição, estimular a competição nos segmentos de geração e comercialização e manter o monopólio natural nas áreas de transmissão e distribuição de energia elétrica [10].

Concluído o RE-SEB em agosto de 1998, foram introduzidas novas entidades que teriam também novas funções como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE). O Estado não assumindo o papel de empresa no Setor assumiria as funções de regulador e fiscalizador, exigindo a criação de um órgão específico para executar estas atividades e no ano de 1996, foi instituída a lei nº 9.427 que criava a ANEEL, constituída posteriormente em 1997. Já no ano de 1998, a Lei nº 9648 criou o ONS para operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN)

e o MAE, com o objetivo de viabilizar as transações de energia elétrica por meio de contratos bilaterais entre os fornecedores e consumidores, promovendo a livre concorrência e a ampla competição.

Nesta época também foi iniciado o processo de privatização<sup>37</sup> das empresas do Setor que estavam sobre controle federal e dos governos estaduais, sendo que o segmento mais impactado foi o da distribuição de energia elétrica. Por outro lado, no segmento de geração, pode-se citar a privatização da ELETROSUL, sob controle federal, e de parcelas CESP, que foi segmentada, sob controle do Governo do Estado de São Paulo.

Houve ainda outras medidas de aprimoramento da estrutura legal do Setor como o estabelecimento dos Valores Normativos<sup>38</sup> para os contratos bilaterais de longo prazo firmados entre geradores e distribuidores, visando a expansão do parque gerador e a modicidade tarifária aos consumidores finais [93]. A tabela 56 a seguir, apresenta os VN estabelecidos para cada tipo de fonte no ano de 1999.

Tabela 56. Valores Normativos por fonte (históricos)

Fonte	VN (R\$/MWh)
Competitiva	57,20
Carvão nacional	61,80
PCH	71,30
Biomassa	80,80
Eólica	100,90
Solar foto-voltáica	237,50

Fonte: [11]

<sup>37</sup> Transferência parcial ou completa de ativos de propriedade pública para o setor privado (RODRIGUES; DIAS, 1994, p. 7)

<sup>38</sup> Valor Normativo (VN) era o limite de repasse, para as tarifas de fornecimento ao mercado cativo, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica pelos concessionários e permissionários do serviço de distribuição [93].

Na segunda metade da década de 1990, o arcabouço regulatório para sustentar o novo padrão de concorrência no Setor Elétrico estava preparado, porém a transição do modelo estatal para um modelo de participação mista (estatal/privado), considerando a privatização de quase todo o segmento de distribuição e concentração do governo na atividade de geração, deu origem a incertezas que adiaram as decisões de investimentos até definição de regras mais claras.

Nas licitações de novos empreendimentos hidrelétricos promovidos pela ANEEL, o critério adotado foi baseado na premissa de que a concessão do possível aproveitamento seria obtida pelo candidato que desse o maior pagamento, oferecido em R\$ por ano, desde que maior que o lance mínimo fixado pela Agência. A alteração deste critério introduzido pelo Modelo anterior foi um dos marcos no Modelo atual, uma vez que o critério para obtenção de concessão de novos empreendimentos seria a oferta pela menor valor de tarifa destinado ao atendimento da carga das distribuidoras. No segmento de transmissão, a licitação de linha da Rede Básica<sup>39</sup> era realizada em função das propostas de receita anual desejada para disponibilização do uso da linha durante o período de concessão. Este segmento do processo de privatização foi o que mais chegou perto dos objetivos originais, atraindo tanto a iniciativa privada, destacando-se pela maior parte dos investimentos, quanto o investimento das empresas estatais [5].

Antes mesmo do término das discussões sobre as reformas que deveriam ser implantadas, os trabalhos de planejamento elaborados tanto Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), no âmbito da ELETROBRAS por meio do Plano Decenal 1996-2005, quanto no Plano Decenal 1999-2008, aprovado pelo MME, havia

---

<sup>39</sup> Linhas de transmissão com tensão igual ou superior à 230kV.



fortes indícios da ultrapassagem do critério do risco de déficit<sup>40</sup> fixado com limite aceitável (5%), no período de 1997 a 2000, atingindo quase 10% a.a. nas regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste [5]. A situação de falta de investimento em geração de energia elétrica contrastava com a implantação de um modelo competitivo neste segmento.

Segundo o relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica [98], a hidrologia desfavorável associada ao desequilíbrio entre oferta e demanda causado pela não implementação de obras de geração e transmissão programadas e não executadas, estas motivadas por falhas no processo de transição do modelo setorial, tiveram como consequência a decretação do racionamento de energia elétrica, período este onde foram sugeridas várias ações de emergência. No ano anterior ao racionamento, havia sido lançado o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) pelo MME, com o objetivo de aumentar a oferta térmica, principalmente movida a gás natural, e complementar a geração hidrelétrica; porém vários fatores contribuíram para que esta iniciativa não surtisse efeito a tempo de se evitar o racionamento, tais como: a dificuldade de aquisição de turbinas no mercado internacional, já saturado de encomendas, bem como a dificuldade de entendimento entre os diversos organismos envolvidos neste programa (MME, ANEEL, PETROBRAS e Ministério da Fazenda) com relação ao preço e repasse aos consumidores finais da variação cambial incidente sobre o preço do gás importado da Bolívia.

Diante desta conjuntura, o presidente Fernando Henrique Cardoso criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGEE), com o objetivo de propor e programar medidas emergenciais para compatibilizar a demanda com a oferta e desta forma evitar interrupções intempestivas no suprimento. Em maio de 2001, foi definido o Programa Emergencial de Redução de Consumo, que entrou em vigor em junho do mesmo ano com

---

<sup>40</sup> Risco de déficit é a probabilidade de que a disponibilidade de oferta de energia elétrica seja menor do que o mercado de energia correspondente. No caso do critério adotado para operação do sistema o risco de até 5% de desabastecimento do mercado é admitido.

efeito até fevereiro de 2002. O Programa estabelecia quotas de redução de consumo que poderiam variar de 15% a 25%, de acordo com a classe do consumidor, bônus para residências que reduzissem o consumo além das quotas estabelecidas e corte de três a seis dias se a quota não fosse respeitada. Outra iniciativa foi o Programa Emergencial que contratou cerca de 2.000 MW médios de energia de usinas térmicas movidas a óleo diesel, de rápida implantação, até o ano de 2006.

Destaca-se, neste período, a preocupação com relação à complementação térmica ao sistema, desta vez não por meio de subsídios com a Conta de Combustíveis Fósseis (CCC) para as usinas a óleo diesel localizadas no sistema isolado e a carvão no SIN, mas pelo investimento da iniciativa privada associadas à PETROBRAS na construção de usinas a gás natural no contexto do PPT.

A CGEE em junho de 2001 criou o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico com a missão de encaminhar propostas para corrigir as disfuncionalidades correntes e propor aperfeiçoamentos para o Modelo em vigor. Este comitê continuou seus trabalhos mesmo com o fim da CGEE e dentre os diversos temas discutidos, destacamos a regulamentação de leilões de compra de energia por parte das distribuidoras, com o objetivo de tornar o processo de contratação mais transparente, reduzir o custo da energia para os consumidores cativos por meio de um processo competitivo de contratação, além de criar um mecanismo de incentivo à expansão da oferta, que no relatório que resume as atividades do comitê ficou como minuta de resolução a ser encaminhada ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

O trabalho deste grupo pode ser identificado como o embrião das transformações que seriam implantadas com o atual Modelo. Outras recomendações implantadas ou em processo de implantação foram: a diversificação da matriz energética com complementação de fontes alternativas de geração por meio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas

de Energia Elétrica<sup>41</sup> (PROINFA) e mais recentemente com o atual Modelo, do Leilão de Fontes Alternativas, a reestruturação do MAE que seria não mais auto-regulado, mas sujeito à regulação da ANEEL, contratação de energia de reserva e universalização do atendimento [99].

---

<sup>41</sup> Programa de contratação de energia proveniente de fontes alternativas, tais como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), usinas termelétricas à biomassa e usinas eólicas. Foram contratadas 3.299,40 MW de potência por meio de chamadas públicas. O financiamento do programa se dá pela cobrança de encargo dos consumidores finais, no entanto os consumidores recebem a energia gerada pelas usinas do Programa na proporção de seu consumo frente ao consumo do SIN. As distribuidoras na condição de representante dos consumidores cativos recebem a energia do PROINFA.