# UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO **EDMILSON FERREIRA DA SILVA**

# PRINCIPAIS CONDICIONANTES DAS ALTERAÇÕES NO MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: RETROSPECTIVA E ANÁLISE CRÍTICA

São Paulo 2008

### **EDMILSON FERREIRA DA SILVA**

PRINCIPAIS CONDICIONANTES DAS ALTERAÇÕES NO MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: RETROSPECTIVA E ANÁLISE CRÍTICA

São Paulo 2008

#### **EDMILSON FERREIRA DA SILVA**

# PRINCIPAIS CONDICIONANTES DAS ALTERAÇÕES NO MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: RETROSPECTIVA E ANÁLISE CRÍTICA

Dissertação Apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Engenharia

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

São Paulo 2008

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, 17 de setembro de 2008.
Assinatura do autor
Assinatura do orientador

## FICHA CATALOGRÁFICA

Silva, Edmilson Ferreira da

Principais condicionantes das alterações no modelo de comercialização de energia elétrica : retrospectiva e análise crítica / E.F da Silva. -- ed.rev. -- São Paulo, 2008.

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

1. Energia elétrica 2. Instituições 3. Legislação 4. Planejamento energético I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II. t.

# **DEDICATÓRIA**

Aos meus pais À minha namorada, Angela e À minha irmã

#### **AGRADECIMENTOS**

Ao professor e orientador Dorel Soares Ramos, pela dedicação e orientação dispensadas ao longo do desenvolvimento deste trabalho, o que foi de extrema importância na minha formação profissional.

Aos meus pais e minha irmã que me apoiaram em todos os momentos, dando todo o suporte necessário para a realização deste trabalho, mesmo com minha mãe enfrentando sérios problemas de saúde.

À minha namorada Angela pela compreensão, apoio e companheirismo no tempo em que me dediquei a esta tarefa.

Aos colegas da Gerencia de Acompanhamento de Mercado da CCEE que contribuíram com informações importantes, principalmente ao Luiz Pazzini, Marcos Peres e Fábio Madeira.

Aos meus colegas da Equipe de Capacitação, pelo apoio.

Ao colega Fábio Cuberos, companheiro de curso, que por diversas vezes contribuiu com informações relevantes para elaboração deste trabalho.

A todos os amigos e colegas que de forma direta ou indireta contribuíram para a realização deste trabalho.

E principalmente a Deus que me deu forças de chegar até aqui.

#### RESUMO

Este trabalho tem como objetivo apresentar as principais alterações no modelo institucional do setor elétrico brasileiro, ocorridas a partir de 1995, apresentando as justificativas das transformações, algumas vezes radicais, no modo de funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro. Objetiva-se, com a realização deste trabalho, possibilitar uma melhor compreensão das principais alterações, relacionando-as com o contexto da história do setor elétrico brasileiro.

Com o objetivo de resgatar a operacionalidade do Setor Elétrico Brasileiro, foi implementado em meados dos anos 90 o Projeto RE-SEB – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, focado no aumento da capacidade de expansão do porque gerador e na atração de investimentos privados, garantindo-se a eficiência do processo via estimulo da competição. Vale ressaltar que o modelo RE-SEB serviu de base para o modelo vigente, concretizado em Lei no ano de 2004. O principal resultado da primeira etapa de mudanças (Projeto RE-SEB) foi a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, ambiente virtual de comercialização de energia.

Nos anos de 2001 e 2002 ocorreu o racionamento de energia elétrica, que impactou profundamente o modelo institucional. Na verdade, esta crise serviu para "abrir os olhos" da sociedade e do setor para a necessidade de melhorias adicionais àquelas que já se haviam processado, tornando claras as lacunas que o Projeto RE-SEB não havia logrado preencher. Nesse contexto, com a entrada de um novo governo, em 2003, o setor elétrico passou por uma nova reformulação e foi instituído um novo arcabouço legal com o objetivo de adaptar o modelo antigo ao objetivo desse governo, além de incorporar as lições aprendidas no período de racionamento.

Palavras-chave: Setor Elétrico Brasileiro. Re-estruturação. Comercialização de Energia Elétrica. Modelo Institucional.

#### **ABSTRACT**

This work has the objective of presenting the main changes in the Brazilian electrical sector institutional model, stating the whole environment and the reasons that motivated the deep changes occurred since 1995, strongly influencing the operation of the Brazilian Electrical System. It is expected that after this work it would be possible to get a better comprehension of these amendments, relating them to the context Electrical Sector history in Brazil.

In order to recover the financial and expansion feasibility of the Brazilian Electric System, it was implemented the Project RE-SEB - Restructuring Project of the Brazilian Electric System in the mid of the 90, aiming at increasing the system capacity expansion, improving the appeal for private investments in efficient way, by stimulation the competition. This first stage of the sector reform has been the basis for the current model.

The main result of the RE-SEB project was the creation of the Wholesale Electric Energy Market, a virtual environment for the trade in energy.

In 2001 and 2002, it was necessary to rationing the electricity market, which deeply impacted the institutional model. In fact, the crisis was essential to open the eyes of society and industry to the need of further improvements, making clear the gaps that the Project RE-SEB has not filled in.

In this context, the government beginning in 2003, established a new effort to improve the institutional model, giving rise to a new legal framework, taking advantage of the Re-SEB experience as well as incorporating the lessons learned during the period of rationing.

Keywords: Brazilian Electric System. Re-estructuring. Wholesale Energy Market. Institutional Model.

# **APRESENTAÇÃO**

O trabalho é iniciado com um breve relato da situação do Setor Elétrico Brasileiro na década de 90. As mudanças ocorridas neste período resultaram no projeto RE-SEB, aqui denominado de 1º Ciclo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – SEB.

Também são levantados os fatos mais importantes que ocorreram no cenário nacional após a implantação deste modelo e indicaram a necessidade de ajustes no modelo setorial, culminando em um novo ciclo de reformas, ocorrido entre 2004 e 2005, aqui denominado de 2º Ciclo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.

O objetivo geral desta pesquisa é fazer o levantamento das principais alterações no Setor Elétrico Brasileiro, considerando como base o modelo resultante do Projeto RE-SEB. O objetivo específico é analisar as mudanças verificadas, considerando mudanças institucionais, nas formas de contratação e nas regras de comercialização. Ao longo do desenvolvimento desse trabalho são apresentadas justificativas para estas mudanças, além da análise dos impactos destas mudanças ao longo da reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.

A metodologia adotada para a elaboração deste trabalho consiste na pesquisa de documentos que relatem as mudanças institucionais, sendo consultados em fontes diversas, dependendo do assunto em pauta. Primeiramente o objetivo do trabalho é pesquisar as origens do Projeto RE-SEB. Neste momento são pesquisados livros e relatórios sobre este projeto, depois são consultados decretos e resoluções envolvidas em todas alterações associadas à primeira grande onda de mudanças estruturais ocorridas no SEB.

Na parte dedicada às regras são consultadas as próprias regras e documentos de controle de alterações de regras, disponíveis no site da CCEE,

além de Notas Técnicas, Resoluções e documentos de contribuições disponíveis no site da Aneel.

No primeiro capítulo é abordada a história do setor, destacando de forma resumida os fatos ligados ao Projeto RE-SEB, racionamento e o novo modelo de comercialização.

No segundo capítulo é detalhado o modelo setorial do 1º Ciclo de Reestruturação, destacando-se as novas instituições e os principais pontos das regras envolvendo a comercialização de energia elétrica. Este capítulo tem como objetivo fornecer uma visão geral do setor e do modelo que serviu de base para comparar as alterações ocorridas posteriormente.

A partir deste ponto é feito um levantamento das alterações, buscando-se encontrar as justificativas que as motivaram. Ao final de cada tópico são feitas críticas ao modelo vigente, além apresentar possíveis alternativas, em alguns casos.

No terceiro capitulo é apresentado o modelo resultante do 2º Ciclo de Reestruturação, abordando temas como as alterações nas formas de contratação e os novos Agentes, destacando-se a evolução dos consumidores, a contratação por meio de leilões priorizando a menor tarifa, além da comercialização de energia incentivada. Também são estudadas as principais alterações nas instituições do Setor Elétrico Brasileiro entre o 1º e o 2º ciclos de reestruturação, além de fornecer uma visão geral das novas instituições criadas no último ciclo.

No quarto capítulo são estudadas todas as alterações na metodologia de apuração de preços. Também é apresentada uma alternativa com o objetivo de minimizar alguns problemas verificados pelos Agentes, além de um levantamento das discussões atuais sobre este tema.

No quinto capítulo são estudadas as alterações no tratamento dos dados de medição.

No sexto capítulo são apresentadas as novas formas contrataç energia elétrica, considerando todas as transformações que ocorreram dura 1º e 2º Ciclos de Reestruturação.

No sétimo capítulo são apresentados os demais tópicos da comercialização de energia elétrica, bem como os seus respectivos impactos decorrentes das alterações ao longo do 1° e 2º Ciclos de Reestruturação.

No oitavo capítulo são abordados alguns riscos aos Agentes participantes da comercialização de energia elétrica, considerando as regras vigentes e os impactos segregados por tipo de Agente.

No nono capítulo são apresentadas as conclusões deste trabalho.

# SUMÁRIO

1.	INT	RODL	JÇÃO E	CONTEXT	UALIZAÇÂ	O DA	S REFORM	AS	18
2.	0 1	MODE	LO DE	COMER	CIALIZAÇÃ	O DE	ENERGIA	L ELÉTRICA	NO 1°
CIC	LO [	DE RE	-ESTRU	JTURAÇÃ	O – MODEI	O RE	-SEB		25
2	.1	Racio	nal do l	Modelo					25
2	.2	Institu	uições c	riadas no 1	°Ciclo de I	Re-esti	ruturação		31
	2.2.	.1 (	Conselh	o Nacional	de Política	Energ	ética – CNF	PE	32
	2.2.	.2 (	Comitê	Coordenad	or do Plar	ejame	nto da Exp	ansão dos S	Sistemas
	Elé	tricos -	- CCPE						33
	2.2.	.3 8	Secretar	ia de Ener	gia do Minis	stério c	de Minas e I	Energia – SEI	М33
	2.2.	.4	Agência	Nacional c	e Energia	Elétrica	a – ANEEL.		33
	2.2.	.5 (	Operado	r Nacional	do Sistema	a Elétri	co – ONS		34
	2.2.	.6 1	Mercado	Atacadista	a de Energi	a Elétr	rica – MAE.		35
2	.3	As R	egras de	Comercia	lização no	1°Cicl	o de Re-est	r uturação	36
	2.3.	.1 [	Determir	nação do P	reço de Lic	uidaçâ	io		38
	2.3.	.2 -	Γratame	nto dos Da	dos de Me	dição			42
	2.3.	.3 (	Contrato	s de Comp	ra e Venda	de Er	nergia Elétri	ca	44
	2	.3.3.1	Contra	tos Iniciais	;				45
	2	.3.3.2	Contra	tos de Itai	ou				47
	2	.3.3.3	Contra	tos Bilater	ais				48
	2.3.	.4 -	ratame <sup>-</sup>	nto dos Ris	scos da Sa	zonalid	lade		48
	2	.3.4.1	Energi	a Assegur	ada				50
	2	.3.4.2	Mecar	ismo de R	ealocação	de Ene	ergia Asseg	urada	52
	2.3.	.5 F	Recurso	s Financei	ros Exced	entes	da Comerc	ialização de	Energia
	Eléi	trica <i>t</i>	55						

2.	3.6	Encargos de Serviços do Sistema	.58
2.	3.7	Penalidades	.61
2.4	Ver	sões de Regras	.62
2.5	Par	ticipantes do Mercado Atacadista de Energia Elétrica	.64
2.6	Cor	nclusões Parciais	.65
3. O	MOD	DELO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO	20
CICLC	DE R	REESTRUTURAÇÃO – LEI Nº 10.848	.66
3.1	Rac	cional do Modelo	.68
3.2	0	PAPEL DAS INSTITUIÇÕES AO LONGO DO PERÍODO	DE
REF	FORMA	AS	.74
3.	2.1	CNPE – Conselho Nacional de Política Energética	.74
3.	2.2	MME – Ministério de Minas e Energia	.75
3.	2.3	EPE – Empresa de Pesquisa Energética	.76
3.	2.4	CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico	.77
3.	2.5	ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica	.78
3.	2.6	ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico	.78
3.	2.7	Ambiente de Comercialização	.79
	3.2.7.	1 Participantes da CCEE	.81
3.3	ΑE	volução dos Consumidores Livres	.83
3.4	Pro	grama de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica	a –
PRO	DINFA		.85
3.5	A C	comercialização de Energia Incentivada	.87
3.6	Situ	uação Atual e Críticas às Formas de Contratação	.93
3.	6.1	As Formas de Contratação	.98
	3.6.1.	1 Certificados de Energia Elétrica	101
3	6.2	Risco de Ahastecimento	103

	3.7	Conclusões Parciais	104
4.	ME	TODOLOGIA DE APURAÇÃO DE PREÇOS NO MODELO VIGENTE	107
	4.1	Críticas ao Modelo de Preços	114
	4.1.	1 Possíveis Propostas de Nova Metodologia	119
	4.2	Conclusões Parciais	127
5.	TRA	ATAMENTO DOS DADOS DE MEDIÇÃO	128
	5.1	Consumo Isento de Perdas	132
	5.2	Perdas Internas da Usina	134
	5.3	Perdas em Instalações Compartilhadas	134
	5.4	Sistema de Medição de Faturamento – SMF	135
	5.5	Críticas	137
	5.6	Conclusões Parciais	141
6.	AS	FORMAS DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	142
	6.1	Contratos de Leilão Anteriores ao Decreto nº 5.163/04	142
	6.2	Contratos do PROINFA	143
	6.3	Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regul	ado
	– CCE	EARs	144
	6.3.	1 Contratos por Quantidade de Energia	145
	6.3.	2 Contratos por Disponibilidade	145
	6.4	Contratos de Comercialização de Energia Incentivada	147
	6.5	Tratamento dos Contratos Antigos no 2º Ciclo de Reestruturação	147
	6.6	Concessões de Novas Usinas	149
	6.7	Conclusões Parciais	149
7.	DEN	MAIS ASPECTOS DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.	151
	7.1	Energia Assegurada	151
	7 1	1 Mecanismo de Realocação de Energia Assegurada – MRE	153

	7.2	Exc	edente Financeiro	154
	7.3	End	cargos de Serviços do Sistema	157
	7	.3.1	Pagamento de Encargos pelos Consumidores Livres	158
	7	.3.2	Alivio Retroativo de Encargos e Excedente Financeiro	159
	7	.3.3	Encargos por Razões de Segurança Energética e CAR	161
	7.4	Liqu	uidação Financeira	162
	7	.4.1	Inadimplência	164
	7.5	Арι	ıração de Penalidades	165
	7.6	Cor	nclusões Parciais	172
8.	R	ISCOS	S E INCERTEZAS NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉT	RICA
				173
	8.1	For	mação de Preços	173
	8	.1.1	Riscos dos Vendedores	174
	8	.1.2	Riscos dos Consumidores	176
	8	.1.3	Riscos dos Comercializadores	178
	8	.1.4	Inadimplência	178
	8.2	Efe	itos das Perdas na Rede Básica	180
	8	.2.1	Riscos dos Geradores	181
	8	.2.2	Risco dos Consumidores	181
	8.3	Ris	cos Associados aos Contratos	182
	8	.3.1	Compras Frustradas em Leilões	182
	8	.3.2	Mecanismo de Ajustes do Montante Contratado nos CCEARs	183
		8.3.2.	1 Leilões de Ajustes	183
		8.3.2.	2 Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits	184
		8.3.2.	3 Riscos Associados ao MCSD	187
		832	1 Macanismo de Compansação de Sobras e Déficits — Ex-post	180

8.	.3.3	Contratos por Disponibilidades	190
8	.3.4	Desconto Aplicado à Energia Incentivada	194
8	.3.5	Reposição dos Montantes Contratados	198
8	.3.6	Riscos Associados à Construção dos Novos Empreendimentos	199
8.4	Me	canismo de Redução da Energia Assegurada – MRE	200
8	.4.1	Mecanismo de Redução de Energia Assegurada	204
8.5	Ex	cedente Financeiro	205
8	.5.1	Excedente Financeiro dos Geradores	205
8	.5.2	Excedente Financeiro das Distribuidoras	207
8.6	En	cargos de Serviços do Sistema	208
8.7	Pe	nalidades	210
8.8	Re	passe dos Custos das Distribuidoras aos Consumidores Livres	211
8.9	Ris	scos Regulatórios	212
8.10	) Co	nclusões Parciais	212
9. C	ONCL	LUSÕES	214
RFFF	RÊNC	CIAS	218

#### LISTA DE SIGLAS

ACL Ambiente de Contratação Livre
ACR Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica
ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP Agência Nacional de Petróleo

ASMAE Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica

BNDES Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CADE Conselho Administrativo de Defesa Econômica

CAR Curva de Aversão ao Risco

CCC Conta de Consumo de Combustível Fósseis

CCEAR Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CCEE Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCPE Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas

**Flétricos** 

CEC Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo

CGCE Câmara de Crise de Energia Elétrica

CMO Custo Marginal de Operação

CMSE Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE Conselho Nacional de Política Energética
COP Valor Esperado do custo de Operação
EPE Empresa de Pesquisa Energética

FID Fator de Disponibilidade

GCE Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica

MAE Mercado Atacadista de Energia Elétrica

MCSD Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits

MME Ministério de Minas e Energia

MP Medida Provisória

MRE Mecanismo de Realocação de Energia Assegurada

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH Pequena Central Hidrelétrica
PIE Produtor Independente de Energia
PLD Preço de Liquidação das Diferenças
PMO Programa Mensal de Operação do ONS

PROINFA

Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

Re-SEB

Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Projeto associado ao primeiro modelo setorial almejando a competição no Setor Elétrico

RTE Recomposição Tarifária Extraodinária SCDE Sistema de Coleta de Dados de Energia

SEB Sistema Elétrico Brasileiro

SEM/MME Secretaria de Energia do Ministério de Minas e Energia

SIN Sistema Interligado Nacional TEO Tarifa Energética de Otimização

TUSD Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição TUST Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

VN Valor Normativo VR Valor de Referência

# 1. INTRODUÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO DAS REFORMAS

A década de 90 foi marcada por grandes mudanças no setor elétrico brasileiro, que teve como objetivo buscar a garantia de expansão do parque gerador, além de atrair investimentos privados, tendo em vista que o governo sinalizava a falta de capacidade de investir o montante necessário para acompanhar a previsão de crescimento da demanda por energia elétrica. Vale ressaltar que a década de 90 também sinalizava uma retomada do aumento da demanda por energia elétrica, motivada pela estabilidade econômica devido o plano real.

Porém, antes disso tem que ser avaliada a conjuntura da década de 80. Esse período foi marcado por uma crise econômica e uma inflação elevadíssima. À época o Governo optou por uma redução artificial nas tarifas, que não garantiam às empresas a remuneração mínima de 10%, prevista em Lei. Segundo Cyrino e Campos (2005), outros fatores também contribuíram para as dificuldades de realizações dos investimentos necessários, tais como a queda no crescimento do mercado, que passou de um patamar de 12% para 6% ao ano, elevadas taxas de juros internacionais, que chegaram a 17% em 1992 e o elevado endividamento externo. Este conjunto de fatores minou a capacidade de expansão das empresas estatais, que concentrava a geração de energia elétrica em quatro empresas federais (37%), quatro estaduais (35%) e na Itaipu Binacional (25%)

O início das reformas dos anos 90 foi a promulgação da Lei nº. 8.631/93, que dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o Serviço Público de Energia Elétrica, extinguiu o regime de remuneração garantida, além da criação dos contratos de suprimentos entre geradores e distribuidores. Esta lei determinou a obrigatoriedade da celebração de contrato de suprimento de energia elétrica entre os concessionários, que antes disso faturavam a energia elétrica pelo valor mensal medido.

Em 1995 foi promulgada a Lei nº. 9.074, na qual fora criada a figura do Produtor Independente de Energia (PIE), além de ter estabelecido o início da competição na comercialização de energia elétrica, criando também a figura do Consumidor Livre, consumidor que tem liberdade de escolha do seu fornecedor de energia elétrica, desde que atenda certos requisitos<sup>1</sup>.

Em 1996, para auxiliar o governo brasileiro na reestruturação setorial foi contratada a consultoria inglesa Coopers & Lybrand, que possuía experiência em reforma no setor elétrico de diversos países como Grã-bretanha, Finlândia, Ucrânia, Portugal, Polônia e Colômbia (PAIXÃO, 2000). Essa consultoria foi contratada com o objetivo de propor um novo modelo setorial com algumas premissas chaves como:

- Assegurar a oferta de energia;
- Estimular o investimento no setor;
- Fortalecer o órgão regulador;
- Reduzir os riscos para os investidores;
- Assegurar a expansão hidrelétrica, entre outros.

Em linhas gerais, as principais conclusões do projeto foram a necessidade de desverticalizar as empresas de energia elétrica, separando os segmentos de geração, transmissão e distribuição, promover a competição na geração e comercialização e manter sob regulação a distribuição e transmissão de energia elétrica.

Após a implementação do modelo proposto ao final do projeto RE-SEB verificou-se alguns pontos que estavam aumentando o risco de não atendimento à carga, a falta de investimentos para promover a expansão do setor elétrico brasileiro, além da crise de abastecimento verificada nos anos de 2001 e 2002. Com o objetivo de avaliar esses fatos, em maio de 2001, foram criadas a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica e a Câmara de

-

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Os requisitos exigidos a um Consumidor Livre são Demanda Mínima contratada e Tensão Mínima de Fornecimento, que são apresentados na Tabela 2.2.

Gestão da Crise de Energia Elétrica – CGCE, por meio de Decreto do Presidente da República.

A atribuição da comissão de análise foi o de avaliar, no prazo de sessenta dias, a política de produção energética e identificar as causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia elétrica.

O ponto de partida do estudo foi encontrar respostas às questões mencionas abaixo (KELMAN, 2001, pág. 1):

- "Quais foram os fatores físicos e regulatórios que levaram à crise de suprimento de energia elétrica e em que proporção cada fator contribuiu para sua severidade?
- O MME e a ANEEL estavam cientes da gravidade da crise que se avizinhava? Em caso afirmativo, foram tomadas iniciativas para amenizá-la?
- Houve fluxo de informação adequado entre o ONS, a ANEEL, o MME e o alto escalão do Governo com relação à probabilidade de ocorrência e severidade da crise de suprimento?
- Quais as causas institucionais e normativas que contribuíram para a crise?
- A Comissão tem recomendações para equacionar os principais problemas encontrados?"

Segundo o relatório final desta comissão, o primeiro ponto levantado foi que o risco de déficit energético para o ano de 2000 poderia ter sido previsto em novembro de 1999. Naquela época e nos dias atuais, o planejamento do sistema era elaborado com o risco de não atendimento à carga de 5%, porém naquele momento, na situação mais crítica, o risco de não atendimento chegava a 14%, valor muito maior do que o valor de referência.

Além disso, após a conclusão do projeto RE-SEB, havia um planejamento para execução de obras de geração e de transmissão que acabou apresentando atrasos no período de 1998 a 2001, provocando desequilíbrio do sistema o que resultou no deplecionamento excessivo dos reservatórios. Um dos pontos levantados pela equipe de Kelman foi que a energia não aportada ao sistema devido à combinação de atraso de geração programada e à não implementação de novas usinas previstas para o período teria evitado o racionamento. Em outras palavras, o fator hidrológico não foi determinante para o racionamento, como se chegou a veicular inicialmente, mas sim a falha estrutural

de modelagem institucional, que não estimulava devidamente os Agentes a promoverem a expansão da oferta de energia elétrica.

Outro ponto foi a Energia Assegurada<sup>2</sup> das usinas associadas aos contratos de compra e venda de energia elétrica criados na implantação do projeto proposto pelo RE-SEB, que haviam sido super-dimensionadas, resultando em uma sinalização errônea.

A transcrição abaixo apresenta um dos trechos mais notórios do referido relatório:

A Eletrobrás, o ONS, a ANEEL e o MME estavam cientes, em meados de 1999, de que havia riscos de déficit muito elevados para 2000 e 2001. No entanto, segundo o ONS, houve instruções do MME para que não se divulgasse publicamente as avaliações de risco e severidade, com o objetivo de evitar preocupações exageradas por parte da sociedade. Da mesma maneira, a Comissão não conhece manifestação pública da ANEEL sobre o tema, anterior a março de 2001. (KELMAN; 2001; pág. 8)

Outro ponto que influenciou a crise foi o fato do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, criado em 1997, não ter exercido as funções de sua responsabilidade, pois foi regulamentado somente em 2000. Durante esse tempo algumas de suas atribuições eram exercidas pelo MME.

Como resultado final do referido relatório, foram propostos alguns temas que merecem um aprofundamento, como:

- Revisão de critérios e periodicidade de cálculo da energia assegurada das usinas hidrelétricas e dos limites de contratação para termelétricas;
- Aumento do requisito mínimo de contratação para as distribuidoras, que naquela época era 85%;
- Liberação compulsória dos grandes consumidores de energia;
- Agilização da atuação do CNPE para garantir eficácia da ação intragovernamental;

\_

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> **Energia Assegurada** – montante médio anual de energia vinculada à usina que pode ser utilizado para venda de energia elétrica.

- Revisão e consolidação da legislação do setor;
- Revitalização do PROCEL e outros programas e medidas de conservação de energia.

A Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica teve como principal atribuição administrar um período que se previa muito crítico com relação ao suprimento de energia elétrica nas Regiões Sudeste / Centro-Oeste e Nordeste.

Em junho de 2001, a Resolução nº 18 da CGCE instituiu a criação do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, que teve a missão de corrigir as disfuncionalidades, propor aperfeiçoamentos que favorecessem a expansão da oferta de energia elétrica e rever o funcionamento do MAE. Este comitê também teve a atribuição de reavaliar o modelo resultante do 1º Ciclo de Reestruturação como um todo, com a finalidade identificar as fragilidades desse modelo, tendo como principal insumo a lições do racionamento.

Quando da criação deste comitê, ficou acordado que os trabalhos desenvolvidos deveriam se pautar na busca de soluções que preservassem os pilares básicos de funcionamento do modelo do setor, como: competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica, expansão dos investimentos necessários com base em aportes do setor privado e regulação dos segmentos que são monopólios naturais – transmissão e distribuição de energia elétrica – para garantir a qualidade dos serviços e o suprimento de energia elétrica de forma compatível com as necessidades de desenvolvimento do País.

As análises do Comitê de Revitalização do Setor Elétrico foram de fundamental importância para as mudanças verificadas no modelo institucional nos anos seguintes. Estas análises originaram três documentos, denominados de Relatório de Progresso. O legado deixado pelo Comitê foi muito rico em recomendações que nortearam as futuras alterações que serão abordadas mais adiante nesse trabalho, destacando-se entre as principais: aperfeiçoamento na metodologia de formação de preços, reestruturação do Mercado de Atacadista de

Energia Elétrica – MAE<sup>3</sup>, desverticalização do setor, estímulo à contratação bilateral e à existência de consumidores livres, estímulo à expansão da capacidade de suprimento de ponta, aperfeiçoamento das regras do MAE, entre outros.

O período entre os anos de 2002 e 2004 foi vital para o modelo institucional vigente. O primeiro fator a ser considerado é a transição de governo que houve nessa época. O plano de governo do Presidente Luís Inácio Lula da Silva, divulgando no final de 2002, inicialmente indicava a intenção de modificar totalmente o modelo institucional e previa uma nova regulamentação das atividades de geração e comercialização, transformando a primeira em Serviço Público (conflitando com a figura do Produtor Independente) e deixando a comercialização sob monopólio das distribuidoras (CYRINO; CAMPOS, 2005). Esta proposta sinalizava uma reestatização do setor, com a volta do mercado regulado, sob poder do estado, porém foi decidido pela manutenção do modelo vigente à época, considerando vários ajustes, muitos deles indicados pelo Comitê de Revitalização do Setor Elétrico.

O modelo resultante do 2º Ciclo de Reestruturação tem como principais objetivos:

- Promover a modicidade tarifária;
- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- Assegurar a estabilidade do marco regulatório;
- Promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, principalmente pelos programas de universalização do atendimento.

A Figura 1.1 ilustra os grandes eventos ligados ao setor elétrico que nortearam grande parte das mudanças no setor. Estes eventos foram a base para o desenvolvimento deste trabalho.

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> O MAE será apresentando mais adiante de forma detalhada.



Figura 1.1 - Marcos do Setor Elétrico

Nos próximos capítulos são abordados de forma detalhada os modelos institucionais associados ao 1º e 2º Ciclo de Reestruturação. Os marcos institucionais, como o racionamento e a mudança de governo, são utilizados como fonte de pesquisa para justificar as mudanças conceituais e os ajustes verificados ao se comparar os dois ciclos.

A Figura 1.1 resume o esboço da linha de pesquisa adotada para este trabalho, que se propõe a investigar se tais mudanças trouxeram benefícios ao modelo institucional do setor elétrico, ou criaram impactos negativos a este setor vital para sociedade brasileira.

# 2. O MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO 1°CICLO DE RE-ESTRUTURAÇÃO – MODELO RE-SEB

A reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro foi implementada com o objetivo de promover a livre concorrência por meio da Lei nº 9.648, 27 de maio de 1998 e regulamentada pelo Decreto nº 2.655, de 02 de julho 1998, dando as diretrizes para a Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização de Energia Elétrica.

#### 2.1 Racional do Modelo

O racional do modelo do Setor Elétrico Brasileiro – SEB pode ser resumido em uma frase freqüentemente associada a este modelo: "A eficiência no setor elétrico será assegurada através da competição, onde possível, e da regulamentação, onde necessária" (RAMOS, 2008, pág 20).

Segundo Ramos (2008), este modelo pode ser dividido em três pilares básicos.

O primeiro pilar tem como base a competição nos segmentos onde a experiência comprova que se ganha eficiência através da competição, nomeadamente pelo os Agentes de geração e comercialização de energia elétrica. Ao permitir esta competição, o setor deu um passo de fundamental importância para garantir o sucesso do modelo institucional, pois com isso se estimula a eficiência e a fixação de preços mais favoráveis ao usuário final.

O segundo pilar é baseado na regulamentação, pois as áreas de transmissão e distribuição são caracterizadas por monopólios naturais, o que poderia comprometer o acesso de consumidores livres e mesmo das usinas que necessitam da malha de transmissão e distribuição para receber e escoar a energia elétrica necessária.

O terceiro pilar é baseado na expansão do setor, que necessita de um modelo estável, com regras claras e definidas e de um agente fiscalizador.

Os três pilares são ilustrados na Figura 2.1.

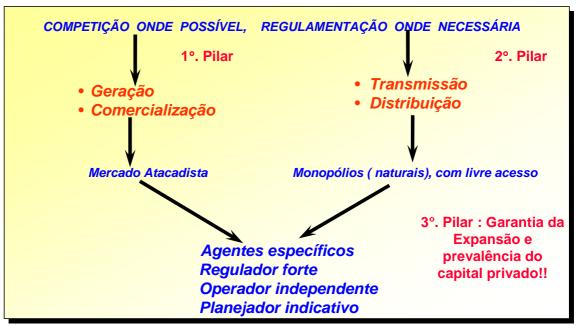


Figura 2.1 – Os três pilares do modelo RE-SEB – Fonte: (RAMOS, 2007b)

Os Agentes associados a este modelo são detalhados mais adiante.

É importante ressaltar que o modelo proposto pelo RE-SEB trouxe vários impactos no modelo vigente anteriormente. Dentre as mudanças pode ser citada a criação de um mercado livre para comercialização de energia elétrica e a inclusão de competição e a liberdade para fixação de preços por regras de mercado, com a finalidade de atrair o capital privado. A Tabela 2.1 resume as principais diferenças entre o modelo vigente antes de 1998 e modelo resultante do projeto RE-SEB. Também foi necessário efetuar a privatização das empresas do setor, o que serviu para diminuir o papel do estado no setor, reservando ao

governo as funções de Regulador, Fiscalizador, Mediador e Formulador de Políticas, de modo a ir retirando paulatinamente do estado a função de "empresário", que sabidamente foi muito mal exercida nos anos de 70 e 80.

Tabela 2.1 – Comparação entre o modelo antigo e modelo resultante do Projeto RE-SEB

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)
Financiamento através de recursos	Financiamento através de recursos
públicos	públicos (BNDES) e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização
<b>Empresas</b> predominantemente	Abertura e ênfase na privatização das
Estatais	Empresas
Monopólios – Competição	Competição na geração e
inexistente	comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização
Mercado Regulado	Mercado Livre
Planejamento Determinativo – Grupo	Planejamento Indicativo pelo Conselho
Coordenador do Planejamento dos	Nacional de Política Energética (CNPE)
Sistemas Elétricos (GCPS)	
Sobras/déficits do balanço	Sobras/déficits do balanço energético
energético rateados entre	liquidados no Mercado Atacadista de
compradores	Energia Elétrica – MAE

Fonte: (MAE, 2002)

Com a finalidade de operar o modelo resultante do RE-SEB, foi necessária a criação de novas instituições como um agente regulador e/ou fiscalizador e um agente operador, que serão abordados posteriormente.

Outra necessidade foi a criação de um modelo de comercialização de energia elétrica, pois no modelo anterior as sobras e/ou déficits do balanço energético eram rateados entre os compradores. O modelo de comercialização previsto no RE-SEB é ilustrado na Figura 2.2.

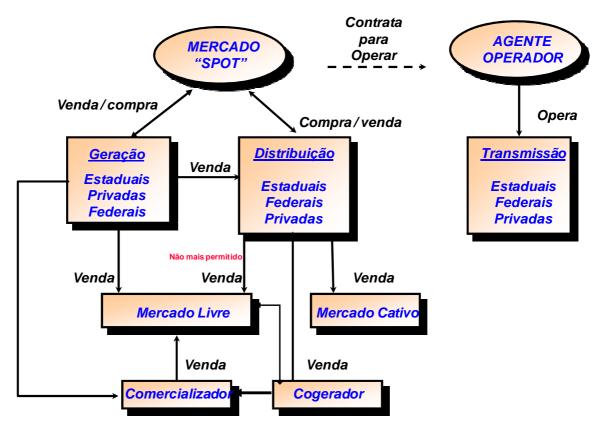


Figura 2.2 – Modelo de Comercialização de Energia Elétrica do RE-SEB: (RAMOS, 2008)

A atividade de geração é aberta à competição e estritamente não regulada economicamente, sendo que todos os Geradores têm livre acesso ao sistema de transmissão e distribuição de energia. A energia vinculada a esses Geradores pode ser comercializada a preços livremente negociados, porém o

montante efetivo de geração física (despacho das usinas) é determinado pelo Agente Operador<sup>4</sup>.

As linhas de transmissão de energia elétrica podem ser utilizadas por qualquer Agente<sup>5</sup>, com a devida remuneração ao proprietário por meio da tarifa do uso do sistema de transmissão. Como é uma atividade monopólio natural, está sujeita a uma regulamentação técnica e econômica. Além disso, os novos projetos de transmissão devem ser por licitação, eliminando a reserva geográfica da área de concessão. A operação das linhas de transmissão é controlada pelo Agente Operador.

A atividade de distribuição de energia elétrica continua regulada técnica e economicamente. Todos os Agentes têm acesso livre à rede, mediante pagamento da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, o que permitiu viabilizar a comercialização de energia elétrica ao mercado livre, destacando-se que as distribuidoras puderam participar inicialmente do ambiente livre, mas hoje só podem atender os consumidores cativos, o que será detalhado posteriormente.

Com esta reestruturação do Setor Elétrico, surgiu a figura do comercializador de energia, responsável pela compra e venda de energia elétrica a todos os Agentes, a preços livremente negociados. Esta atividade é regulada somente tecnicamente.

O autoprodutor é a empresa que possui autorização para produzir energia elétrica para consumo próprio e vender o excedente às concessionárias de energia elétrica e/ou ao Mercado de Curto Prazo. A figura do produtor independente surgiu a partir da publicação da Lei nº 9.074/95, e caracteriza-se pela concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte de sua produção. Esta lei também criou a figura do consumidor livre que pode adquirir energia elétrica de qualquer fornecedor, conforme legislação específica.

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> **Agente Operador** – Instituição responsável pela operação do sistema elétrica. Operador Nacional do Sistema (ONS)

Seguindo o raciocínio da transição do modelo estatal para o modelo competitivo, foi prevista a entrada gradual dos consumidores neste ambiente de comercialização. Inicialmente, a Lei nº 9.074/95 tornou potencialmente livre os consumidores existentes com demanda maior que 10 MW, atendido em tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV, além de novos consumidores com demanda maior ou igual a 3 MW, independente da tensão de fornecimento.

Após cinco anos da publicação desta Lei estava prevista a diminuição da demanda de 10 MW para 3 MW para os consumidores existentes, mantendo-se o limite de tensão de fornecimento. Além disso, após oito anos o poder concedente poderia diminuir este limites. A princípio a energia elétrica deveria ser adquirida de um produtor independente de energia.

O ano de 1998 foi marcado por uma série de mudanças na comercialização de energia elétrica para o consumidor. Primeiro pelo fato da Lei nº 9.648 expandir a possibilidade de compra de energia elétrica por parte dos consumidores a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do SIN, ou seja, um distribuidor. Segundo, pelo fato da Resolução ANEEL nº 264 regulamentar a comercialização de energia elétrica para o consumidor potencialmente livre, permitindo que, a partir de 1998, os consumidores pudessem, efetivamente, escolher o seu fornecedor de energia, ou seja, exercer a opção de se tornarem Consumidores Livres.

Esta resolução também aumentou o número de potenciais Consumidores Livres ao possibilitar que as unidades consumidoras com a demanda contratada superior ou igual a 500 kW, independente do nível de tensão, pudessem adquirir energia de um produtor independente ou autoprodutor com características de pequena central hidrelétrica, com potencial total final entre 1 e 30 MW e de fontes alternativas (biomassa, solar ou eólica).

A Tabela 2.2 a seguir ilustra as características de um potencial consumidor livre.

<sup>&</sup>lt;sup>5</sup> **Agente** – Concessionário, permissionário, autorizado de serviços e instalações de energia

Tabela 2.2 – Características dos Consumidores Livres

Demanda Mínima	Tensão Mínima de Fornecimento	Exercício da Opção se Tornar Livre	Data de Ligação do Consumidor
10 MW	69 kV	1998	-
3 MW	-	1998	Após 08.07.95
3 MW	69 kV	2000	Antes 08.07.95
(*)500 kW	-	1998	-

<sup>(\*)</sup> Desde que a energia seja adquirida de uma PCH ou de fonte alternativa de energia

Fonte: Lei 9.074/95 e Resolução ANEEL 264/98

# 2.2 Instituições criadas no 1°Ciclo de Re-estrutur ação

Com o objetivo de garantir o correto funcionamento deste modelo, foram criadas novas instituições ou definidas novas responsabilidades às existentes. Portanto chegou-se à conclusão de que seria necessário criar uma agência reguladora, um operador do sistema e um ambiente onde seriam feitas as transações de compra e venda.

A Figura 2.3 ilustra a estrutura institucional do setor elétrico ao final do 1º Ciclo de Reestruturação.



Figura 2.3 – Reestruturação do Setor Elétrico – Estrutura Institucional. Fonte (ABDO, 2001)

### 2.2.1 Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

A primeira destas instituições foi o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República, tendo como principais atribuições formular políticas e diretrizes de energia, assegurar o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso no país, rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear, além de estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e gás natural.

# 2.2.2 Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE

Para auxiliar as decisões do CNPE, foi criado o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos, CCPE, que teve como atribuições o planejamento da expansão da geração e transmissão de energia elétrica.

# 2.2.3 Secretaria de Energia do Ministério de Minas e Energia – SEM

O monitoramento dos programas de expansão da oferta, em execução, para verificar ou assegurar sua consistência e a de seus cronogramas com as necessidades do mercado era de responsabilidade da Secretaria de Energia do Ministério de Minas e Energia – SEM/MME.

### 2.2.4 Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

Com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Entre suas principais atividades estão:

Licitações e autorizações para construção;

- Defesa de consumidores cativos;
- Estabelecimento das tarifas aos consumidores finais:
- Monitoramento de comportamentos anti-competitivos; e
- Equacionamento de conflitos entre agentes.

### 2.2.5 Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS foi instituído com a função de operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN<sup>6</sup>, e administrar a Rede Básica<sup>7</sup> de Transmissão de energia elétrica no Brasil. Entre suas principais atividades estavam:

- Planejamento de Curto Prazo;
- Atender os requisitos de carga;
- Otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema, definindo ainda as condições de acesso à malha de transmissão em altatensão do país; e
- Operação em tempo real dos sistemas interligados.

<sup>&</sup>lt;sup>6</sup> SIN – Sistema Interligado Nacional – Instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões do país eletricamente interligadas. Apenas cerca de 2% da capacidade de produção de energia elétrica encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados na região norte do país (MAE, 2002).

<sup>&</sup>lt;sup>7</sup> **Rede Básica** – Sistema elétrico interligado constituído pelas linhas de transmissão superior a 230 kV ou instalações em tensão inferior, quando especificamente definidas pela ANEEL.

# 2.2.6 Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE

Com a finalidade de viabilizar as transações de energia elétrica por meio de Contratos Bilaterais, promover a livre concorrência e ampla competição entre as empresas que executam serviços de energia elétrica no SIN, foi criado pela Lei nº 9.648/98 e pelo Decreto nº 2655/98 o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, ambiente virtual administrado pela Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – ASMAE. Este ambiente, inicialmente era auto-regulado e regido pelo Acordo de Mercado, um acordo de cunho multilateral, assinado pelos Agentes e homologado pela ANEEL por meio da Resolução nº 18, de janeiro de 1999.

Neste modelo, a competição estava prevista no MAE (contratos de curto prazo), na comercialização de energia com os consumidores livres e com as distribuidoras e na outorga de concessões.

Como medidas de incentivo a este novo mercado foram adotadas:

- Proibição de comportamento anti-competitivo;
- Regras de licitação transparentes e direcionadas;
- Livre acesso à transmissão e distribuição; e
- Limitação ao Poder de Mercado (Grupo Empresarial em âmbito nacional) e ao Poder de Empresa (concentração regional).

Segundo Sauer (2002) um dos pontos mais críticos das reformas no setor elétrico brasileiro está associado a um dos principais objetivos que é promoção da competição, pois isto possibilita a ocorrência de abuso de poder de mercado e práticas anti-competitivas, principalmente no setor de geração. Este ponto pode ser identificado como um dos grandes paradoxos nas reformas setoriais, pois ao mesmo tempo em que se almeja a competição é necessário impor limites com a finalidade de mitigar o risco do poder de mercado. A Tabela 2.3 demonstra os limites ao Poder de Mercado.

Tabela 2.3 – Limites ao Poder de Mercado<sup>8</sup>

Limites ao Poder de Mercado – Resoluções ANEEL 094/98 e 278/00

20% Capacidade Instalada Nacional
25% Capacidade Instalada S/SE/CO
35% Capacidade Instalada N/NE

20% Mercado Nacional
25% Mercado S/SE/CO
35% Mercado N/NE

30% Mercado + Capacidade Instalada
Nacional

Fonte: (RAMOS, 2007b)

# 2.3 As Regras de Comercialização no 1º Ciclo de Reestruturação

As operações de compra e venda de energia elétrica no âmbito do MAE são regidas por um conjunto de regras comerciais que permite a apuração das posições comerciais dos Agentes no mercado, quanto às receitas ou despesas decorrentes da comercialização de energia e do pagamento ou recebimento por alguns serviços técnicos prestados ao sistema. Estas regras estavam previstas no Acordo de Mercado, tratado como uma minuta do documento final de regras.

<sup>&</sup>lt;sup>8</sup> Nos anos de 2007 e 2008 estes limites foram revogados pela Aneel por meio das Resoluções 252/07 e 299/08. Isto pode ser explicado pelo fato do mercado possuir diversos agentes e as atividades de geração, transmissão e distribuição estarem, de certa forma, pulverizadas entre diversas empresas, o que não ocorria no período de transição do modelo regulado para o modelo competitivo.

O primeiro conjunto de normas para comercialização de energia elétrica, denominado de Regras de Mercado, foi homologado pela ANEEL por meio da Resolução nº 290, de 03 de agosto de 2000 que fixou as diretrizes para implantação gradual das mesmas.

O processo de contabilização é ilustrado conforme a Figura 2.4. Basicamente consiste na comparação entre os valores contratados (via contratos bilaterais) e os montantes de energia verificados (produzido ou consumido), com o objetivo de apurar as diferenças entre eles.

A contabilização é realizada de forma individualizada por Agente, comparando o montante total de contratos registrados e a energia medida associada ao Agente. A diferença apurada é liquidada no Mercado de Curto Prazo (Mercado SPOT), valorado a um preço previamente calculado. Todos os Agentes que apresentam sobra de energia liquidam essa energia no Mercado de Curto Prazo e, por outro lado, todos os Agentes que apresentam déficit de energia "buscam" essa falta no mesmo mercado, não sendo possível identificar as contrapartes. A Comercialização no Curto Prazo não envolve a assinatura de um Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica.

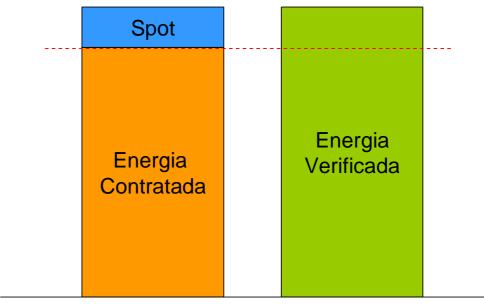


Figura 2.4 – Mercado de Curto Prazo (SPOT)

## 2.3.1 Determinação do Preço de Liquidação

O preço utilizado na valoração das diferenças no mercado de curto prazo era denominado Preço MAE e calculado pela ASMAE de acordo com as regras vigentes no período, utilizando como base os dados do planejamento realizado pelo ONS para operação do sistema. Isto ocorre por que, pela concepção do Projeto RE-SEB, foi definido que o despacho seria feito de forma centralizada para todo o SIN e coordenado pelo ONS. Também foi definido que o preço base do mercado SPOT seria estabelecido tendo como insumo as atividades de planejamento e operação do sistema e estabelecido por meio de sistemas computacionais.

Como o Brasil é um país de dimensões continentais, o planejamento elaborado pelo ONS considera quatro regiões geoelétricas distintas. Essa divisão foi elaborada com base nas restrições de transmissão de energia elétrica de natureza estrutural entre essas regiões, sendo que cada uma dessas áreas foi denominada de submercado, a saber: o Norte Interligado, Nordeste, Centro-Oeste / Sudeste e Sul, conforme ilustrado na Figura 2.5.

Além disso, outro fator a ser considerado é a divisão em níveis de consumo diferentes, divididos em três patamares crescentes de carga: leve, médio e pesado. As primeiras horas do dia apresentam um consumo muito baixo, portanto neste período as horas são consideradas pertencentes ao patamar leve. No início de manhã, por volta das 7h00 da manhã, tem inicio as atividades comerciais, o aumento do consumo residencial, bem como a atividade industrial, portanto o consumo é maior neste período, que é denominado de patamar médio. No final da tarde, a partir das 18h00, além da carga considerada no patamar médio, há aumento no consumo residencial novamente, o que culmina em novo aumento de carga, este outro patamar é denominado patamar pesado.



Figura 2.5 – Mapa do Sistema Interligado Nacional – Fonte (CTEEP, 2007)

O resultado destas considerações é um preço independente por submercado, por período<sup>9</sup> e por patamar de carga.

O planejamento do sistema é feito utilizando-se os sistemas computacionais NEWAVE e DECOMP<sup>10</sup>. Os dois modelos são utilizados pelo ONS para efetuar o planejamento da operação do SIN, que têm como objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre a vantagem do uso da água no presente e a vantagem no futuro de seu armazenamento, comparando essas informações com o custo dos combustíveis das usinas termelétricas (MAE, 2003).

O NEWAVE tem como objetivo possibilitar o planejamento, para os próximos 5 anos, da operação de um sistema hidrotérmico, determinando as

<sup>&</sup>lt;sup>9</sup> O período citado inicialmente é mensal, sendo que atualmente é semanal. Maiores detalhes são abordados ainda neste capítulo.

Modelos computacionais desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL com a finalidade serem ferramentas no auxilio de planejamento do SIN.

metas de geração que atendam a demanda e minimizem o valor esperado do custo de operação. Os dados de saída são apurados para cada mês do primeiro ano de estudo e representam sistemas equivalentes. Este modelo pode ser utilizado para diversos estudos de planejamento, como: informações sobre o consumo de combustível; estudos de políticas comerciais; estudos de política tarifária; estudos de política de racionamento; estudos de gerenciamento da demanda e realimentação ao planejamento da expansão (CEPEL, 2007).

O DECOMP<sup>11</sup> é aplicado no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos a curto prazo, considerando os dados de saída do NEWAVE para analisar os dois meses subseqüentes. Tem como objetivo determinar as metas de geração de cada usina de um sistema hidrotérmico sujeito a afluências estocásticas, de forma a atender a demanda e minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento (CEPEL, 2007). Os resultados são obtidos para cada semana no primeiro mês de estudo.

No curto prazo, a condição mais econômica é a máxima utilização da energia de fonte hidrelétrica disponível, pois minimiza os custos de combustível, porém a utilização dos recursos hídricos hoje provoca um risco maior de déficit no abastecimento futuro. Por outro lado, a manutenção dos altos níveis dos reservatórios, que permite um grau maior de confiabilidade no abastecimento futuro, através do uso de energia elétrica proveniente de fonte térmica, provoca um aumento no custo de operação imediato (MAE, 2003). É com base nessas premissas, analisando a condição presente e a previsão da situação futura, considerando geração hidrelétrica, térmica e a transferência de energia entre regiões que o ONS elabora o Planejamento da Operação do Sistema Interligado Nacional. Um dos dados obtidos neste planejamento é o Custo Marginal de Operação – CMO, que reflete o custo de 1 MWh adicional à carga planejada pelo ONS, que será utilizado mais adiante na determinação do valor do Preço de

<sup>&</sup>lt;sup>11</sup> Apesar do DECOMP ser citado no modelo associado ao 1º Ciclo, sua utilização na formação de preços de curto prazo ocorreu somente em 1º de julho de 2001, na versão Regras 3.0, portanto é tratado como um ajuste no primeiro modelo. Citado aqui apenas para facilitar o entendimento.

Liquidação das Diferenças – PLD. Porém este planejamento não é tão simples de realizar, haja vista que os dados futuros são associados ao período de cinco anos a frente e são obtidos com base em dados simulados. Portanto o fator incerteza é condicionante nesse horizonte de planejamento, conforme ilustrado na Figura 2.6.

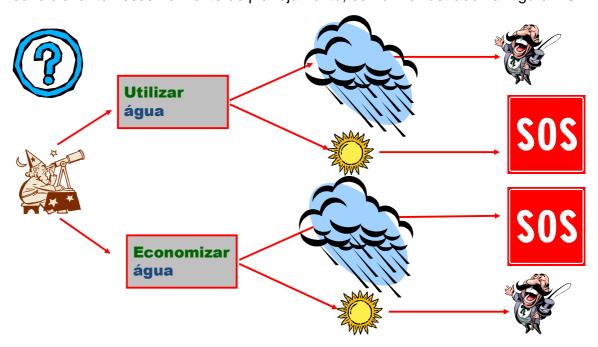


Figura 2.6 – Planejamento da Operação – Fonte: (RAMOS, 2008)

Em um determinado estágio de tempo, o dilema da decisão é de utilizar a água dos reservatórios, reduzindo a geração térmica no curto prazo, arriscando-se a ocorrência de um período seco em futuro próximo e se ter que recorrer a um racionamento, muito mais profundo do que aquele que seria necessário se água tivesse sido poupada.

Por outro lado, o operador pode optar pela geração térmica imediata, com custos elevados a serem repassados aos consumidores, arriscando-se às críticas da sociedade se um período de chuvas vier a ocorrer, provocando vertimento e mostrando que o custo com o despacho térmico foi desperdiçado.

Para auxiliar a tomada de decisão, utiliza-se um modelo computacional baseado em programação dinâmica estocástica dual, que avalia em base científica a solução de compromisso, dada uma condição de armazenamento no sistema e uma tendência hidrológica, entre despachos mais

térmicos no presente e preservar a água, versus utilizar a água que poderia substituir o despacho de térmicas caras e racionamento futuro.

Porém o CMO apurado pelo ONS não é utilizado na apuração do preço. Antigamente o MAE e hoje em dia a CCEE, utilizando os mesmos modelos computacionais, ajusta o planejamento elaborado pelo ONS, retirando as restrições de transmissões internas de cada submercado e a energia vinculada às usinas em teste, e dessa forma, a energia comercializada é tratada igualmente disponível em todo o submercado, permitindo que seja apurado apenas um único preço para toda a região. Porém, na prática, a disponibilidade de energia varia dentro do submercado. Isto pode resultar em uma geração verificada diferente da geração planejada. Esta diferença será tratada no capítulo de Encargos de Serviços de Sistema<sup>12</sup>.

Em um primeiro momento o CMO foi determinado mensalmente, utilizando-se apenas o modelo computacional NEWAVE. Durante este período estava em vigor a Regra de Mercado, versão 2.2, onde o Preço MAE era o maior valor entre o CMO e o CUSTO\_MRE<sup>13</sup>.

### 2.3.2 Tratamento dos Dados de Medição

Os dados de medição devem ser agrupados e ajustados com o objetivo de possibilitar a apuração da contabilização do Mercado de Curto Prazo.

\_

<sup>&</sup>lt;sup>12</sup> **Encargos de Serviços do Sistema** – Consistem na apuração dos custos incorridos aos geradores na manutenção da confiabilidade e estabilidade do sistema ressarcido via pagamento por parte dos consumidores (MAE, 2002).

<sup>&</sup>lt;sup>13</sup> O CUSTO\_MRE será detalhado mais adiante.

Os dados devem ser agrupados, pois um Agente pode possuir diversos Ativos de Medição<sup>14</sup> e a contabilização é realizada por Agente e não por ativos.

Além disso, é necessário efetuar a separação da geração proveniente das máquinas em operação comercial e das máquinas em teste. Essa separação é feita porque a energia de teste não pode ser negociada nos contratos de venda, devendo ser liquidada no Mercado Spot.

No processo de geração, transmissão e consumo de energia elétrica, ocorrem perdas na Rede Básica durante a etapa de transmissão. Estas perdas são rateadas entre os Agentes proprietários de pontos de medição de geração e de consumo participantes do rateio de perdas. Desta forma, garante-se que a geração a ser considerada na contabilização seja igual ao consumo. O ponto virtual do sistema, onde a repartição desejada das perdas totais entre os segmentos de geração e de consumo ocorre, é denominado Centro de Gravidade, sendo ali consideradas todas as compras e vendas de energia na apuração do Mercado de Curto Prazo.

A Figura 2.7 ilustra o processo do rateio de perdas. Metade destas perdas deve ser abatida do total gerado e a outra metade, adicionada ao total consumido. Para isto, está previsto nas Regras a apuração dos fatores de perdas de geração e de consumo que têm a função de ajustar os valores medidos ao Centro de Gravidade<sup>15</sup>.

No exemplo da Figura 2.7 a geração total e o consumo total apresentam o valor final de 97 MWh.

Na primeira versão das Regras de Mercado, a versão 2.2b, a análise realizada na Figura 2.7 era apurada para cada submercado.

<sup>&</sup>lt;sup>14</sup> **Ativos de Medição** – Designação de um ponto de medição, de consumo ou de geração.

<sup>&</sup>lt;sup>15</sup> **Centro de Gravidade** – Ponto virtual onde a geração é igual ao consumo, após a aplicação das perdas na Rede Básica.

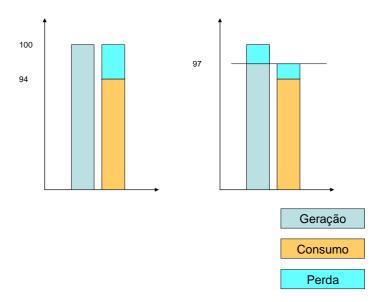


Figura 2.7 – Rateio de Perdas

## 2.3.3 Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica

A comercialização de energia elétrica entre os Agentes é efetuada por meio de contratos de compra e venda de energia. Inicialmente, na criação do MAE estavam previstos:

- Contratos Iniciais;
- Contratos de Itaipu;
- Contratos Bilaterais;

Todos estes contratos devem passar pelo processo de Sazonalização e Modulação com o objetivo de permitir a alocação dos montantes de energia para atender a curva de carga ou geração.

O processo de Sazonalização consiste em alocar mensalmente o montante anual de energia. O processo de modulação consiste em alocar em

montantes horários o volume mensal de energia. Os dois processos são ilustrados na Figura 2.8.

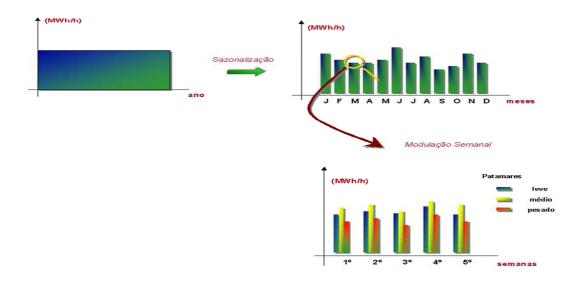


Figura 2.8 - Processo de Sazonalização e Modulação

#### 2.3.3.1 Contratos Iniciais

Com o objetivo de não comprometer o modelo recém criado foram previstos contratos transitórios, denominados Contratos Iniciais Estes contratos eram regulados e tinham a função de evitar que houvesse um forte aumento de tarifas imediatamente após a implementação do RE-SEB (CYRINO e CAMPOS, 2005, pág 29)

A Lei nº 9.648/03 estabeleceu que estes contratos deveriam ser reduzidos em 25% a cada ano, a partir de janeiro de 2003, até sua extinção, a partir de janeiro de 2006.

A partir de maio de 2002, alguns Contratos Bilaterais passaram a ser tratados como Contratos Equivalentes aos Contratos Iniciais, conforme Despacho

Aneel nº 288/02. Estes contratos foram assinados antes do Decreto nº 2.655, sendo eles: UTE Uruguaiana – AES SUL, UTE URUGUAIANA – RGE, UTE URUGUAIANA – CEEE, CDSA – CELG, e os Contratos Bilaterais de distribuição, já registrados no MAE ou na ANEEL até novembro de 2001, que tiveram os volumes reduzidos em relação a novembro de 2000 (ANEEL).

A Sazonalização destes contratos era realizada uma vez por ano em comum acordo entre o vendedor e comprador.

A Modulação pode ser feita de duas maneiras: antes, ex-ante, ou depois ex-post, da realização das operações. Na modulação ex-ante o registro dos montantes horários era livremente negociada entre as contrapartes, devendo ser respeitado o valor mensal do contrato.

Na modulação ex-post o patamar pesado, teoricamente o mais exigido e mais caro, foi priorizado recebendo o valor de 98,5% da demanda associada ao contrato. O restante é dividido igualmente entre os patamares leve e médio, como ilustrado na Figura 2.9.

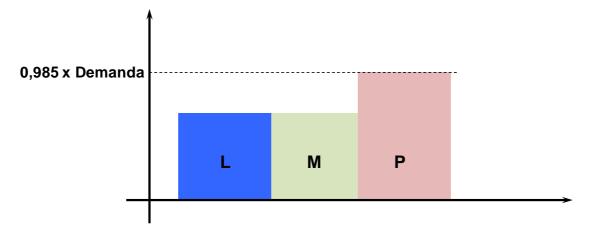


Figura 2.9 – Modulação dos Contratos Iniciais

## 2.3.3.2 Contratos de Itaipu

Os Contratos de Itaipu são necessários para representar os efeitos da energia comercializada pela usina de Itaipu com os Agentes detentores da Quota Parte da usina, conforme disposto na Lei nº 5.899/1973 ou suas sucessoras. Até dezembro de 2002 a quantidade atribuída a cada quotista era a energia alocada após o processamento do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE para cada quotista. Devido à alteração promovida por meio do Decreto nº 4.550/02, a partir de janeiro de 2003, a quantidade contratada de cada quotista foi definida com base na Energia Assegurada da usina de Itaipu (MAE, 2003). O principal impacto desta alteração foi o fato da quantidade de energia vinculada aos Contratos de Itaipu serem proporcionais a um montante de energia previamente informado pelo agente comercializador da energia de Itaipu, a Eletrobrás, ao invés do vinculo com a energia alocada após o processamento do MRE, que está sujeito às condições hidrológicas do Sistema Interligado Nacional.

A partir de janeiro de 2005, de acordo com o Decreto nº 5.287/04, as quotas da energia de Itaipu passaram a ser distribuídas exclusivamente entre os concessionários de distribuição de energia elétrica.

A sazonalização destes contratos é definida pela Eletrobrás, Agente Vendedor, e a modulação considera 98,5 % da demanda no patamar pesado. Nos patamares leve e médio a modulação é feita conforme o perfil de geração das usinas participantes do MRE.

### 2.3.3.3 Contratos Bilaterais

Os Contratos Bilaterais são relações comerciais de compra e venda de energia elétrica resultantes de negociação livre entre os Agentes. A vigência, os preços e os montantes são estabelecimentos em comum acordo entre as partes envolvidas (CCEE, 2008).

Os Contratos Bilaterais existem desde o início das operações do MAE, em setembro de 2000, sendo que inicialmente estes contratos foram previstos com a finalidade de sucederem aos Contratos Iniciais como instrumento de registro e regramento de operações de contratos de compra e venda de energia em um ambiente competitivo.

A Sazonalização e Modulação destes contratos são negociadas livremente entre as contrapartes.

### 2.3.4 Tratamento dos Riscos da Sazonalidade

Devido à vasta extensão territorial do país, o planejamento da operação do sistema é feito de forma centralizada e coordenado pelo ONS. Este assunto foi discutido durante os levantamentos realizados para a definição do Projeto RE-SEB, oportunidade na qual foi estudada a possibilidade de realizar o planejamento do sistema de forma centralizada e coordenada pelo ONS, ou de forma centralizada por região. Com o objetivo de otimizar a operação do sistema, no âmbito nacional, a opção foi o planejamento centralizado para todo o SIN.

Um dos principais aspectos que influenciou esta forma de planejamento é a operação das usinas em cascata, Figura 2.10, onde a operação

de uma usina altera a vazão do rio, que por sua vez altera a operação das outras usinas à jusante. Além disso, a usinas hidrelétricas podem ser divididas em dois tipos: as usinas que apresentam reservatórios com grande capacidade de armazenar energia em forma de água e as usinas que apresentam reservatórios com pequena capacidade de armazenar água. O primeiro tipo permite a regularização das vazões dos rios, o segundo, a regularização de pequenas descargas (HUMPIRI, 2005).

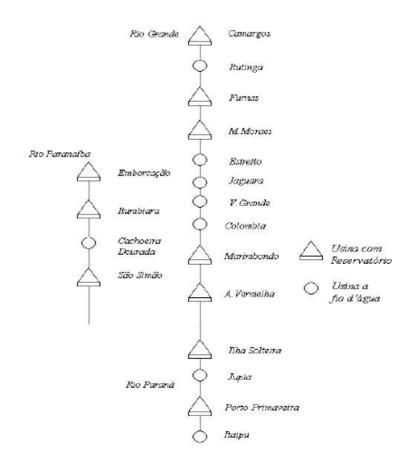


Figura 2.10 – Cascata de Usinas Hidrelétricas – Fonte: (HUMPIRI, 2005)

O despacho centralizado tem como objetivo otimizar a utilização da água como combustível das usinas hidrelétricas, além de equacionar a questão da existência de vínculos hídricos entre as usinas localizadas em uma mesma cascata de diferentes proprietários (PAZZINI, 2006).

Com base neste cenário o ONS procura utilizar o sistema com o objetivo de alcançar o menor preço de geração total, como vimos na parte dedicada à apuração do preço de liquidação, item 2.3.1.

Devido a estes fatos, além da dimensão do Brasil e em virtude das principais bacias hidrológicas estarem interligadas entre si, foi criado um mecanismo de segurança que prevê a possibilidade de transferência de energia de uma região com abundância de água para uma região com escassez. Este procedimento, denominado Mecanismo de Realocação de Energia — MRE, teve como objetivo minimizar os riscos hidrológicos ligados a sazonalidades das chuvas, já que a matriz energética brasileira é predominantemente hidroelétrica. Estas características culminaram na utilização de um valor de referência que o proprietário de uma usina hidrelétrica pode comercializar em um ano civil, independente da geração verificada da usina. Este bloco anual de energia é denominado Energia Assegurada.

### 2.3.4.1 Energia Assegurada

Em um sistema com despacho centralizado o gerador não tem controle sobre sua geração, desta forma foi necessário criar mecanismos que garantissem ao gerador um volume de energia pré-determinado com a finalidade de possibilitar a previsão dos montantes disponíveis para venda. Para solucionar este problema, durante as discussões no 1º Ciclo de Reformas, definiu-se pela utilização de um conceito utilizado para fins de planejamento do sistema, a Energia Assegurada. Desta forma, as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente podem negociar a sua Energia Assegurada, independente do seu nível de geração física (PAZZINI, 2006).

A Energia Assegurada do SIN é a máxima produção de energia, em regime contínuo, pelas usinas hidrelétricas ao longo dos anos, simulando a ocorrência de seqüências de vazões criadas estatisticamente, admitindo um risco de 5% de não atendimento à carga (ANEEL, 2005). Este cálculo considera os períodos em que a usina fica sem produzir energia elétrica por motivo de manutenções programadas e paradas de emergência. A Energia Assegurada da usina é uma fração da Energia Assegurada do SIN.

A Figura 2.11 apresenta um gráfico com os valores de geração real média de uma usina hidrelétrica ao longo do ano, em função das condições hidrológicas, e do nível anual de energia assegurada desta usina.

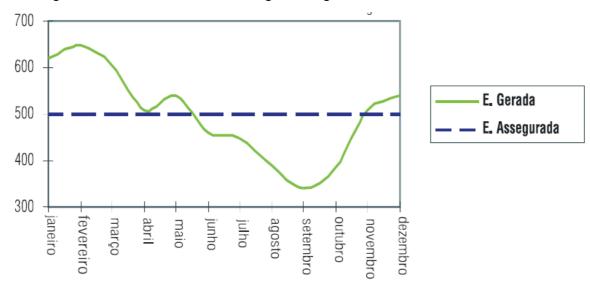


Figura 2.11 – Energia Assegurada e Geração Real – Fonte: (ANEEL, 2005)

A Energia Assegurada de cada gerador é a quantidade anual de energia calculada pelo ONS e aprovada pela ANEEL, sujeita à revisão a cada 5 anos (MAE, 2002). Este bloco anual de energia deve ser dividido em blocos mensais, processo de sazonalização, pelo proprietário da usina, de maneira similar aos contratos. A modulação é feita de duas maneiras:

De acordo com a curva de carga das distribuidoras na parcela da Energia
 Assegurada associada aos Contratos Iniciais;

 A parcela não comercializada nos Contratos Iniciais prioriza o patamar pesado, limitado a demanda associada ao contrato e é proporcional à geração das usinas participantes do MRE para os patamares leve e médio.

## 2.3.4.2 Mecanismo de Realocação de Energia Assegurada

O MRE é um mecanismo que visa compartilhamento dos riscos financeiros de venda de energia a longo prazo associados ao despacho centralizado e à otimização do sistema pelo ONS. Seu princípio é que cada gerador receba seu nível de Energia Assegurada, desde que a geração total dos participantes deste mecanismo seja maior do que o somatório de Energia Assegurada de todos os participantes.

O processamento do MRE é feito comparando a geração das usinas participantes do MRE e o total da Energia Assegurada, da seguinte forma, segundo o MAE (2002):

- Caso a energia total gerada seja maior ou igual ao total de Energia Assegurada, todas as usinas receberão sua Energia Assegurada, independente da geração verifica por cada usina. Caso haja excesso de energia, denominado Energia Secundária, este será distribuído entre os geradores;
- Caso a energia total seja menor que o total de Energia Assegurada, será
  calculado para cada usina, na proporção de sua Energia Assegurada, um
  novo valor de referência de Energia Assegurada, apenas para efeito do
  MRE, menor que a Energia Assegurada de cada usina, permitindo, desta
  forma, que as usinas recebam efetivamente, para efeito de lastro de
  contrato que equivale à Energia Assegurada reduzida.

Em primeiro momento a apuração do MRE não considerou as indisponibilidades das unidades geradoras, porém já estavam previstos mecanismos com o objetivo de monitorar a performance das usinas, que serão abordados posteriormente.

O despacho do sistema é realizado pelo ONS, que não considera o montante de Energia Assegurada da usina nem os contratos de venda do gerador. São considerados apenas o volume do reservatório, o preço das usinas térmicas, as condições de intercâmbio e as previsões das condições futuras. Desta forma, é comum usinas apresentarem geração abaixo de sua Energia Assegurada (Geradores 1 e 2) e usinas com excesso de geração (Gerador 3), como ilustrado na Figura 2.12.

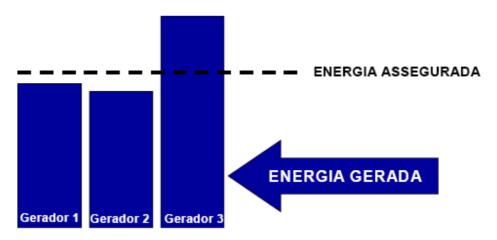


Figura 2.12 – Geração das Usinas participantes do MRE – Fonte: (MAE, 2002)

O processamento do MRE visa realocar a energia em excesso do Gerador 3 para as outras usinas com déficit de energia (Geradores 1 e 2), conforme Figura 2.13.

A Energia Secundária é dividida da seguinte forma:

 Metade<sup>16</sup> é alocada para todas as usinas na proporção da Energia Assegurada;

<sup>&</sup>lt;sup>16</sup> Este tratamento de rateio da Energia Secundária foi considerado inicialmente. Após certo tempo a ANEEL alterou esta metodologia, passando a considerar como base do rateio apenas a Energia Assegurada de cada usina. Este assunto será abordado mais adiante na seção 7.1.1.

 A outra metade é alocada somente entre as usinas que apresentaram geração acima da Energia Assegurada. Esta alocação é proporcional à geração excedente de cada usina.

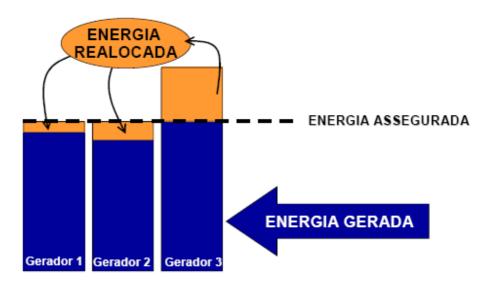


Figura 2.13 – Realocação de Energia no MRE – Fonte: (MAE, 2002)

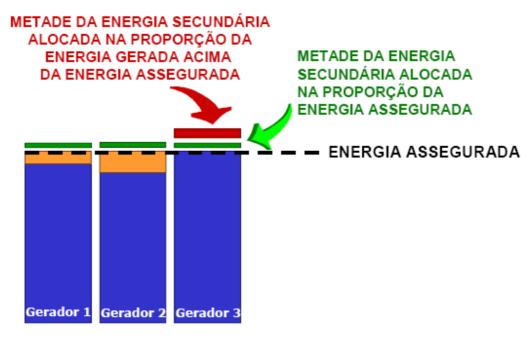


Figura 2.14 – Alocação de Energia Secundária – Fonte: (MAE, 2002)

Cada MWh doado ao MRE gera um direito a receber ao proprietário da usina, valorado à Tarifa de Otimização Energética – TEO. A usina que recebe

energia do MRE deve pagar o mesmo valor por cada MWh recebido. Desta forma, o recurso arrecadado com a energia doada pelo MRE é utilizado para remunerar os geradores que doaram energia ao MRE. Inicialmente a TEO tinha o valor de 3 R\$/MWh.

## 2.3.5 Recursos Financeiros Excedentes da Comercialização de Energia Elétrica

A comercialização de energia elétrica envolvendo submercados com preços distintos pode resultar em um total de pagamento diferente do total de recebimento dos Agentes, que é denominado de Excedente Financeiro. O Excedente Financeiro surge quando há intercâmbio de energia entre submercados com preços diferentes.

Ao realizar o planejamento da operação do sistema, o ONS almeja o menor custo total da operação, portanto, caso haja algum submercado com o preço muito alto (submercado 2) outro submercado que apresente um custo de produção menor (submercado 1) pode produzir energia para transferir para o outro, respeitando o limite físico imposto pela restrição de transmissão entre os submercados, conforme ilustrada na Figura 2.15.



Figura 2.15 - Origem do Excedente Financeiro

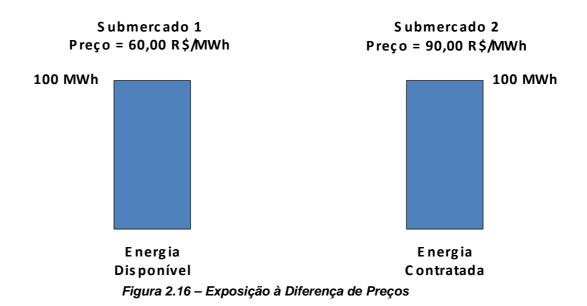
A energia produzida no submercado 1 é valorada ao preço deste submercado. No submercado 2 esta energia é consumida também é valorada ao preço desta região. Assim, podemos encontrar a seguinte situação:

Tabela 2.4 – Demonstrativo do Excedente Financeiro

Recebimento do Gerador	100 MWh X 50 R\$/MWh = R\$ 5.000
Pagamento do Consumidor	100 MWh X 70 R\$/MWh = R\$ 7.000
Resultado	Excedente Financeiro de R\$ 2.000

No exemplo acima em nenhum momento foi mencionada a existência de relação contratual entre os envolvidos, o que evidencia que a origem do Excedente Financeiro está relacionada às condições físicas do sistema. O gerador recebeu pela energia produzida o preço associado à sua região. Por sua vez, o consumidor apresentou um consumo no mercado Spot e pagou o montante consumido valorado ao preço de sua região. Portanto não há nenhuma pendência com os Agentes envolvidos e foi apurada uma sobra dos recursos financeiros que a princípio não é de propriedade de nenhum dos Agentes.

Além disso, os contratos de compra e venda de energia podem provocar exposições às diferenças de preços aos vendedores, pois, conceitualmente no âmbito da comercialização, um contrato é considerado sempre no submercado do comprador. O vendedor vende a energia no submercado onde ocorreu a geração física ao preço local e compra a energia no submercado onde o contrato foi registrado, como ilustra a Figura 2.16.



Neste caso o vendedor apresenta como resultado:

Tabela 2.5 – Demonstrativo da Exposição à Diferença de Preços

Recebimento do Gerador	100 MWh X 60 R\$/MWh = R\$ 6.000
Pagamento do Gerador	100 MWh X 90 R\$/MWh = R\$ 9.000
Resultado	Prejuízo de R\$ 3.000

Este é um risco inerente ao processo de comercialização. Qualquer contrato firmado a partir da criação do MAE está sujeito a esta exposição. Porém alguns contratos foram firmados antes da criação deste novo ambiente de comercialização, no qual não havia submercados com preços distintos, ou não permitem que o gerador gerencie sua exposição ao risco. Com o objetivo de mitigar os riscos dos geradores, esses contratos foram tratados com direito a alívio de exposição de preços. Ou seja, caso o gerador do exemplo, que apresentou um prejuízo de R\$ 3.000,00, tivesse direito a alívio, este prejuízo seria revertido em Exposição Negativa, e indicaria que este gerador teria direito a ser ressarcido devido a este prejuízo. Os contratos com direito a alívio são:

Contratos Iniciais;

- Contratos de Itaipu;
- Contratos de Autoprodução;
- Contratos de Direitos Especiais concedidos pela ANEEL; e
- Realocações de Energias Asseguradas no MRE em outros submercados.

O tratamento de alívio transforma um prejuízo em Exposição Negativa e um lucro em Exposição Positiva. Como o gerador não assume o risco, não cabe a ele assumir as perdas nem se beneficiar com os ganhos.

A alocação de Excedente Financeiro e das Exposições Positivas dos Agentes é destinada ao alívio das Exposições Negativas. A eventual sobra de recursos é destinada prioritariamente a eventual compensação do saldo negativo do mês anterior e, se ainda houver sobra, para redução do pagamento Encargos de Serviços do Sistema.

Caso o total do Excedente Financeiro não seja suficiente para cobrir as Exposições Negativas, o eventual prejuízo será rateado entre todos os geradores proporcionalmente à Energia Assegurada.

### 2.3.6 Encargos de Serviços do Sistema

Os Encargos de Serviços do Sistema consistem em pagamentos que devem ser feitos por todos os consumidores com o objetivo de ressarcir o custo de operação dos geradores para manter a confiabilidade e a estabilidade no sistema. Estes custos são pagos proporcionalmente à carga dos consumidores, independente se a carga está contratada ou não.

Inicialmente foi apurado apenas o encargo por Restrição de Operação, que afeta somente as usinas térmicas. A origem deste encargo está relacionada ao modelo de planejamento adotado no Brasil, que é centralizado,

coordenado pelo ONS, responsável pela programação da operação de curto prazo, e feito com base em dados previstos. Neste planejamento, todas as restrições elétricas que possam ser representadas por meio de equações matemáticas são consideradas no modelo de despacho. Portanto, pode-se dizer que este planejamento é feito com uma visão operacional do sistema, ou seja, o despacho elétrico.

O MAE considerava o mesmo despacho elaborado pelo ONS, porém com algumas modificações. A primeira delas é a não consideração das perdas internas do submercado. Isto é feito com o objetivo disponibilizar a energia igualmente entre todas as regiões de um determinado submercado, desta forma, o preço é igual para todo o submercado. Caso este tratamento não fosse realizado, seria possível existir preços distintos em um mesmo submercado. A outra diferença é a geração das usinas que estão em fase de teste, que são excluídas do despacho elaborado pelo MAE. É este despacho econômico que fornece o CMO a ser utilizado na apuração dos preços.

O despacho elétrico e o despacho econômico resultam em montantes de geração previstos para cada usina; portanto, é possível que o despacho real da usina seja diferente daquele previsto pelo despacho econômico. Esta diferença é paga por meio dos Encargos de Restrição de Operação, somente para as usinas térmicas.

Além dos pontos citados anteriormente, outros fatos podem contribuir para a diferença entre a geração prevista e a geração realizada, tais como, alterações na configuração do sistema decorrentes da queda de uma linha de transmissão ou um grande volume de chuvas após o cálculo do modelo de preços.

Uma usina pode ser afetada de duas formas. No planejamento realizado pelo MAE, a Usina está programada para produzir energia para atender as cargas 1 e 2, conforme ilustrado na Figura 2.17. Porém, na operação em tempo real definido pelo ONS foi identificado um problema de restrição na linha de transmissão, o que impediu o atendimento da carga 2 por meio da energia proveniente da usina 1,como ilustrado na Figura 2.18.

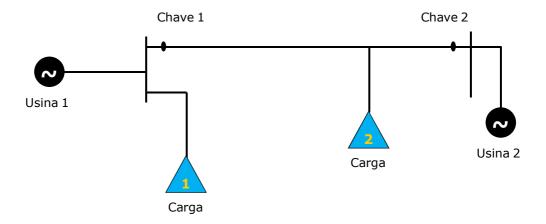


Figura 2.17 – Planejamento da Geração

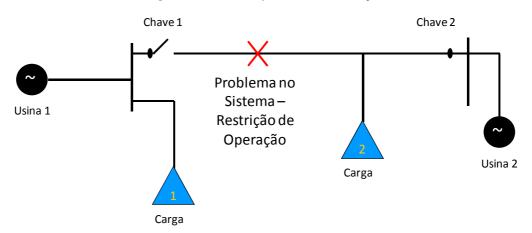


Figura 2.18 – Operação em tempo real

Os encargos por Restrição de Operação têm como o objetivo ressarcir o prejuízo verificado na operação da usina para atender à solicitação do ONS, como pode ser visto na Tabela 2.6. Nesse exemplo a Usina 1 estava programada para produzir 100 MWh, porém a produção efetiva foi 0. Admitindo-se que o proprietário da usina tenha assinado contratos de venda na totalidade da geração prevista (valor adotado para facilitar exemplificação). Nesse caso o proprietário da usina ficaria exposto no mercado Spot em R\$ 5.000,00, ou seja, como não produziu deve adquirir a energia no mercado de curto prazo para atender o seu contrato, porém o custo de operação, caso tivesse gerado, seria de R\$ 3.000,00. Portanto, o proprietário da usina apresentou um prejuízo de R\$ 2.000,00.

Já a usina 2 não estava programada para produzir energia, porém na operação em tempo real esta usina teve que produzir 100 MWh para atender a uma solicitação do ONS. Admitindo-se que o proprietário não tenha feito nenhum contrato (valor adotado para facilitar exemplificação). Como o proprietário da usina tinha energia disponível e não comprometida com contratos, este agente liquidou esta energia no mercado Spot e recebeu por isso R\$ 5.000,00. Porém o custo de produção foi de R\$ 8.000,00. Portanto, o proprietário teve um prejuízo de R\$ 3.000.00.

Dessa forma, os Encargos por Restrição de Operação promovem o ressarcimento dos custos incorridos aos geradores, ou seja, R\$ 2.000,00 e R\$ 3.000,00, respectivamente.

	Usina 1	Usina 2
Geração Prevista	100,00	0,00
Geração Verificada	0,00	100,00
Custo Variável	30,00	80,00
Preço Spot	50,00	50,00
Contabilização	5.000,00	5.000,00
Custo de Operação	3.000,00	8.000,00
Prejuízo	-2.000,00	-3.000,00
Encargos de Restrição de		
Operação	2.000,00	3.000,00

Tabela 2.6 – Pagamentos de Encargos por Restrição de Operação

Além dos encargos por Restrição de Operação, outros encargos foram previstos, porém na etapa inicial foi implementado somente este tipo de encargo.

### 2.3.7 Penalidades

Inicialmente estavam previstas algumas penalidades para os Agentes de Geração que descumprirem as instruções do ONS, ou que apresentassem falhas em testes de verificação de disponibilidade de suas usinas, além de outras penalidades a serem homologadas paulatinamente pela ANEEL. Na primeira versão de regras não houve aplicação de penalidades.

### 2.4 Versões de Regras

Cada um dos itens mencionados na seção anterior compõe as Regras Mercado, que inicialmente deveriam ser implantadas de acordo com as datas a seguir:

- I. Implantação da 1a etapa: até 1º de setembro de 2000;
- II. Implantação da 2a etapa: até 1º de julho de 2001; e
- III. Implantação da 3a etapa: até 1º de janeiro de 2002.
- A primeira etapa seria caracterizada pela definição no âmbito do MAE dos preços mensais ou semanais calculados com base em informações previstas (ex-ante);
- A segunda etapa seria caracterizada pelo início da dupla contabilização com preços e quantidades apurados com dados previstos e dados realizados. As quantidades seriam apuradas em base semanal;
- A terceira etapa seria caracterizada pela apuração dos preços e quantidades apurados em intervalos de uma hora, com dupla contabilização.

A dupla contabilização, como detalhado nos itens anteriores, consiste em realizar duas contabilizações, uma com preços e quantidade apurados com base em dados previstos, e outra contabilização utilizando dados verificados da operação do sistema. Inicialmente foi adotada em uma primeira etapa, preços exante e quantidades ex-post. As outras duas etapas não chegaram a ser

implementadas, em virtude de mudanças de prioridades e paradigmas, que serão detalhados ao longo deste trabalho, pois outras dificuldades ocorreram na fase implantação do modelo que tiveram de ser resolvidas prioritariamente. Hoje em dia a questão da dupla contabilização não é um assunto muito discutido no setor.

Ao longo do tempo as regras aqui apresentadas foram sendo incrementadas e ajustadas de maneira a corrigir algumas falhas verificadas após a fase implantação, culminando em diversas versões de regras como ilustrado na Figura 2.19. Também é possível visualizar as regras associadas ao 2º Ciclo de Reestruturação, a partir de 2005.

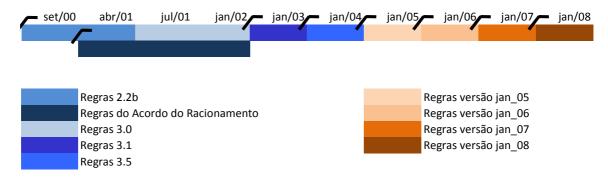


Figura 2.19 – Versões das Regras – Fonte: (CCEE, 2008)

As Regras de Mercado são um conjunto de equações matemáticas e fundamentos conceituais, estabelecendo os relacionamentos entre as variáveis do processo de comercialização de energia elétrica. Elas determinam a seqüência de cálculos que devem ser realizados, com base nos dados de entrada fornecidos pelos Agentes, ONS, ANEEL e ASMAE (CCEE, 2008).

Para normatizar a comercialização de energia elétrica existem os Procedimentos de Mercado, que definem as condições, requisitos, eventos e prazos para este processamento (CCEE, 2008).

## 2.5 Participantes do Mercado Atacadista de Energia Elétrica

Os Agentes do MAE são divididos nas categorias de Produção e Consumo. Todos os Agentes de Geração, Autoprodução, Distribuição, Comercialização e Consumidores Livres estão incluídos nestas categorias. As empresas de Transmissão não participam do MAE. A Tabela 2.7 lista as características das empresas que têm participação obrigatória no MAE.

Tabela 2.7 – Agentes Obrigatórios

Categoria	Características
Produção	Gerador com capacidade instalada ≥ 50MW
	Interconectores <sup>17</sup> de Importação com capacidade de
	transporte ≥ 50MW
Consumo	Distribuidores com consumo > 300 GWh/ano
	Comercializadores com consumo > 300 GWh/ano
	Interconectores de Exportação com capacidade >
	50MW

Os demais casos têm participação facultativa no MAE.

<sup>&</sup>lt;sup>17</sup> **Interconectores** – São Agentes que detêm autorização para importar e/ou exportar energia elétrica de e/ou para SIN. Fonte (MAE, 2002)

### 2.6 Conclusões Parciais

Este capítulo é considerado o marco inicial desse trabalho. O modelo aqui descrito serve como base para se avaliar as mudanças verificadas no modelo nos anos subsegüentes.

Por enquanto uma das primeiras conclusões que se pode estabelecer até este ponto é que as mudanças institucionais foram feitas levandose em consideração diversas características do contexto brasileiro. Em vários pontos fica nítido que houve a preocupação de promover uma mudança gradativa do modelo estatal para o modelo competitivo. Como exemplos dos principais institutos do novo modelo podem ser citados os contratos iniciais, a possibilidade de aplicação de penalidades, e a sinalização de alguns encargos e aplicação de regras em etapas, sem efetivamente aplicá-los em um primeiro momento.

Este modelo inicial endereça diversos aspectos, provando que realmente foi elaborado um estudo amplo das particularidades da conjuntura nacional. Ao final desse trabalho é possível verificar que alguns pontos aqui apresentados ainda são mantidos, outros foram modificados na medida em que demonstravam limitações ou mesmo inadequações á realidade brasileira.

# 3. O MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO 2º CICLO DE REESTRUTURAÇÃO – LEI № 10.848

O período entre os anos de 2002 e 2004 foi vital para o modelo institucional vigente. O primeiro fator a ser considerado é a transição de governo que houve nessa época. Além disso, o período de racionamento deixou evidente alguns pontos falhos no modelo resultante do 1º Ciclo de Reestruturação, o que culminou em uma série de ajustes com o objetivo de aprimorar o modelo vigente à época.

Durante o ano de 2003 o novo governo publicou um documento com as premissas do Novo Modelo Institucional, junto com as Medidas Provisórias nº 144, que dispunha sobre a comercialização de energia elétrica, e nº 145, que criou a Empresa de Planejamento Energético (EPE), que depois foi renomeada para Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Em 2004 essas MPs foram convertidas nas Leis nº 10.848 e nº 10.847, respectivamente. O novo modelo teve como principais objetivos em sua formulação:

- Promover a modicidade tarifária;
- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- Assegurar a estabilidade do marco regulatório;
- Promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, principalmente pelos programas de universalização do atendimento.

Para promover a modicidade tarifária foram criados diversos mecanismos que têm por finalidade resultar no preço mais justo possível na comercialização de energia elétrica. Segundo a visão do gerador, o preço mais interessante seria aquele capaz de gerar o maior lucro. Já do ponto de vista do

consumidor, o melhor preço seria aquele mais barato. Para atingir esta meta, a principal forma de contratação das distribuidoras, que segundo dados da CCEE representam aproximadamente 75% do consumo do SIN, deve ser realizada por meio dos leilões que priorizam os vendedores que ofertarem os menores preços. Com essa competição pelo critério de menor preço de venda, o gerador diminui sua margem de lucro e a distribuidora paga um preço mais justo, resultando em um menor repasse ao consumidor final. Segundo Cyrino e Campos (2005), esta forma de contratação também funciona como um mecanismo de hedge<sup>18</sup> contra volatilidade dos preços de energia no mercado de curto prazo.

Com o objetivo de garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, houve uma reestruturação na forma de planejamento da expansão do sistema, por meio da criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, que indica quais as usinas devem ser construídas, com o objetivo de sinalizar uma expansão otimizada, considerando as usinas de fonte hidrelétrica e termelétrica. No setor elétrico essa indicação da EPE é conhecida por Prateleira de Projetos. Também foi a alterada a forma de contratação das distribuidoras, que a partir daquele momento passaram a ter a obrigatoriedade de contratar o aumento de carga previsto por meio de usinas novas, ainda não construídas. Isso possibilita o crescimento do parque gerador de acordo com a previsão de aumento da demanda.

Com relação a manter a estabilidade regulatória, isso serve como argumentação para atrair investimentos privados no setor, sinalizando que mesmo havendo alteração de governo o modelo será respeitado. Isso fica nítido na hora em que forem discutidas as alterações nas regras, pois a parte do arcabouço regulatório que estava funcionando adequadamente foi mantida, tendo-se atuado profundamente na vertente que apresentava falhas, de modo a promover as necessárias adequações.

<sup>18</sup> **Hedge** – termo de bolsa de valores que designa ação compensatória de um indivíduo, a fim de cobrir-se contra possíveis prejuízos em uma transação.

-

### 3.1 Racional do Modelo

Dentre as alterações associadas ao 2º Ciclo de Reestruturação, na Lei nº 10.848/04, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica no modelo institucional vigente, foi definido que a comercialização de energia elétrica seria feita em dois ambientes: o Ambiente de Contratação Regulada e Ambiente de Contratação Livre.

O Ambiente de Contratação Livre (ACL) é destinado à comercialização de energia elétrica entre geradores, importadores de energia, comercializadores e consumidores livres. Nesse ambiente, as condições contratuais, como preços, vigência do contrato e montante comercializado são livremente negociados entre as contrapartes (Decreto nº 5.163/04). Este modelo é muito parecido com aquele previsto no 1º Ciclo de Reestruturação.

O Ambiente de Contratação Regulada (ACR) é destinado à comercialização de energia elétrica entre geradores, importadores de energia, comercializadores e distribuidores, que adquirem energia visando atender à carga dos consumidores cativos. Conforme a Lei nº 10.848/04, nesse ambiente a energia a ser consumida pode ser adquirida da seguinte forma:

- Contratos provenientes dos Leilões promovidos pela ANEEL, denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs;
- Geração distribuída<sup>19</sup>, limitado a 10% da carga da distribuidora;
- Contratos do PROINFA;
- Contratos de Itaipu;
- Contratos firmados antes da promulgação da Lei nº 10.848/04.

<sup>&</sup>lt;sup>19</sup> **Geração Distribuída** – Pode-se entender como Geração Distribuída a geração conectada diretamente ao centro de carga através das redes de distribuição, sem necessidade de utilizar ativos de transmissão.

A principal forma de contratação por parte de uma concessionária de distribuição passou a ser por meio da realização de leilões promovidos pela ANEEL. As regras destes leilões são elaboradas para que o vencedor seja estabelecido pelo critério do menor preço de venda, que visa atender à uma das premissas básicas deste modelo que é a modicidade tarifária. Ao final do leilão pode-se chegar a uma situação em que os vendedores tenham preços distintos. Com objetivo de remunerar o valor ofertado a cada um dos vendedores e estabelecer um preço médio para o conjunto de distribuidoras compradoras no leilão, todos os compradores são obrigados a comprar uma pequena parcela de cada um dos vendedores, de forma proporcional à quantidade contratada e considerando o preço ofertado de cada vendedor. Este tratamento também tem como efeito o compartilhamento do risco de venda de energia à uma empresa que seja inadimplente, fato que é muito importante em um leilão cujos vendedores e compradores só têm sua identidade revelada após o final do certame.

A Figura 3.1 ilustra o tratamento da compra proporcionalizada no leilão e a existência concomitante do ACR e do ACL. Os vendedores podem decidir livremente em qual dos ambientes pretende vender. Segundo dados da CCEE, em 2008 o consumo do ACR representa aproximadamente 75% do consumo do SIN, à medida que o do ACL representa 25%.

Para a realização destes leilões, os distribuidores devem informar a intenção de compra ao Ministério de Minas e Energia, com antecedência de sessenta dias da realização do leilão. A ANEEL é responsável pela coordenação do leilão e geralmente atribui a responsabilidade de organização à CCEE.

Estes leilões são divididos em:

- Leilões de empreendimentos de geração existente;
- Leilões de novos empreendimentos de geração.

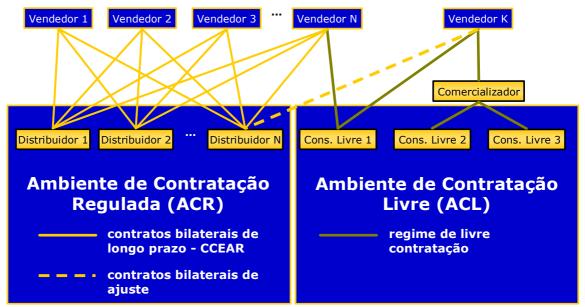


Figura 3.1 – Ambientes de Contratação – Fonte (RAMOS, 2007b)

Os distribuidores devem dividir o atendimento à sua carga entre os dois tipos de leilões. Com o objetivo de garantir a expansão do parque gerador, como mencionado anteriormente, a previsão de crescimento de carga dos distribuidores deve ser contratada por meio de uma geração que ainda não existe, de tal forma que, o parque gerador tenda a aumentar de acordo com a previsão do aumento de carga dos distribuidores, atendendo a uma das premissas deste modelo, que é a garantir da expansão da geração. A reposição de contratos expirados pode ser feita por meio dos leilões de empreendimentos existentes.

A medida de incentivo à expansão do parque gerador foi um dos pontos frágeis apontados pelo Comitê de Revitalização, o que motivou esta alteração na 2ª reestruturação do setor, ocorrida em 2004.

No início de 2007, o MME incluiu mais um tipo de leilão, o de Fontes Alternativas. Este leilão foi criado somente com o objetivo de promover a expansão destas fontes por meio da contratação de energia pelos distribuidores, com a finalidade de possibilitar a construção de usinas que provoquem um impacto ambiental menor do que as usinas tradicionais, além da diversificação da matriz energética.

A Figura 3.2 ilustra a programação dos leilões para cada ano. O ano A<sup>20</sup> é adotado como sendo 2013. Cinco anos antes, ou seja, em 2008, será realizado o leilão A-5 de energia nova. Neste momento as distribuidoras devem fazer uma previsão do incremento de carga e informar ao MME. Dois anos depois, em 2010, será realizado outro leilão de energia nova, o A-3 visando contemplar o crescimento de mercado superior àquele que havia sido visualizado por ocasião do Leilão A-5 e, por isso mesmo, constituindo-se em um instrumento para mitigação de erros de projeção de mercado da Distribuidora. O que diferencia os dois é que no A-5 tende a haver maior participação de usinas hidrelétricas, que demandam um tempo maior de construção se comparada com uma usina termelétrica, portanto o leilão A-3 tende a apresentar uma concentração maior de usinas termelétricas. No Decreto nº 5.163/04 é mencionado que a compra realizada no leilão A-3 tem o repasse<sup>21</sup> integral ao consumidor final limitado a 2% da carga verificada em A-5. Isto sinaliza que o governo procura, de certa maneira, restringir a compra no leilão A-3 e aumentar a compra no leilão A-5, o que aumenta as chances de disputa dos empreendimentos de fonte hidrelétrica. Estes contratos têm duração prevista de 15 a 30 anos. Nos leilões de energia nova a licitação ocorre por empreendimento.

\_

<sup>&</sup>lt;sup>20</sup> A – Ano de início de fornecimento de energia. O ano de 2013 foi escolhido para facilitar o entendimento, Isto não quer dizer que este modelo não tenha continuidade para além de 2013.

<sup>&</sup>lt;sup>21</sup> A questão de repasse é abordado com maiores detalhes no item 8.3.

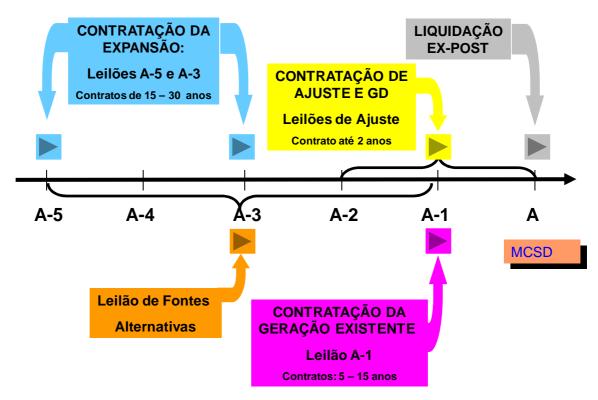


Figura 3.2 – Realização dos Leilões – Fonte: (RAMOS, 2007a)

Além de procurar fornecer subsídios para a expansão da geração, outro ponto que é verificado constantemente neste modelo é o incentivo às usinas que utilizam combustíveis de fontes alternativas. Nesse sentido, no início de 2007 foram instituídos os Leilões de Fontes Alternativas, por meio do Decreto no 6.048, de 27 de fevereiro de 2007. Estes leilões podem ocorrer entre cinco a um ano antes do início do fornecimento. Em 2007 foi realizado o primeiro destes leilões, com início de fornecimento previsto 1º de janeiro de 2010.

Um ano antes, neste exemplo em 2012, será realizado o leilão de energia existente, com o objetivo substituir os contratos que estão vencendo, com prazo de duração previsto de 5 a 15 anos. Nos leilões de energia existente a licitação ocorre por vendedor, considerando todas as usinas de sua propriedade.

No próprio ano de fornecimento podem ser realizados Leilões de Ajustes, que permitem ao distribuidor comprar até 1% da carga contratada para atender eventuais necessidades e corrigir alguns desvios na previsão de compra. Os contratos oriundos dos Leilões de Ajuste têm prazo máximo de 2 anos.

Excepcionalmente para os anos de 2008 e 2009, o montante total de energia contratado em leilões de ajuste não poderá exceder 5%. O que motivou esta alteração foram basicamente três fatores: frustrações nos leilões de compra; ajustes nas cotas de Itaipu e ajustes nas cotas do Proinfa.

A forma como foi concebida a realização destes leilões procura minimizar um dos riscos associados ao modelo anterior, que não fornecia o sinal econômico adequado para promover a expansão do parque gerador, pois não existia a necessidade lastrear o aumento de consumo com energia nova, portanto as distribuidoras podiam realizar contratos com empreendimentos existentes.

Outro ponto que apresentou mudanças significativas no 2º Ciclo de Reestruturação foi o regime de concessões, pois no modelo vigente um dos principais objetivos é promover a modicidade tarifária. Nessa perspectiva, as concessões passaram a ser disputadas pelo menor preço de venda, ao contrário do que aconteceu na época das privatizações, em que a disputa era pelo maior ágio.

Os Projetos Estruturantes, projetos de grande interesse atendimento da demanda do SIN, são licitados, pelo menos até agora, com a previsão de cinco anos e de forma individual. Para estes leilões a Empresa de Pesquisa Energética – EPE obtém a Licença Prévia Ambiental empreendimentos. Primeiramente ocorre а licitação da concessão empreendimento, depois o vencedor tem o direito de participar da licitação da energia na modalidade de leilão, que também segue o critério da menor tarifa, como nos leilões mencionados anteriormente. Para as usinas de Jirau e Santo Antônio, a licitação da concessão e da energia ocorreu ao mesmo tempo, pois nesses dois casos não havia outros empreendimentos concorrentes para a disputa pela venda de energia elétrica.

## 3.2 O PAPEL DAS INSTITUIÇÕES AO LONGO DO PERÍODO DE REFORMAS

Como visto anteriormente, umas das principais mudanças no setor elétrico foi relacionada às instituições setoriais. No 2º Ciclo de Reformas algumas instituições tiveram seu papel revisto e novas instituições foram criadas. Muitas destas alterações foram em virtude de necessidades de ajustes, decorrentes de situações que não estavam previstas no 1º ciclo de reformas. As instituições citadas nesta seção estão vigentes atualmente.

### 3.2.1 CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

É um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República, instituído pela Lei nº 9.478/97, tendo como principais atribuições formular políticas e diretrizes de energia, assegurar o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso no País, rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear, além de estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e gás natural.

A Lei nº 10.848/04 determinou a atribuição de garantir o suprimento de energia elétrica almejando o equilíbrio entre a confiabilidade de fornecimento e a modicidade tarifária, já que esta última é uma das principais premissas modelo vigente.

A partir da reforma associada ao 2º Ciclo de Reestruturação do Modelo Institucional passou a ter a atribuição de proposição da licitação individual de projetos especiais do setor elétrico, recomendado pelo MME, bem como proposição do critério de garantia estrutural de suprimento (MME, 2007).

### 3.2.2 MME – Ministério de Minas e Energia

O MME é o órgão do Governo Federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. É a instituição responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento do Setor Elétrico Brasileiro e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia (CCEE, 2008).

Dentre as mudanças associadas ao 2º Ciclo podem ser citadas a assunção, novamente, do papel de poder concedente, que estava sob responsabilidade da ANEEL, o monitoramento da segurança de suprimento, por meio da coordenação CMSE, e definição de ações preventivas para restauração da segurança em caso de desequilíbrios conjunturais (MME, 2007).

## 3.2.3 EPE – Empresa de Pesquisa Energética

A EPE é uma empresa vinculada ao MME, cuja finalidade é prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Suas principais atribuições incluem a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira, execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos, desenvolvimento de estudos que visem o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica (CCEE, 2008). Além disso, tem como função realizar estudos de potencial energético, incluindo inventário de bacias hidrográficas e de campos de petróleo e de gás natural, bem como realizar estudos de viabilidade técnico-econômica e socioambiental de usinas, também, a obtenção da Licença Prévia para aproveitamentos hidrelétricos (MME, 2007).

O Decreto nº 5.163/04 atribuiu à EPE a responsabilidade pelo cálculo da garantia física<sup>22</sup> dos empreendimentos de geração. Até então, esta atividade era realizada pela ANEEL.

Os estudos e as pesquisas realizados pela EPE servem de base para que o MME possa colocar em prática a política energética adotada pelo CNPE.

<sup>&</sup>lt;sup>22</sup> **Garantia Física** – Montante de energia associada a um empreendimento que pode ser utilizada como lastro em contratos de venda.

#### 3.2.4 CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

O CMSE é um órgão criado no âmbito do MME, sob sua coordenação direta, com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional. Suas principais atribuições são: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; avaliar as condições de abastecimento e de atendimento; realizar periodicamente a análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento; identificar dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor e elaborar propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico.

Um dos pontos mais criticados no modelo anterior era o fato das instituições do Setor Elétrico Brasileiro não se comunicarem entre si, o que acabou contribuindo para a ocorrência do racionamento (KELMAN, 2001). Para solucionar esse problema do modelo antigo, foi criado este comitê, que se reúne periodicamente com o objetivo de identificar pontos que necessitam de atenção visando o funcionamento eficaz do Setor Elétrico Brasileiro.

O Decreto 5.175/04 menciona como é a composição deste órgão:

- Presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia;
- Quatro representantes do MME;
- Representantes da ANEEL;
- Representantes da ANP;
- Representantes da CCEE;
- Representantes da EPE;
- Representantes do ONS.

## 3.2.5 ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

A ANEEL tem como atribuição regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, sempre preservando a viabilidade econômica e financeira dos Agentes.

As alterações ocorridas em 2004 estabeleceram como responsabilidade da ANEEL, direta ou indiretamente, a promoção de licitações de empreendimentos de geração na modalidade de leilão, para contratação de energia elétrica pelos Agentes de Distribuição, bem como licitação de ativos de transmissão, além de reforçar seu papel de agência reguladora.

#### 3.2.6 ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

O ONS tem a função de operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN, bem como administrar a Rede Básica de Transmissão de energia elétrica no Brasil, com o objetivo principal de atender os requisitos de carga, otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema, definindo ainda as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país.

As alterações implantadas a partir de 2004 trouxeram maior independência à governança do ONS, através da garantia de estabilidade do mandato de sua diretoria (CCEE, ca 2005).

A atuação do ONS é regulamentada e fiscalizada pela ANEEL.

## 3.2.7 Ambiente de Comercialização

O Acordo de Mercado previa que as regras do MAE deveriam ser elaboradas pelos agentes e propostas para homologação em até 90 dias após a realização da primeira Assembléia Geral<sup>23</sup> do MAE realizada em 15/10/1998, porém as mesmas só foram submetidas à ANEEL, que deveria aprová-las, em abril de 2000, resultando na homologação da primeira versão de Regras de Mercado, por meio da Resolução ANEEL nº 290, de 03 de agosto de 2000.

Fatos como estes demonstram que o MAE, da forma como estava constituído, apresentava conflito de interesse entre os Agentes, que estavam divididos basicamente em geradores e distribuidores. Isso resultou na paralisia do mercado e a conseqüente perda de credibilidade pelo fato do MAE não executar sua principal responsabilidade, que era liquidação das diferenças (MAE, 2002).

A necessidade de reestruturação do MAE também foi uma das recomendações do Comitê de Revitalização, que indicou que este trabalho deveria ter continuidade. O que acabou sendo efetuada por meio da Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002, transformando a instituição ASMAE em pessoa jurídica de direito privado, com a denominação de MAE, terminando com a sua autoregulamentação. As ações do MAE passaram a ser regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL.

Nesse sentido, a ANEEL publicou um conjunto de resoluções, mais precisamente as Resoluções nºs 160, 161 e 162, todas de abril de 2001. Entre as principais de alterações estavam:

 Mudança no sistema de governança do MAE almejando retirar a interferência dos interesses dos Agentes;

-

<sup>&</sup>lt;sup>23</sup> **Assembléia Geral** – Formada por todos os agentes de produção e consumo que tinham direito a votos

- Estabelecimento de esquemas de garantias e penalidades sobre as operações dos Agentes;
- Transformação da ASMAE em agente autorizado para atuar como Agente Administrador de Serviços do Mercado, sujeitando-se a partir de então à regulação e fiscalização direta da ANEEL.

Esta reestruturação foi muito importante para o Setor Elétrico Brasileiro, pois durante a existência desta empresa foi possível realizar o processo de Contabilização e Liquidação Financeira e, enfim, alcançar o objetivo para o qual fora criado.

É importante ressaltar que estas transformações que culminaram na criação do MAE ocorreram em um momento intermediário após a 1º Ciclo de Reformas, sendo na verdade ajustes do modelo original, e antes do 2º Ciclo.

Com a entrada do governo Lula, foi criado um novo modelo para Setor Elétrico Brasileiro e, neste contexto, previa-se a existência de uma empresa para realizar as tarefas atribuídas ao MAE, além de outras novas tarefas. Por conseqüência dessas diretrizes, foi instituída a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, por meio da Lei nº 10.848/04 e criada pelo Decreto nº 5.177, que absorveu as funções e estruturas organizacionais e operacionais do MAE. Entre suas principais obrigações estão: a realização de leilões de compra e venda de energia no ACR por delegação da ANEEL; a apuração do Preço de Liquidação de Diferença, a realização da contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados e a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo.

A Figura 3.3 a seguir apresenta um diagrama com as instituições mencionadas nesta seção.

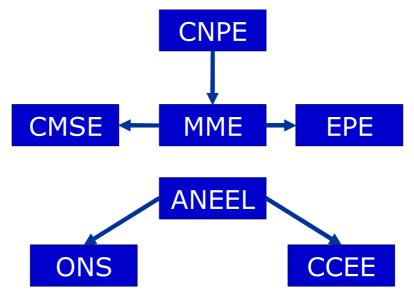


Figura 3.3 – Instituições do Setor Elétrico Brasileiro – Fonte (CCEE, ca 2005)

#### 3.2.7.1 Participantes da CCEE

A partir das reformas no 2º Ciclo de Reformas os Agentes passaram a ser segregados em três categorias: Geração, Distribuição e Comercialização.

A categoria geração concentra os Geradores, Produtores Independentes e Auto-Produtores, que poderão comercializar energia elétrica livremente, tanto no ACR e ACL.

Os Concessionários de Serviço Público de Geração (Geradores) são titulares de Serviço Público Federal, delegado pelo Poder Concedente mediante licitação, na modalidade de concorrência, à terceiros (CCEE, 2008).

Os Produtores Independentes recebem concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada à Comercialização (CCEE, 2008).

Os Auto-Produtores são Agentes com concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica para seu uso exclusivo, podendo vender o excedente de energia (CCEE, 2008).

A categoria distribuição reúne todas as Distribuidoras de energia elétrica que atendem aos Consumidores Cativos.

A categoria comercialização reúne Agentes Importadores e Exportadores, Comercializadores e Consumidores Livres.

Os Importadores e Exportadores detêm autorização da Aneel para importar e/ou exportar energia elétrica para Países vizinhos.

Os Comercializadores de energia elétrica compram energia por meio de contratos bilaterais, podendo vender para os Consumidores Livres , no ACL, ou para as Distribuidoras, nos leilões do ACR.

Os Consumidores Livres atendem aos requisitos demonstrados na Tabela 2.2 e têm liberdade de escolha de seu fornecedor de energia elétrica.

A Tabela 3.1 apresenta as características dos Agentes obrigatórios na CCEE.

Tabela 3.1 – Agentes de Participação Obrigatória na CCEE

Categoria Tipo Tipo de Exigência Lim

Categoria	Tipo	Tipo de Exigência	Limite Mínimo
Geração	Concessionários, permissionários ou autorizados de geração	Capacidade instalada	lgual ou superior a 50 MW
	Distribuidores	Volume comercializado no ano anterior	Igual ou superior a 500 GWh/ano
Distribuição	Distribuidores	Volume Comercializado no ano anterior	Igual ou superior a 500 GWh/ano quando não adquirirem o totalidade da energia com tarifa regulada
	Importadores e exportadores	Intercâmbio	Igual ou superior a50 MW
Comercialização	Comercializadores	Montante comerizalizado no ano anterior	Igual ou superior a 500 GWh/ano
	Consumidores Livres		

## 3.3 A Evolução dos Consumidores Livres

Apesar da liberação para se tornar Consumidor Livre, em janeiro de 2001 havia apenas duas empresas que tinha exercido esta opção, porém em maio de 2003 já havia 49 Consumidores Livres, conforme ilustrado na Figura 3.4. Este fato deixa evidente que inicialmente não havia incentivos na migração para o mercado livre, fato apontado pelo Comitê de Revitalização do Setor Elétrico, que recomendou estudos com a finalidade de promover estímulos à existência de Consumidores Livres.

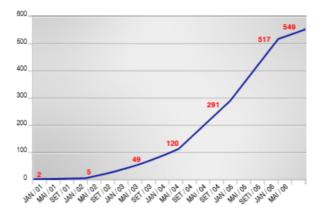


Figura 3.4 – Evolução do Número de Consumidores Livres – Fonte: (ENERTRADE, 2007)

Uma das recomendações deste Comitê foi a realização do Realimento Tarifário, iniciado entre os anos de 2002 e 2003, com o objetivo de igualar as tarifas de energia elétrica praticadas no País até o final de 2007 (PIERONI, 2005, pág 59).

Segundo Pieroni (2005), a origem desta distorção tarifária está no fato de que ao longo da história do Brasil foram criados diversos descontos concedidos sem respaldo técnico e legal, principalmente a partir da década de 70, quando teve início uma rápida expansão da indústria brasileira, incentivada, entre outras coisas, pela oferta de energia elétrica barata e abundante.

O início do realinhamento tarifário ocorreu em 2002, quando o governo federal estabeleceu que as tarifas de fornecimento de energia elétrica

seriam separadas em tarifa fio e tarifa de energia, além de indicar a necessidade de revisão das mesmas, com o objetivo de promover uma tarifa mais isonômica e eficiente, de acordo com Lei nº 10.604/02 e o Decreto nº 4.562/02.

Para fins de realinhamento tarifário, esta distorção é considerada localizada na tarifa de energia. Já a tarifa fio visa cobrir os custos para atendimento dos vários grupos<sup>24</sup> de consumidores. Desta forma, ao final da implantação deste procedimento, a tarifa de energia deve ser um valor médio para os consumidores finais, independente do grupo. A Figura 3.5 ilustra os efeitos do Realinhamento Tarifário, ou seja, o fim dos Subsídios Cruzados entre os grupos de consumidores. Este processo foi aplicado gradualmente a partir de 2003.

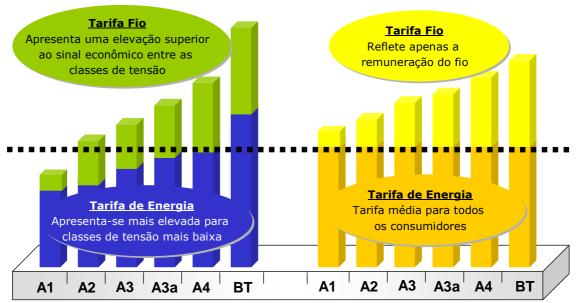


Figura 3.5 – Realimento Tarifário

Fonte: Resolução ANEEL nº 456/00

<sup>&</sup>lt;sup>24</sup> Os consumidores são divididos em dois grupos, o de Alta Tensão, com tensão de fornecimento superior o 2,3 kV e o de Baixa Tensão, com tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV. Os dois grupos são divididos em subgrupos. No Realinhamento Tarifário os subgrupos de Alta Tensão foram tratados separadamente. Eles são divididos em:

A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;

A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;

A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;

A3a - tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;

A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;

A Figura 3.5 demonstra que ao final do Realimento Tarifário os consumidores de alta tensão, mais precisamente os da classe de tensão A1, A2 e A3, terão uma tarifa de energia mais elevada, o que acabou servindo como incentivo para que os grandes consumidores de energia procurassem uma oportunidade de adquirir energia mais barata do que os valores que vinham sendo praticado pelas Distribuidoras, o que resultou no crescimento do mercado livre.

Caso o consumidor deseje retornar ao mercado cativo, ou seja, voltar a ser atendido pela distribuidora, é necessário declarar a intenção de retorno com cinco anos de antecedência, que é o prazo limite para que a distribuidora receba-o novamente, podendo ser antecipado, caso haja concordância por parte da distribuidora.

Esta alteração pode ser considerada um ajuste no modelo resultante do RE-SEB, porém os impactos no mercado de energia elétrica afetam o modelo associado ao 2º Ciclo.

## 3.4 Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA

Apesar da oportunidade de migração, o mercado livre não vinha apresentando interesse por parte dos consumidores, pois, até meados de 2002 o número de consumidores livres não era expressivo, conforme ilustrado na Figura 3.4, portanto o mercado de Consumidores Livres<sup>25</sup> ainda não dava os sinais econômicos adequados para expansão das fontes alternativas.

<sup>&</sup>lt;sup>25</sup> Unidades consumidoras com demanda contratada superior a 500 kW podiam migrar para o ambiente livre, desde que comprasse energia proveniente de fonte alternativa.

Além disso, nos últimos anos surgiu uma tendência mundial de buscar fontes de energia mais limpas e renováveis, demonstrando a preocupação de diversos setores da sociedade com os impactos ambientais envolvendo questões como emissão de gases do efeito estufa, aquecimento global e inundações de vastas áreas para construção de barragens.

Neste sentido, em 2002, o governo federal criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – PROINFA, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos das fontes alternativas de energia elétrica. Esse programa foi instituído a partir de 2002, por meio da Lei nº 10.438. A comercialização direta com os Consumidores Livres também poderia ser feita a qualquer momento, não alterando as condições previstas anteriormente nos Contratos Bilaterais.

Todos os contratos de compra e venda de energia do PROINFA são representados pela Eletrobrás, que vende a energia das fontes alternativas de acordo com a cota-parte de cada carga do SIN. A cota-parte de cada unidade consumidora é apurada de uma forma que indica a participação proporcional do consumo da unidade em relação ao consumo total do SIN. Esses contratos são compulsórios a todas as cargas e remunerados via Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição e/ou Transmissão e têm duração de 20 anos. A questão de ser compulsório a todas as cargas foi a forma encontrada pelo governo para que o custo desse programa de incentivo fossem rateados entre todas as cargas, que recebem os créditos de energia na contabilização apurada pela CCEE. A meta é suprir 10% do consumo de energia elétrica por meio de fontes alternativas.

A Eletrobrás indicou que até o final de 2007 a energia produzida pelas usinas do PROINFA responderia por aproximadamente 12.013,12 GWh/ano, ou seja 3,6% do consumo total do país (ELETROBRAS, 2008). Os 3.299,40 MW contratados estão divididos da seguinte forma:

Tabela 3.2 – Contratos do PROINFA – 2007 – Fonte: (ELETROBRAS, 2008)

Contratos do PROINFA		
Fonte	Montantante Contratado	Quantidade de Usinas
	MWh	Usilias
PCHs	1.191,24	63
Eólicas	1.422,92	54
Biomassa	685,24	27
Total	3.299,40	144

Inicialmente a meta era instalar 3.300 MW, igualmente distribuídos entre empreendimentos que gerem energia a partir de biomassa, energia eólica ou PCH, porém com o passar do tempo diminuiu o interesse por parte das usinas de açúcar e álcool. Isso culminou na redistribuição para as outras fontes, como visto na Tabela 3.2.

## 3.5 A Comercialização de Energia Incentivada

O crescimento do mercado consumidor, a diminuição do interesse das usinas a biomassa em participar do PROINFA e a não concretização do previsto pelo PROINFA resultaram em novas discussões sobre uma maneira diferente de atrair o capital privado na expansão da geração, além promover de forma mais eficaz a construção empreendimentos de fontes alternativas ao modelo associado ao 2º Ciclo.

Este tema tem sido discutido no Setor Elétrico Brasileiro há algum tempo, desde 2005, mais precisamente a partir da Audiência Pública<sup>26</sup> nº 33/2005, porém no final de 2006, a ANEEL regulamentou a comercialização de energia das

<sup>&</sup>lt;sup>26</sup> **Audiência Pública** – Instrumento de apoio ao processo decisório da ANEEL, que visa dar transparência as sua ações. É instaurada sempre que houver alterações ou ajustes que afete diretamente os interesses da sociedade e do setor elétrico.

fontes incentivadas<sup>27</sup>, por meio da publicação da Resolução nº 247. Portanto, essa resolução foi resultado de mais de um ano de discussões sobre o assunto, no qual a ANEEL ponderou a solicitação dos envolvidos. Esta medida visou promover a expansão de geração de fontes incentivadas criando condições para que haja demanda de energia das usinas incentivadas.

A partir destas mudanças, foi criada a figura do Consumidor Especial, que existia informalmente na legislação anterior. Os critérios de caracterização de um Consumidor Livre foram bastante flexibilizados, pois o limite de 500 KW deixou de ser verificado por unidade consumidora do Grupo A<sup>28</sup>, passando a ser verificado também por conjunto de unidades consumidoras atendidas em alta tensão, integrantes de um mesmo submercado, reunidas por comunhão de interesse de fato ou de direito.

Por outro lado, os vendedores também tiveram alterações com relação à sua definição. As condições para comercialização de energia com os consumidores especiais passaram a ser:

- Aproveitamentos de potencial hidráulico de potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, mantidas as características de PCH.
- Empreendimentos com potência instalada igual ou inferior a 1 MW.
- Empreendimentos com base em fontes solar, eólica e biomassa, cuja potência injetada na linha de distribuição ou transmissão seja menor ou igual a 30 MW.

Desta forma, pode-se dizer que um grupo restrito das fontes alternativas, limitado a uma potência máxima injetada na linha de distribuição ou transmissão, foi renomeado de Fontes Incentivadas, que recebem esse nome por receberem descontos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição e/ou

<sup>&</sup>lt;sup>27</sup> **Fontes Incentivadas** – Pequenas Centrais Hidrelétricas com potência de 1 MW a 30 MW e empreendimentos com base em fontes solar, eólica e biomassa com potência menor ou igual a 30 MW. Fonte Resolução ANEEL nº 247/06.

<sup>&</sup>lt;sup>28</sup> Grupo A – Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistemas subterrâneo de distribuição. Resolução ANEEL nº 456/00.

Transmissão, variando em 50% ou 100%, de acordo com ANEEL. O consumidor final, que lastreia seu consumo em contratos provenientes de fontes incentivadas, recebe o desconto da fonte, ou seja, o vendedor repassa o desconto ao comprador.

Além disso, foi permitida a participação das comercializadoras na compra e venda de energia de fonte incentivada, fato que na legislação anterior não era permitido, pois a energia devia ser negociada diretamente entre o produtor e consumidor.

A resolução também estabeleceu que o potencial consumidor especial deve declarar formalmente a intenção de migrar para o mercado livre à concessionária de distribuição com antecedência de 180 dias. O mesmo prazo foi definido com relação à saída do mercado livre e retorno para mercado cativo.

Para fins de lastro de venda<sup>29</sup> o agente gerador incentivado deve registrar somente contratos de energia incentivada, tanto na compra como na venda. Para fins de complementação de geração, o agente gerador incentivado pode registrar contratos de compra de fontes convencionais, limitado até 49% da sua garantia física, baseado nos últimos 12 meses. Basicamente, essa compra serve para reduzir a exposição ao PLD<sup>30</sup> do gerador, sem efeito para fins composição de lastro quanto a penalidades. Essa possibilidade de compra é permitida com o objetivo de mitigar os riscos de sazonalização das fontes incentivadas.

Com a finalidade de garantir que um gerador incentivado repasse o desconto integral de suas usinas ao consumidor final, o comprador, foi necessário separar a comercialização de energia incentivada da energia convencional. Isto foi feito via modelagem, ou seja, segregando a comercialização em dois "mundos"

<sup>&</sup>lt;sup>29</sup> **Lastro de Venda** – Os vendedores de energia devem apresentar energia vinculada à usinas de sua propriedade, ou contratos de compra para lastrear a venda de energia elétrica. Caso o vendedor apresente lastro inferior a 100% o agente fica sujeito a penalidade.

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças – É o preço vigente no mercado de curto prazo e é utilizado para valorar as diferenças entre a energia gerada / consumida e os contratos de venda / compra dos Agentes participantes da CCEE.

diferentes, o mundo convencional e mundo incentivado, como é possível visualizar na Figura 3.6.

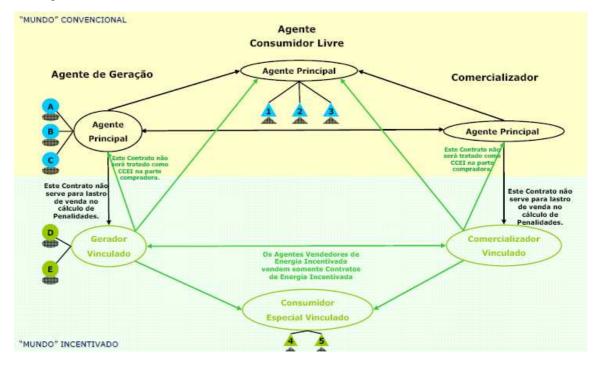


Figura 3.6 – Comercialização de Energia Incentivada (CCEE)

Em novembro de 2007 a ANEEL homologou as regras da comercialização da energia incentivada e a partir de janeiro de 2008 passou a ser apurada mensalmente pela CCEE. Segundo estas regras, o desconto pode sofrer reduções em duas circunstâncias. Na primeira, quando o gerador não respeita a ultrapassagem do limite 49% da garantia física<sup>31</sup>, o que implica em desconto igual zero para todas as usinas de sua propriedade, resultando na perda de desconto também para os seus compradores. Na segunda, quando o vendedor realiza uma venda maior do que poderia, resultando em aplicação de penalidade. Neste caso, o vendedor repassa um desconto proporcional aos seus compradores. O desconto proporcional também acontece se o consumidor apresentar um consumo maior do que o montante contrato.

-

<sup>&</sup>lt;sup>31</sup> O limite de compra de energia convencional em 49% da Garantia Física tem a finalidade de exercer o papel de um mecanismo de mitigação de riscos aos preços de curto prazo.

Com a finalidade de permitir diversos *loopings* na cadeia de comercialização, foi adotada a técnica de solução de sistemas de equações lineares por matriz para solução do problema A \* D = B, onde A é a matriz de comercializações de energia incentivada; D é vetor de descontos e B é o vetor de disponibilidades de desconto. A solução desse problema inclui quatro etapas:

- a. Montar a matriz A
- b. Obter a matriz inversa de A
- c. Montar o vetor B
- d. Calcular o vetor  $D = A^{-1} * B$

A montagem da matriz A é feita com base no número de agentes envolvidos na comercialização da energia incentivada da seguinte forma, preenchendo cada elemento a<sub>ii</sub>:

- Para a diagonal principal da matriz, onde o índice da linha é igual ao da coluna, serão considerados a garantia física do gerador mais os contratos de compra de energia incentivada para os vendedores. Para o consumidor é considerado contratos de compra de energia incentivada e de fontes convencionais;
- Para os elementos fora da diagonal principal, ou seja, com índices i ≠ j, serão preenchidos com o montante compra de energia incentivada que o agente indicado pela letra "i" comprou de "j", com sinal invertido.

Com a finalidade de exemplificar o tratamento da comercialização da energia incentivada foi adotado o cenário no qual diversos vendedores vendem energia ao Consumidor Especial A, que neste exemplo<sup>32</sup> apresenta um consumo de 27 MWh.

-

<sup>&</sup>lt;sup>32</sup> O desconto é apurado considerando dados dos últimos 12 meses. No item 8.3.4 é demonstrado um exemplo mais detalhado.

Tipos de Contratos Vendedor Comprador Montante Desconto Contrato de Consumidor Vendedor 1 10 100% Energia Incentivada I Contrato de Consumidor Energia Vendedor 2 15 50% Α Incentivada II **Contratos** Consumidor Eletrobrás 2 0 **PROINA** 

Tabela 3.3 – Cenário de Comercialização de Energia Incentivada

A Tabela 3.3 ilustra a composição de todos os contratos do Consumidor Especial A. Para a composição da matriz de negociação devem ser considerados todos os contratos e parâmetros como o consumo do Agente. Os contratos do PROINFA não devem aparecer na composição da matriz, pois não apresentam interferência no desconto final do Agente.

Tabela 3.4 – Matriz de Comercialização de Energia Incentivada – Matriz

	V1	V2	CE
V1	10	0	0
V2	0	15	0
CE	-10	-15	25

O vendedor do contrato do PROINFA não é considerando em uma das colunas, pois não é participante da comercialização de energia incentivada.

O passo seguinte é obter a matriz inversa da Matriz A.

Tabela 3.5 – Matriz Inversa (A<sup>-1</sup>)

	V1	V2	CE
V1	0,100	0,000	0,000
V2	0,000	0,067	0,000
CE	0,040	0,040	0,040

O vetor B representa a disponibilidade de desconto de cada um dos geradores e é apurado da seguinte forma:

- Para um agente gerador é igual garantia multiplicada pelo desconto da usina. Esse valor indica o total de todas as usinas de propriedade do agente;
- Para os demais agentes é igual a zero.

Segundo estes passos, foi composto o vetor B.

Tabela 3.6 - Matriz com Disponibilidade dos Descontos

V1	10
V2	7,5
CE	0

Finalmente é possível apurar o vetor com os descontos individuais dos agentes, conforme (1)

 $D = A^{-1} * B$  Tabela 3.7 – Vetor X – Matriz de Descontos

V1	100%
V2	50%
CE	70%

## 3.6 Situação Atual e Críticas às Formas de Contratação

As mudanças ocorridas durante o ano de 2004 no modelo institucional provocaram grandes alterações no mercado livre. Até o final de 2004 os Consumidores Livres podiam escolher o seu fornecedor de energia sem ter a obrigatoriedade de se tornar Agente do MAE, à época. Para isso poderia ser representado por outro Agente, como por exemplo, um gerador ou um comercializador. Porém, a partir de 1º de Janeiro de 2005 esse quadro mudou, em virtude do Decreto nº 5.163/04 que tornou obrigatória a adesão de todos os consumidores livres à CCEE. Este fato, aliado ao Realimento Tarifário, às sobras de energia decorrentes da redução dos contratos iniciais, iniciada em 2003 e ao aumento tarifário aos consumidores cativos promovido pela Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE<sup>33</sup>, resultou em um crescimento vertiginoso do número de Agentes Consumidores Livres. O número de consumidores em fevereiro de 2008 é quase 20 vezes maior do que o verificado no final de ano de

-

<sup>&</sup>lt;sup>33</sup> Segundo Vieira (2005), a recomposição tarifária ocorreu com a finalidade de recompor as receitas afetadas em função da redução de mercado durante o período de racionamento.

2004, como ilustra a Figura 3.7. Hoje em dia a CCEE registra aproximadamente 700 Consumidores Livres.

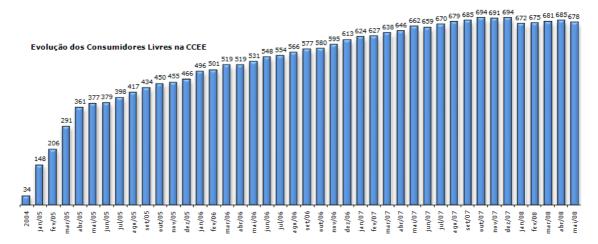


Figura 3.7 – Evolução dos Consumidores Livres na CCEE – Fonte: (CCEE)

Hoje a possibilidade de venda que existia anteriormente aos consumidores livres foi flexibilizada, sendo permitida a união de cargas com a finalidade de atender a exigência de demanda mínima contratada. Aliado a isto está o fato de que no início de 2007 foi previsto a realização de leilões com o objetivo de promover a expansão de fontes alternativas de energia possibilitando a contratação direta para as concessionárias de distribuição. Tudo isso contribui para o aumento da concorrência na hora em que o investidor escolhe qual é a melhor oportunidade de venda.

Inicialmente o PROINFA se mostrou muito interessante a todas as fontes (PCH, biomassa e eólica), tendo em vista que os preços praticados no mercado em 2002 estavam próximos a 60,00 R\$/MWh. Lembrando que esse período corresponde a um momento de sobra de energia no mercado, em virtude da retração do consumo pós-racionamento e redução dos contratos iniciais. Contudo, hoje em dia a situação é diferente. Os dados disponíveis na Tabela 3.2 deixam evidente que, atualmente, o PROINFA continua sendo atrativo aos empreendimentos de fonte eólica, que possuem o custo de produção elevado, porém às PCHs e às usinas movidas a biomassa, que apresentam custo de produção mais baixo, podem vender energia por meio dos leilões de fontes

alternativas, além de participar da comercialização de energia incentivada. Isso ajuda no entendimento sobre os números apresentados nesta tabela.

Esta afirmação é reforçada com base na comparação entre o custo médio por fonte a ser faturada no PROINFA com o preço médio<sup>34</sup> verificado nos leilões de energia nova para fontes térmicas, conforme ilustrado na Figura 3.8, no qual se observa que o preço médio das novas usinas térmicas participantes dos leilões é sempre superior ao preço médio do PROINFA.

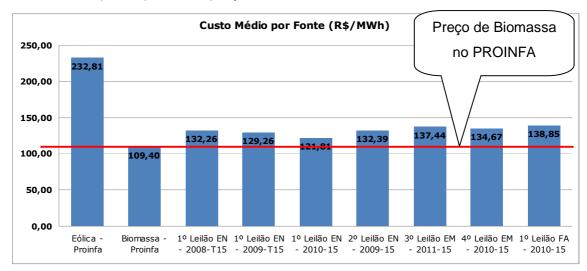


Figura 3.8 – Custo Médio das Fontes Térmicas e Eólicas – FONTE: (ANEEL, 2006)

Para fins de comparação com o preço médio das PCHs a única referência é o leilão de Fontes alternativas, conforme ilustrado na Figura 3.9, permitindo a verificação de que o preço de venda no PROINFA e no leilão são bem parecidos.

<sup>&</sup>lt;sup>34</sup> O preço médio apresentado é o verificado na data do leilão, sem considerar correção monetária. Estes valores foram utilizados para compor a Figura 3.8 e Figura 3.9.

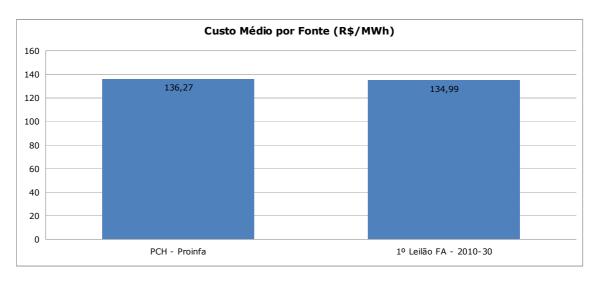


Figura 3.9 - Custo Médio das PCHs - Fonte : (ANEEL, 2006)

Outra questão que também influencia na decisão de onde o gerador pretende negociar a energia proveniente de suas usinas são os direitos aos créditos de carbono que podem ser utilizados no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL. Segundo o Decreto nº 5.882/06, para as usinas participantes do PROINFA, os recursos advindos das atividades relacionadas ao MDL, ou outros mercados de carbono, serão destinados à redução dos custos do PROINFA, rateados entre todas as classes de consumidores, visando a modicidade tarifária.

Nas outras formas de comercialização, os créditos de carbono ficam com o proprietário da usina. Portanto, para as usinas que podem participar do PROINFA e ao mesmo tempo apresentem preços competitivos em outras formas de negociação de energia, o tratamento dado ao MDL na comercialização de energia no PROINFA pode ser um empecilho na hora de comparar as vantagens e desvantagens de vender energia vinculada ao PROINFA.

A mais recente alteração envolvendo a comercialização de energia incentivada torna as regras ainda mais flexíveis, permitindo a participação dos geradores citados anteriormente, além de aumentar consideravelmente o seu potencial mercado comprador, permitindo a reunião de cargas com o objetivo de totalizar a demanda mínima contratada de 500 kW. A inserção do agente comercializador também promete acirrar as negociações, além de criar uma

reserva de mercado, que são os consumidores com demanda contratada na faixa dos 500 kW aos 3 MW.

Não foi possível apurar qual é a expectativa de crescimento desse novo mercado, mas a julgar pelos primeiros seis meses depois da publicação da (Resolução) nº 247/06, onde foi verificado o surgimento de 80 consumidores especiais de janeiro a junho de 2007, ressaltando que as regras ainda não estavam claramente definidas, é possível dizer que esse mercado tem um potencial muito grande para se desenvolver. Abaixo são apresentadas algumas informações verificadas no período de janeiro a junho de 2007 pela ANEEL.

Tabela 3.8 – Vendedores de Fontes Incentivadas – Fonte: (ANEEL, 2007)

Tipo da Fonte	Consumidores Especiais	Representatividade
CGH	3	4%
РСН	51	62%
Biomassa	28	34%
Total	80	100%

Obs.: 2 consumidores especiais compram de PCH e biomassa.

Tabela 3.9 – Agentes Geradores Incentivados – Fonte: (ANEEL, 2007)

Tipo da Fonte	Quantidade	Representatividade
CGH	3	9%
РСН	19	54%
Biomassa	13	37%
Total	35	100%

Estas alterações têm como principal objetivo aumentar os prováveis compradores de usinas de fontes alternativas, que por sua vez devem atrair investimentos de capital privado na expansão da geração. Portanto este mercado deve ser observado nos próximos anos, pois apresenta grande capacidade de crescimento.

Por outro lado, um possível fator que pode inibir um crescimento maior do mercado de fontes incentivadas, ao menos no curto prazo, é o lado da oferta, visto que, atualmente, há carência de energia proveniente de fontes incentivadas para contratação.

Além disso, todos os Agentes da CCEE devem possuir o Sistema de Medição de Faturamento no padrão especificado de acordo com o módulo 12 dos

Procedimentos de Rede do ONS. Esse sistema é utilizado para estabelecer comunicação remota entre os medidores do consumidor e servidores da CCEE, onde são armazenados todos os dados de medição para serem utilizados no processo de contabilização. O custo para esta adequação varia entre R\$ 30.000,00 a R\$ 300.000,00, dependendo do consumidor e da concessionária (PEDROSA, 2007).

#### 3.6.1 As Formas de Contratação

Desde as primeiras mudanças ocorridas no Setor Elétrico Brasileiro com o objetivo de promover a competição, diversas alterações endereçam as possíveis formas de contratação. Fica evidente que o setor elétrico é dinâmico e as alterações verificadas tiveram como objetivos basicamente atrair o capital privado para construção de novas usinas e diversificar a matriz energética nacional.

Do ponto de vista do atendimento à carga dos distribuidores, a maneira como o modelo vigente (2º Ciclo) foi concebido realmente traz mais incentivos à expansão da geração do que o modelo anterior, porém há uma tendência de aumento no número de grandes consumidores que atendam aos prérequisitos para se tornarem livres. Este aumento já estava previsto no conjunto de documentos que criou e regulamentou a comercialização de energia elétrica, mencionando, à época, que as exigências de tensão mínima de fornecimento e demanda mínima contratada poderiam ser revistas pela ANEEL. Mais recentemente, com a regulamentação da comercialização da energia elétrica de fontes incentivadas pela ANEEL, o número de potenciais consumidores livres aumentou significantemente, permitindo a união de cargas com o objetivo de totalizar uma demanda contratada maior que 500 kW. Resumindo, existe a

tendência no aumento dos atuais 25% do consumo no SIN associados ao mercado livre.

Nos últimos anos tem-se verificado um aumento no consumo de energia. No ACR este crescimento é impulsionado pelo aumento da demanda dos consumidores cativos, no ACL, pelo aumento da demanda dos consumidores livres, além da migração de consumidores cativos para o ambiente livre.

Este cenário tem provocado o aumento da participação dos consumidores livres e diminuição do consumo das distribuidoras, como ilustrado na Tabela 3.10.

Energia consumida em (MW médio) 2006 2005 Evolução 1.678,08 2.348,54 40% Autoprodutor Consumidor Livre 7.690,89 9.991,38 30% Produtor Independente 340,04 347,25 2% 35.008,85 Distribuidores 34.111,65 -3% 46.798,82

44.717,86

Total

Tabela 3.10 – Energia Consumida

Fonte: CCEE

5%

Hoje em dia, a forma de contratação de energia elétrica por parte dos Consumidores Livres não exige contratos de longo prazo, muito menos a exigência de contratar o aumento de carga com energia proveniente de novos empreendimentos. Se este aumento do consumo de energia no mercado livre realmente ocorrer, será necessária a realização de estudos com o objetivo de encontrar uma proposta para que o incentivo à expansão do parque gerador continue neste novo cenário que se deslumbra.

Um levantamento feito pela ABRACE - Associação Brasileira dos Grandes Consumidores de Energia Elétrica – indicou que muitos associados desta instituição não terão contratos para atender seu consumo até 2012. Este montante supera 3 GW médio em um crescimento linear de 2007 a 2012, sendo que mais de 50% é relativo a expansão dos montantes atualmente contratados.

Isto evidencia que algo deve ser feito, pois a dificuldade de encontrar contratos pode prejudicar o crescimento industrial nacional, além da possibilidade de aumento de preços em diversas atividades ao consumidor final.

Nos leilões de novos empreendimentos é possível indicar um percentual mínimo de venda no ACL ou consumo próprio, porém não existe a possibilidade de contratação direta por um Consumidor Livre, pois na verdade esta parcela de energia da usina fica livre para que o empreendedor negocie no ACL como se fosse um Contrato Bilateral. Além disso, quando o empreendedor destina uma parcela da geração da usina para o ACL há que ponderar a aplicação do fator α, que diminui seu preço de venda final no leilão e está relacionado diretamente com a quantidade de energia destinada para o ACL ou consumo próprio.

O fator α é inversamente proporcional ao volume vendido no ACR, quanto maior a venda no ACR menor será atenuação deste fator. Quando o empreendedor destina uma parcela da usina para ser vendida no ACL, este montante influencia no preço final de venda do leilão. Esta medida é feita, com o objetivo de contribuir a modicidade tarifária no ACR. Nos primeiros leilões a aplicação deste fator foi criticada pelos Agentes, o que deu resultado, pois nos últimos leilões este fator foi atenuado. Esta compensação é dada pela expressão abaixo:

$$\Delta Comp = X \% * (Pm \operatorname{arg} - Pofer) * EA$$

Onde:

X% = percentual da Energia Assegurada para venda no ACL ou uso próprio

Pmarg = Preço Marginal do Leilão, que corresponde à oferta mais cara vencedora

Pofer = Tarifa ofertada pela concessão da usina em referência

EA = Energia Assegurada do empreendimento

Contudo, desde 2007 o fator α vem apresentando redução de modo a não "penalizar" os vendedores que vendem energia no ACL.

#### 3.6.1.1 Certificados de Energia Elétrica

A Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – ABRACE propôs mudanças na legislação para que os Consumidores Livres pudessem participar do leilão da primeira usina do complexo Rio Madeira, a usina Santo Antônio, com 3.150 MW, uma vez que os Consumidores Livres tem encontrado dificuldades em negociar energia para os próximos anos.

A proposta é baseada na comercialização de certificados de energia pulverizados em padrões comerciais de 1MW médio mensal, por exemplo, com data de liquidação definida, podendo ser realizada para os leilões de energia existente e energia nova, independente da fonte e a emissão dos certificados ficaria sob responsabilidade do MME. Estes certificados poderiam ser considerados como pequenos contratos.

Um certificado poderia ser comercializado diversas vezes, dentro da sua validade, inclusive por não Agentes, sendo necessário o registro de cada uma dessas transações em sistema específico. Contudo um certificado só pode ser utilizado como lastro contratual para um único agente comprador.

A negociação dos certificados seria feito por meio de Contratos Bilaterais, a qualquer momento entre as partes envolvidas, sendo necessário o registro no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL) para que sejam considerados como lastro contratual do Agente. O ciclo de comercialização dos certificados é ilustrado na Figura 3.10.



Figura 3.10 – Ciclo de Comercialização de Energia Incentivada – Fonte: (ABRACE, ca 2007)

A comercialização de certificados seria uma boa oportunidade para utilizar a necessidade de compra do Consumidor Livre para o abastecimento futuro, ou seja, utilizar esta necessidade de compra como sinal econômico para promover a expansão do parque gerador, um dos pontos que não condiz com a realidade do mercado no arcabouço regulatório vigente.

O modelo sugerido também mitigaria um dos principais riscos de incerteza dos Consumidores Livres que é a previsão de carga. Desta forma, é possível que os Consumidores Livres façam sua previsão de aumento de carga e adquira os certificados necessários para lastrear seu consumo futuro, caso o consumo previsto não seja verificado é possível revender os certificados adquiridos em excesso, lembrando que hoje não é permitido que um Consumidor Livre venda suas sobras contratuais.

Aliado ao fato de permitir a participação dos Consumidores Livres nos leilões, seria muito importante atribuir como obrigação destes agentes a necessidade de contratar, integralmente ou parcialmente, energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração para atender à previsão de aumento de carga, por meio de contratos de longo prazo

Algo que deve ser estudado com muita atenção é a possibilidade de comercialização dos certificados por não Agentes e negociação por meio da bolsa. Como principal ponto positivo pode ser apontado a existência de um número maior de participantes nesta comercialização de certificados o que tende a tornar este mercado de grande liquidez, reduzindo o risco de não haver compradores para os certificados. Porém, ao se falar em bolsa de valores é quase que automático a associação com volatilidade das ações, o que pode resultar em elevação do preço de energia elétrica e isto não é bom para os consumidores finais, que sofrerão os impactos por meio de reajustes de preços de bens e serviços, contrariando um dos principais objetivos do modelo vigente que é promover a modicidade tarifária.

Este tema ainda está muito incipiente e deve gerar muitas discussões nos próximos anos. É um dos principais temas que merecem atenção de todos os interessados no planejamento do sistema e na comercialização de energia elétrica.

#### 3.6.2 Risco de Abastecimento

O modelo vigente de expansão não é unanimidade, sendo muito questionado, pois há um grande risco de ocorrer embargos nas obras das usinas, uma vez que a EPE obtém apenas a Licença Prévia Ambiental do empreendimento, além de ocorrer possíveis atrasos na execução das obras destes empreendimentos.

Segundo Oliveira e Losekann (2007), a partir de 2011 há incerteza no suprimento a demanda caso não haja construção de grandes usinas como as usinas do Rio Madeira, Angra III e Belo Monte como sugerido pela EPE no cronograma de expansão.

O modelo institucional vem apresentando constantes atualizações ao longo dos anos, e o modelo atual apresenta formas de sinalizar a expansão ao parque gerador conforme a previsão de crescimento por parte dos distribuidores.

Há diversas críticas sobre o seu funcionamento, mas somente o tempo mostrará se este modelo está certo ou carente de novos ajustes. Ouve-se falar em crise de abastecimento para os próximos anos, mas o governo garante à imprensa que não há com o que se preocupar. Cabe às instituições do setor, principalmente ao CMSE, monitorar a evolução do mercado e a continuidade das obras de construção destas novas usinas e caso necessário proporem novas melhorias, citando como exemplo, a revisão da forma de contratação por parte dos Consumidores Livres.

#### 3.7 Conclusões Parciais

As mudanças verificadas no modelo institucional e nas formas de contratação fornecem uma idéia geral das reformas no setor elétrico, pois ao comparar o 1° e 2° Ciclo de Reestruturação é possível observar que os pontos que estavam funcionando adequadamente foram mantidos ou sofreram alguns ajustes de modo a acompanhar a dinâmica do mercado de energia elétrica brasileiro.

Como exemplo disso, pode ser citado o fato da criação do CMSE, que entre uma de suas atribuições básicas prevê a troca de informações, periodicamente, entre as principais instituições do setor elétrico brasileiro. Outro

ponto importante é que os momentos de crise possibilitaram reflexões sobre o modelo setorial, sendo que estas reflexões foram convertidas em ações.

Outro ponto a destacar se refere às mudanças nas formas de contratação. Atualmente a estratégia de contratação das distribuidoras fornece um sinal econômico para a expansão do parque gerador, criando um nicho de mercado para os investidores interessados na construção de novas usinas. Nesse sentido, também foi possibilitada a comercialização de energia incentivada, que criou um nicho de mercado para estes geradores, constituídos pelos consumidores com demando superior a 500 kW de demanda contratada.

Fica nítido também o fato de incentivar a expansão do parque gerador por meio de contratos específicos, como o PROINFA, a comercialização de energia incentivada e leilão de fontes alternativas, que possuem em comum o objetivo de fomentar o desenvolvimento das fontes alternativas de energia.

Embora sejam verificadas diversas atualizações e/ou adaptações, há necessidade de alguns ajustes. O de maior relevância, sem nenhuma dúvida, é a exigência de qualificação de lastro no ACL. Como apontado ao longo desse capítulo, os consumidores livres não de tem obrigação de apresentarem contratos de longo prazo, ficando sujeito a gestão de contratação destes Agentes que podem "optar" por contratação de longo prazo, almejando reduzir os impactos decorrentes do preço de curto prazo. É um cenário muito arriscado, do ponto de vista da expansão do parque gerador, pois o ACL, atualmente, é responsável pelo consumo de aproximadamente 25% do consumo do SIN. A falta de contratação de longo prazo é abordada mais adiante na seção sobre riscos e incertezas.

Esta qualificação de lastro no ACL necessita de breve tratamento, pois é um ponto que constantemente aparece na mídia especializada no setor elétrico, sendo mencionadas críticas e recomendações. Porém, ao mudar a forma de contratação no ACL, os riscos dessas alterações devem ser estudados. O primeiro risco que pode ser citado é fato da incerteza na determinação do consumo futuro por parte de um consumidor livre, que deve ter a possibilidade de repassar a sobra contratual, porém deve-se tomar o cuidado de não caracterizar

esta revenda como uma atividade típica dos comercializadores de energia. Isto poderia ser feito atribuindo um limite de repasse e mediante a comprovação de sobras. Além disso, no próprio desenvolvimento desse trabalho já foi apresentada uma recomendação de uma das principais associações de agentes que poderia nortear uma forma de contratação via certificados de energia, o que minimizaria estes riscos.

De modo geral as alterações verificadas ao longo da análise desse capítulo podem ser classificadas como boas, demonstrando que setor elétrico não é estático, permanecendo em constante evolução, além de ser observada na continuidade desse trabalho. Outro ponto importante é que essas mudanças serem endossadas por justificativas que visão a melhoria o continua do setor, não sendo identificadas mudanças abruptas que podem diminuir a atratividade do setor aos investidores.

# 4. METODOLOGIA DE APURAÇÃO DE PREÇOS NO MODELO VIGENTE

Este preço é utilizado para valorar as transações de energia no mercado SPOT e é calculado desde o início das operações da ASMAE. As alterações aqui descritas foram verificadas em um momento de transição ao final do 1º Ciclo de Reestruturação e o início das discussões que resultaram no 2º Ciclo.

Inicialmente esta variável era designada pela sigla PMAE (Preço MAE), pois toda a comercialização de energia era realizada no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, no 2º Ciclo de Reestruturação, com a criação da CCEE, esta variável recebeu o nome de Preço de Liquidação das Diferenças – PLD.

O período de racionamento, que vigorou de 01 de junho de 2001 a 28 fevereiro de 2002 nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, provocou uma mudança considerável no consumo de energia, além de evidenciar pontos carentes de ajustes no 1º Ciclo de Reestruturação. Em meio a esta crise foi criada a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica que, através da Resolução nº 12, mudou a metodologia de apuração dos preços a partir do mês de junho/2001. Baseado nessa nova metodologia, o submercados afetados pelo racionamento teriam um preço limite, fixado em 684,00 R\$/MWh.

Houve necessidade de impor este limite, pois a metodologia de apuração deste preço, CMO, indicava um valor próximo a 1.000 R\$/MWh. Esta medida teve como objetivo mitigar o risco de uma possível inadimplência, além de manter o preço em um patamar que não agredisse demasiadamente a estabilidade financeira das empresas do setor.

Em julho de 2001 entrou em vigor a versão 3.0 das Regras de Mercado, em pleno período de racionamento. A Resolução nº 12 da GCE, citada

no parágrafo anterior, estabeleceu o preço do MAE em 684,00 R\$/MWh para os submercados que estavam em racionamento. E a partir deste momento o preço passou a ser determinado em base semanal, com a entrada em operação do modelo computacional DECOMP.

A partir de 22 de setembro de 2001, a GCE, por meio da Resolução nº 49, de 20 de setembro de 2001, alterou os preços para os submercados em racionamento. Desta forma foram considerados:

- R\$ 336,00/MWh no submercado Sudeste/Centro-Oeste e Norte
- R\$ 562,15/MWh no submercado Nordeste

Esta alteração já sinalizou que o racionamento nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Norte estava um pouco mais ameno.

O dia 24 de janeiro de 2002 pode ser considerado um dos marcos do Setor Elétrico Brasileiro, pois nesta data, por meio da Resolução GCE nº 104 foi decretado o fim do período de racionamento para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Norte.

Além disso, como uma das medidas preventivas para evitar, ou pelo menos alertar, um novo racionamento, a GCE, atendendo a uma recomendação do Comitê de Revitalização, alterou mais uma vez a metodologia de cálculo, por meio da Resolução nº 109/02, que estabeleceu as diretrizes e os critérios para o cálculo do CMO. A partir de 24 de janeiro de 2002 foi introduzido o conceito da curva de aversão ao risco, que também é denominada de curva anual de segurança. Com o objetivo de garantir o atendimento do mercado e assegurar a capacidade de recuperação dos reservatórios, os níveis de armazenamento do reservatório equivalente de uma região devem ser mantidos sempre acima da curva de aversão ao risco ao longo do período de dois anos (ONS, 2008).

Isto ocorreu porque em dezembro de 2000 o nível de armazenamento foi de 29%. Entretanto, preço em janeiro de 2001 foi apurado em 57,00 R\$/MWh, sinalizando uma tranqüilidade de suprimento futuro e dois meses depois foi decretado um racionamento de 20% da demanda. Portanto algo estava errado no sinal dado pelo preço.

A curva de aversão ao risco é elaborada com o objetivo de chegar a um determinado volume do reservado no final do segundo ano, conforme a Figura 4.1. Cada submercado possui uma CAR característica.

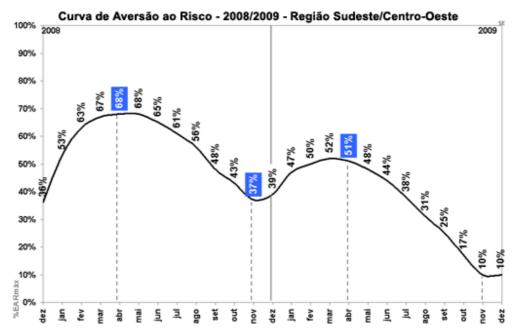


Figura 4.1 – Curva de Aversão ao Risco – 2008/2009 – Região Sudeste / Centro-Oeste – fonte: (ONS, 2008)

Para a figura acima, cada mês representa as condições mínimas necessárias para que ao final de 2009 o reservatório equivalente finalize o segundo ano da curva com 10% do volume armazenado, considerando para isto, o biênio<sup>35</sup> com as condições mais críticas do histórico do reservatório equivalente<sup>36</sup>.

A cada Programação Mensal de Operação – PMO, e suas revisões semanais, caso o armazenamento de cada subsistema esteja abaixo da Curva de Aversão ao Risco deverão ser despachadas todas as usinas térmicas disponíveis, em ordem crescente de preços (por ordem de mérito), necessárias para a

<sup>36</sup> Para fins de modelagem computacional, todos os reservatórios de um determinado submercado são unificados em um reservatório equivalente, que representa a situação hidrológica deste submercado como um todo.

-

<sup>&</sup>lt;sup>35</sup> Inicialmente foi adotado o critério do pior biênio. Por decisão da ANEEL, para a obtenção da curva da Figura 4.1 foi considerado o quarto pior biênio.

recuperação do nível de armazenamento da curva (ONS, 2008). O comportamento induzido pela curva de aversão ao risco é coerente com o de um agente avesso ao risco: tomar precauções no caso de sinais desfavoráveis e "desconfiar" de sinais favoráveis até que o armazenamento atinja níveis seguros (RAMOS, 2008).

Além disso, na mesma Resolução 109/02, foram determinados limites para os preços nos submercados, considerando o valor máximo de R\$ 350,00/MWh e mínimo correspondente à Tarifa de Energia de Otimização (Custo do MRE). Desta forma, versão 3.0 das Regras de Mercado apurou o preço considerando o maior valor entre o CMO, o custo do MRE<sup>37</sup> e o custo de risco (utilizado somente em períodos de racionamento ou quando a curva de aversão ao risco for acionada). Por fim, o preço MAE era calculado considerado dois limites: o mínimo 4,00 R\$/MWh e o máximo 350,00 R\$/MWh. O valor de 350,00 R\$/MWh foi definido pelo preço declarado da usina termelétrica mais cara do conjunto de dados de entrada dos modelos de otimização.

Em maio de 2003, a ANEEL apresentou por meio da Nota Técnica nº 30/2003 – SEM/ANEEL uma nova proposta para o estabelecimento do Preço Mínimo do Mercado de Curto Prazo, incluindo justificativas técnicas e econômicas e as vantagens e desvantagens desta alteração. Àquela época, utilizando a metodologia vigente, o Preço Mínimo era de R\$ 5,48/MWh, que era igual à Tarifa de Otimização Energética, utilizada para valorar as compensações do MRE.

Entre as justificativas apresentadas pela ANEEL estavam:

- O preço vigente n\u00e3o representava as expectativas econ\u00f3micas dos Agentes, o que poderia resultar em \u00f3nus para algumas empresas e ganhos para outras;
- No caso de vertimento, o CMO é praticamente nulo, o que resulta na utilização do preço mínimo, que é baixo, o que pode ser entendido como uma penalização aos geradores.

<sup>&</sup>lt;sup>37</sup> **MRE** – Mecanismo de Realocação de Energia que envolve praticamente todas as grandes usinas de fonte hidrelétrica. Será estudado detalhadamente mais adiante.

Uma das sugestões foi de alterar o custo do MRE, tendo em vista que o piso do preço era fixado pelo mesmo. Porém a alteração do custo do MRE poderia acarretar em problemas, já que a filosofia do MRE consiste em um mecanismo de compartilhamento de risco hidrológico, com finalidade ressarcir o custo da água e o aumento deste preço poderia distorcer esta visão.

A outra proposta foi de atuar diretamente no Preço Mínimo, desvinculado este piso do custo do MRE. Desta forma, a filosofia do MRE não seria alterada e o modelo de despacho econômico aplicado no Brasil seria mantido. Outro fator a favor desta proposta foi o fato de já ter havido modificações na sistemática de apuração dos preços durante o racionamento.

Considerando-se a opção de desvincular o Preço Mínimo, foram discutidas duas opções para a base do cálculo. Uma seria utilizar o preço de uma térmica da CCC<sup>38</sup> (aproximadamente R\$ 38,85/MWh) ou a opção de considerar o menor preço declarado de uma térmica sem CCC e não despachada (R\$ 32,87/MWh). Como as empresas poderiam mudar suas declarações de preços, com o objetivo de maximizar os resultados, o que deveria requerer muito cuidado na definição do piso de preço.

Alternativamente, a Nota Técnica "Representação de Custos Variáveis de Usinas Hidrelétricas no Despacho Hidrotérmico" da Secretaria Executiva – Assessoria Especial do MME sugeriu que o Preço Mínimo fosse estabelecido com bases no custo incremental, incluindo custo de operação e manutenção e custo de royalties, da usina hidroelétrica mais cara. Desta forma, o piso seria definido como o custo variável de Itaipu Binacional, que era igual a US\$ 5,88/MWh, ou seja, da ordem de R\$ 19,00/MWh<sup>39</sup>.

Ao final da análise, a ANEEL estabeleceu o Preço Mínimo em R\$ 16,95/MWh, correspondente ao custo variável da usina de Itaipu Binacional (US\$ 5,88/MWh), valorado pela média geométrica da taxa de câmbio do Dólar

<sup>&</sup>lt;sup>38</sup> **Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis** – fundo criado para subsidiar os custos do uso de combustíveis fosséis (óleo diesel e carvão, por exemplo) para geração termelétrica nos sistemas Interligado e Isolado.

Americano do ano de 2002 (2,88 R\$/US\$). Além disso, foi definido que este valor deveria ser atualizado nos meses de janeiro dos anos subseqüentes, sempre considerando a média geométrica da taxa de câmbio do Dólar Americano do ano precedente. Este assunto foi regulamentado pela Resolução nº 377, de 30 de julho de 2003.

No final de 2003, a ANEEL regulamentou a curva do Custo do Déficit de energia elétrica e o limite máximo do preço de mercado de curto prazo. Este assunto foi definido na Nota Técnica nº 118/2003 – SEM/ANEEL. Com base nos estudos realizados durante a elaboração desta Nota Técnica, o Preço Máximo, ou Preço Limite, foi definido em R\$ 452,00/MWh. Este valor representa o maior preço declarado de uma usina termelétrica de porte significativo para os modelos de otimização energética utilizados na elaboração Programação Mensal de Operação de julho de 2003, no caso a usina de Alegrete. Este assunto foi regulamentado pela Resolução nº 682/2003.

Foi definido que o Preço Máximo será atualizado anualmente, para ser adotada entre a primeira e a última Semana Operativa<sup>40</sup> de cada ano, considerando o menor valor entre:

- Declaração de preço estrutural da usina termoelétrica mais cara, com capacidade instalada maior que 65 MW, na determinação do Programa Mensal de Operação do mês de janeiro do ano correspondente;
- Atualização do valor máximo do ano anterior pela variação do IGP-DI entre os meses de novembro de um ano e novembro do ano consecutivo.

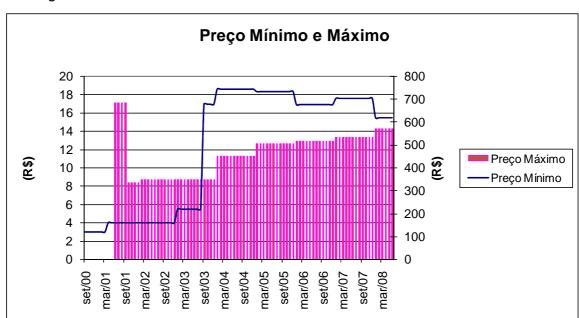
No 2º Ciclo de Reestruturação foi verificada a renomeação da variável que define o preço, que mudou de Preço do MAE para Preço de Liquidação das Diferenças. Até o final de 2007 não houve mais alterações na metodologia de apuração de preços.

Supondo uma taxa de cambio de R\$ 3,2 por 1 05\$.

Semana Operativa — período iniciado às 0h de sábado e finalizado às 24h da sexta-feira

subsequente, para o qual o ONS elabora o planejamento semanal de operação

<sup>&</sup>lt;sup>39</sup> Supondo uma taxa de cambio de R\$ 3,2 por 1 US\$.



A Figura 4.2 demonstra a variação dos Preços Mínimos e Máximos ao longo dos anos.

Figura 4.2 – Variação do Preço Mínimo e Preço Máximo – Fonte: Resoluções ANEEL e CCEE,

A situação hidrológica no final de 2007 e início de 2008 foi preocupante, inclusive com PLD Limite sendo atingido no mês de janeiro. Vislumbrando um cenário crítico com relação ao abastecimento futuro, devido ao atraso do início das chuvas, que deplecionou consideravelmente o nível dos reservatórios e com a finalidade de mitigar riscos no abastecimento de energia elétrica e até um novo racionamento, embora não admitido oficialmente pelo governo, o Conselho Nacional de Política Energética — CNPE, por meio da Resolução nº 08/07, definiu que as usinas térmicas fora da ordem de mérito poderiam ser despachadas visando garantir o suprimento energético, o que foi denominado de Despacho por Razões de Segurança Energética.

Estas usinas despachadas são consideradas na base de planejamento do ONS, com isso a energia associada a elas é disponibilizada ao SIN com custo zero, portanto o efeito direto deste tratamento é um cálculo com metodologia diferente da utilizada até dezembro de 2007. Isso tende a reduzir os preços divulgados anteriormente, ocultando os valores reais para atender à

demanda, segundo a metodologia implementada atualmente nos modelos computacionais, já que uma parte da energia necessária apresenta custo zero. Na Figura 4.3 são apresentados os valores médios do PLD dos últimos meses.

Também foi definido que o custo de operação das térmicas despachadas por ultrapassagem da CAR não deveria mais impactar na formação do PLD. Com isso a variável Custo do Risco foi excluída da metodologia de apuração do PLD. É importante ressaltar que apesar da exclusão da variável Custo do Risco, a CAR continua sendo considerada para balizar o planejamento de médio prazo do ONS, que resulta no CMO.

Estas duas alterações trouxeram impactos na apuração de encargos de serviços do sistema, que serão detalhadas mais adiante.

## 4.1 Críticas ao Modelo de Preços

Este modelo apresentado recebe muitas críticas devido à volatilidade dos preços, conforme ilustrado no Figura 4.3.

Segundo Renato Volponi, presidente do conselho de administração da ABRACEEL – Associação Brasileira de Agentes de Comercialização de Energia Elétrica – o modelo atual de formação de preços não permite uma previsão confiável das condições futuras.

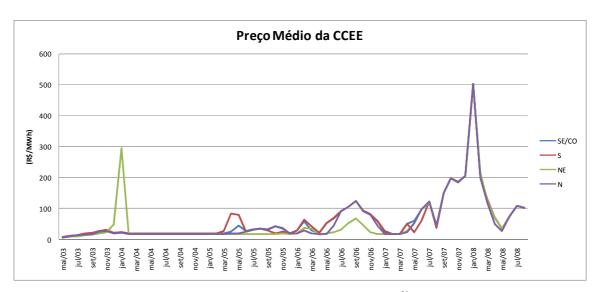


Figura 4.3 – Voltabilidade do PLD<sup>41</sup>

Esta volatilidade pode ser explicada pelo fato do NEWAVE almejar o mínimo custo total de operação, por meio do planejamento de um sistema predominantemente hidroelétrico, representando quase 90% capacidade instalada do SIN (ONS, 2008), isto deixa o PLD sujeito à sazonalidade das chuvas. Em outras palavras, o NEWAVE é um sistema que almeja o planejamento do SIN e não a formação de preços a ser utilizado na comercialização de energia elétrica.

Veiga (2008) ao utilizar o NEWAVE para fazer uma previsão da Energia Afluente, Energia Armazenada e CMO considerando diversos cenários, obteve os resultados demonstrados nas Figura 4.4, Figura 4.5 e, Figura 4.6, respectivamente.

<sup>&</sup>lt;sup>41</sup> Gráfico elaborado considerando a média mensal do PLD por submercado, por patamar, ponderado pelo número de horas. Fonte: (CCEE, 2008).

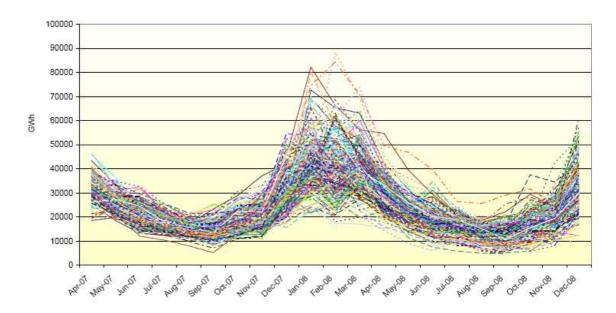


Figura 4.4 – Energia Afluente por série hidrológica (SE) – Fonte: (VEIGA, 2008)

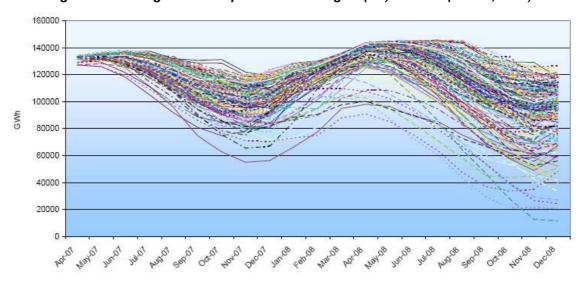


Figura 4.5 – Energia Armezanada por série hidrológica (SE) – Fonte: (VEIGA, 2008)



Figura 4.6 – CMO por série hidrológica (SE) – Fonte: (VEIGA, 2008)

É possível observar que há uma convergência nos valores de Energia Afluente e Energia Armazenada, basicamente seguindo uma curva característica, apesar de serem considerados diversos cenários. Entretanto, o CMO não apresenta esta característica. Veiga aponta ainda que o CMO se compõe de elementos difíceis de estimar, o risco, e de quantificar, custo de déficit, conforme expressão abaixo:

CMO ≈ probabilidade de déficit \* custo de déficit

O CMO possui uma relação de 1/8 do custo do déficit. Porém, o volume armazenado de água possui uma variação linear, enquanto o risco do déficit, após ficar abaixo do nível crítico de armazenamento, apresenta uma variação exponencial. Isso pode resultar em uma pequena variação no volume armazenado e uma grande variação do CMO, conforme ilustrado em Figura 4.7.



Figura 4.7 – Risco de déficit X Volume armazenado – Fonte: (VEIGA, 2008)

Porém esta discussão é antiga, tanto que, na verdade, quando da reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, entre 1995 e 1998, isto foi levado em consideração. Àquela época esta preocupação era amenizada pelo fato de quase 100% da demanda e oferta estariam contratadas, resultando em uma exposição mínima. Desta forma, a opção foi utilizar a metodologia que já era utilizada há quase três décadas na operação do sistema. Os agentes apresentaram diversos argumentos ao Comitê de Revitalização sobre este tratamento. Em resumo:

Os geradores argumentaram que teria havido uma "socialização de benefícios" quando a produção hidrelétrica adicional foi vendida a preços reduzidos, e uma "privatização de prejuízos" quando sua produção ficou inferior aos contratos. (COMITE DE REVITALIZAÇÃO: 2002; 25)

Uma das propostas recomendadas por este comitê foi analisar a viabilidade de implementar um esquema de oferta de preços.

## 4.1.1 Possíveis Propostas de Nova Metodologia

No final de 2007 e início de 2008 o PLD tem apresentado valores elevados e uma volatilidade excessiva. Este fato, aliado às críticas sobre a metodologia de formação do PLD, contribuiu para motivar as discussões sobre as possíveis melhorias, com o objetivo de mitigar os riscos de volatilidade e aprimorar a metodologia para obter preços mais condizentes com a realidade.

Tudo isto foi comentado porque o PLD provoca um grande impacto na comercialização de energia, pelo menos no curto prazo e, portanto, esta volatilidade não é desejada em um ambiente de comercialização. Além disso, o CMO tem influência em outros pontos importantes do funcionamento do modelo, como no cálculo de índices COP<sup>42</sup> e CEC<sup>43</sup> nos contratos de novos empreendimentos para usinas térmicas.

Nesse sentido, a CCEE promoveu, em maio de 2008, o Workshop Internacional sobre a Formação de Preço de Energia Elétrica no Mercado de Curto Prazo, com o objetivo reunir diversas visões, no âmbito nacional e internacional, sobre a metodologia de formação de preços em mercados de energia elétrica. O evento pode ser considerado um passo inicial muito importante na evolução do setor elétrico nacional.

Pelas críticas dos participantes ficou evidente que a metodologia atual de apuração do PLD não é unanimidade. Entre as principais formuladas no evento, podem ser citadas:

Variações climáticas ainda não são tratadas no modelo computacional;

<sup>&</sup>lt;sup>42</sup> Valor Esperado do Custo de Operação – COP – indica o valor do custo de operação da usina, de acordo com os cenários previstos elaborados pela EPE. Este valor afeta o preço de venda da usina no leilão.

<sup>&</sup>lt;sup>43</sup> Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo – CEC – indica o valor esperado como resultado do mercado spot, considerando a diferença entre o montante total de energia que pode ser ofertado no leilão e geração efetiva, conforme os cenários previstos elaborados pela EPE. Este valor afeta o preço de venda da usina no leilão.

- Otimização não considera expansão; (DAMÁSIO, 2008)
- O PLD alterna longos períodos de preços muito baixos e estáveis, com períodos de preços elevados e voláteis;
- Observa-se que quando os preços se elevam eleva-se a volatilidade
- Volatilidade: Real ou consequência do modelo matemático? (VEIGA, 2008)
- Imprevisibilidade: alta sensibilidade das previsões de vazão que, como qualquer previsão climática, tem baixo índice de acertos;
- O preço de curto prazo realmente deve ser dado por um modelo computacional? (MAIA, 2008)

De forma geral, os participantes também apresentaram possíveis propostas de aprimoramento, sugerindo melhorias no modelo computacional utilizado hoje em dia. Também foi amplamente discutida a formação de preços por oferta (BID) dos Agentes, sendo que esta última opção foi defendida por quase todos os convidados. Chegou a ser proposto não só a formação do preço por BID, mas também mudança na forma de despacho do sistema, que utilizaria como referência a oferta de preços, ao invés do despacho centralizado.

Grande parte destas idéias já foram empregadas em outros mercados pelo mundo e os que mais foram comentados são os sistemas da (i) Colômbia, que apresenta várias usinas em cascata e vários proprietários e (ii) dos países nórdicos, Nord Pool, que apresenta características semelhantes às do Brasil, com 90 GW de potência instalada, 400 TWh de energia produzida, dezenas de usinas em cascata, interconexões internacionais e empresas públicas e privadas. Estes dois mercados utilizam o sistema de oferta de preços.

Isto também não quer dizer que esta é a única saída. Como foi ressaltado, o Chile tem um sistema elétrico baseado no despacho centralizado.

O objetivo do evento não era sair com uma proposta definida, mas sim reunir as diversas opiniões e com isso angariar insumos suficientes para detalhar uma proposta que se adeqüe à realidade brasileira, com suas características singulares.

Porém, um ponto que ficou bem claro: toda e qualquer mudança deve ser feita com cautela, pois hoje existem contratos firmados com as regras vigentes. Também tem que ser levado em conta que não está claro se saímos de um cenário de preços elevados e uma decisão com tamanha repercussão não deve ser tomada influenciada pela conjuntura atual, mas sim sob uma análise de longo prazo.

Ao final do evento, a CCEE solicitou envio de contribuições até o início de junho e com base neste levantamento dar andamento nas melhorias a serem implementadas.

Aproveitando este momento de reflexão, é apresentada uma proposta de metodologia na corrente de desvincular o PLD do CMO. Ao final de 2002 foi formulada pelo Grupo Técnico 2, vinculado à Câmara de Gestão do Setor Elétrico. Esta proposta prevê o despacho e a formação de preços realizadas em cinco etapas, bem como a eliminação da liquidação ex-ante do MAE, prevista inicialmente para o mercado.

Esta alteração depende fortemente da previsão de vazões e afluências e até a conclusão deste estudo, o histórico vinha demonstrando que a diferença entre os valores previstos e realizados eram consideráveis e completamente fora do controle dos agentes.

#### a. Oferta de Preços

Etapa na qual cada Agente deve informar o preço pelo qual está disposto a vender no dia e/ou semana seguinte.

Os Agentes hidroelétricos devem ofertar, obrigatoriamente, toda energia armazenada<sup>44</sup> em cada submercado no momento da oferta. A oferta é feita em quantidade e preço e cada Agente vendedor deve apresentar uma oferta

\_

<sup>&</sup>lt;sup>44</sup> **Energia Armazenada** – A energia elétrica não é um bem estocável. Quando usa-se o termo energia armazenada refere-se à quantidade de água nos reservatórios que podem ser transformadas em energia elétrica, além de eventuais saldos de energia não comercializados anteriormente.

em cada submercado, mesmo que este Agente não disponha de energia armazenada no momento.

A energia afluente não armazenável é ofertada, obrigatoriamente, à Tarifa Energia de Otimização.

Os Agentes termoelétricos também devem fazer suas ofertas, em quantidade e preço. A quantidade total ofertada está limitada pela potência máxima da usina, porém as ofertas das usinas térmicas serão limitadas ex-post no despacho comercial pela potência disponível das usinas correspondentes.

#### b. Despacho Físico

Esta etapa consiste em dois passos: a construção das funções de custo futuro, realizada pelo MAE, à época, a partir das ofertas dos Agentes; e no despacho elaborado pelo ONS.

A construção da Função Custo Futuro seria obtida através da classificação em ordem crescente dos preços informados pelos Agentes na etapa anterior. O resultado é, para cada submercado, uma função Preço x Energia Armazenada.

O despacho físico continuaria sendo feito pelo ONS, como é feito hoje, porém a Função de Custo Futuro não seria mais calculada pelo NEWAVE, mas sim com base na oferta de preços. Seriam obtidos nesta etapa valores relativos a:

- Produção hidráulica efetiva no submercado
- Produção efetiva do Agente térmico no submercado
- Energia afluente ao submercado suscetível de ser armazenada em reservatórios
- Energia correspondente à vazão mínima no submercado
- Energia armazenada no submercado

#### c. Despacho Comercial

O despacho comercial consiste basicamente na repetição do despacho físico, porém com três grandes diferenças:

- Não são levadas em consideração as curvas de aversão a risco;
- As restrições internas ao submercados seriam desprezadas;
- Todos os valores projetados utilizados no cálculo do despacho físico (demandas e disponibilidades das usinas) são substituídos pelos valores verificados.

Basicamente, o despacho comercial seria a correção do despacho físico excluindo as informações previstas e utilizando as informações verificadas, além da eliminação da influência de eventual acionamento da Curva de Aversão ao Risco. As diferenças entre os despachos físico e comercial são resumidos na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Diferenças entre despacho físico e o despacho comercial

Despacho Físico	Despacho Comercial		
Representação de todo o sistema	Representação apenas das restrições		
elétrico	de fluxo de energia entre os		
	submercados		
Utilização da curva de aversão ao	Sem curva de aversão ao risco		
risco			
Afluências projetadas	Afluências efetivas		
Mercado previsto	Mercado efetivo		
Disponibilidades previstas das	Disponibilidade efetiva		
unidades			

Fonte (GCSE - GT2, 2002)

Entre as principais grandezas apuradas nesta etapa estariam:

- Preço de Liquidação das Diferenças;
- Produção hidráulica;
- Produção contábil do Agente térmico

## d. Cálculo de Valores de Correção por Aversão ao Risco

Este procedimento é análogo ao despacho comercial, porém as curvas de aversão ao risco são consideradas. Ele é necessário para ajustar os valores calculados dos Agentes afetados pelo acionamento da CAR.

## e. Contabilização e Liquidação

Nesta etapa é calculada a produção atribuída a cada Agente, a energia afluente a ele alocada em cada submercado e seu novo saldo de energia armazenada. É dividida em quatro passos:

- Repartição da energia afluente;
- Alocação da produção hidroelétrica;
- Cálculo dos saldos de energia armazenada; e
- Contabilização e liquidação no MAE.

#### f. Concilliação

Existem pequenas diferenças entre a variação de energia armazenada física e a correspondente variação contábil. Estas diferenças são devidas à imprecisão inerente ao cálculo das energias afluentes, à variação da altura de queda dos reservatórios, às diferenças entre os valores estimados e aos efeitos de parâmetros como evaporação, além do rendimento das usinas e outros fatores.

Com o objetivo de minimizar estas diferenças, periodicamente será comparada a energia armazenada física e energia armazenada contábil. Quaisquer diferenças são inseridas na próxima apuração contábil.

O estudo foi finalizado, porém não foi implementado e foi encontrado muito pouco material sobre o porquê de sua não implementação, mas existem pelo menos três fatores que podem ter contribuído para isso: o primeiro é a transição de governo que tinha uma concepção do setor elétrico completamente diferente do governo anterior; o segundo é que nos dois anos posteriores ao fim do estudo o Preço MAE foi baixo, sendo limitado pelo Preço Mínimo, conseqüência da retração do consumo nos anos seguintes ao período de

racionamento, o que possibilitou economizar água nos reservatórios; o terceiro fator, tem a ver com a necessidade de realização do estudo pormenorizado focando a possibilidade de certos Agentes exercerem poder de mercado, distorcendo a formação de preços e a livre competição.

Uma alternativa seria a utilização do PLD calculado como hoje, porém considerando uma média<sup>45</sup> dos últimos 12, 6, 3 ou 2 meses. A metodologia de considerar variáveis dos últimos 12 meses é utilizada em diversos pontos na comercialização de energia elétrica como nas penalidades e na apuração do desconto da TUSD / TUST. A Figura 4.8 ilustra a comparação do PLD desde 2006 utilizando a metodologia atual e média móvel<sup>46</sup>. A grande vantagem desta proposta estaria no fato de continuar usando um preço obtido pelo modelo computacional vigente, indicado pela situação dos reservatórios, as diferença entre as semanas seriam diluídas ao longo dos últimos 12, 6, 3 ou 2 meses.

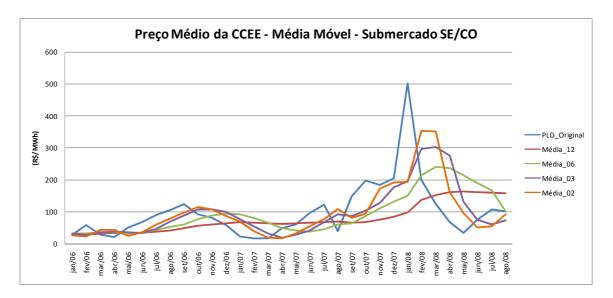


Figura 4.8 – Preço Médio da CCEE – Média Móvel

<sup>&</sup>lt;sup>45</sup> A média móvel foi uma das propostas apresentadas no Workshop Internacional sobre Formação de Precos.

<sup>&</sup>lt;sup>46</sup> **Média Móvel** – Foi elaborada média simples do Preço Médio do Submercado SE/CO divulgado no site da CCEE. O mês de referência não é utilizado no cálculo.

A Figura 4.8 ilustra bem os efeitos desta metodologia. É possível verificar que a alta de preços é repassada ao mercado, porém de forma gradual e proporcional a quantidade de meses utilizados na elaboração desta média. Com isso seria possível reduzir o risco de uma alta repentina no PLD.

Para a média de 12 meses, um dos efeitos colaterais seria a verificação de um patamar elevado do PLD, no ano de 2007 ficaria a maior parte do tempo na faixa de 60 a 80 R\$/MWh, porém este preço fica próximo aos preços realizado no leilão de energia existente no ACR para anos anteriores. Portanto, trabalhar com esta média não refletiria um preço desproporcional em condições normais de regime hidrológico.

A consideração da média apresenta como um dos aspectos desfavoráveis o fato de um mês com preços muito elevados influenciar os próximos 12 meses. Além disso, se estaria introduzindo uma inércia na formação de preços, com retardo significativo para o sinal de preços impostos ao mercado e isto poderia não estimular o comportamento mais adequado por parte dos Agentes, tendendo a reduzir a eficiência de reação e não incentivar a adoção de mecanismos de "hedge". Ao reduzir esta média para 6, 3 ou 2 meses o problema na inércia é minimizado, porém quanto menor o número de meses maior a volatilidade.

As discussões sobre a formação do PLD estão muito incipientes, porém com os impactos sobre as liquidações de janeiro e fevereiro de 2008 e as últimas atividades, como a realização deste seminário, indicam que é possível haver mudanças significativas neste aspecto que vem angariando muitas críticas do mercado.

## 4.2 Conclusões Parciais

A metodologia de apuração de preços do curto prazo tem uma sensibilidade muito grande à conjuntura do momento e isso a faz ser um dos pontos que sofreram mais ajuste ao longo dos processos de reestruturação. Também não é possível afirmar que existe um modelo para cada um dos dois ciclos apresentados anteriormente, mas sim uma metodologia inicial, resultante do projeto RE-SEB.

Conforme apresentado no trabalho, a questão mais crítica desta metodologia e volatilidade nos resultados apresentados, que é intrínseca a este processo. Faz sentido questionar um modelo de apuração de preços que sempre apresenta algum ajuste à medida que se vivencia novas situações, demonstrando que metodologia carece ainda de aperfeiçoamentos.

É difícil apontar uma solução ótima, pois requer muito estudo e análise da infra-estrutura do setor elétrico brasileiro, porém o passo inicial já foi dado, com a realização Workshop Internacional sobre a Formação de Energia Elétrica no Mercado de Curto Prazo. Além disso, o setor elétrico brasileiro vem demonstrando que os momentos de crise propiciam reflexões que podem indicar pontos a ser corrigidos.

## 5. TRATAMENTO DOS DADOS DE MEDIÇÃO

Grande parte das alterações verificadas no tratamento dos dados de medição está situada entre o final do 1º Ciclo e o início do 2º Ciclo de Reestruturação. Neste último foram verificadas poucas mudanças.

Em janeiro de 2003, na versão 3.1 das Regras de Mercado, a metodologia de apuração das perdas na Rede Básica foi alterada, passando a ser apurada para todo o Sistema Interligado Nacional e não mais por submercado. A divisão por patamares de carga foi mantida. De acordo com os documentos associados à Audiência Pública 031/2002, esta alteração foi originada por uma contribuição da ENERTRADE<sup>47</sup>, na qual se sugeria calcular os fatores de perda de geração e consumo únicos para todo o País, de forma a eliminar a assimetria nos fatores de perda de submercados exportadores e importadores de energia. A ANEEL acatou esta contribuição.

Analisando os resultados anuais de 2002 é possível entender melhor esta situação reportada pela ENERTRADE. A Figura 5.1 e Figura 5.2 demonstram os fatores de perda médios para cada submercado desde o início das operações do MAE em setembro de 2000 até o mês de dezembro de 2002.

<sup>&</sup>lt;sup>47</sup> Agente Comercializador de Energia Elétrica no Âmbito da CCEE.

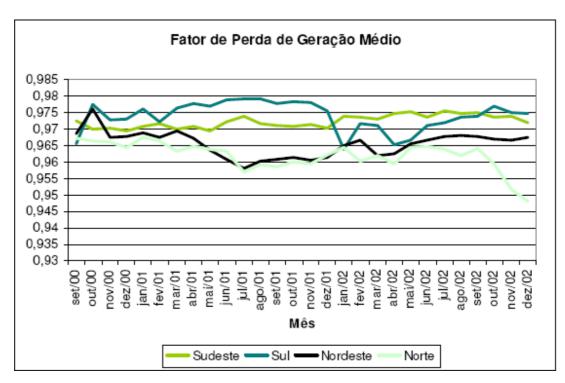


Figura 5.1 – Fator de Perda de Geração Médio – Fonte (MAE, 2007a)

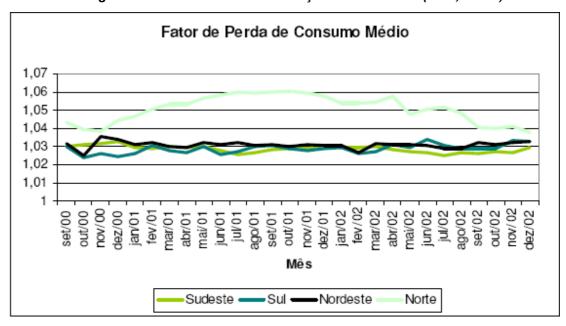


Figura 5.2 – Fator de Perda de Consumo Médio – Fonte (MAE, 2007a)

O período mais crítico foi o período do racionamento, mais precisamente de fevereiro a dezembro de 2001. O fator de perda de geração apresentou a maior diferença no mês de julho de 2001, conforme ilustrado na

Figura 5.1. O submercado Sul apresentou uma perda média aproximadamente igual a 2% (0,98), o Sudeste, 2,5% (0,975), ao passo que o Nordeste e Norte apresentavam um pouco mais de 4% (0,96) de perda. Nos outros períodos esta situação também é verificada constantemente, quase sempre seguindo a mesma seqüência, em ordem crescente de perdas, Sul, Sudeste, Nordeste e Norte. Ressaltando ainda que em dezembro de 2002 o submercado Norte apresentou o maior fator de perda de geração da história de contabilização, em torno de impressionantes 5%.

A Figura 5.2 ilustra o histórico do fator de perda de consumo e, novamente, o submercado Norte apresenta perdas superiores a 5% (período de julho a novembro de 2001) enquanto os outros submercados apresentavam valores de aproximadamente de 3%.

Como foi indicado pela ENERTRADE, o principal motivo para esta discrepância era o intercâmbio de energia entre os submercados, sendo que o submercado Norte foi o mais afetado. Lembrando que segundo levantamento do ONS o submercado Norte exporta energia durante nove meses no ano. Vale ressaltar que os geradores não têm controle sobre sua geração, em virtude da política de despacho centralizado pelo ONS, portanto não é possível que a gestão por parte dos Agentes interfira na apuração das perdas.

Com a implementação desta alteração em janeiro de 2003, na versão 3.1 das Regras de Mercado, os altos percentuais do rateio de perdas, localizados principalmente nos submercados Norte e Nordeste, foram diluídos em todo Sistema Interligado Nacional, como é possível visualizar na Tabela 5.1. De acordo com estes números, os fatores de perdas de geração e consumo em momento algum, durante o ano de 2003, foi superior a 3%, resultando em uma média anual de 2,6% de perdas para geração e consumo. Analisando a Figura 5.1, a Figura 5.2 e a Tabela 5.1 fica indicado que as perdas concentradas foram compartilhadas entre todo o Sistema Interligado, não elevando demasiadamente os valores de perda.

Mês	Fator de Perda de Geração Médio Mensal	Fator de Perda de Consumo Médio Mensal
Janeiro/2003	0,97323248	1,02811431
Fevereiro/2003	0,97401691	1,02730000
Março/2003	0,97358644	1,02788718
Abril/2003	0,97446220	1,02690865
Maio/2003	0,97386608	1,02750923
Junho/2003	0,97449699	1,02668223
Julho/2003	0,97439892	1,02669626
Agosto/2003	0,97567396	1,02531866
Setembro/2003	0,97494222	1,02620343
Outubro/2003	0,97388903	1,02728486
Novembro/2003	0,97345263	1,02771084
Dezembro/2003	0,97496100	1,02620515
Total 2003	0,97424365	1,02698833

Tabela 5.1 – Fatores de Perda de Geração e Consumo em 2003 – Fonte: (MAE, 2007a)

Depois desta alteração o cálculo foi mantido até os dias atuais.

Observando o fator de perda dos últimos anos, é possível observar uma diminuição constante.

	HISTÓRICO FATOR DE PERDAS [%]									
	20	03	20	04	20	05	20	06	20	07
	Geração	Consumo	Geração	Consumo	Geração	Consumo	Geração	Consumo	Geração	Consumo
janeiro	2,68	2,81	2,62	2,73	2,75	2,90	2,35	2,46	2,23	2,31
fevereiro	2,60	2,73	2,80	2,94	2,68	2,83	2,33	2,44	2,21	2,30
março	2,64	2,79	2,63	2,78	2,77	2,92	2,37	2,48	2,14	2,22
abril	2,55	2,69	2,77	2,91	2,72	2,86	2,51	2,63	2,27	2,36
maio	2,61	2,75	2,62	2,77	2,61	2,74	2,45	2,55	2,50	2,61
junho	2,55	2,67	2,51	2,64	2,32	2,41	2,58	2,71	2,05	2,13
julho	2,56	2,67	2,55	2,69	2,30	2,40	2,44	2,55	2,17	2,24
agosto	2,43	2,53	2,51	2,63	2,31	2,41	2,34	2,44	1,99	2,05
setembro	2,51	2,62	2,51	2,62	2,34	2,44	2,28	2,37	1,92	1,98
outubro	2,61	2,73	2,61	2,73	2,07	2,15	2,09	2,17	2,17	2,25
novembro	2,65	2,77	2,57	2,68	2,79	2,94	2,14	2,22	2,34	2,44
dezembro	2,50	2,62	2,60	2,72	2,11	2,19	2,08	2,15	1,95	2,01
Média Anual	2,58	2,70	2,61	2,74	2,31	2,42	2,33	2,43	2,16	2,24

Tabela 5.2 – Histórico de Fator de Perdas – Fonte: (MAE / CCEE)

Uma das possíveis explicações para este fato está na publicação da Resolução ANEEL nº 67/2004, que estabeleceu critérios para composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, incluindo a definição de que a medição a ser utilizada para fins de contabilização deveria estar no lado de alta dos transformadores. Desta forma, as perdas de transformação passaram a ser de responsabilidade do Agente receptor da energia e não mais tratadas como se

fosse perda da Rede Básica. Outro item a ser considerado é condição de operação do SIN.

As perdas mencionadas nesta seção são consideradas apenas na Rede Básica. As perdas comerciais, verificadas na área de concessão das distribuidoras são de responsabilidade da mesma. A ANEEL estabelece uma margem de perdas comerciais que pode ser repassada na tarifa do consumidor final.

#### 5.1 Consumo Isento de Perdas

Em determinadas situações a geração encontra-se próximo à carga, não sendo necessário transmitir a energia gerada por meio da Rede Básica, portanto não contribui com as perdas na mesma. Este assunto foi regulamentado pela Resolução 395/2002, isentando das perdas:

- As usinas não interligadas a Rede Básica, à exceção daquelas consideradas quando do estabelecimento dos montantes dos Contratos Iniciais;
- Os pontos de consumo associados às usinas isentas;
- Os pontos de consumo vinculados aos Contratos Iniciais entre distribuidores.

Com o fim dos Contratos Iniciais, ocorridos em 2006, praticamente não existem mais cargas totalmente isentas do rateio de perdas. Portanto, a única situação prevista inicialmente e existente até hoje, é o caso de cargas que são atendidas por usinas isentas, que estende este benefício à carga atendida.

A usina G1 da Figura 5.3 representa uma usina isenta do rateio de perdas, admitindo-se que esta geração atende à carga C1, o consumo atendido por esta usina também é isento do Rateio de Perdas.

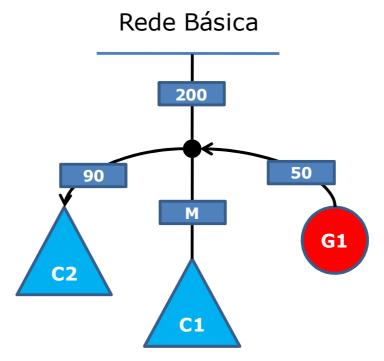


Figura 5.3 – Geração Isenta de Perdas

Na Figura 5.3 o consumo da carga C1 pode ser dividido em duas partes, uma participante do rateio de perdas, outra isenta:

Consumo Total = 200 - 90 + 50 = 160 MWh

Consumo Participante do Rateio de Perdas = 160 – 50 = 110 MWh

Consumo Isento = 50 MWh

Por razões contratuais, as cargas atendidas por meio dos Contratos Iniciais eram isentas do pagamento do rateio de perdas, embora fisicamente provocassem perdas.

## 5.2 Perdas Internas da Usina

Até o final de 2003 alguns parâmetros considerados no barramento da usina eram considerados para fins de comercialização sem aplicação de nenhum desconto. Com o objetivo de corrigir esta distorção nas regras e considerar estes parâmetros no ponto de entrega à Rede Básica, a versão 3.5, com início de vigência em 1º de janeiro de 2004, iniciou-se a apuração das Perdas Internas. Este processamento visa ajustar os valores referenciados ao barramento da usina, considerando as perdas até o ponto de faturamento, desta forma as perdas elétricas verificadas entre o local de geração e o ponto de entrega à Rede Básica passaram a ser responsabilidade do proprietário da usina.

## 5.3 Perdas em Instalações Compartilhadas

A versão janeiro de 2006<sup>48</sup> das Regras de Comercialização passou a prever o tratamento de Instalações Compartilhadas<sup>49</sup>. Estas perdas são tratadas separadamente das perdas na Rede Básica e são rateadas proporcionalmente entre os pontos de medição dos Agentes envolvidos, conforme os casos:

 Fluxo líquido de energia entrando na Instalação Compartilhada: as perdas serão rateadas proporcionalmente entre os pontos de medição de Consumo dos Agentes envolvidos;

<sup>49</sup> **Instalações Compartilhadas** – são subestações, redes de transmissão ou distribuição que atendam mais de um Agente (Regras de Comercialização – versão jan/06).

<sup>&</sup>lt;sup>48</sup> Esta versão já pertence ao 2º Ciclo de Reestruturação.

 Fluxo líquido de energia em direção à Rede Básica ou Rede de Distribuição: Rateio de perdas entre os pontos de geração dos Agentes envolvidos.

Este tratamento contribuiu para a diminuição das perdas na Rede Básica, uma vez que as perdas das Instalações Compartilhadas passaram a ser assumidas pelos Agentes envolvidos, o que pode ser verificado na maioria dos meses de 2006, conforme Tabela 5.2.

## 5.4 Sistema de Medição de Faturamento – SMF

Com a criação do ONS houve a necessidade de estabelecer uma padronização nas medições dos Agentes, desta forma, foi estabelecido o Sistema de Medição de Faturamento, que determina entre outras coisas, as responsabilidades dos agentes, regras e procedimentos para elaboração do projeto, montagem e comissionamento dos equipamentos de medição. Este conjunto de normas é denominado Especificação Técnica das Medições para Faturamento, que visa garantir o controle de processo de contabilização de energia no âmbito da CCEE, além da apuração das demandas pelo ONS (ONS, 2008).

As leituras dos medidores são encaminhadas ao Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE, que é administrado pela CCEE, sendo feitas por meio de acesso direto aos medidores do Agente, ou por meio servidores específicos com a função de encaminhar ao SCDE os dados de medição de diversos medidores.

Uma das principais características é a possibilidade de agilizar a obtenção dos dados de medição que gradativamente foram substituindo o envio de dados manualmente pelo envio automático, além de garantir maior segurança

dos dados enviados, já que o SCDE prevê a realização do processo de inspeção lógica, que basicamente consiste em um processo de auditoria.

O início de funcionamento do SCDE ocorreu em julho 2003 com a previsão de que todos os Agentes deveriam se adequar até dezembro 2004, conforme previsto nas Resoluções ANEEL nº 344/02 e nº 67/04. Este prazo foi estabelecido a todos os geradores e distribuidores e não incluía os Consumidores Livres. Em janeiro 2007, por meio da Resolução nº 248/07, a ANEEL definiu o prazo limite de 30 de outubro de 2007 para os Consumidores Livres adequarem o sistema de medição.

No primeiro semestre de 2008, a ANEEL aprovou o Procedimento de Comercialização sobre a Apuração de Não-Conformidades e Penalidades de Medição e, com isso, os Agentes que apresentarem irregularidades estarão sujeitos a penalidades. Esta medida foi tomada porque muitos Agentes apresentam pendência na adequação do sistema de medição.

Basicamente as penalidades são por falta de cumprimento de prazos de instalação e/ou adequação do Sistema de Medição para Faturamento, por falhas no processo de inspeção lógica, que consiste na coleta de dados, pela CCEE, diretamente nos medidores do Agente, e por falhas no processo de coleta de dados do ponto de medição. Estas penalidades são detalhadas na Tabela 5.3.

Estas penalidades são proporcionalizadas pelo nível de tensão do ponto de medição, conforme Tabela 5.4.

Tabela 5.3 – Penalidades de Medição – Fonte (CCEE, 2008)

Tipo	Características	Aplicação
Infração na Instalação e/ou Adequação do SMF	Não cumprir os prazos para Instalação e/ou Adequação	R\$ 5.000,00 por ponto irregular
Infração na Inspeção Lógica	Impossibilidade de realização de IL em pelo menos 03 tentativas fracassadas, com um intervalo mínimo de 01 dia entre elas	R\$ 1.500,00 por ponto irregular
Ausência de Coleta de Dados de Medição	Períodos maiores que 120 horas ininterruptas sem coleta 240 horas alternadas sem coleta no mesmo mês de apuração	Número de horas faltantes multiplicado pelo VR para cada ponto irregular

Tabela 5.4 – Fator de Penalidade – Fonte: (CCEE, 2008)

Fator de Penalidade	Nível de Tensão
1	De 2,3 kV a 25 kV
2	De 30 kV a 44 kV
4	De 69 kV
8	De 88 kV a 138 kV
16	Igual ou superior 230 kV

Além destas penalidades, no caso de reincidência no período de 120 (cento e vinte) dias após a aplicação da penalidade, a multa aplicável terá seu valor aumentado ao dobro.

## 5.5 Críticas

Inicialmente as perdas seriam apuradas e rateadas por submercado e posteriormente seriam considerados novos fatores de perdas locacionais com o

objetivo de reproduzir tecnicamente o impacto de um determinado Agente nas perdas (MAE, 2007a, pág 12).

A metodologia considerando os fatores perdas locacionais tem como propósito atribuir as perdas aos Agentes que efetivamente as causam, além de possibilitar o vinculo destes sinalizadores locacionais às próprias tarifas de transmissão. No caso da Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão – TUST, um Agente cuja presença em determinado local represente um carregamento adicional no uso do sistema de transmissão, o mesmo estará sujeito a uma tarifa de transmissão elevada, enquanto um Agente localizado em um ponto que diminua a utilização do sistema de transmissão estará sujeito uma tarifa baixa (COMITÊ, 2002, pág 78). Este tratamento vale tanto para o gerador e consumidor.

Para formar a tarifa de uso do sistema de transmissão, além da componente que introduz o sinal locacional, deve-se adicionar a componente selo, que é constante em todos os pontos. Verifica-se, em uma análise do peso relativo das componentes, a predominância de uma componente aditiva de selo, com peso acima de 70%, sobre o componente locacional, que apresenta peso inferior a 30% (COMITÊ, 2002, pág 79).

Por analogia e perseguindo objetivos semelhantes, um fator de perda locacional apurado para fins de comercialização, apurado pelo MAE ou CCEE, foi aventado para incorporação do processo de contabilização.

Segundo a PSR<sup>50</sup>, a aplicação de um fator de perda locacional resultaria em uma grande volatilidade de acordo com a hidrologia, impactando diretamente o fluxo de caixa dos Agentes. Esta variação seria considerável, podendo provocar um fator de perda – 10% para uma usina, enquanto outra poderia apresentar um ganho de 6%. Devido a esta grande volatilidade esta proposta não foi levada adiante.

Hoje a metodologia de aplicação do fator de perdas não reflete este tratamento, o que pode ser explicado basicamente por dois motivos. O primeiro

\_

<sup>&</sup>lt;sup>50</sup> **PSR** – Consultoria especializada no setor elétrico.

deles é fato de que atualmente a preocupação com o meio ambiente é um dos procedimentos chave na construção de um novo empreendimento e a obtenção da licença prévia ambiental é fundamental para a licitação do empreendimento. Há prós e contras em cada alternativa de geração, mas pode-se resumir que a geração hidrelétrica é mais barata e menos poluente que uma usina termoelétrica, embora o impacto ambiental na construção do reservatório de uma usina hidroelétrica seja muito grande. Da forma como se procede à viabilização econômica hoje, os dois tipos de geração competem em condições de igualdade, com relação à localização. Portanto não há uma restrição muito elevada para as usinas que estão longe do centro de carga.

O segundo ponto contra a adoção da metodologia decorre de levantamento realizado em 2002, que culminou na aplicação de perdas não mais por submercado, mas para todo o SIN, o que contrariou completamente o modelo originalmente previsto. Para reforçar as razões apresentadas até o momento, foi feita uma comparação entre a metodologia por submercado e para todo o SIN, conforme ilustrado nas Figura 5.4 e Figura 5.5. Estes dados foram calculados com base em dados do MAE no período de dezembro de 2002 e não considerando a isenção do rateio de perdas.

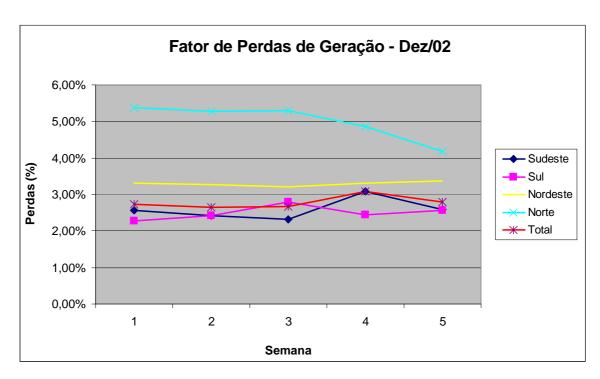


Figura 5.4 – Comparação da Metodologia do Fator de Perda de Geração

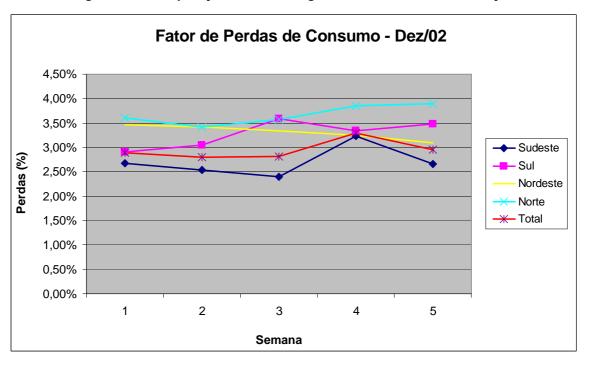


Figura 5.5 – Comparação da Metodologia do Fator de Perda de Consumo

Na geração ficou claro que os submercados que exportaram energia para outros a distância mais longa tiveram redução significativa dos fatores de perdas, uma diferença de quase 2% em alguns períodos. Para o consumo também houve uma redução para os submercados Nordeste, Norte e Sul e mesmo com isso, os submercados que tinham os menores fatores de perdas não tiveram o aumento excessivo. Desta forma, este tratamento propiciou uma distribuição proporcional das perdas sem sobrecarregar regiões especificas, ou seja, as perdas diluídas por todo o mercado ficam no geral com valores mais reduzidos. Sem este tratamento, a viabilidade de empreendimentos como o complexo do Rio Madeira e Belo Monte poderia ser seriamente comprometida, tendo em vista que estes empreendimentos encontram-se distante do centro de carga. Hoje em dia este assunto não tem mais sido discutido no setor.

#### 5.6 Conclusões Parciais

O tratamento dos dados de medição foi alterado ao longo do tempo com a finalidade refletir nas regras a conjuntura do momento. Fica nítido também que estas mudanças foram feitas almejando a melhoria de uma metodologia existente, não permitindo a caracterização de mudanças de conceito de forma radical.

Na elaboração dessa pesquisa não foram encontradas referências com críticas do mercado a estas mudanças, exceto pela aplicação das penalidades por medição, que pode afetar financeiramente todos os Agentes da CCEE. Este procedimento pode até não agradar todos os envolvidos, porém a automatização da medição, além de oferecer agilidade na consolidação dos dados verificados, permite que os mesmos possam ser auditados, o que não era possível no processo anterior. Ao possibilitar a inspeção das medidas informadas à CCEE, esta metodologia passa a ter mais credibilidade.

## 6. AS FORMAS DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 6.1 Contratos de Leilão Anteriores ao Decreto nº 5.163/04

Os Contratos de Leilão são oriundos da realização de leilões anteriores ao Decreto nº 5.163/04. Hoje existem somente os contratos provenientes do Leilão de Venda, realizado em 2002. Este foi o primeiro leilão público de compra e venda de energia elétrica, onde foi possibilitado aos Distribuidores e Comercializadores adquirir energia ofertada pelos geradores federais e também geradores estaduais e privados que manifestaram interesse (CCEE, 2008).

O início de fornecimento de energia associada a estes contratos foi 1º de janeiro de 2003, ano que teve início o processo de redução de 25% ao ano dos Contratos Iniciais, de modo que a comercialização de energia por meio de leilões constituiu uma alternativa para as distribuidoras reporem seus contratos que estavam vencendo. Além disso, os comercializadores também podiam participar deste leilão.

Após o racionamento, o Comitê de Revitalização indicou que estes leilões deveriam continuar, pois permitia a existência de uma competição equilibrada entre os geradores privados e estatais, além de assegurar transparência na recontratação de energia elétrica. Portanto, estava sinalizado que a contratação de energia na modalidade de leilão é uma maneira muito interessante de atender à necessidade de lastro de contratos para as Distribuidoras, fato que também pode ser verificado no modelo resultante do 2º Ciclo de Reestruturação tornando-se uma das principais formas de contração para o atendimento de quase 75% do mercado consumidor.

A Sazonalização e Modulação destes contratos são negociadas entre as contrapartes.

## 6.2 Contratos do PROINFA

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) foi criado com o objetivo de diversificar a matriz energética nacional, por meio da Lei nº 10.438/02. Estes contratos passaram a vigorar, para fins de comercialização, somente a partir de janeiro de 2005.

Os Contratos do PROINFA representam os montantes comercializados da energia produzida pelas usinas participantes do programa, com os Distribuidores e Consumidores Livres cotistas.

A cota de cada carga é definida com base no consumo verificado no período entre setembro e agosto do ano anterior, válida para o ano civil seguinte. O montante mensal dos contratos é dividido proporcionalmente a estas cotas.

No âmbito da comercialização de energia elétrica, estas usinas são consideradas com sendo usinas do Agente Comercializador, a Eletrobrás, que define a Sazonalização destes contratos, enquanto a Modulação segue o perfil de geração das usinas participantes do PROINFA.

# 6.3 Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEARs

Estes contratos passaram a existir após criação do Ambiente de Contratação Regulada e são resultantes dos leilões de Energia Elétrica, realizados desde dezembro de 2004. De acordo com o Decreto nº 5.163/04, esta passou a ser a principal forma de contratação de energia elétrica pelas empresas concessionárias de distribuição, que representam cerca de 75% do consumo de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (CCEE, 2008).

Este contrato foi criado em um ambiente completamente diferente dos demais contratos, pois neste novo cenário as empresas distribuidoras apresentam uma tendência a ser remunerada pela prestação dos serviços de distribuição de energia (tarifa "fio"), tendo sua participação no ambiente competitivo reduzida gradualmente.

Os contratos de energia provenientes de novos empreendimentos podem ser divididos em duas modalidades: por quantidade, para empreendimento de fonte hidroelétrica, e por disponibilidade, para empreendimentos de fonte termoelétrica. Pelo verificado até agora, os contratos na modalidade por energia, geralmente, apresentam a duração de 30 anos, os da modalidade por disponibilidade, 15 anos, o que está associado ao período de concessão das usinas.

Passaram a vigorar a partir de janeiro de 2005, atendendo principalmente aos montantes descontratados dos Contratos Iniciais.

#### 6.3.1 Contratos por Quantidade de Energia

Os contratos por quantidade são associados aos leilões de energia existentes e aos leilões de energia nova proveniente de fonte hidrelétrica. Estes contratos são tratados, no âmbito da CCEE, de forma semelhante aos demais contratos de compra e venda.

Algumas ações realizadas nestes contratos priorizam claramente o perfil das distribuidoras. A primeira delas é o fato de que a Sazonalização pode ser fixada de comum acordo entre as contrapartes, caso não haja consenso, é considerado o Simples<sup>51</sup> da distribuidora. A segunda é a Modulação, que, primeiramente, considera todos os contratos, exceto os CCEARs, para atender uma parcela da carga. A carga não atendida pelos demais contratos serve de base para a modulação dos CCEARs.

#### 6.3.2 Contratos por Disponibilidade

Os Contratos por Disponibilidade foram criados em virtude do tratamento diferenciado dispensado às usinas térmicas. Em um leilão de energia nova, o empreendedor de uma usina deste tipo faz a oferta de preço prevendo que a usina permanecerá desligada a maior parte do tempo, devido ao seu custo de produção elevado. Desta maneira, o empreendedor oferta um preço para manutenção da disponibilidade da usina ao SIN, como se fosse uma espécie de "aluguel" das instalações.

<sup>&</sup>lt;sup>51</sup> **Simples** – Previsão de carga da distribuidora repassada ao MME para fins de planejamento do Sistema.

Na eventual necessidade de geração proveniente da referida usina, os custos variáveis de produção são repassados ao comprador, ou seja, a distribuidora.

Portanto, a tarifa destes contratos é dividida em duas partes:

- Parcela Fixa Associada ao custo de manutenção da usina, ou seja, o "aluguel";
- Parcela Flexível Associada ao custo variável da energia efetivamente produzida.

Todas as usinas que estão associadas a este tipo de contrato são modeladas sob um Agente fictício, denominado Condomínio Virtual, que possui um contrato de venda com cada um dos distribuidores compradores do leilão, conforme ilustrado na Figura 6.1.

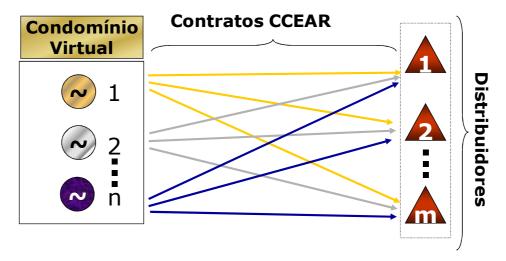


Figura 6.1 – CCEAR por Disponibilidade

O Agente Condomínio Virtual recebe o tratamento de um gerador, no âmbito da CCEE, que possui as usinas negociadas no leilão cadastradas em seu nome, como se fosse o proprietário da parcela "alugada", e também possui contratos de venda aos distribuidores compradores no leilão, com a finalidade de repassar energia negociada no leilão.

É realizada a contabilização para este agente, onde se compara a energia produzida pelas usinas de sua "propriedade" e o montante vendido aos distribuidores, em processo similar ao apresentado na Figura 2.4 e o resultado é repassado aos distribuidores proporcionalmente ao montante contratado.

#### 6.4 Contratos de Comercialização de Energia Incentivada

A partir da publicação da Resolução ANEEL 247/06 foram criados os Contratos de Comercialização de Energia Incentivada (CCEI). Na verdade este tipo de contrato é igual aos Contratos Bilaterais, com as condições negociadas livremente entre as contrapartes, mas o que justifica sua criação é a necessidade de "carimbar o elétron" como de energia incentivada, de tal forma que seja possível verificar se um Consumidor Especial está efetivamente comprando energia proveniente de uma fonte incentivada. Essa aferição é necessária, posto que os incentivos às fontes renováveis são bastante significativas.

A sazonalização e modulação deste contrato são negociadas livremente entre o vendedor e comprador, de maneira idêntica aos Contratos Bilaterais.

## 6.5 Tratamento dos Contratos Antigos no 2º Ciclo de Reestruturação

Com o surgimento do Ambiente de Contratação Regulado, a principal forma de contratação das distribuidoras é por meio dos leilões de energia. É

importante destacar, no entanto, que antes de 2004 estes Agentes haviam assinado contratos bilaterais de longo prazo. Estes contratos foram respeitados, atendendo uma das principais premissas desta reestruturação que é manter a estabilidade regulatória, sendo hoje conhecidos como contratos anteriores ao Decreto nº 5.163/04. Enquanto estes contratos forem vigentes, receberão o tratamento antigo.

Além disso, prevendo o final do período de transição entre o modelo estatal e modelo competitivo, associados ao 1º Ciclo de Reestruturação, os Contratos Iniciais passaram a ser reduzidos no montante de 25% ao ano, a partir de 2003, sendo extintos em 2006. Alguns dos Contratos Bilaterais que receberam tratamento de Contratos Iniciais apresentam vigências e fatores de descontratação diferentes dos Contratos Iniciais e ainda hoje são válidos, sendo denominados de Contratos Equivalentes.

Também é necessário considerar os contratos oriundos dos leilões promovidos pelo MAE entre o 1º e 2º. Estes leilões tinham como objetivo disponibilizar aos agentes distribuidores e comercializadores os lotes de energia ofertados por empresas geradoras federais, estatais e privadas. Em 2002 foram negociados diversos produtos, dentre eles um produto com duração de seis anos e início de fornecimento a partir de 1º de janeiro de 2003, ou seja, com vigência até o final de 2008. Estes contratos são denominados de Contratos de Leilões. Os contratos resultantes dos leilões de ajustes também são considerados como sendo Contratos de Leilões.

Portanto, no 2º Ciclo de Reestruturação, os Agentes Distribuidores podem apresentar Contratos Bilaterais, Contratos Equivalentes e Contratos de Leilão que, segundo a legislação atual não poderiam assinar. Estes contratos serão considerados até o final da vigência dos mesmos.

#### 6.6 Concessões de Novas Usinas

Um impacto significativo na forma de contratação de energia proveniente de novas usinas no 2º Ciclo de Reestruturação é a forma da obtenção da concessão para o empreendimento, pois almejando a modicidade tarifária, estas usinas deixaram de ser licitadas pelo maior ágio e passaram a ser, pela menor tarifa, de acordo com as regras dos leilões.

O efeito direto disso é que os preços associados aos CCEARs são obtidos com base na disputa pelo menor preço, resultando em um valor menor, que por sua vez é repassado aos consumidores finais atendidos pelas Distribuidoras.

#### 6.7 Conclusões Parciais

As mudanças verificadas nos tipos de contrato são complementares aos assuntos abordados no item 3.6, pois os contratos registrados na CCEE também devem considerar todo o histórico de contratação, desde a época da ASMAE aos dias atuais, o que resulta nos diversos tipos de contratos relatados nesse capítulo. Lembrando que estes contratos existem concomitantemente com os contratos bilaterais e Itaipu, associados ao 1º Ciclo de Reestruturação.

Estes contratos também refletem a preocupação com o dinamismo apresentado pelo setor elétrico brasileiro, e a necessidade das regras serem adaptadas ao contexto do setor. O revés disso é que para tratar cada uma das particularidades dos contratos é necessária a segregação das regras de comercialização, o que a primeiro momento pode dificultar o entendimento das

regras aos novos Agentes. Este ponto também será abordado no próximo capítulo, ao citar outros pontos das regras.

# 7. DEMAIS ASPECTOS DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Este capítulo apresenta alguns pontos que também sofreram alterações, mas em quantidade bem menor do que os apresentados nas seções anteriores, ou menos relevante do ponto de vista do 2º Ciclo de Reestruturação, sendo que muitos destes ajustes foram verificados entre o final do 1º Ciclo e o início 2º Ciclo. Desta forma, estes tópicos foram sumarizados neste capitulo.

#### 7.1 Energia Assegurada

Como o preço passou a ser apurado semanalmente na versão 3.0 das Regras de Mercado, houve necessidade de segregar semanalmente a energia assegurada mensal. Este tratamento foi verificado em todos os pontos das regras de modo a realizar a contabilização para cada uma das semanas e posterior consolidação mensal.

A partir de janeiro de 2004, regra versão 3.5, foi implementada a apuração do Fator de Disponibilidade, com o objetivo de ajustar a Energia Assegurada, que considera a disponibilidade prevista da usina como um dos parâmetros base para a determinação da mesma, o que possibilita a correção deste parâmetro caso a usina não apresente os índices de disponibilidade previstos. Mensalmente os parâmetros de disponibilidade da usina são verificados pelo ONS que considera uma média dos últimos 60 meses, e compara com os dados previstos.

Caso seja verificado que a usina ficou mais indisponível que o previsto, a Energia Assegurada para fins de MRE é reduzida, o que diminui a quantidade de energia que a usina tem direito. Este tratamento é válido somente para fins de aplicação do MRE sem riscos de provocar uma redução do lastro de venda do gerador para fins de apuração de penalidades.

Durante o período de racionamento, o relatório elaborado pela Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica de 2001, apontou que havia um superdimensionamento da Energia Assegurada das usinas, o que em certo grau contribuiu para desencadear no racionamento. Esta comissão recomendou que a Energia Assegurada fosse revista.

Atendendo a esta proposta, o MME publicou em 2004 a Portaria nº 303, com uma nova metodologia de apuração da Garantia Física dos empreendimentos de geração de energia elétrica, o que influencia diretamente no cálculo da Energia Assegurada. Segundo alguns especialistas do setor, esta nova metodologia é mais restritiva que a anterior e para possibilitar a adequação dos níveis de contratação dos Agentes, foram estabelecidos os seguintes marcos para sua utilização:

- A garantia física dos empreendimentos de geração hidrelétrica, exceto Itaipu Binacional, é o valor da energia assegurada estabelecida pela ANEEL, até 31 de dezembro de 2014;
- Para Itaipu Binacional são válidas as seguintes regras:
  - Para os anos de 2005, 2006 e 2007 fica garantido o valor praticado em 2004,
  - A partir de 1º de janeiro de 2008 e até 31 de dezembro de 2014 o valor praticado em 2004 passou a ser reduzido da diferença entre o valor total do bloco hidráulico vigente e o valor da aplicação da metodologia estabelecida pela Portaria nº 303 do MME,
- A partir de 1º de janeiro de 2015 a energia assegurada das usinas hidrelétricas existentes será determinada a partir da aplicação da metodologia estipulada na Portaria nº 303 do MME;

- A metodologia definida pela Portaria nº 303 do MME é aplicada a partir de 1º de janeiro de 2005 para o cálculo da energia assegurada de novas usinas hidrelétricas e termelétricas, na medida em que forem vencedoras das licitações para expansão do sistema;
- Para as termelétricas, exceto aquelas cujo combustível seja o gás natural, os valores da garantia física para os anos de 2005, 2006 e 2007 foram mantidos;
- Para as termelétricas que utilizam gás natural os valores de garantia física para os anos de 2005, 2006 e 2007 foram determinados a partir dos critérios estabelecidos na Portaria MME nº 288 de 2004;
- A partir de 1º de janeiro de 2008 o valor da garantia física das usinas termelétricas foi estabelecida pela metodologia detalhada na Portaria nº 303 do MME;
- Os valores de garantias físicas de todos os agentes de geração termelétrica ficam condicionados a comprovação, junto ao MME, da existência de combustível para operação.

#### 7.1.1 Mecanismo de Realocação de Energia Assegurada – MRE

Em janeiro de 2005 a Energia Secundária<sup>52</sup> passou a ser rateada na proporção da Energia Assegurada de cada usina, não sendo mais influenciada pelo volume de geração apresentado por cada uma das usinas. Essa medida atende à filosofia do MRE e também do despacho centralizado, o que proporciona

\_

<sup>&</sup>lt;sup>52</sup> **Energia Secundária** – Diferença entre a geração verificada e Energia Assegurada de todas as usinas que participam do MRE, conforme apresentado no item 2.3.4.2.

condições de igualdade entre todas as usinas hidrelétricas, independente da instrução de despacho do ONS.

#### 7.2 Excedente Financeiro

Esta seção não sofreu muitas alterações desde sua criação. A principal ocorreu a partir de janeiro de 2005, quando foi criado o ACR e os CCEARs, em virtude das mudanças associadas ao 2º Ciclo de Reestruturação. Os novos contratos, oriundos dos leilões, são registrados no submercado do Agente vendedor, fato que significa que o risco de diferenças de preços entre o submercado do vendedor e o submercado da distribuidora compradora é de responsabilidade do comprador. Caso esta comercialização gere um prejuízo para a distribuidora, este valor é renomeado para Exposição Negativa e passa a ser tratado como um valor que a distribuidora tem direito a receber como uma espécie de ressarcimento pelo prejuízo verificado em uma operação comercial que a distribuidora não possui a opção da escolha de seu fornecedor. Na situação em que haja lucro, o mesmo é renomeado para Exposição Positiva e é destinado a aliviar as Exposições Negativas de outras distribuidoras. As Figuras Figura 7.1 e Figura 7.2 ilustram como podem ocorrer as Exposições Negativas e Positivas.

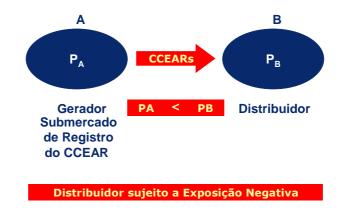


Figura 7.1 – Exposição Negativa de uma Distribuidora

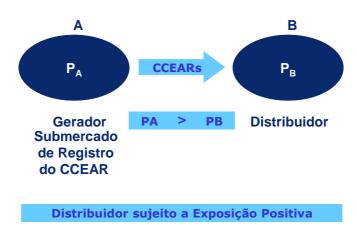


Figura 7.2 – Exposição Positiva de uma Distribuidora

O total de exposições positivas é utilizado com a finalidade de aliviar o total de exposições negativas. Além disso, algumas penalidades<sup>53</sup> aplicadas aos Agentes também podem ser utilizadas para este fim.

Neste procedimento para mitigação de risco das distribuidoras podem ocorrer duas situações:

O recurso disponível para alívio é maior do que as exposições negativas.
 Caso isso ocorra a sobra é repassada a todas as distribuidoras no próprio<sup>54</sup>

<sup>&</sup>lt;sup>53</sup> As penalidades serão apresentadas detalhadamente mais adiante.

<sup>&</sup>lt;sup>54</sup> A eventual sobra de recursos do Alívio de Exposições de CCEAR passou a ser destinada às distribuidoras no próprio mês de referência a partir de janeiro/06. Em 2005 este recurso era destinado para um fundo que era disponibilizado para o próximo mês, porém constatou-se que na maioria dos meses havia sobra de recursos e a CCEE separava este valor em conta específica. Uma vez que este fato foi verificado em meses consecutivos, a ANEEL definiu a mudança neste procedimento.

mês, proporcionalmente ao volume de CCEAR contratado por cada distribuidora:

O recurso disponível para alívio é menor do que as exposições negativas.
 Caso isso ocorra a Exposições Negativas remanescentes são rateadas entre todas as distribuidoras, também na proporção dos contratos de cada uma.

O motivo deste tratamento pode ser explicado com base em uma das principais premissas que nortearam as mudanças associadas ao 2º Ciclo de Reestruturação, a modicidade tarifária. Isto porque independente do resultado, positivo ou negativo, a distribuidora o repassa ao consumidor final por meio da revisão e/ou reajuste da tarifa regulada da distribuidora, em processo coordenado pela ANEEL.

Este tratamento foi denominado de Alívio das Exposições Financeiras de CCEARs, sendo de participação exclusiva das distribuidoras que compraram energia nos leilões. Em momento algum estes valores são misturados com o Excedente Financeiro descrito anteriormente, que considera a participação exclusiva dos geradores. Portanto, a partir de 2005, podemos falar em dois excedentes financeiros: um exclusivo para os geradores; e outro, para as distribuidoras.

Com relação ao excedente financeiro dos geradores, a partir de março de 2006 houve a extensão do direito ao alívio do excedente financeiro aos contratos do PROINFA, haja vista que a Eletrobrás representa contabilmente no âmbito da CCEE todas as usinas associadas a este programa. Desta forma, como vendedor, a Eletrobrás assume o risco de eventuais diferenças de preços. Como a Eletrobrás não escolhe onde estão localizadas as usinas participantes do programa, não é possível haver a gestão deste risco, o que motivou este tratamento.

#### 7.3 Encargos de Serviços do Sistema

A primeira versão de regras já mencionava que futuramente seriam considerados outros tipos de encargos, como os Encargos de Serviços Ancilares, que foram regulamentados pela ANEEL em 2003, por meio da Resolução nº 265, que estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares de geração e transmissão. Alguns destes encargos passaram a ser considerados nas regras de comercialização a partir de janeiro de 2004.

Basicamente estes novos encargos se resumem por mais alguns serviços que os geradores venham a prestar ao ONS com o objetivo de manter a estabilidade e a confiança nas linhas de transmissão.

#### Reserva de Prontidão.

Encargo criado para ressarcir as despesas de combustível utilizado por usinas térmicas quando em reserva de prontidão.

#### Investimento para Prestação de Serviços Ancilares

 Encargo criado para ressarcir os investimentos para aquisição ou substituição de equipamentos destinados à prestação de serviços ancilares de usinas em operação comercial. Suporte de Reativo

Encargo criado para remunerar a energia reativa produzida ou consumida pelas usinas convocadas pelo ONS a atuar como compensador síncrono.

Os outros três encargos previstos inicialmente só foram incorporados às Regras de Comercialização a partir da versão de janeiro de 2007.

## Ressarcimento de Operação e Manutenção do Controle Automático de Geração

Encargo criado para ressarcir o custo de operação e manutenção dos equipamentos de supervisão e controle e de comunicação necessários à participação a usina no CAG – Controle Automático de Geração.

## Ressarcimento de Implantação, Operação e Manutenção de Sistema Especial de Proteção

Encargo criado para ressarcir o custo de incorrido na implantação, operação e manutenção do SEP – Sistema Especial de Proteção.

### Ressarcimento de Operação e Manutenção dos Equipamentos de Auto-restabelecimento

Encargo criado para ressarcir o custo incorrido pela operação e manutenção dos equipamentos de Auto-restabelecimento.

Os encargos de compensação síncrona são rateados pelas cargas do submercado que foi beneficiado pelo controle de reativos. Os demais encargos são apurados pela ANEEL, que encaminha estes dados à CCEE e o custo destes encargos é rateado entre todas as cargas do SIN.

#### 7.3.1 Pagamento de Encargos pelos Consumidores Livres

Para a versão 3.5 das Regras a ANEEL, por meio da Resolução nº 688, de 2003, foi previsto que o pagamento de encargos por parte dos Consumidores Livres seria feito através da TUSD, em atendimento à Resolução ANEEL nº 666, de 2002. Dessa forma, no âmbito da comercialização de energia elétrica, o responsável pelo pagamento de encargos dos Consumidores Livres seria a Distribuidora que atende esses consumidores, sendo que o valor seria recuperado mediante o recebimento da TUSD. Até o final de 2003 a TUSD vinha sendo calculada com valor de encargos nulo.

Porém no processo de Audiência Pública 035/2003, da ANEEL, as Distribuidoras, em geral, solicitaram que esta alteração fosse feita mediante incorporação deste encargo na TUSD, o que foi acatado pela ANEEL, conforme Resolução nº 688/2003.

Este assunto ainda voltou a ser discutido na Audiência Pública 047/2004. Na Nota Técnica ANEEL nº 303/2004 foi identificado um possível desequilíbrio econômico financeiro das distribuidoras, tendo em vista que os encargos são pagos mensalmente na CCEE, em nome dos consumidores livres a ela conectados, seria recuperado somente na próxima revisão e/ou reajuste da tarifa da distribuidora. Além disso, a distribuidora pode não reaver esses valores, caso o consumidor livre migre o ponto de conexão para as instalações da Rede Básica.

Com base nisso, a ANEEL, por meio da Resolução ANEEL nº 166/2004, decidiu pela inclusão dos encargos de serviços do sistema na tarifa de energia, que é paga somente pelos Consumidores Cativos. Esta definição colocou um ponto final na discussão deste assunto, ficando estabelecido que os Consumidores Livres devem efetuar o pagamento de encargos no âmbito da CCEE.

#### 7.3.2 Alivio Retroativo de Encargos e Excedente Financeiro

A partir de 2008, foi considerado um novo tratamento para a alocação do excedente financeiro associado aos geradores, que passou a abater eventuais exposições negativas residuais e ESS efetivamente pagos nos últimos doze meses, de forma intercalada, ordenando do 12º mês ao 1º mês anterior.

Com essa mudança, o total do Excedente Financeiro acrescentado pelas Exposições Positivas dos Geradores é utilizado para abater as Exposições Negativas dos Geradores. Caso haja sobras, são abatidas as Exposições Residuais do gerador que não foram aliviadas no mês anterior. Até este ponto permanece como antes. Após realizar estes procedimentos a sobra é comparada com o total de pagamento de encargos do mês e, se esta sobra for maior do que o

montante a pagar de encargos, os consumidores não pagam encargos no mês em referência e a sobra é utilizada para ressarcir as Exposições Residuais dos Geradores e os valores pagos de encargos pelos consumidores ao longo dos últimos 12 meses, de forma intercalada, como ilustrada na Figura 7. 3.

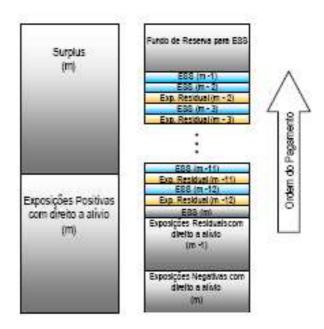


Figura 7. 3 – Alocação do Excedente Financeiro – Alívio Retroativo (ANEEL, 2007)

Não foi necessário tratar a exposições negativas do mês anterior, pois isto já é efetuado no tratamento do Excedente Financeiro.

Esta alteração beneficiou a todos os Agentes. Para os geradores agora é possível ressarcir eventuais prejuízos verificados nos últimos doze meses anteriores decorrentes das Exposições Negativas residuais, o que até o ano **de 2007** era limitado a no máximo ao mês anterior. Além disso, os consumidores passaram a ter a possibilidade de reaver um valor pago como ESS nos últimos 12 meses.

#### 7.3.3 Encargos por Razões de Segurança Energética e CAR

No final de 2007, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE – publicou a resolução nº 08, que introduziu algumas medidas com a finalidade de tratar a geração verificada acima do despacho por ordem de mérito definido pelo ONS. Esta geração pode ser dividida em dois motivos:

- Geração verificada para atendimento à determinação<sup>55</sup> do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, que pode despachar usinas térmicas por medida de segurança eletro-energética do SIN, devido à conjuntura momentânea.
- Geração verificada por ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco CAR.

Para o primeiro caso, foi definido que o gerador deve ser ressarcido no custo de operação pela diferença entre o custo variável da usina e o PLD do período. Com isso a apuração deste valor tem uma metodologia similar à apuração dos encargos por restrição de operação, visto anteriormente.

Outra definição importante é o fato de que estas situações não devem mais interferir na formação do PLD. Embora a Curva de Aversão ao Risco seja utilizada pelo ONS no planejamento do sistema, dando sinais que influenciam o planejamento de médio prazo, o que indiretamente contribui na formação do PLD, auxiliando como balizador da meta do volume de armazenamento dos níveis de reservatório necessários para manter a integridade do sistema. As usinas despachadas fora de mérito não formam o PLD.

Os custos de ressarcimento serão rateados conforme ilustrado na Tabela 7.1.

Fonte	Forma de rateio	Agentes envolvidos		
Encargos por Razões de Segurança Energética	Baseado no consumo médio apurado nos últimos 12 meses*	Todos os consumidores		
Pagamento por Ultrapassagem da CAR	Baseado na energia comercializada nos últimos 12 meses*	Todos os Agentes		

Tabela 7.1 – Rateio de Pagamento de ESS por Seg. Energética e CAR

Este assunto foi pauta da Audiência Pública nº 05/08 da ANEEL e as regras referentes a este tema foram aprovadas por meio da Resolução ANEEL nº 306/08 e 324/08.

O despacho por decisão do CMSE gera encargos, que por sua vez é rateado entre todos os consumidores podendo ser ressarcido pelo tratamento retroativo de alívio de excedente financeiro. Entretanto, o Pagamento por Ultrapassagem da CAR não recebe o mesmo tratamento, não sendo considerado como encargo.

#### 7.4 Liquidação Financeira

A Liquidação Financeira consiste no processo de pagamentos e recebimentos dos débitos e créditos referentes à compra e venda de energia elétrica no mercado de curto prazo, de acordo com a apuração da contabilização.

Embora as operações no âmbito do MAE, administrado pela ASMAE, tenha iniciado em setembro de 2000, o primeiro processo de Liquidação Financeira só foi realizado no final de 2002. Este fato evidencia que a ASMAE apresentava algumas pendências na execução de suas atribuições, o que foi

\_

<sup>\*</sup>Considerando o mês de referência

<sup>&</sup>lt;sup>55</sup> Reconhecido por Despacho por Razões de Segurança Energética.

citado anteriormente neste trabalho, culminando na criação do MAE. O primeiro processo de Liquidação Financeira ocorreu durante a vigência do MAE.

Neste primeiro momento foi adotado um processo atípico, a começar pelo fato de agregar 25 meses, permissão para formação de Grupo de Agentes e não necessidade de aporte de Garantias Financeiras. Além disso, este processo foi dividido em duas partes, a primeira etapa, na qual foi liquidado 50% e o restante após a realização do processo de auditoria. O mesmo tratamento foi dispensado aos meses de outubro, novembro e dezembro de 2002.

Em junho de 2003 foram liquidados o restante do período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, além de liquidar os meses de janeiro a maio de 2003 e dessa forma normalizar o processamento das liquidações financeiras.

A partir de janeiro de 2003 foi estabelecido que o risco de eventual inadimplência fosse mitigado pelo aporte de Garantias Financeiras, que seriam executadas em caso de não pagamento por parte de um Agente devedor. Inicialmente esta garantia era apurada com base em um percentual do volume contratado pelo Agente, o que não refletia uma tendência de exposição no mercado spot do Agente.

Esta metodologia resultava em um montante total de garantia a ser aportada pelos devedores insuficiente para a liquidação financeira, o que aumentava consideravelmente o risco de inadimplência.

Durante 2º Ciclo de Reestruturação, com o objetivo de corrigir esta distorção, a metodologia foi alterada e passou a considerar o maior valor entre a Garantia Mínima e a divisão dos três últimos débitos do Agente, no horizonte de 24 meses, excluindo meses atípicos<sup>56,</sup> multiplicado pelo Fator de Ajuste da Garantia Financeira. O Fator de Ajuste da Garantia Financeira e a Garantia Mínima são os parâmetros que permitem o ajuste do valor total do aporte de acordo as variações do PLD. Estes parâmetros foram definidos inicialmente em

\_

<sup>&</sup>lt;sup>56</sup> Meses Atípicos – Meses de racionamento.

1,5 e R\$ 20.000,00, respectivamente, podendo ser alterados a qualquer momento pela CCEE (Resolução 216/2006).

O mercado tem sinalizado a necessidade de melhorias na metodologia, o que resultou na criação do Grupo de Estudo sobre Garantias Financeiras e Inadimplência no Mercado de Curto Prazo. Entre os pontos levantados por este grupo estão:

- Está correto a fato de Garantia Financeira ser apurada "olhando para o passado"?;
- A Garantia Financeira não poderia ser calculada de forma individualizada por empresa, de modo a indicar o potencial de exposição de cada Agente?

Além disso, a forma como a garantia é apurada hoje não leva em consideração a adimplência do Agente, não diferenciado um bom pagador do mal pagador.

Este Grupo de Estudo elaborou uma proposta para que a Garantia fosse calculada considerando como horizonte as próximas seis Liquidações Financeiras, com base nos contratos registrados no âmbito da CCEE e com isso estimar uma previsão de resultado de curto prazo para cada Agente. Este assunto está muito incipiente e deve ser discutido em breve entre os Agentes e ANEEL. Nesse contexto, pode-se aguardar novidades com relação a este tópico das regras em breve.

#### 7.4.1 Inadimplência

Como a Liquidação Financeira é um processo multilateral, em caso de inadimplência de um Agente devedor, não é possível apurar o prejuízo de um credor específico, e dessa forma, a inadimplência é rateada entre todos os

credores. O pagamento não efetuado é corrigido e considerado na próxima contabilização como ajuste a pagar. O valor não recebido é corrigido e tratado como um direito a receber na próxima contabilização.

Caracterizada a inadimplência há aplicação de multa de 5%, juros de mora de 1% ao mês calculados *pro rata die* e atualização monetária com base no último índice IGP-M calculado pela Fundação Getúlio Vargas.

#### 7.5 Apuração de Penalidades

O modelo resultante do 1º Ciclo de Reestruturação não contemplava a aplicação de nenhuma penalidade durante sua primeira etapa de implantação, porém já eram mencionadas algumas possíveis penalidades a ser aplicadas em outras etapas.

As penalidades mencionadas no primeiro descritivo de regras elaborado pelo MAE estavam muito mais relacionadas com a operação do sistema física, citando como exemplo:

- Não cumprimento das instruções de despacho do ONS por um gerador;
- Falsas declarações e redeclarações de disponibilidade de usina;
- Entrega de dados de medição fora do prazo ou com qualidade não aceitável:
- Não cumprimento das instruções de ONS por um ofertante de redução de carga;

Na Resolução ANEEL nº 249/98 foi estabelecido que os Agentes participantes do MAE devessem ter pelo menos 85% da energia comercializada com os consumidores finais lastreado por energia própria ou por contratos de compra de energia, com duração mínima de dois anos. Porém não era verificada

nenhuma penalidade no caso de descumprimento, pois as regras ainda não estavam definidas.

A Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia, ao analisar as causas do racionamento elaborou um conjunto de recomendações para evitar que aquela situação se repetisse, dentre elas a recomendação de aumentar requisito mínimo de contratação para as Distribuidoras.

Além desse ponto, foi recomendado que os contratos de venda também tivessem um respaldo físico de geração, na forma de energia assegurada (no caso de usinas hidroelétricas) ou de capacidade de geração contínua (no caso de usinas térmicas). Esta exigência foi elaborada com a premissa de que o mercado consumidor tende a crescer, bem como a necessidade de contratação e, desta forma, o impacto seria um estímulo para a construção de novas usinas. Este ponto já foi discutido anteriormente, sendo reportado que a elevação compulsória do nível de contratação foi adotada como uma das premissas fundamentais no 2º Ciclo de Reestruturação, com a finalidade de garantir a expansão da geração.

Em um procedimento alinhado com as recomendações da referida Comissão, em 2003, por meio da Resolução nº 91, a Aneel alterou o percentual mínimo de contratação de 85% para 95%, além de estabelecer a obrigatoriedade de compra com duração mínima de 6 meses, exceto para Consumidores Livres que poderiam contratar energia em contratos bilaterais com qualquer prazo de duração.

As duas formas de penalidades, na venda e no consumo, foram regulamentadas por meio da Resolução nº 352/2003, sendo que a penalidade para consumo foi mantida como previsto na Resolução nº 91/2003. Para a venda, foi estabelecido a exigência de 100% de lastro, que poderia ser formado por geração própria ou contratos de compra.

Todo o recurso obtido em decorrência da aplicação de penalidades seriam utilizados para reduzir os pagamentos por Encargos de Serviços do Sistema.

Estas penalidades eram apuradas mensalmente e o montante de energia sujeito a penalidade era valorado pelo maior valor entre o Valor Normativo<sup>57</sup> (VN) e a média do PLD e sua apuração foi iniciada a partir de setembro de 2003.

Até o final de 2004 não houve mudança significativas, nas regras de penalidades. Com o advento do 2º Ciclo estas regras foram alteradas, pois a partir de 2005 foi alterado o valor mínimo de atendimento da carga, que passou a prever que 100% do consumo fosse lastreado por contratos de compra ou geração própria, em atendimento ao Decreto nº 5.163/04. Além disso, a forma de apuração de penalidades também foi alterada, passando a considerar os últimos 12 meses, desprezando-se o mês de referência e valorando-se a insuficiência pelo maior valor entre a média do PLD e o Valor de Referência (VR)<sup>58</sup>.

Esta metodologia é retratada na Figura 7.4 e compara o montante de energia disponível, ou seja, o lastro do Agente (Garantia Física ou Contratos de Compra) e a exigência de lastro do Agente (Contratos de Compra ou Consumo), adotando-se como referência o mês de junho de 2008, que deve ser excluído da apuração da penalidade. Os dados que representam a apuração de penalidades para este Agente fictício são apresentados na Tabela 7.2.

**alor Normativo** – valor que limita o repa

<sup>&</sup>lt;sup>57</sup> **Valor Normativo** – valor que limita o repasse para tarifas de fornecimento dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica por parte das concessionárias e permissionárias, por meio de indicadores estabelecidos pela ANEEL.

<sup>&</sup>lt;sup>58</sup> **Valor de Referência** – Valor utilizado para regular o repasse às tarifas dos consumidores finados por parte das Distribuidoras. Substitui o Valor Normativo. É obtido pela média ponderada dos preços médios dos leilões A-5 e A-3 para o ano de referência.

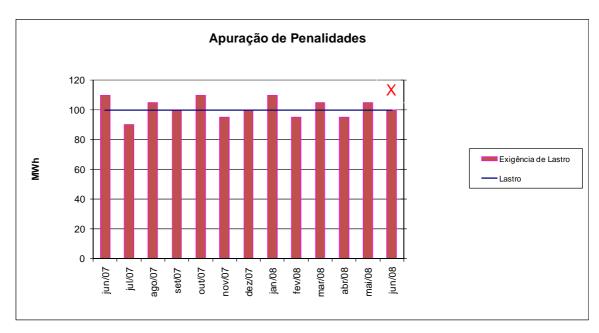


Figura 7.4 - Apuração de Penalidades

Tabela 7.2 - Cálculo da Penalidade

Descrição	Valor	
Período analisado (jun/07 a mai/08)		
Exigência de Lastro	1.320, 000 MWh	
Lastro	1.200,000 MWh	
Insuficiência de Energia	120,000 MWh	
Maior valor entre VR e PLD ponderado pela carga	150,00 R\$/MWh	
Valor de Penalidade	= (120/12)*150 = 1.500,00 R\$	

Para o cálculo das penalidades relativas ao mês de julho de 2008, basta retirar o mês de jun/07 e substituí-lo por jun/08. Esta regra vale para todos os Agentes, exceto para os Distribuidores que têm a penalidade apurada com base no ano civil, calculada sempre no mês de janeiro de cada ano. Isto ocorre porque a base de contratual da Distribuidora deve ser composta pelos CCEARs, que são em base anual.

O decreto nº 5.163 também definiu que seria apurada uma penalidade específica de potência. Até 2009 esta penalidade será apurada apenas nas operações de venda. Da maneira como foi implementada esta penalidade limita o volume de energia a ser vendido no patamar pesado à potência associada à usina. Este patamar apresenta a maior demanda e geralmente é o mais caro. Desta forma, o vendedor não pode concentrar sua venda de energia no patamar mais valorizado. Como esta restrição afeta todos os vendedores, este tratamento almeja garantir que toda a energia negociada neste período realmente tenha condições de ser gerada.

Basicamente esta penalidade é apurada para cada um dos dias com presença do patamar pesado, onde se compara a Potência de Referência<sup>59</sup> de todas as usinas do gerador com os contratos de venda. Esta potência é convertida em energia e comparada com o total de energia vendida, considerando a média do patamar pesado. Caso o Agente possua contratos de compra os mesmos são adicionados à Potência de Referência das usinas de sua propriedade.

Se o Agente possui usinas que entraram em operação comercial antes da data de publicação do Decreto nº 5.163, 30/07/2004, além de contratos firmados antes desta data, esta negociação não está sujeita à verificação de potência. É realizada a comparação entre a potência antiga adicionando-se os contratos de compra antigos e os contratos de venda antigos. Caso seja verificada uma sobra, denomina-se Saldo de Potência que pode ser utilizada para atender aos contratos de venda novos, conforme ilustrado na Figura 7.5 e Figura 7.6.

Antes da aplicação da penalidade de potência é aberto um período para que seja possível a negociação de potência, onde os vendedores com superávit podem vender a sobra de potência para os vendedores que apresentem déficit de potência, porém respeitado o dia da ocorrência. Este tratamento é benéfico ao mercado, pois pode evitar a aplicação de penalidade a um Agente vendedor infrator, ao mesmo tempo cria uma nova oportunidade de

<sup>&</sup>lt;sup>59</sup> **Potência de Referência** – Potência calculada segundo a Portaria nº 303/04 do MME que indica a potência associada a usina que pode ser comprometida em contratos de venda.

gerar receita aos vendedores que atenderam aos requisitos de potência para este nicho de mercado.

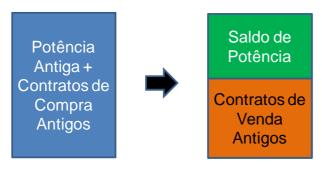


Figura 7.5 – Apuração do Saldo de Potência Antigo

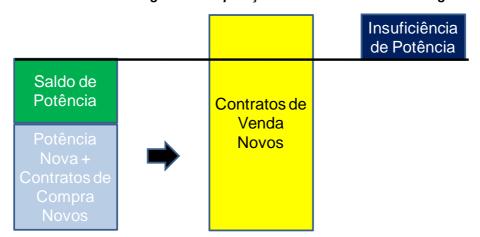


Figura 7.6 - Apuração de Penalidade de Potência

No 2º Ciclo de Reestruturação, almejando a modicidade tarifária, foi estabelecido que os recursos angariados a partir de aplicação de penalidades seriam utilizados para aliviar as exposições financeiras de CCEARs, ou seja, o Excedente Financeiro das Distribuidoras. Entretanto, as penalidades pagas por medição devem ser utilizadas para aliviar o pagamento de encargos por todos os consumidores.

No início de 2008 uma série de Procedimentos de Comercialização<sup>60</sup> foi colocada em Consulta Pública<sup>61</sup>, dentre eles um que altera a forma aplicação

<sup>&</sup>lt;sup>60</sup> **Procedimentos de Comercialização** – São um conjunto de normas, aprovadas pela ANEEL, que definem condições, requisitos, eventos e prazos relativos à comercialização de energia elétrica no âmbito da CCEE.

de penalidades. Basicamente esta medida consiste em separar o pagamento das penalidades apuradas e Liquidação Financeira, sendo considerados para fins de contabilização somente as penalidades efetivamente pagas. Um dos fatores que influenciaram esta medida foi a inserção de um mecanismo almejando a mitigação de riscos dos Agentes credores na Liquidação Financeira. Isto ocorre porque na ocorrência de eventual inadimplência, o prejuízo é rateado entre todos os credores. Ao separar o processo de Liquidação Financeira do pagamento de penalidades, caso algum Agente penalizado deixe de pagar a penalidade a ele aplicada, será verificada inadimplência deste Agente e somente ele arcará com todo o ônus desse fato.

Outra mudança verificada em 2008, surge em virtude do novo tratamento da Garantia Física de usinas térmicas, como decorrência da metodologia definida pela Portaria nº 303/04, do MME, que apresenta critérios mais rígidos que os anteriores para estabelecer o direito a venda de uma usina. Esta medida pode ser associada com um dos pontos avaliados pela Comissão de Gestão da Crise, que avaliou que um dos fatores que contribuíram para ocorrência do racionamento foi o fato da Energia Assegurada, Garantia Física das usinas hidrelétricas, estar super dimensionada. Segundo esta metodologia, a nova regra deve ser aplicada a todas as novas usinas desde 2005 e para as usinas existentes os critérios foram detalhados no item 7.1.

Desta forma, no início de 2008 houve necessidade de adequar as regras de apuração da Garantia Física das usinas térmicas, pois a maioria possui a Garantia Física apurada pelo MME, segundo a nova metodologia, e com isso passam a ter este parâmetro como base do direito a venda.

\_

<sup>&</sup>lt;sup>61</sup> **Consulta Pública** – Processo no qual a ANEEL, visando transparência de suas atividades, submete à Consulta Pública para recebimento de sugestões e comentários sobre propostas de resoluções e outros documentos específicos.

#### 7.6 Conclusões Parciais

Como verificado neste capítulo, praticamente todos os pontos das regras de comercialização sofreram algum tipo de ajuste, em maior ou menor grau. Mais uma vez fica caracterizado que as reformas associadas ao setor elétrico brasileiro quase sempre são baseadas no modelo anterior, dificilmente promovendo mudanças radicais, sendo fácil encontrar justificativas para ocorrência de tais mudanças.

Porém, cabe ressaltar que o 2º Ciclo de Reestruturação apresentou mudanças conceituais significativas, como a questão da modicidade tarifária que alterou a forma de utilização dos recursos arrecadados em aplicação de penalidades.

Na maioria dos casos, as mudanças aqui apresentadas se tratam de ajuste e correções, almejando alinhamento entre arcabouço regulatório e contexto do setor elétrico brasileiro. Dos pontos aqui apresentados, uma questão que tem recebido algumas críticas veiculadas na mídia especializada se refere aos encargos por razões de segurança energética. Isso é compreensível, em virtude de ser uma das últimas alterações e pelo fato de envolver custos elevados (conforme próximo capítulo. Além disso, a forma de apuração depende de decisão políticas e estratégicas do CMSE, o que pode ser questionado pelos Agentes, já que este mecanismo funciona como uma espécie de seguro para o atendimento à demanda por energia.

Em resumo, as mudanças verificadas tiveram como objetivo a melhoria contínua do modelo setorial, evitando sua obsolescência e, pela característica do setor elétrico brasileiro nada indica que estes ajustes deixarão de ocorrer.

## 8. RISCOS E INCERTEZAS NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Este capítulo é dedicado à avaliação de riscos e incertezas associadas ao processo de comercialização de energia elétrica considerando somente as regras de comercialização vigentes.

Os tópicos vistos anteriormente são abordados neste capítulo com o enfoque de avaliar os riscos e incertezas pertinentes de cada um, além de exemplificar com dados numéricos.

### 8.1 Formação de Preços

Como abordado anteriormente, a questão de formação de preço está longe ser unanimidade do setor elétrico devido à sua grande instabilidade e forte influência do regime hidrológico, provocando um impacto direto na contabilização mensal dos Agentes, onde os contratos são comparados com a energia disponível do Agente e a diferença é valorada a este preço. A Figura 8.1 ilustra a variação de preços em cada submercado desde 2005.

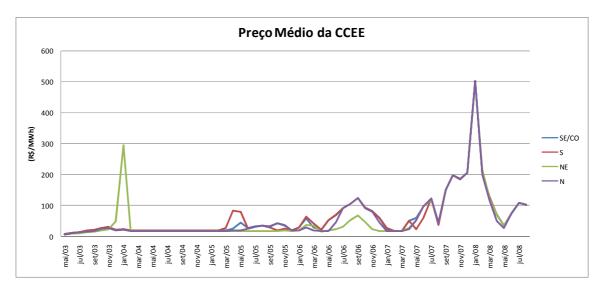


Figura 8.1 – Preço Médio da CCEE – Fonte: (CCEE, 2008)

#### 8.1.1 Riscos dos Vendedores

Nesse contexto, foram elaborados dois cenários para cada um dos submercados. Adotando-se como referência um gerador que possui 1.000 MWh mensais disponíveis para venda. Em um cenário o Agente vende toda a energia disponível, ao preço verificado no primeiro e segundo leilões de energia existente no ACR<sup>62</sup>, e, no outro, ele deixa toda energia ser liquidada no mercado spot.

\_

<sup>&</sup>lt;sup>62</sup> Nesta seção são utilizados os preços verificados no 1º e 2º Leilão de Energia Existente, realizados respectivamente em dezembro de 2004 e abril de 2005. Os valores apresentados são corrigidos pelo IPCA de janeiro de cada ano, exceto para o ano de 2005, que foi mantido o resultado do leilão.

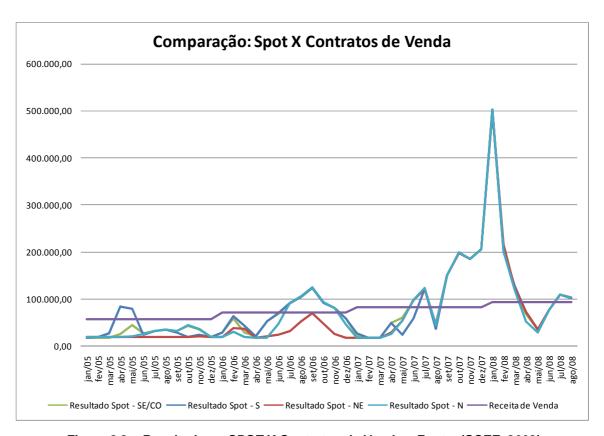


Figura 8.2 – Resultado no SPOT X Contratos de Venda – Fonte: (CCEE, 2008)

No período analisado, na maioria das vezes a linha indicando o resultado do mercado SPOT ficou abaixo da receita de venda. Nestes momentos os geradores descontratados poderiam ter problemas em seu fluxo de caixa. No período de setembro de 2007 a fevereiro de 2008, a média do PLD apresentou valores excessivamente altos, o que destoa dos valores históricos, influenciando esta análise. Desta forma, serão apresentados dois resultados consolidados, um considerando todo o período analisado e outro excluindo o período entre setembro de 2007 e fevereiro de 2008. O resultado financeiro é demonstrado na Tabela 8.1.

Tabela 8.1 – Comparação dos Resultados Financeiros

	Todos os meses		Excluindos o período de set/07 a fev/08			
Submercado	Resultado SPOT (R\$)	Receita de Venda (R\$)	Variação	Resultado SPOT (R\$)	Receita de Venda (R\$)	Variação
SE	3.535.950,00	3.282.052,70	8%	2.095.380,00	2.766.190,23	-24%
S	3.553.110,00	3.282.052,70	8%	2.112.040,00	2.766.190,23	-24%
NE	2.975.470,00	3.282.052,70	-9%	2.095.380,00	2.766.190,23	-24%
N	3.318.390,00	3.282.052,70	1%	1.877.810,00	2.766.190,23	-32%

Considerando todos os meses do histórico, o resultado no SPOT geralmente apresentou um resultado financeiro maior do que a receita oriunda de contratos de venda, exceto no submercado NE. Porém, desprezando-se os meses com PLDs médios elevados, a diferença foi mais significativa. Nessa situação, entretanto, a receita de venda foi maior do que o resultado do SPOT, sendo sempre superior a 20%.

Esta análise demonstra quão sensível pode ser o fluxo de caixa dos geradores mediante a sazonalidade do sistema hidrológico brasileiro. Contratos de venda de longo prazo garantem uma receita associada à venda realizada independente do cenário hidrológico. Por outro lado, contratos com prazo mais curto podem ser influenciados pela conjuntura momentânea, o que torna o fluxo de caixa mais suscetível a perdas e ganhos.

#### 8.1.2 Riscos dos Consumidores

Os consumidores de energia também estão expostos aos riscos de altas e baixas do PLD, principalmente os Consumidores Livres, já que a principal forma de contração das Distribuidoras é por meio de CCEARs que devem ser firmados por longo prazo, conforme visto anteriormente. Portanto, basicamente os Consumidores Livres são sujeitos a este risco.

Para visualizar os riscos destes Agentes, basta analisar a Tabela 8.1 e considerar os valores como pagamentos, associando o Resultado do SPOT ao consumo contratado por meio contratos bilaterais de curto prazo, fortemente influenciado pela conjuntura atual, e a Receita de Venda aos pagamentos pelos contratos de energia firmados de longo prazo.

Esta análise deve ser feita com cautela, pois a primeiro momento, os dados da Tabela 8.1, principalmente excluindo os meses com PLDs elevados,

induz ao pensamento de que é mais vantajoso comprar a energia no SPOT. Não se pode esquecer, porém que todos os consumidores devem apresentar lastro para 100% do consumo, sujeito a aplicação de penalidades.

Um mês "fora da curva", como o mês de janeiro de 2008, tende a ter um impacto muito grande sobre um Consumidor Livre, pois a média de 502,00 R\$/MWh é um pouco mais de quatro vezes superior aos meses que apresentaram os maiores valores médios no período analisado, conforme é possível analisar na Figura 8.1.

Os Consumidores Livres não são obrigados, segundo a legislação vigente, a registrar contratos de longo prazo, ficando esta contratação associada à estratégia do Agente.

Com base nestes fatos, fica evidente que a volatilidade do PLD introduz um risco considerável na comercialização de curto prazo dos Consumidores Livres, principalmente para as empresas menores que tendem a ser fortemente influenciadas por estas oscilações.

Embora as Distribuidoras tenham obrigação de comprar grande parte de sua carga por meio de contratos de longo prazo, algumas incertezas podem impactar estes Agentes, que segundo Maia (2008) podem ser listadas abaixo:

- Limitações nas regras de sazonalização e de modulação dos CCEARs;
- Frustrações nos leilões de energia nova e existente;
- Contratos por disponibilidade;
- Impossibilidade de negociação direta de contratos.

As Distribuidoras apresentam outro risco, que decorre do fato do mercado está prevendo uma alta de preço para os próximos anos, principalmente para os anos de 2009 e 2010, o que pode provocar uma nova onda de preços elevados e, em cenários como este os vendedores podem não ser incentivados a venderem energia em contratos de longo prazo e aproveitarem o momento de alta. Este fator pode servir como uma das prováveis justificativas para explicar o porquê os vendedores não apresentaram ofertas no leilão A-1 de 2007.

#### 8.1.3 Riscos dos Comercializadores

As empresas Comercializadoras atuam, geralmente, comprando e vendendo energia, portanto ao mesmo tempo podem apresentar os riscos associados aos geradores e aos consumidores.

#### 8.1.4 Inadimplência

Apesar da exigência do aporte de Garantias Financeiras, com o objetivo de aumentar a segurança no processo de Liquidação Financeira, é possível verificar a ocorrência de inadimplência, que impacta diretamente todos os Agentes credores<sup>63</sup>. Isto ocorre porque a instituição financeira responsável pela liquidação angaria todos os recursos dos devedores, com a finalidade de repassar aos credores em um cenário que o total de recebimentos é igual ao total de pagamentos. Desta forma, quando é verificada uma inadimplência, todos os credores deixam de receber um montante a que tem direito. A Figura 8.3 apresenta uma comparação entre o montante contabilizado e o percentual de inadimplência.

Desde a implantação da liquidação com a exigência de aporte de garantias e a inadimplência tratada no âmbito do MAE e/ou CCEE, a inadimplência geralmente esteve inferior a 1%. Porém com a alta de preços, temse verificado nos últimos meses um aumento da inadimplência, alcançando o maior valor percentual e financeiro em janeiro de 2008, respectivamente 8,32% e R\$ 96.056.698,00.

\_

<sup>&</sup>lt;sup>63</sup> Mecanismo conhecido como "loss sharing", ou rateio de perdas financeiras por inadimplência.

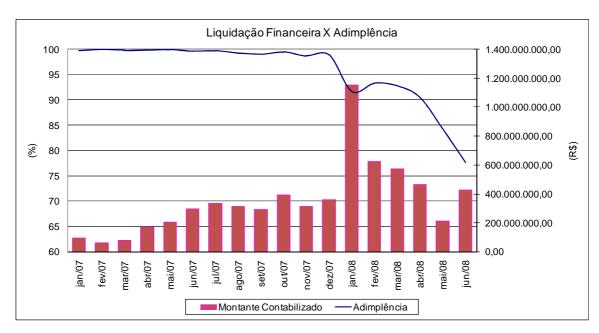


Figura 8.3 – Liquidação Financeira X Adimplência – Fonte (CCEE, 2007 e 2008)

A Figura 8.3 ilustra o efeito da alta no PLD na liquidação total do mercado. Além disso, é possível verificar a correlação negativa entre as altas do PLD e adimplência na Liquidação Financeira, que terá os riscos avaliados mais adiante. É possível observar que a inadimplência do mês anterior influencia no próximo. Isso ocorre porque o montante inadimplido é corrigido e considerando na próxima contabilização, havendo aplicação de multa e juros, resultando em montante maior a pagar do Agente Inadimplente, além de considerar o resultado financeiro da contabilização de mês. Isso permite a conclusão de que a liquidação financeira do mês de junho de 2008 ainda foi influenciada pelas liquidações de janeiro e fevereiro de 2008. Também deve ser considerado que na contabilização do mês de junho foi verificada a cassação de liminares, resultando em um volume maior de liquidação em junho de 2008.

Outra questão amplamente divulgada pela mídia especializada no mercado de energia elétrica é a falta de cumprimento dos contratos previamente assinados, sendo que muitas empresas acionaram a justiça para resolverem algumas divergências provocadas pela alta de preços.

#### 8.2 Efeitos das Perdas na Rede Básica

Os dados de medição são ajustados com a finalidade de considerar as perdas verificadas na Rede Básica. Porém, os parâmetros necessários para apuração das mesmas dependem da consolidação dos dados de medição de geração e consumo do SIN, o que ocorre somente após o processamento da contabilização, ou seja, após o período para registro dos contratos. Portanto, os contratos devem ser registrados admitindo-se como base uma previsão das perdas. Como pode ser visualizado na Figura 8.4, estes fatores mudam de acordo com a operação do SIN, como exemplo o conjunto de usinas despachadas ou as linhas de transmissão utilizadas.

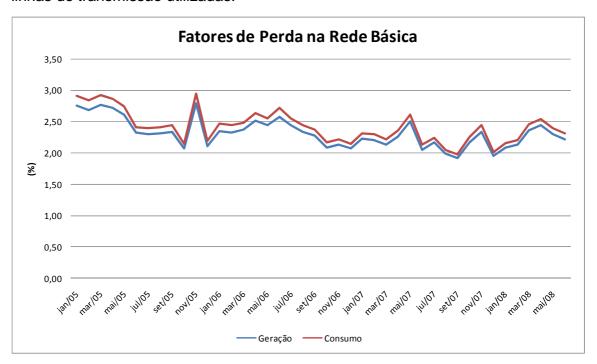


Figura 8.4 – Fatores de Perda na Rede Básica – Fonte: (CCEE, 2007 e 2008)

Devido à metodologia de apuração, os Agentes devem trabalhar com previsões sobre a operação do SIN. Uma fonte de informações para estimar estas perdas é o PMO – Programa Mensal de Operação Eletroenergética do ONS.

Portanto, o mercado deve trabalhar com um fator de ajuste variável que impacta os dados de medição<sup>64</sup>.

#### 8.2.1 Riscos dos Geradores

Para a venda da energia associada às suas usinas, os Geradores devem levar em consideração que os parâmetros de Garantia Física e geração são considerados no Centro de Gravidade, sendo ajustados pelos Fatores de Perdas da Geração. O impacto direto disso é que um Fator de Perda superestimado reduz o direito a venda do Agente, enquanto um fator sub dimensionado pode resultar em uma exposição ao PLD, ou mesmo em aplicação de penalidade.

#### 8.2.2 Risco dos Consumidores

A mesma análise vale para os consumidores, incluindo Consumidores Livres e/ou Especiais e Distribuidoras. Ao definir os montantes a serem contratados, estes Agentes devem contratar a previsão de consumo e um adicional referente às perdas. Um Fator de Perdas superdimensionado pode resultar em um montante de compra maior do que o necessário, o que pode resultar em prejuízo ao consumidor, e um fator sub-dimensionado pode resultar

\_

<sup>&</sup>lt;sup>64</sup> Algumas explicações prováveis sobre a diminuição do fator de perda e o cenário esperado para os próximos anos são mencionadas no item 5. O histórico do Fator de Perdas pode ser consultado na Tabela 5.2.

em compra insuficiente, o que pode gerar exposição ao PLD, além da possibilidade de aplicação de penalidades.

Para as Distribuidoras este risco pode ser mitigado com base na prerrogativa de que a distribuidora pode comprar 103% de sua carga e repassar na tarifa. Este assunto será abordado mais adiante.

#### 8.3 Riscos Associados aos Contratos

Um dos riscos associados aos contratos é a estimativa do fator de perdas a considerar para fechamento dos contratos, o que foi abordado no item anterior. Porém existem outros riscos associados à forma de contratação.

## 8.3.1 Compras Frustradas em Leilões

Um dos riscos decorrentes da contratação por meio de leilões é que a oferta apresentada pode ser inferior a intenção de compra. Isso pode resultar um montante contratado menor do que o conjunto de Distribuidoras necessita. Prevendo a mitigação deste risco, na apuração das penalidades para cada Distribuidora, é considerado como lastro para o consumo o montante de energia declarado e não atendido no leilão do ACR. Este tratamento evita a aplicação de penalidades a estes Agentes. A compra frustrada tem validade até a realização de um novo leilão, no qual a distribuidora possa contratar energia necessária para atender seu consumo. No item 8.1.2 foi abordado que este tratamento pode resultar em uma exposição ao PLD.

## 8.3.2 Mecanismo de Ajustes do Montante Contratado nos CCEARs

Como visto na seção 6.3 os contratos de CCEARs são de longo prazo, baseados em previsão de compra das distribuidoras. Porém, a atividade de estimar o consumo futuro está associada a diversas incertezas e o risco de ocorrer discrepâncias é grande. Almejando a mitigação destes riscos, foram criados diversos mecanismos possibilitando as Distribuidoras a correção dos montantes contratados.

### 8.3.2.1 Leilões de Ajustes

Os leilões de ajustes, que foram apresentados na seção 3.1, têm como objetivo possibilitar a complementação da energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição de acordo com o limite estabelecido, de 1%, ou 5% para os anos de 2008 e 2009. Tabela 8.2 ilustra os montantes contratados nestes leilões.

Tabela 8.2 – Contratação nos Leilões de Ajustes – Fonte: CCEE<sup>65</sup>

Leilão	Data	Prazo de Duração	Total Demandado	Total Negociado	%
Lellau	Data	do Contrato	MW Médio	MW Médio	70
2º	1/6/2006	03 meses	2,5	2,5	100,00
2º	1/6/2006	06 meses	15	15	100,00
3º	29/9/2006	03 meses	14,5	10	68,97
4º	29/3/2007	04 meses	108	108	100,00
4º	29/3/2007	09 meses	81	81	100,00
5º	28/6/2007	06 meses	113	0	0,00
6º	27/9/2007	12 meses	272,5	163,5	60,00
6º	27/9/2007	03 meses	204,5	6	2,93

<sup>&</sup>lt;sup>65</sup> No primeiro leilão não houve demanda por parte das Distribuidoras

Este tipo de leilão pode ser considerado a primeira opção para complementar o montante contratado das Distribuidoras. O limite permitido para aquisição é restrito e dependendo da necessidade da Distribuidora pode não ser suficiente. A vantagem é que na maioria das vezes são contratos de curto prazo, realmente representando um ajuste nos contratos das Distribuidoras.

Em momentos de escassez os preços de curto prazo tornam-se muito elevados e há risco significativo de não repasse às tarifas (RAMOS, 2008).

#### 8.3.2.2 Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits

Os contratos provenientes de energia existente, em sua maioria, são estabelecidos com prazo de oito anos, de acordo com o edital de cada leilão. De acordo com o Decreto nº 5.163/04, estes contratos têm vigência mínima de 5 anos e máxima de 15 anos. Com o objetivo de corrigir possíveis distorções de contratação por parte das distribuidoras relacionadas a estes contratados de longo prazo, foi previsto a possibilidade de redução, a critério exclusivo do agente de distribuição, em razão:

- Saída de consumidores potencialmente livres;
- Acréscimos na aquisição de energia elétrica decorrentes de contratos celebrados até 16 de março de 2004;
- Variações de Mercado limitado a limitado até quatro por cento do montante inicial.

Esta redução é feita priorizando-se a compensação de sobras e déficits entre as Distribuidoras, somente depois é possível realizar a devolução, que tem impacto direto sobre os vendedores. Este procedimento foi adotado almejando minimizar as reduções dos montantes vendidos no leilão.

Com o objetivo de processar esta possibilidade de compensação e redução dos contratos, foi criado o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD).

Vale ressaltar que somente os contratos provenientes de empreendimentos existentes podem participar do MCSD, pois os contratos de novos empreendimentos de geração servem como garantia para o empreendedor obter empréstimos e financiamentos para construção do empreendimento, ou seja, permitir alteração no montante contratado eliminaria a garantia de geração de receita do empreendedor.

O MCSD é processado todo mês com base nas declarações de sobras e déficits dos distribuidores. Primeiramente, é feita a compensação entre os distribuidores, caso o montante de sobras seja maior do que os déficits, é efetuada a devolução aos vendedores. Os montantes compensados e/ou devolvidos são realizados no próprio mês da declaração. Neste processamento, denominado de MCSD Mensal participam:

- Saída de Consumidores Livres;
- Acréscimos em Contratos Antigos;
- Outros Desvios de Mercado, somente compensação.

Este último item foi aprovado pela ANEEL quando foi implementado o MCSD, atendendo a uma solicitação dos distribuidores, possibilitando somente a compensação entre os mesmos. Esta compensação pode ser efetuada duas vezes por ano, conforme definição da ANEEL.

As variações de mercado limitado a quatro por cento são tratadas em um MCSD à parte, realizado uma vez por ano e denominado MCSD Anual. Geralmente são processados em meados do segundo semestre e os montantes compensados e/ou devolvidos são efetuados no ano seguinte. O processamento é similar ao MCSD Mensal.

Em 2007 foi necessário incluir mais uma variação do MCSD, o MCSD Itaipu. Este tratamento foi necessário em razão da revisão das cotas de

Itaipu que passou a vigorar a partir de 2008. A sobra ou déficit é limitado ao impacto da revisão da cota.

Uma vez apurada a compensação e/ou devolução, a mesma é de caráter irrevogável e vale até o final da vigência do contrato.

Como mencionado anteriormente, o processamento do MCSD prioriza a compensação e só depois avalia a redução. Além disso, ao final do leilão os contratos são rateados e essa condição tem que ser considerada na apuração da compensação e/ou devolução.

Quando uma Distribuidora apresenta sobras, a mesma, prioritariamente, deve ser compensada para cada uma das Distribuidoras que declararam déficits, proporcional ao volume contratado de cada um dos vendedores, como ilustrado na Figura 8.5.

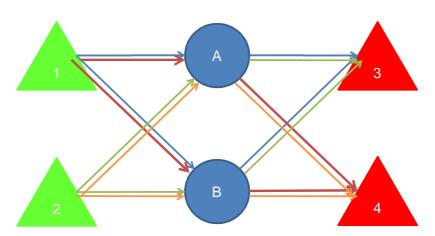


Figura 8.5 – Compensações do MCSD

No exemplo da Figura 8.5 a Distribuidora 1 apresentou sobras, que deve ser compensada com as Distribuidoras 3 e 4. Como a Distribuidora 1 comprou energia dos Geradores A e B, esta compensação deve respeitar a proporção de energia adquirida por meio destes geradores. Esta compensação é formalizada por meio da assinatura do Termo de Cessão, no qual as Distribuidoras que cederam as sobras transferem a obrigação contratual do montante cedido às Distribuidoras que tiveram seus déficits supridos.

Depois de processadas as compensações e atendimento ao total de déficit, é efetuado o processamento das devoluções, ressaltando-se que as sobras por Outros Desvios de Mercado não são passíveis de devolução. A energia devolvida ao Gerador fica disponível para ser vendida no ACL ou ACR.

#### 8.3.2.3 Riscos Associados ao MCSD

O MCSD foi criado com objetivo de ser um mecanismo de mitigação de risco às Distribuidoras. Para estes Agentes o único risco é não encontrar energia suficiente para atender seus déficits ou não conseguir devolver a sobra classificada como Outros Desvios de Mercado. Portanto para os Distribuidores quase não há riscos.

Este mecanismo possibilita o ajuste dos montantes contratados e junto com os leilões de ajustes dão certa flexibilidade para as distribuidoras "gerenciarem" o montante contrato em leilões no ACR. Um comparativo entre o processamento do MCSD em relação aos leilões de ajuste é ilustrado na Tabela 8.3.

Enquanto isso, para os Geradores o MCSD é um mecanismo que envolve um risco considerável, pois permite a redução de um contrato firmado anteriormente, o que altera o cenário de vendas previsto pelo Gerador.

Tabela 8.3 – Vantagens X Desvantagens – MCSD X Leilões de Ajuste

Vantagens	Desvantagens
Permitem aos distribuidores subcontratados ajustar sua posição na contabilização, sem restrição de limite	O ajuste dos montantes subcontrados depende da ocorrência de sobras, que são diminuídos em momentos de valores altos do PLD
	As cessões e/ou devoluções são de caráter irrevogáveis e tem duração até o final da vigência do contrato
As Distribuidoras com sobras contratuais podem diminuir o montante contrato,	Os montantes recebidos em cessão não podem ser objetos de sobras futuras
possibilitando absorver impactos não gerenciáveis pela Distribuidora com a saída de Consumidores Livres	Devido a característica do rateio pode haver um enorme custo de transação com contratos inferiores a 1 MW Médio

A Tabela 8.4 apresentar os resultados do processamento do MCSD Mensal. De junho de 2006 a janeiro de 2008 foi verificado a Devolução de CCEAR em apenas duas ocasiões, junho de 2006 e agosto de 2006.

Tabela 8.4 – Processamento do MCSD Mensal – Fonte: (CCEE, 2007 e 2008)

Mês/Ano	Sobras Saída de Consumidores Livres	Sobras Acréscimo Contratos	Sobras Desvios de Mercado	Déficits	Compensação	Devolução de CCEAR
	(MW médio)	(MW médio)	(MW médio)	(MW médio)	(MW médio)	(MW médio)
jun/06	34	24	0	0	0	57
jul/06	0	0	184	150	150	0
ago/06	5	145	0	0	0	150
set/06	0	0	0	0	0	0
out/06	0	0	0	0	0	0
nov/06	3	0	0	511	3	0
dez/06	4	0	0	153	4	0
jan/07	7	0	0	516	7	0
fev/07	0	0	0	0	0	0
mar/07	55	0	0	688	55	0
abr/07	0	0	0	0	0	0
mai/07	9	0	23	1573	31	0
jun/07	2	0	0	730	2	0
jul/07	0	0	0	0	0	0
ago/07	0	0	0	0	0	0
set/07	0	0	0	0	0	0
out/07	0	0	0	0	0	0
nov/07	0	0	0	0	0	0
dez/07	0	0	0	0	0	0
jan/08	0	0	0	0	0	0

## 8.3.2.4 Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – Ex-post

Após as possibilidades de reposicionar os montantes contratados por meio dos leilões de ajustes e do processamento de diversas rodadas do MCSD, em janeiro de cada ano, antes da apuração das penalidades para as Distribuidoras, é processado um novo MCSD, denominado MCSD Ex-post.

O objetivo deste mecanismo é mitigar o risco de eventuais penalidades utilizando as sobras contratuais de outras Distribuidoras. Além do mais, pode ser utilizado para reduzir o prejuízo das Distribuidoras que apresentam sobras contratuais, pois o montante de energia transferido para aliviar as penalidades é valorado pela diferença entre os preços médios de aquisição associados aos CCEARs e o PLD médio onde a sobra fora liquidada. Caso o PLD médio seja superior aos preços médios do CCEARs o lucro deve continuar com a Distribuidora, e esta energia é valorada a tarifa zero.

É importante ressaltar que o MCSD Ex-post resulta em trocas temporárias, sem a necessidade de transferência de contratos, válidos durante o ano civil anterior apenas para reduzir as penalidades. As distribuidoras têm a participação no MCSD Ex-post facultativa, geralmente deve ser manifestado o interesse em participar com aproximadamente um ano de antecedência, não sendo possível desistir da opção feita anteriormente.

## 8.3.3 Contratos por Disponibilidades

Como mencionado anteriormente os riscos hidrológicos associados aos Contratos por Disponibilidade são de responsabilidade dos compradores, ou seja, as Distribuidoras. Estes contratos têm suas tarifas divididas em parcelas:

- Parcela Fixa associada ao montante de energia negociado no leilão e remunera basicamente a disponibilidade para operação da usina e os valores declarados como inflexibilidade;
- Parcela Variável remunera os custos variáveis de operação da usina, que não estão cobertos na Parcela Fixa.

Caso a usina seja despachada, o custo de geração é assumido pelos compradores, que pagam este valor diretamente aos geradores. Em contrapartida a geração proveniente das usinas é contabilizada em nome das Distribuidoras, bem como eventuais recebimentos por prestação de encargos. A Tabela 8.5 demonstra o total de desembolso do conjunto de Distribuidoras associadas ao pagamento da parcela variável nos meses de janeiro a julho de 2008.

Tabela 8.5 – Pagamento associados à Parcela Variável

Empreendimento	jan/08	fev/08	mar/08	abr/08	mai/08	jun/08	jul/08
Altos	3.402.242,16	3.039.608,09	2.660.886,82	995.060,26	87.552,37	0,00	0,00
Aracati	3.033.110,95	2.887.170,66	2.261.512,58	704.716,09	51.871,08	0,00	0,00
Baturité	2.960.244,07	2.372.959,04	2.199.007,45	852.410,65	66.634,30	0,00	0,00
Campo Maior	3.455.258,31	3.368.040,60	2.981.876,17	811.789,93	70.513,43	0,00	0,00
Caucaia	4.056.900,84	3.058.394,65	2.530.234,93	1.080.106,59	85.304,31	0,00	0,00
Cocal	1.236.290,79	1.182.922,32	868.986,51	34.680,02	0,00	0,00	182.513,88
Crato	3.373.913,65	3.421.232,98	2.328.964,13	849.167,22	73.855,39	0,00	0,00
Daia	10.355.742,83	11.762.121,25	11.667.776,70	956.960,76	0,00	0,00	0,00
Iguatu	3.950.502,65	2.674.715,78	2.232.952,60	1.015.031,60	96.579,37	0,00	0,00
Interlagos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Jaguarari	29.866.386,29	26.211.972,62	25.715.366,23	7.870.370,11	674.685,09	0,00	0,00
Juazeiro do Norte	4.016.537,05	4.066.423,07	3.436.107,58	1.272.023,39	106.936,35	0,00	0,00
Marambaia	3.297.982,42	3.036.824,76	2.767.946,71	999.844,04	85.645,95	0,00	0,00
Nazária	3.455.900,79	3.576.849,79	2.995.477,03	897.317,41	75.873,80	0,00	0,00
Pecem	3.996.736,25	3.114.601,81	2.415.542,62	792.025,51	64.444,02	0,00	0,00
PIE-RP	949.006,03	854.541,21	663.423,49	64.766,02	0,00	0,00	153.270,35
Quirinópolis	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Termorio	29.116.574,51	25.159.241,21	23.831.036,58	16.821.302,85	21.943.427,44	22.475.913,55	13.539.585,08
Xavante Aruanã	6.036.058,88	16.884.110,48	13.471.728,44	1.080.058,83	0,00	0,00	0,00
Total	116.559.388,47	116.671.730,32	105.028.826,57	37.097.631,28	23.483.322,90	22.475.913,55	13.875.369,31

Fonte: (CCEE, 2008)

Os valores mais elevados nos meses de janeiro a março pode ser explicado pelo fato do PLD ter apresentado valores mais elevados, motivando o despacho de alguma dessas usinas pelo fato do PLD ser maior do que o custo da usina e, principalmente, em razão do despacho por razões de segurança energética, que são despachadas independentemente da ordem mérito do ONS. Isso também influencia as parcelas variáveis menores verificadas nos meses subseqüentes, tendo em vista que o PLD apresentou preços mais baixos a partir de abril e o CMSE ter deixado de despachar algumas usinas por razões de segurança energética.

Portanto, um dos riscos associados aos Contratos por Disponibilidade decorre da possibilidade das usinas térmicas que participaram do certame serem despachadas por alguma razão, sendo que nessa situação o custo é absorvido pelas Distribuidoras, proporcionalmente aos valores contratados.

Com a finalidade transferir a responsabilidade pelos riscos hidrológicos aos compradores, as usinas associadas à modalidade de contrato por disponibilidade são modeladas sob o Agente Condomínio Virtual. É realizada uma contabilização em nome deste Agente, comparando a energia disponível e o montante de contratos que devem ser repassados às Distribuidoras. Além disso, é necessário incluir neste resultado os valores referentes aos recebimentos por encargos destas usinas. A Tabela 8.6 apresenta os resultados do Agente Condomínio Virtual nos meses de janeiro e junho de 2008.

Tabela 8.6 – Resultados do Agente Condomínio Virtual

Mês/Ano	Recebimento / Pagamento por Energia Comercializada no Curto Prazo	Recepimento / Pagamento	Recebimento / Pagamento Total do Agente
jan/08	35.176.314,77	1.641.334,22	36.808.649,00
fev/08	5.804.275,08	0,00	5.804.275,05
mar/08	-135.355,35	622,29	-134.733,06
abr/08	-14.825.221,30	420,86	-14.824.813,49
mai/08	-5.811.826,36		-5.811.826,36
jun/08	-10.658.332,37		-10.658.332,37

Fonte: (CCEE, 2008)

Nas contabilizações dos meses referentes ao ano de 2008<sup>66</sup>, os valores associados aos Encargos por razões de Segurança Energética e Ultrapassagem da CAR foram realizados em um sistema auxiliar de cálculo e, com isso, não estão contemplados na Tabela 8.6. Os valores finais foram bem maiores do que estes.

A diferença entre os meses de janeiro e fevereiro pode ser explicada pela alta do PLD no mês de janeiro. Em meses com o PLD em patamares normais a tendência é que as usinas térmicas permaneçam desligadas e isto pode gerar uma compra no mercado de curto prazo. Estes riscos são exclusivos das Distribuidoras. A partir do mês de março, com o PLD mais baixo, menos usinas foram despachadas e a diferença entre os contratos de venda do condomínio virtual e a geração verificada resultou em valor negativo na contabilização, que deve ser rateado entre todas as Distribuidoras com vínculos contratuais com este condomínio.

Os geradores que possuem compromisso em contratos na modalidade por disponibilidade devem disponibilizar o montante contratado ao conjunto de compradores. Para os geradores podem ser elencados três riscos nesta modalidade de contrato.

O primeiro e mais severo está relacionado à redução da Garantia Física associada ao empreendimento negociado no leilão. Esta perda ocorre em virtude de sucessivas indisponibilidades da usina, considerando um horizonte de 60 meses, que é comparada com indisponibilidade prevista utilizada no cálculo da Garantia Física. A diferença é apurada como energia indisponível, que deve ser valorada ao PLD máximo<sup>67</sup> diretamente na contabilização do Agente, conforme ilustrado na Figura 8.6.

Além dessa penalidade, baseada na Cláusula 14 do CCEAR, a Energia Indisponível resulta em montante associado ao contrato de venda do

-

<sup>&</sup>lt;sup>66</sup> A Resolução ANEEL nº 324/08 estabeleceu o prazo para a CCEE implementar estas regras em seu sistema operacionais até 1º de novembro de 2008.

gerador ao Condomínio Virtual. Esta venda está sujeita à verificação do lastro de venda para o Gerador e para não implicar em penalidade ao Agente este contrato de venda deve ser lastreado por um contrato de compra de uma usina no mesmo submercado e com data de início de operação comercial igual ou anterior à da usina com Energia Indisponível.

Uma forma de mitigar este risco é a utilização de eventual parcela da usina habilitada a participar do leilão e não negociada. Caso seja verificada perda de Garantia Física da parcela da usina comprometida com o Condomínio Virtual, antes da aplicação da penalidade da Cláusula 14, é realizada a transferência da Garantia Física da parcela da usina não negociada no leilão, que não esteja comprometida em contratos no Ambiente de Contratação Livre.

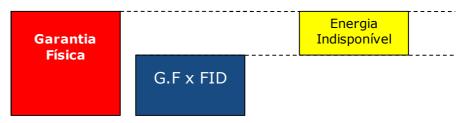


Figura 8.6 - Apuração da Energia Indisponível dos CCEARs

O segundo risco advém da verificação se o vendedor não considerou o abatimento das perdas da Rede Básica na Garantia Física do empreendimento, já que o contrato é considerado no Centro de Gravidade. Por exemplo: uma usina que possui uma Garantia Física de 100 MWh, admitindo-se um fator de perda de geração de 3%, esta usina disponibiliza ao Condomínio Virtual 97 MWh, ou seja, o conjunto de Distribuidoras paga por 100 MWh e recebe 97MWh. Esta diferença de 3 MWh é associada a um contrato de venda do gerador ao Condomínio Virtual, com a finalidade de repor a energia não entregue. Este contrato está sujeito a verificação de lastro de venda e pode ser coberto por qualquer tipo de contrato.

O terceiro risco está associado à exposição no mercado de curto prazo, apurada quando a usina tiver sido despachada. Como a parcela variável é apurada baseada na previsão de despacho, que resulta no PLD, o conjunto de

<sup>&</sup>lt;sup>67</sup> O PLD máximo para o ano de 2008 569,59 R\$/MWh − Fonte Resolução ANEEL nº 597/2007 e

Distribuidoras paga pela geração programada da usina. Como o gerador recebe por uma parcela de energia, a mesma deve ser entregue ao conjunto de Distribuidoras, proveniente de geração própria ou repasse de energia por meio de contrato de venda ao Condomínio Virtual. Este contrato não está sujeito a apuração de penalidades. Tem como finalidade apenas a transferência da responsabilidade na exposição do mercado de curto prazo do Condomínio Virtual para o gerador que não atendeu ao despacho.

## 8.3.4 Desconto Aplicado à Energia Incentivada

O grande risco da comercialização da energia incentivada ocorre em virtude da perda do desconto de um vendedor ser repassada aos seus compradores. Portanto este risco pode afetar todos os compradores de energia incentivada. Para demonstrar os prováveis riscos de perda de desconto foram elaborados alguns cenários fictícios. No exemplo base é ilustrado o cenário onde todos os geradores têm desconto de 50% e todos os Agentes têm lastro suficiente, ou seja, não há perda na aplicação do desconto.

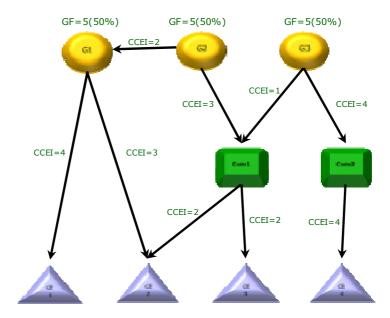


Figura 8.7 - Relações Comerciais - Exemplo Base

Figura 8.8 - Aplicação do Desconto - Exemplo Base

No exemplo 1 são adotadas as seguintes premissas:

- O Gerador G2 tem desconto igual a ZERO;
- Todos têm lastro suficiente.

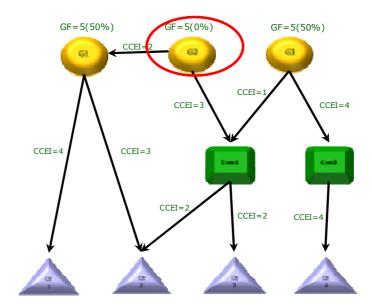


Figura 8.9 - Relações Comerciais - Exemplo 1

Neste exemplo somente o Gerador 3, o Comercializador 2 e o Consumidor Especial 4 mantém o desconto inicial, como demonstrado na Figura 8.10.

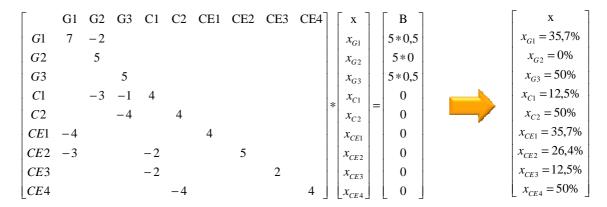


Figura 8.10 – Aplicação do Desconto – Exemplo 1

No exemplo 1 fica evidente que um problema verificado com o desconto do Gerador 2 tem efeito no desconto de todos os contratos baseados na Garantia Física deste gerador.

No exemplo 2, o Comercializador 1 apresenta uma venda maior do que o montante associado aos seus contratos de compra. Neste exemplo, os Consumidores Especiais 2 e 3 terão seus descontos impactados.

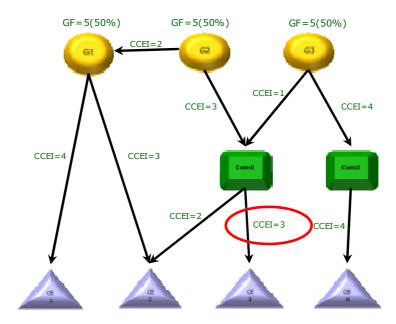


Figura 8.11 - Relações Comerciais - Exemplo 2

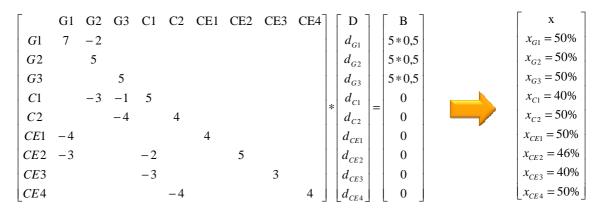


Figura 8.12 – Aplicação do Desconto – Exemplo 2

No exemplo 2 é demonstrado que os Consumidores Especiais 2 e 3 tem o desconto reduzido em conseqüência do problema de lastro de venda do Comercializador 1, que vende energia para ambos.

Pelo exposto nos exemplos 1 e 2, fica claro que a comercialização de energia incentivada introduz um risco considerável na aplicação do desconto a todos os compradores de energia incentivada, pois não é possível ao Agente gerenciar este risco de seus vendedores.

Este risco tende a tornar este nicho de mercado mais rigoroso na escolha de seus fornecedores, pois é a maneira mais segura de garantir a aplicação do desconto nominal.

Por enquanto ainda não é possível analisar os resultados deste processamento, pois a CCEE não os divulgou ao público.

## 8.3.5 Reposição dos Montantes Contratados

O modelo de contratação proveniente dos leilões resultou, pelo menos por enquanto, em uma possibilidade de um montante demasiadamente grande descontratado quase que ao mesmo tempo. Isso fica evidenciado pelo resultado dos primeiros leilões de energia existente, que são apresentados na Tabela 8.7.

Tabela 8.7 - Montantes Contratos em CCEARs de 2005 a 2007 - Fonte CCEE

		Fornecimento	Fornecimento	Fornecimento
Leilão	Ano de realização	2005 - 2012	2006 - 2013	2007 - 2014
		MW Médio	MW Médio	MW Médio
1°	2004	9054	6782	1172
5º	2006			204
Total		9054	6782	1376

Em três anos, de 2013 a 2015, serão verificados um montante de aproximadamente 17.000 MW médios descontratados. Isto pode ser explicado pelo fato das reduções dos contratos iniciais, que foram praticamente extintos ao final de 2006 e pela retração do consumo devido a eficiência energética pósracionamento.

O problema desta sobra descontratada é que atualmente o cenário é outro e não há tanta folga com relação ao total da energia disponível para venda e o consumo no SIN, o que pode resultar preços mais elevados. Além disso, deve

ser considerado que em 2004 e 2005 o consumo associado aos Consumidores Livres era menor do que hoje e este mercado ainda pode aumentar até 2013.

Portanto, fica evidente que há problema de incerteza com relação ao preço da tarifa neste momento de recontratação por parte das Distribuidoras, o que também deve afetar a contratação no Ambiente de Contratação Livre.

Segundo Ramos (2007), uma das formas de mitigar este risco seria a antecipação de leilões de recontratação e fracionamento do bloco a ser contratado, com durações diferenciadas.

## 8.3.6 Riscos Associados à Construção dos Novos Empreendimentos

Um dos principais riscos a ser considerado pelos geradores é a incerteza com relação ao andamento das obras na construção do empreendimento licitado. Isto ocorre principalmente, pelo fato de alguns empreendimentos terem apenas a Licença Prévia Ambiental, o que ocorre com todos os Projetos Estruturantes.

A Aneel, por meio da Resolução nº 165/2005, estabeleceu que em caso de atraso no início da operação comercial do empreendimento, o Agente Vendedor deve celebrar contratos de compra para atender os contratos originais, sem prejuízo de possíveis penalidades.

Independente do custo do contrato de compra, o repasse do vendedor ao consumidor final é feito considerando o menor valor entre:

- O valor da energia do contrato de compra;
- O custo variável de geração ou disponibilização da energia, em caso de empreendimento termelétrico;

- O Preço de Liquidação de Diferenças acrescido de 10%;
- O preço da energia no contrato de venda original, limitado às condições e percentuais a seguir:
  - o Para atraso de até três meses; 90%
  - Para atraso superior a três e de até seis meses: 85%
  - o Para atraso superior a seis e de até nove meses: 80%
  - Para atraso superior a nove e de até doze meses: 70%
  - Para atraso superior a doze meses: 50%.

## 8.4 Mecanismo de Redução da Energia Assegurada – MRE

Como informado anteriormente o MRE é um mecanismo financeiro de compartilhamento de risco hidrológico. Como o ONS tem controle sobre a geração das usinas hidráulicas, os proprietários destas usinas podem ter seus dados de geração influenciados pela coordenação centralizada do SIN. Isso poderia resultar em algumas situações comercialmente desfavoráveis para o gerador.

Esse mecanismo auxilia os geradores na hora de prever suas vendas ao longo do ano, em contrapartida expõe o gerador a alguns riscos que não são gerenciáveis.

O primeiro deles está no fato do processamento do MRE considerar todo o SIN, ou seja, a meta é entregar a todas as usinas a sua Energia Assegurada, porém isso pode acontecer em submercados diferentes. Como exemplo de aplicação do mecanismo, considere-se dois submercados, duas usinas com superávit de energia e duas usinas com déficit, conforme ilustrado na Figura 8.13.

O processamento do MRE apesar de considerar o SIN, prioriza a realocação dentro do próprio submercado, com o objetivo de maximizar a quantidade de energia realocada no mesmo. Nesta etapa o usina U2 transfere 10 MWh para a usina U1 e a usina U4, o montante necessário para completar a energia assegurada da usina U3. Para entregar a energia assegurada da usina U1 é feita a realocação entre submercados diferentes. Nesta etapa a usina U4 realoca 10 MWh para a usina U1, conforme ilustrado na Figura 8.14.

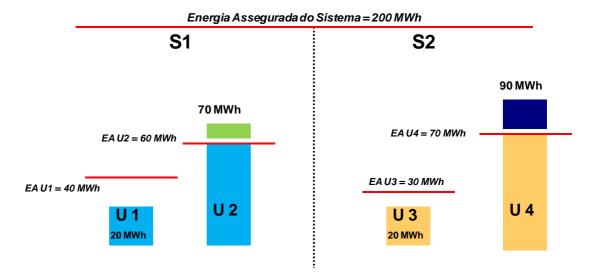


Figura 8.13 - Processamento do MRE - Início

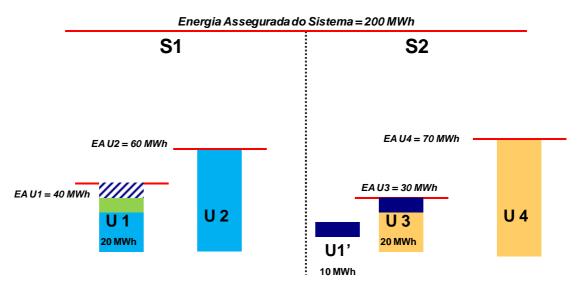


Figura 8.14 - Processamento do MRE - Resultado Final

Este mecanismo introduz um risco não gerenciável ao gerador, o que pode ser exemplificado pelos dados associados a usina U1. Esta usina recebeu 10 MWh da usina U4 no submercado S2, que é valorada ao preço deste submercado. Admitindo-se que essa usina tenha toda sua energia assegurada comprometida com contrato em seu próprio submercado. Os efeitos da contabilização são demonstrados na Tabela 8.8.

Tabela 8.8 – Resultado do Mercado de Curto Prazo

Submercado	Energia Disponível	Contratos	Exposição	PLD	Resultado
Submercado	MWh	MWh	MWh	R\$/MWh	R\$
S1	30	40	-10	60	-600
S2	10	0	10	60	600

Fica evidente que o gerador, ao participar do MRE pode sofrer influência da variação do PLD, porém existe um mecanismo para mitigação de risco que será detalhado no próximo tópico.

Outro risco decorrente do processamento do MRE é a aplicação de ajuste da energia, que ocorre quando a energia produzida por todas as usinas hidrelétricas participantes do MRE é inferior ao somatório da Energia Assegurada associada a este mecanismo. Para exemplificar isto, deve ser considerado que na Figura 8.13 a usina U4 tenha produzido 70 MWh e não os 90 MWh indicado anteriormente, conforme ilustrado pela Figura 8.15.

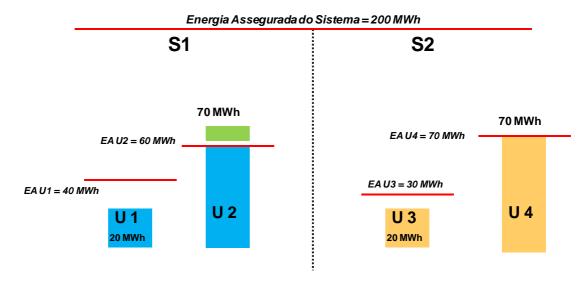


Figura 8.15 – Processamento do MRE – Geração Menor que Assegurada

Neste novo cenário não é possível garantir que todas as usinas recebam sua Energia Assegurada, sendo necessário ajustar este parâmetro de todas as usinas, como demonstrado abaixo:

Fator de Ajuste = 
$$\frac{\text{Total de Energia Gerada}}{\text{Total de Energia Assegurada}} = \frac{180MWh}{200MWh} = 0.9$$

Aplicando este fator sobre a Energia Assegurada de cada uma das usinas é obtida a Energia Assegurada Ajustada, que será entregue à usina. A Tabela 8.9 demonstra a aplicação desse ajuste.

Usina	Energia Assegurada	Fator de Ajuste	Energia Assegurada Ajustada	
	MWh		MWh	
U1	40		36	
U2	60	0.0	54	
U3	30	0,9	27	
114	70	]	63	

Tabela 8.9 - Processamento do MRE - Ajuste da Energia Assegurada

Após este ajuste é possível realizar o processamento do MRE, ilustrado na Figura 8.16.

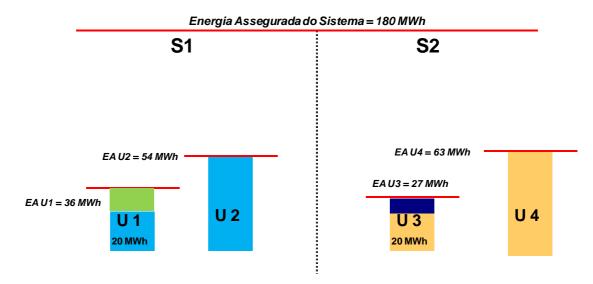


Figura 8.16 - Processamento do MRE com Energia Assegurada Ajustada

Como exemplificado na Figura 8.16, todas as usinas recebem esta Energia Assegurada Ajustada, isto implica que estas usinas recebem ao final deste processamento um montante de energia menor do que a Energia Assegurada original. Caso o proprietário da usina tenha vendido toda a sua Energia Assegurada, este processamento resultará em uma exposição ao PLD. Utilizando a usina U1 como exemplo para fins de contabilização tem-se que:

Tabela 8.10 – Exemplo de Contabilização – Usina 1

<b>Energia Disponível</b>	Contratos	Exposição	PLD	Resultado
MWh	MWh	MWh	R\$/MWh	R\$
36	40	-4	60	-240

Portanto, ao fim do processamento do MRE o Gerador pode estar sujeito a um risco de exposição ao PLD<sup>68</sup> em virtude do regime de operação de todas as usinas do SIN, considerando que o controle desta operação é responsabilidade do ONS. Quanto menor a sobra de energia do Agente em relação à sua energia assegurada maior será a possibilidade de apresentar esta exposição.

Esta situação pode ocorrer basicamente nos seguintes cenários:

- Baixa demanda por energia elétrica, o que retrai também a geração, já que a energia elétrica não é um produto estocável;
- Escassez de recursos hídricos, o que tende a aumentar a produção de energia proveniente das usinas térmicas.

## 8.4.1 Mecanismo de Redução de Energia Assegurada

Outro mecanismo que pode apresentar riscos às operações de compra e venda de energia para os Geradores é o Mecanismo de Redução da Energia Assegurada – MRA, que consiste na comparação da indisponibilidade

prevista da usina, que foi utilizada como base para o cálculo da Energia Assegurada, com a indisponibilidade verificada da usina. Caso a indisponibilidade verificada seja maior do que a de referência, a usina tem sua Energia Assegurada ajustada. Esta comparação é feita levando-se em consideração os últimos 60 meses. A Energia Assegurada Ajustada da usina servirá como base para o processamento do MRE e acaba gerando os mesmos efeitos abordados na seção anterior, porém aqui o ajuste é feito considerando apenas uma usina.

#### 8.5 Excedente Financeiro

Como vimos anteriormente o excedente financeiro pode ser dividido em duas parcelas: uma para os Geradores e outra para as Distribuidoras.

#### 8.5.1 Excedente Financeiro dos Geradores

O Excedente Financeiro funciona com a finalidade de um mecanismo de mitigação de risco para os Agentes devido a diferença de preços entre submercados, como abordado em capítulos anteriores.

Basicamente existem dois riscos que este mecanismo pode introduzir aos Agentes. O primeiro é não dispor de recursos financeiros suficiente para abater as exposições negativas ou "prejuízos". O segundo é baseado na forma de tratar as exposições negativas não aliviadas, que são rateadas entre todos os

٠

<sup>&</sup>lt;sup>68</sup> A volatilidade de o PLD já foi abordada anteriormente.

geradores proporcionalmente à Energia Assegurada. Portanto mesmo que um Agente não tenha exposições positivas ou negativas pode ter que contribuir com este rateio.

Os resultados do Excedente Financeiro dos Geradores são exibidos na Tabela 8.11.

Tabela 8.11 – Resultados do Excedente Financeiro – Fonte: (CCEE, 2007 e 2008)

Mês / Ano	Excedente Financeiro	Exposições Positivas	Exposições Negativas	Exposições Residuais	Compensação do Mês Anterior
	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
jun/06	,	7.408.953,19	23.846.129,84	0,00	
jul/06		3.468.138,73	16.062.252,09	9.538.934,48	
ago/06	3.075.964,05	1.059.727,09	14.541.995,37	10.406.304,23	
set/06	11.174.299,01	501.373,14	17.563.763,49	5.888.091,34	
out/06		42.996,05	21.172.524,53	16.517.736,85	
nov/06	11.356.039,02	33.892,98	24.719.498,29	13.329.566,29	
dez/06	14.918.734,47	3.505.907,10	19.708.201,48	1.283.559,91	
jan/07	10.202.818,70	2.988.777,47	8.704.737,03	0,00	1.283.559,91
fev/07	0,47			0,00	
mar/07	0,97			0,00	
abr/07	26.960.624,92	2.512.063,42	3.930.054,33	0,00	
mai/07	49.961.656,99	40.847.071,21	33.220.104,87	0,00	
jun/07	40.668.719,59	40.539.611,80	36.031.129,80	0,00	
jul/07	1.629.990,71	533.112,28	1.013.075,09	0,00	
ago/07	7.836.758,93	3.609.154,40	7.413.884,45	0,00	
set/07	145.042,34	251.827,94	404.855,58	7.985,30	
out/07	118.544,93	1.596,66	196.313,73	76.172,14	
nov/07	-14,51			0,00	
dez/07	6,81			0,00	
jan/08	-8.630.351,14	11.159.322,87	64,07	0,00	
fev/08	28.747.580,97	135.305,78	26.972.213,07	0,00	
mar/08	19.720.489,96	7.855.639,79	13.507.805,33	0,00	
abr/08	48.801.080,24	2.301.714,46	22.494.086,24	0,00	
mai/08	15.034.637,43	109.516,30	4.787.091,76	0,00	
jun/08	-106.031,52	621.493,00	73.215,63	0,00	

No período de julho a dezembro de 2006 foi verificado que não houve recursos suficientes para aliviar as exposições negativas, dessa forma o valor indicado como Exposições Residuais é rateado proporcionalmente à Energia Assegurada dos Geradores. Porém no ano de 2007, foi verificada a situação inversa, exceto nos meses de setembro e outubro de 2007.

## 8.5.2 Excedente Financeiro das Distribuidoras

Basicamente o processo é análogo ao que foi visto para os geradores, tendo inclusive os mesmos riscos. As exposições são rateadas proporcionalmente aos contratos CCEARs das Distribuidoras.

Os resultados do Excedente Financeiro das Distribuidoras são exibidos na Tabela 8.12.

Tabela 8.12 – Alívio de Exposição de CCEARs

Mês / Ano	Exposição Positiva	Exposição Negativa	Valor Total das Penalidades em Base Anual	Sobra das Exposições Positivas	Exposição Financeira Residual
	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
jun/06	101.582.097,46	85.885.694,71	104.110,84	15.800.513,59	0,00
jul/06	121.081.307,56	106.911.731,49		14.418.357,34	,
ago/06	109.529.873,42	95.722.925,79		13.987.471,88	0,00
set/06	114.948.485,22	99.096.987,38	101.597,12	15.953.094,96	0,00
out/06	101.516.152,77	87.512.775,84	367.500,15	14.370.877,08	0,00
nov/06	121.965.205,77	104.168.095,22	129.113,24	17.926.223,79	0,00
dez/06	99.547.021,41	85.297.533,33	146.288,17	14.395.776,25	0,00
jan/07	18.265.290,96	19.844.925,86	140.168,12	0,00	1.439.466,78
fev/07	0,00	0,00	7.565,20	7.565,20	0,00
mar/07	0,00	0,00	361.141,11	361.141,11	0,00
abr/07	58.086.598,77	58.461.076,68	174.661,31	0,00	199.816,60
mai/07	66.703.876,34	59.110.072,54	0,00	7.593.803,80	0,00
jun/07	55.064.535,02	49.316.908,47	331.888,31	6.079.514,86	0,00
jul/07	9.676.067,44	9.251.314,48	194.032,39	618.785,35	0,00
ago/07	20.041.099,54	20.701.436,68	170,01	0,00	660.167,13
set/07	1.370.975,85	1.229.376,20	463.389,83	604.989,48	0,00
out/07	1.515.068,91	1.194.280,56	295.412,22	616.200,57	0,00
nov/07	0,00	0,00	934.773,14	934.773,14	0,00
dez/07	0,00	0,00	889.197,84	889.197,84	0,00
jan/08	12.228.912,03	12.298.866,84	7.391.986,72	7.322.031,91	0,00
fev/08	31.615.692,96	31.382.752,65	7.457.554,99	7.690.495,30	
mar/08	22.496.745,41	26.412.186,43	7.520.530,59	3.605.089,57	0,00
abr/08	26.121.386,13	31.912.847,47	7.585.493,95	1.794.032,61	0,00
mai/08	6.214.040,47	6.416.488,92		60.960.293,22	
jun/08	2.279.439,69	2.209.747,01	306.857,25	376.549,93	0,00

Fonte: (CCEE, 2007 e 2008)

Só não houve recursos para aliviar a exposição negativa dos Distribuidores em três ocasiões no período analisado. Na maioria dos meses foi verificada Sobra das Exposições Positivas, que é rateada proporcionalmente ao montante contrato associado aos CCEARs.

Portanto, o risco é que não haja recursos suficientes para processar o alívio do excedente financeiro e com isso estes Agentes teriam que arcar com as perdas financeiras decorrentes da exposição ao PLD em submercados diferentes.

## 8.6 Encargos de Serviços do Sistema

Como abordado anteriormente, os encargos de serviços do sistema têm a finalidade de remunerar a prestação de serviços dos geradores, visando a manutenção e estabilidade do SIN, que devem ser pago pelos consumidores.

Praticamente em todos os meses é verificada a existência de remuneração de encargos aos geradores, porém existem formas para diminuir este pagamento, o que depende da arrecadação de recursos para este fim.

O problema deste pagamento é que não existe uma forma de fazer a previsão do montante a pagar, o que pode trazer complicações ao fluxo de caixa dos Agentes, principalmente aos Consumidores Livres. A Tabela 8.13 demonstra o histórico de pagamentos dos encargos.

Os dados disponibilizados na Tabela 8.13 indicam as fontes de pagamento de encargos, que são obtidas de acordo com a operação no SIN. O rateio do pagamento destes encargos segue as regras citadas em capítulos anteriores, e está ilustrado na Figura 8.17.

Tabela 8.13 - Pagamento de Encargos

Mês / Ano	Recebimento por Restrição de Operação	Recebimento por Serviços Ancilares	Recebimento por Segurança Energética	Recebimento por Ultrapassagem da CAR	Reservas para Alívio de ESS	Saldo do EF para o mês	Pagamento por ESS (calculado)
	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
jun/06	26.330.433,75	2.779.490,83			10.653.241,31		18.456.683,27
jul/06	27.010.068,20	3.272.563,55			0,00	13,06	
ago/06	25.381.136,69	2.760.849,51			0,00		28.141.986,20
set/06	28.917.648,09	2.741.687,68			0,00		31.659.335,77
out/06	6.472.342,09	2.708.614,62			0,00		9.180.956,71
nov/06	15.193.990,21	2.720.507,55			0,00		17.914.497,76
dez/06	46.324.253,39	2.726.740,57			0,00		49.050.993,96
jan/07	4.209.278,35	2.928.049,30			3.203.299,23		3.934.028,42
fev/07	8.225.484,07	2.507.524,88			0,47		10.733.008,48
mar/07	6.544.618,09	2.607.252,27			0,97		9.151.869,39
abr/07	14.332.535,05	1.723.600,91			25.542.634,01		0,00
mai/07	12.599.816,50	1.201.801,27			57.588.623,33	9.448.856,22	0,00
jun/07	17.050.564,67	1.812.702,89			45.177.201,59	53.247.300,80	0,00
jul/07	14.292.248,79	2.725.150,00			1.150.027,90	79.891.287,38	0,00
ago/07	41.581,45	1.682.556,03			4.032.028,88	64.493.619,93	0,00
set/07	1.278.765,42	3.016.957,98			0,00	67.273.164,96	0,00
out/07	9.806.317,58	2.278.897,24			0,00	63.383.626,27	0,00
nov/07	4.065.727,97	1.936.965,89			0,00	51.530.892,66	0,00
dez/07	21.505.304,03	2.348.529,26	20.869.450,59		6,81	45.961.958,79	0,00
jan/08	6.323.407,05	2.592.598,23	33.686.390,99	1.699.404,58	2.528.907,66	1.504.640,74	40.265.253,00
fev/08	380.560,80	2.694.403,03	259.291.297,94	22.802.309,73	1.913.418,77	2.745,08	283.229.628,10
mar/08	3.536,31	3.432.177,61	438.342.592,15	0	14.068.324,42	0,00	427.709.981,65
abr/08	4.838.518,65	3.769.092,73	305.283.273,94	0	28.608.708,46	0,00	285.257.635,60
mai/08	570.550,79	4.490.710,49	207.811.261,18	0	10.357.061,97	0,00	202.515.460,49
jun/08	776.516,31	2.742.033,94	168.413.684,87	0	442.246,06	1,00	171.489.989,07

Fonte: (CCEE, 2007 e 2008)

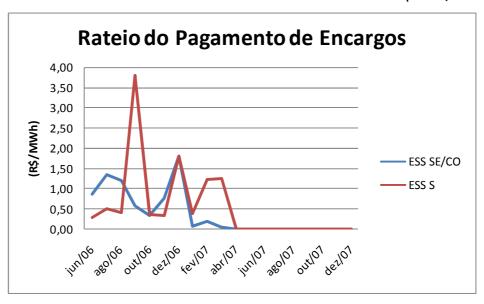


Figura 8.17 – Rateio do Pagamento de Encargos – Fonte: (CCEE, 2007 e 2008)<sup>69</sup>

<sup>69</sup> O gráfico da Figura 8.17 não apresenta os dados a partir de janeiro de 2008, pois as regras dos encargos novos (Segurança Energética) não estão implementadas no sistema computacional onde e processada a contabilização.

No início de 2008 tem-se verificado uma nova incerteza, devido à criação dos novos encargos, o que é traduzido como um montante a pagar de encargos por razões de segurança energética muito elevado. Segundo estimativas divulgadas no Canal Energia, de janeiro a abril este pagamento totalizou o montante de R\$ 1,2 bilhão, valores muito acima dos disponibilizados na Tabela 8.13. (Canal Energia, 05/05/2008).

Porém, no início de maio, o CMSE se reuniu e decidiu pelo desligamento das usinas termelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível, que possuem o custo de operação mais elevado do que as usinas movidas a carvão mineral e gás natural. As usinas desligadas totalizam cerca 2,2 mil MW.

A criação dos novos encargos introduziu um risco significativo, já que os montantes apurados foram muito elevados, podendo ocorrer em qualquer período do ano, com maiores chance de acontecer no início do período úmido em quase todos os submercados do SIN, em decorrência das chances de atrasos do início das chuvas, como o que ocorreu no início de 2008.

É importante ressaltar que a apuração dos encargos só é divulgada ao final do processo de contabilização, ou seja, 20 dias úteis após o término do mês de referência.

#### 8.7 Penalidades

A comercialização de energia elétrica deve ser realizada tendo em mente que os vendedores só podem vender o montante de energia que têm como lastro, e ao mesmo tempo, os consumidores têm que apresentar lastro para o consumo verificado, tudo em um horizonte de 12 meses.

Este risco é gerenciável pelos Agentes.

# 8.8 Repasse dos Custos das Distribuidoras aos Consumidores Livres

Um risco inerente às empresas de Distribuição se configura na questão do repasse tarifário aos consumidores finais. Maia (2008) apontou que este repasse é defasado no tempo, podendo ocorrer somente um ano depois do pagamento realizado pela Distribuidora. Portanto alguns itens mencionados neste capítulo, como as altas do PLD e dos pagamentos de encargos devem ser absorvidos por estes Agentes e só na revisão e/ou reajuste da tarifa da Distribuidora é que este custo será repassado ao consumidor final.

As Distribuidoras podem contratar até 103% do consumo que a legislação prevê para fins de repasse do custo com a aquisição de energia ao consumidor final. O valor excedente é tratado como ganhos ou perdas da Distribuidora. Caso a Distribuidora esteja subcontratada é apurada penalidade, que não é passível de repasse na tarifa. As condições básicas de repasse da Distribuidora são ilustradas na Figura 8.18.

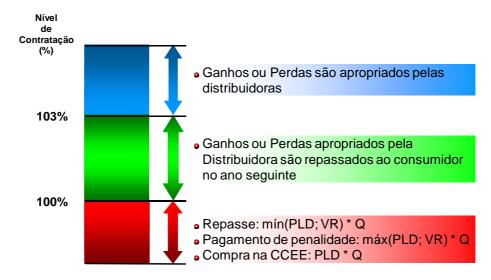


Figura 8.18 – Condições Básicas de Repasse das Distribuidoras – Fonte: (RAMOS, 2007))

## 8.9 Riscos Regulatórios

Segundo Tonelli (2006), outro risco que pode afetar a comercialização de energia elétrica é a estabilidade regulatória. Embora em diversos pontos seja demonstrada preocupação com este item, em outros pontos trouxeram impactos negativos a mercado. Exemplo disso é tentativa de retroatividade das regras, na tentativa de retroagir a cobrança da RTE dos consumidores livre, o que não foi adiante devido à repercussão desta decisão.

Outro exemplo é caso das regras de comercialização da energia incentivada, que foi regulamentada ao final de 2007, porém as regras só foram definidas em novembro de 2008, o que pode gerar incertezas, já que o mercado não sabe detalhes de uma operação que afeta fortemente o fluxo de caixa dos Agentes

## 8.10 Conclusões Parciais

A questão dos riscos e incertezas aqui apresentadas não deve ser tratada como um entrave na comercialização de energia elétrica, mas deve ser mensurada e conhecida por todos os participantes. Conhecendo todos os riscos é importante fazer simulações, com os mais diversos cenários para emular situações que podem ocorrer e evitar alguma surpresa desagradável.

Os pontos aqui analisados permitem concluir que a situação limite expõe os Agentes a maiores riscos. Isso pode ser exemplificado no caso de um gerador que venda toda a sua garantia física, resultado em um risco maior pela aplicação dos fatores de perda, culminando na exposição ao PLD e

consequentemente infração por insuficiência de lastro de venda. Esse mesmo conceito se aplica ao consumidor que subestima o fator de perdas.

A volatilidade do PLD não impacta somente os resultados apurados na CCEE. Os preços negociados no mercado de curto prazo são fortemente afetados pela conjuntura momentânea, tendo em vista que se o vendedor não comprometer a energia disponível em contratos, a mesma será liquidada no mercado SPOT. Além disso, foi demonstrando que entre os anos de 2013 a 2015 haverá um montante de 17.000 MW médios e este montante descontratado pode inflacionar o preço praticado pelo mercado. Estes aspectos podem ser reduzidos, caso exista uma estratégia de contratação de longo prazo.

Entretanto as incertezas associadas à operação do SIN, como o MRE, os encargos de serviços do sistema são difíceis de estimar e única forma de ter alguma base é acompanhar o planejamento da operação, o Planejamento Mensal de Operação – PMO – elaborado pelo ONS.

A proposta de alteração de metodologia de apuração da Garantia Financeira, que utiliza como base o resultado previsto para as próximas seis liquidações, tende a explicitar os riscos associados ao curto prazo. Como abordado no capítulo anterior, ainda não há uma regra definida, porém ao seguir o conceito de cenários futuros, os Agentes teriam condições de prever os resultados da contabilização e tomar decisões visando mitigar efeitos indesejados.

Nessa perspectiva, é oportuno ressaltar que as regras de comercialização são complexas, porém todos os participantes da comercialização de energia devem ter conhecimento prévio de todos os pontos para adotar estratégias para mitigar os riscos intrínsecos ao processo de comercialização de energia.

## 9. CONCLUSÕES

Ao longo da pesquisa para realizar este trabalho, ficou evidente que o Setor Elétrico Brasileiro evolui constantemente. Os trabalhos resultantes do Projeto RE-SEB foram muito importantes para garantir a expansão do setor elétrico e evitar o colapso do modelo, além de colocar o Brasil em sintonia com uma tendência mundial, pois hoje o capital privado é participante em diversos mercados de energia mundo afora, permitindo a ocorrência da competição entre os Agentes setoriais.

Outro aspecto fundamental é o fato de que modelo setorial inicialmente apresentava alguns pontos que não funcionavam adequadamente, porém foram adotadas medidas corretivas, que na maioria das vezes resolveram os problemas verificados principalmente na crise do racionamento. Apesar de diversas mudanças verificadas nestes 13 anos, é possível identificar que os pontos que funcionavam adequadamente apresentam basicamente o mesmo conceito inicial. Como mencionado durante o desenvolvimento deste trabalho, um dos pilares deste modelo atual é manter a estabilidade regulatória, almejando atrair investimentos do capital privado na expansão do setor.

Cabe ressaltar que muitas mudanças verificadas no 2º Ciclo de Reestruturação foram baseadas em reflexões feitas em momentos críticos, como o racionamento de energia. Como exemplo disso, pode ser citada a criação do CMSE, que entre uma de suas atribuições básicas prevê a troca de informações, periodicamente, entre as principais instituições do setor elétrico brasileiro, tendo em vista que um dos pontos mais criticados no modelo resultante do 1º Ciclo de Reestruturação foi a falta de comunicação entre as principais instituições do setor, o que contribui para a ocorrência do racionamento.

As mudanças verificadas nas formas de contratação demonstram a continuidade das melhorias do modelo vigente, passando pelos contratos do

PROINFA, os CCEARs e a comercialização de energia incentivada. O foco principal das alterações, como se observou ao longo do texto, foi a mitigação da dificuldade na atração de investimentos em novos empreendimentos de geração, ou seja, focado na expansão da oferta de energia.

O 2º Ciclo de Reestruturação pode ser entendido como um aperfeiçoamento do modelo anterior, corrigindo alguns pontos frágeis e/ou críticos. Também foram incorporados novos conceitos como a questão da modicidade tarifária, que promoveu impactos profundos na forma de contratação pelos Agentes.

Porém, o modelo vigente não é imune a falhas, apresentando alguns pontos que não são unanimidade entre os especialistas do setor e podem ser apontados como carentes de melhorias.

O primeiro deles é a formação do preço de mercado de curto prazo, que apresenta uma alta volatilidade, dificultando a previsão por parte dos Agentes. Além disso, nos meses de janeiro e fevereiro de 2008, foram verificados valores muito elevados, resultando em montantes elevados de inadimplência na realização da Liquidação Financeira, impactando os resultados da liquidação dos meses subseqüentes, em virtude da metodologia de tratamento da inadimplência. A necessidade destas melhorias já foi identificada pelo governo e, ao que tudo indica, em breve devem ser apresentadas novas propostas para formulação do preço "spot".

Ainda mencionando a questão da previsibilidade, outro ponto que precisa ser aperfeiçoado é a apuração dos encargos de serviços do sistema, que sempre foram divulgados junto com os resultados da contabilização, não sendo possível uma estimativa segura da ordem de grandeza destes valores, que ultimamente são muito influenciados pelas usinas despachadas fora de mérito, por questão de razão de segurança energética. A conseqüência disso se traduz na ocorrência de significativos valores financeiros a serem desembolsados pelos Agentes compradores na CCEE, impactando severamente seu fluxo de caixa.

Este fator pode ser amenizado de acordo com a nova proposta de apuração da Garantia Financeira.

Outro ponto que deve ser tratado com atenção é a descontratação de aproximadamente 17.000 MW Médios entre os anos de 2013 e 2015, o que requer cuidados com a finalidade de mitigar os riscos de elevação do preço de comercialização da energia elétrica, sendo recomendáveis estudos almejando a antecipação desta recontratação.

Um dos aspectos mais críticos é a falta de exigência de lastro de longo prazo no mercado livre, o que pode estimular os consumidores livres a aproveitarem a conjuntura de preços baixos, já que, historicamente, é o cenário mais freqüente. Esta falha pode ser mitigada a partir da exigência de lastro qualificado, ou seja, uma porcentagem mínima de contratos de longo prazo, por exemplo, de 15 ou 10 anos. Também seria importante prever a possibilidade dos consumidores livres participarem dos leilões de novos empreendimentos de geração, criando uma forma dos consumidores contribuírem com um sinal econômico na expansão do parque gerador. Com a finalidade de reduzir os riscos de incerteza com relação ao consumo, esta contratação poderia ser feita por meio de Certificados de Energia, que poderiam ser negociados entre Agentes e não-Agentes, conforme mencionado no desenvolvimento do trabalho. Além disso, o Decreto 5.163/04 menciona que a partir de 2010 será verificado o lastro de potência, o que deve estimular os consumidores a modularem suas cargas, fornecendo indicativos para valorizar mais o patamar pesado.

Embora o setor elétrico brasileiro tenha uma história recente almejando a competição, é observado que este modelo segue o caminho da consolidação. Isso é possível perceber, a partir da observação do ingresso cada vez maior dos consumidores livres no ACL e pela credibilidade que as principais instituições do setor alcançaram. Porém, como apresentado ao longo do trabalho, ainda há possibilidades de melhorias. Contudo, este modelo deve passar por um grande teste nos próximos anos, que é apresentar capacidade de atendimento à

demanda por energia que cresce continuamente, sendo necessária a construção de novas usinas para não comprometer o abastecimento.

## **REFERÊNCIAS**

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES LIVRES – ABRACE. Desenvolvimento Sustentável do Mercado Livre de Energia – Venda antecipada de energia para expansão da oferta.

ABDO, J. M. M. A Situação Atual e as Perspectivas do Setor Elétrico Brasileiro. Brasília, 31 jul. 2001. Palestra proferida por ocasião da Reunião na Confederação Nacional da Indústria, 2001.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em 04 abr. 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Audiência Pública ANEEL nº 05/2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Audiência Pública ANEEL nº 05/2008. Obter subsídios e informações adicionais para elaboração de ato regulamentar, a ser expedido pela ANEEL, para aprovação das modificação nas Regras de Comercialização de Energia Elétrica, de modo a atender o disposto na Resolução CNPE nº 08, de 20 de dezembro de 2007.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Cadernos Temáticos ANEEL. Energia Assegurada. Brasília. 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Nota Técnica nº 012/2002. Curva Bianual de Segurança e Aversão a Risco para a Região Sudeste/Centro-Oeste para 2002/2003.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Nota Técnica nº 303/2004 – SER-SRD-SRT/ANEEL. 2004

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Nota Técnica ANEEL nº 055/2006 – SEM/ANEEL. Análise das contribuições à Audiência Pública AP 034/2005, referente ao módulo das Regras de Comercialização de Energia Elétrica que trata do cálculo de garantias financeiras.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Nota Técnica nº 30/2003 – SEM/ANEEL. Alteração da sistemática de estabelecimento do preço mínimo do Mercado de Curto Prazo

AGÊNCIA NACIOAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Nota Técnica nº 118/2003 – SEM/ANEEL. Regulamentação da curva do Custo do Déficit de energia elétrica e do limite máximo do preço de mercado de curto prazo.

AGÊNCIA NACIOAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Nota Técnica nº 285/2006 – SRE/ANEEL. Estabelecimento das Quotas de Custeio e de Energia Elétrica referentes ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA para o ano de 2007, atendendo ao disposto no Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004. 2006.

AGÊNCIA NACIOAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL – Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade – SRC. **Resolução Normativa nº 247/2006 – Comecialização de Fontes Incentivadas com Unidades Consumidores ≥ 500 kW.** Palestra apresentada por ocasião do 8º Encontro de Negócios de Energia, São Paulo, Brasil, 2007.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Estabelece as condições relativas à contratação de energia elétrica pelos consumidores livres. Resolução ANEEL nº 264, 13 de agosto de 1998

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Estabelece as disposições atualizadas e consolidadas, relativas as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, a serem observadas na prestação e utilização do serviço público de energia elétrica, tanto pelas concessionárias e permissionárias quanto pelos consumidores. Resolução ANEEL nº 456, 29 de novembro de 2000.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Decide prorrogar o prazo para que os agentes comercializadores, interessados em participar dos leilões de compra de energia elétrica, proveniente de novos empreendimentos de geração, requeiram sua habilitação junto à ANEEL, na forma prevista na Portaria MME 321 DE 06.12.2004, e bem como altera a redação do art. 3º da Portaria MME 120 de 17.03.2005. Resolução nº 330, 13 de agosto de 2001.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Fixa as datas limite para entrada em operação comercial do sistema de medição de faturamento de energia elétrica e estabelece a responsabilidade pela respectiva implementação, em conformidade com a Resolução ANEEL 281 de 01.10.1999. Resolução nº 344, 25 de junho de 2002.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. 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 art. 5º da Resolução ANEEL 249 de

11.08.1998, bem como altera o art. 1º da Resolução 091 de 27.02.2003. Resolução nº 352, de 22 de julho de 2003.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Estabelece procedimentos para atualização da curva do Custo de 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, 23 de dezembro de 2003.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Aprova as Regras de Mercado, componentes da versão 3.5, que incorpora incentivo à eficiência de usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.Resolução nº 688, de 24 de dezembro de 2003 e relatório de aprovação da ANEEL.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Estabelece os critérios para composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN, e altera os arts. 18 e 21 da Resolução ANEEL 281 de 01.10.1999. Resolução nº 67, de 08 junho de 2004.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Estabelece as disposições consolidadas relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição – TUSD e da tarifa de energia elétrica – TE, bem como altera e revoga as Resoluções Normativas ANEEL especificadas. Resolução nº 166, de 10 de outubro de 2005.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Estabelece as quotas de custeio e as de energia elétrica, para o ano de 2006, referentes ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, bem como altera o parág. 1º do art. 8º, e revoga o parág. 5º do art. 2º, da Resolução Normativa ANEEL 127 de 06.12.2004. Resolução nº 250, de 28 de novembro de 2005.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Altera a forma de cálculo de garantias financeiras das Regras de Comercialização de Energia Elétrica, aprovadas pela Resolução Normativa ANEEL 150 de 28.02.2005, bem como aprova as alterações do Procedimento de Comercialização PdC LF.01 – Liquidação Financeira, contida no Anexo II da Nota Técnica SEM/ANEEL 055 DE 22.03.2006. Resolução nº 216, de 04 de abril de 2006.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou

igual a 500 kW, no âmbito do Sistema Interligado Nacional – SIN. Resolução ANEEL nº 247, de 21 de dezembro de 2006

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Altera o art. 8º da Resolução Normativa 067 de 08.06.2004, bem como o art. 18 da Resolução ANEEL 281 DE 01.10.1999, que respectivamente tratam dos critérios para composição da Rede Básica do Sistema Interligado – SIN, e das condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Resolução nº 248, de 23 de janeiro de 2007.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Aprova as Regras de Comercialização de energia elétrica, versão 2007/2008, de que trata o art. 3º da Resolução CNPE 008 de 20.12.2007, e altera o art. 6º da Resolução Normativa ANEEL 272 de 10.07.2007. Resolução nº 306/08, de 08 de abril de 2008

BRASIL. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE. Estabelece diretrizes para o cálculo do preço da energia elétrica a ser praticado no Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, durante o período de racionamento. Resolução nº 12, de 01 de junho de 2001.

BRASIL. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE. Determina a liberação da meta de consumo relativo à iluminação pública e fixa metas de consumo para as unidades consumidoras da Classe Residencial, Industrial e Comercial, Serviços e outras atividades, atendidos pelos Sistemas Interligados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, pelo período especificado, e dá outras providências.. Resolução nº 104, de 20 de janeiro de 2002

BRASIL. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE. Estabelece diretrizes para o cálculo do preço da energia elétrica a ser praticado no Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, durante o período de racionamento. Resolução nº 12, de 01 de junho de 2001.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

BRASIL. Decreto nº 5.882, de 31 de agosto de 2006. Altera os arts. 5º, 12 e 16 do Decreto 5.025 de 30.03.2004, que regulamenta a Lei 10.438 de 26.04.2002, no que dispõe sobre o Programa de Incentivo às Fontes de Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, e dá outras providências.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para a outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.

BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária e universalização do Serviço Público de Energia Elétrica, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, dá nova redação às Leis 9.427 de 26.12.1996, 9.648 de 27.05.1998, 3.890-A de 25.04.1961, 5.655 de 20.05.1971, 5.899 de 05.07.1973, 9.991 de 24.07.2000, prorroga o prazo para entrada em operação das Usinas enquadradas no Programa Prioritário de Termeletricidade e dá outras providências.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera a Leis 5.655 de 20.05.1971, 8.631 de 04.03.1993, 9.074 de 07.07.1995, 9.427 de 26.12.1996, 9.478 de 06.08.1997, 9.648 de 27.05.1995, 9.991 de 24.07.2000, 10.438 de 26.04.2002, e dá outras providências.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia – MME. Cria o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE, correspondente ao horizonte decenal 2000 / 2009. Portaria nº 150, 10 de maio de 1999.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE. Visão Geral das Operações na CCEE. [ca. 2005]

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. Disponível em: <www.ccee.org.br>. Acesso em 12 mai. 2008.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. Relatório de Informações ao Público – Análise Anual – 2006. Disponível em <a href="http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca\_virtual/Relatorios\_Publico/Anual/relatorio\_anual\_2006.pdf">http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca\_virtual/Relatorios\_Publico/Anual/relatorio\_anual\_2006.pdf</a>>. Acesso em 09 set. 2007.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. **Boletim Informativo – Operações dos Agentes na CCEE – nº 01 – Junho/2007**. Disponível em < >. Acesso em 02 mai. 2008.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. Boletim Informativo – Operações dos Agentes na CCEE – nº 08 – Janeiro/2008. Disponível em <

http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca\_virtual/Relatorios\_Publico/Boletim\_Informativo\_janeiro\_2008\_final.pdf>. Acesso em 02 mai. 2008.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. Receita de Venda – Janeiro e Fevereiro/2008 – Relatório por Vendedor - 3ª Parcela. Disponível em < <a href="http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=59e96a2062bf71">http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=59e96a2062bf71</a> 10VgnVCM1000005e01010aRCRD>. Acesso em 05 mai. 2008.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. Relatório de Informações ao Público – janeiro e fevereiro de 2008 – Relatório Geral da Contabilização – Informações Individuais. Disponível em <a href="http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=ca29fe51431c81">http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=ca29fe51431c81</a> 10VgnVCM1000005e01010aRCRD>. Acesso em 06 mai. 2008.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. Procedimento de Comercialização ME.07 – Apuração de não-conformidades e Penalidades de Medição. 2008.

CÂMARA DE GESTÃO DO SETOR ELÉTRICO – CGSE. **GT2** – Implantação do sistema de oferta de preço no mercado de energia elétrica. 2002.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS – ELETROBRÁS. Disponível em: <a href="http://www.eletrobras.gov.br/ELB/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm">http://www.eletrobras.gov.br/ELB/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm</a><a href="http://www.eletrobras.gov.br/ELB/data/Pa

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL. Disponível em: <a href="http://www.cepel.br/servicos/descprog.shtm">http://www.cepel.br/servicos/descprog.shtm</a>>. Acesso em 08 set. 2007

COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO. Relatório de Progresso nº 2, 2002.

COMISSÃO DE ANÁLISE DO SISTEMA HIDROTÉRMICO DE ENERGIA ELÉTRICA. O Desequilíbrio Entre a Oferta e Demanda de Energia Elétrica, 2001 (Relatório Kelman).

COUTO. F. Térmicas a óleo serão desligadas, enquanto usinas a gás e carvão mantêm operação. **Canal Energia**. 05 mai. 2008. OeM. Disponível em <a href="https://www.canalenergia.com.br">www.canalenergia.com.br</a>>. Acesso em 20 mai. 2008.

CYRINO, R. A. S.; CAMPOS, C. E. N. Z. M. Gerenciamento de Risco da Compra de Energia no Novo Modelo do Setor Elétrico. 2005. 162 p.

Monografia (MBA em Energia) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2005.

DAHER; M. Programação da Operação do SIN pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. 30 e 31 ago. 2006. Trabalho apresentado no Seminário Internacional sobre Reestruturação e Regulação do Setor de Energia Elétrica e Gás Natural, 2006.

DAMÁZIO, J. M. Modelos de Otimização para Planejamento da Operação do Sistema Hidrotérmico Brasileiro. Palestra preferida por ocasião do Workshop Internacional sobre Formação de Preço de Energia no Mercado de Curto Prazo, São Paulo, Brasil, 2008.

ENERTRADE. Disponível em: <a href="http://www.enertrade.com.br/mercadolivre/?sessao=Dimensões%20do%20">http://www.enertrade.com.br/mercadolivre/?sessao=Dimensões%20do%20</a> Mercado%20Livre&contentID=538> Acesso em 05 set.2007.

GRUPO DE ESTUDO SOBRE GARANTIA FINANCEIRAS E INADIMPLÊNCIA NO MERCADO DE CURTO PRAZO. Disponível em: <a href="http://www.abrace.org.br/download/MT\_CCEE\_GarantiasFinanceiras\_05032">http://www.abrace.org.br/download/MT\_CCEE\_GarantiasFinanceiras\_05032</a> 008.pdf>. Acesso em 30 mai. 2008.

HUMPIRI, C. J. P. Estratégias Evolutivas no Planejamento Energético da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência. 2005. 124 p. Tese (Mestrado em Energia Elétrica) — Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2005.

MAIA, F. A Visão das Distribuidoras na Formação de Preços. Palestra preferida por ocasião do Workshop Internacional sobre Formação de Preço de Energia no Mercado de Curto Prazo, São Paulo, Brasil, 2008.

MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA ELÉTRICA – MAE. O Mercado Atacadista de Energia Elétrica. São Paulo, 2003

MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA ELÉTRICA – MAE. Relatório de Informações ao Público – Parte IV – Análise Anual – 2000 a 2002. Disponível em: <a href="http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca\_virtual/Relatorios\_Publico/Anual/relatorios\_analises\_2000\_a\_2002.pdf">http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca\_virtual/Relatorios\_Publico/Anual/relatorios\_analises\_2000\_a\_2002.pdf</a>>. Acesso em 06 ago. 2007a.

MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA ELÉTRICA – MAE. Visão Geral das Regras de Mercado – Etapa de Implementação – Preços Mensais – set/00 a jun/01. 2002. Disponível em

<a href="http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca\_virtual/Regras/visao\_geral\_regras\_mercado.pdf">http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca\_virtual/Regras/visao\_geral\_regras\_mercado.pdf</a>. Acesso em 10 jul. 2007b.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. Disponível em: <www.mme.gov.br>. Acessado em 03/09/2007.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **O Novo Modelo do Setor Elétrico**. Disponível em <a href="http://ucel.eln.gov.br/gse\_doc/cartilha.novo%20modelo.pdf">http://ucel.eln.gov.br/gse\_doc/cartilha.novo%20modelo.pdf</a>>. Acesso em 22 mai. 2008.

OLIVEIRA, A.; LOSEKANN, L. Artigo: E agora, José. Valor Econômico, 14 ago. 2007.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. Disponível em: <a href="https://www.ons.org.br">www.ons.org.br</a>. Acesso em 20 fev. 2008.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Procedimentos** de Rede – Módulo 12, 2007.

PAIXÃO, L. E. Memórias do Projeto RE-SEB – A história da concepção da nova ordem institucional do setor elétrico brasileiro. São Paulo: Massao Ohno Editor, 2000.

PAZZINI, L. H. A.; COLOMBO, J. B.; SILVA, E. F.; MARSCHAL, B. M.; BARROS, M. P. Redução do Risco Hidrológico na Comercialização de Energia no Setor Elétrico Brasileiro. Artigo submetido no Décimo Segundo Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ, Foz do Iguaçu, Paraná, de 20 a 24 de maio de 2007.

PEDROSA, P. Como Comprar e Vender Energia Elétrica no Mercado de Livre Contratação e o Papel dos Agentes Comercializadores. Palestra proferida por ocasião do 8º Encontro de Negócios de Energia, São Paulo, 2007.

PIERONI, F P. Impacto das Mudanças no Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro nas Estratégias de Investimento em Autoprodução. 2005. 97 p. Dissertação de Mestrado em Energia – Universidade de São Paulo (USP); 2005.

RAMOS, D. S. O Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico: Um Balanço dos Três Primeiros Anos de Operação. Palestra proferida em Sessão Técnica especial do XIX SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2007, Rio de Janeiro.

- RAMOS, D. S. Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Material utilizado na disciplina Formação de Preços e Comercialização de Energia no Novo Ambiente do Setor em disciplina de pós-graduação da Escola Politécnica da USP, 2007, São Paulo.
- RAMOS, D. S. Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Parte III: Principais Institutos do Modelo RE-SEB. Material utilizado na disciplina Formação de Preços e Comercialização de Energia no Novo Ambiente do Setor em disciplina de pós-graduação da Escola Politécnica da USP, 2008, São Paulo
- SAUER, I. **Um Novo Modelo para o Setor Elétrico Brasileiro**. São Paulo. Universidade de São Paulo Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia; 2002
- **Transmissão Paulista**. Disponível em: <www.cteep.com.br>. Acesso em 15 nov. 2007.
- THOMÉ, L. M.; MARINHO, J. L.; VEIGA, M. V. **Volatilidade dos Fatores de Perda.** Rio de Janeiro. PSR Soluções Tecnológicas e Consultoria em Energia; 2002.
- TONELLI, A. V. P.; Modelo Computacional para Gestão de Riscos na Comercialização de Energia Elétrica. Minas Gerais. p xx. Dissertação de Mestrado Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI); 2006
- VEIGA, M. Análise da Formação de Preço no Mercado de Curto Prazo Brasileiro. Palestra preferida por ocasião do Workshop Internacional sobre Formação de Preço de Energia no Mercado de Curto Prazo, São Paulo, Brasil, 2008.
- VIEIRA, J. P. Energia Elétrica como Antimercadoria e sua Metamorfose no Brasil: A Reestruturação do Setor e as Revisões Tarifárias. 2005. 129 p. Tese de Doutorado em Energia Universidade de São Paulo (USP); 2005.