

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FERNANDO SOSSMEIER ARNHOLD

PROJETO DE DIPLOMAÇÃO

**A FORMAÇÃO DO PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS
DIFERENÇAS (PLD) E O IMPACTO DA VOLATILIDADE NO
CÁLCULO DAS GARANTIAS FINANCEIRAS**

Porto Alegre

2012

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**A FORMAÇÃO DO PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS
DIFERENÇAS (PLD) E O IMPACTO DA VOLATILIDADE NO
CÁLCULO DAS GARANTIAS FINANCEIRAS**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Sérgio Luis Haffner

Porto Alegre

2012

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FERNANDO SOSSMEIER ARNHOLD

A FORMAÇÃO DO PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS (PLD) E O IMPACTO DA VOLATILIDADE NO CÁLCULO DAS GARANTIAS FINANCEIRAS

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Sérgio Luis Haffner, UFRGS

Doutor pela UNICAMP – São Paulo, Brasil

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Sérgio Luis Haffner, UFRGS

Doutor pela UNICAMP – São Paulo, Brasil

Profa. Dra Gladis Bordin, UFRGS

Doutora pela UFSC – Florianópolis, Brasil

Eng. Antônio Dreyer, GV ENERGY & ASSOCIADOS

Engenheiro Eletricista, UFRGS - Porto Alegre - RS, BRASIL

Porto Alegre, Junho de 2012.

DEDICATÓRIA

Dedicado especialmente aos meus pais, Alcido Anildo Arnhold e Cledi Sossmeier Arnhold, e meu irmão, Gustavo Sossmeier Arnhold, pelo amor incondicional, constante apoio e, principalmente, pela paciência.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao professor Sergio Luis Haffner pela orientação no projeto.

A Antonio Dreyer, pela disponibilidade e fundamental apoio na realização deste trabalho.

À empresa e aos colegas da GV Energy & Associados.

Ao amigo e colega Davi Bastos Morgado, pela constante motivação e pelas informações que eu jamais havia imaginado.

Ao amigo e colega Laurence Rossetto, tutor no início das atividades na GV Energy, pela sabedoria e serenidade próprias de um professor.

Ao amigo de longa data, Marcelo Pierdoná Maitelli, um dos responsáveis por me apresentar ao Mercado Livre, pela amizade e pelo grande apoio na realização deste trabalho.

Agradeço meu pai, Alcido Anildo Arnhold, pelo auxílio e apoio na revisão deste trabalho.

RESUMO

Criada para trazer segurança ao Sistema Interligado Nacional e garantir o adimplemento das negociações do Mercado de Curto Prazo, a atual metodologia do cálculo de Aporte de Garantias Financeiras está diretamente ligada ao problema da Operação Energética e a volatilidade do Custo Marginal de Operação (CMO), sendo este a principal referência para determinação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Baseado em previsões para até quatro meses futuros deste PLD, as Garantias Financeiras serão precificadas considerando a diferença positiva entre contratos de energia registrados e carga declarada. Para uma estratégia de “exposição”, em que o agente opta em contratar um montante de energia menor do que efetivamente consome, estará sujeito às volatilidades inerentes à operação do sistema.

Palavras-chave: Garantias Financeiras. Preço de Liquidação das Diferenças. Mercado Livre de Energia. Custo Marginal de Operação. Operação Energética.

ABSTRACT

Created to bring security to the National Interconnected System, and ensure the due performance of the negotiations of Spot Market, the present methodology of calculating the Contribution of Financial Guarantees is directly linked to the problem of Energy Operation and the volatility of Marginal Cost of Operation (CMO), this the main reference for determining the Settlement Price Differences (PLD). Based on forecasts for up to four months ahead of the PLD, the Financial Guarantees will be priced considering the positive difference between energy contracts registered and declared load. For a strategy of "exposure", in which the agent chooses to hire a smaller amount of energy that actually consumes, will be incur to volatility inherent in the operation of the system.

Keywords: Financial Guarantees. Settlement Price Differences. Free Energy Market. Marginal Cost of Operation. Operation Energy.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Apresentação do Problema	12
1.2	Motivação	13
1.3	Objetivo	14
1.4	Estrutura do Trabalho	14
2	SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	15
2.1	Estrutura Institucional do Setor	15
2.2	Estrutura da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	18
3	SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)	20
3.1	Estrutura Física do SIN	20
3.2	Geração	21
3.3	Transmissão	23
3.4	Distribuição/Consumo	24
4	OPERAÇÃO ENERGÉTICA	26
4.1	Planejamento da operação	26
4.1.1	Estratégias de Decisão	27
4.2	Modelagem do Sistema	29
4.2.1	Obtenção do Custo Futuro	31
4.2.2	Montagem do Problema	33
4.3	Simulação Energética	35
4.3.1	Newave	35
4.3.2	Decomp	36
4.3.3	Resultados	37
5	AMBIENTE DE COMERCIALIZAÇÃO CCEE	40
5.1	Garantias Financeiras	40
6	IMPACTO DA VOLATILIDADE DO PLD SOBRE AS GARANTIAS FINANCEIRAS	43
6.1	Metodologia de Aplicação do Cálculo do Aporte	43
6.2	Simulação do Aporte pré alta PLD	44
6.3	Simulação do Aporte pós alta PLD	47
6.4	Análise Comparativa	53
7	CONCLUSÕES	59
	REFERÊNCIAS	60

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro	12
Figura 2 – Diagrama das Instituições	16
Figura 3 – Linhas de transmissão.....	24
Figura 4 – Relação entre agentes e consumidores.....	25
Figura 5 – Função de Custo Imediato (FCI)	28
Figura 6 – Função de Custo Futuro (FCF)	28
Figura 7 – Função de Custo Total	29
Figura 8 – Processo de planejamento da operação	30
Figura 9 – Exemplo de processo para determinação do Custo Futuro	32
Figura 10 – Envoltória da FCF, calculada para o Estado V.....	33
Figura 11 – Nível do reservatório tendendo ao Estado A ao final da etapa	34
Figura 12 – No ponto B, o custo de geração termoeétrica é menor que o “Valor da Água”.....	34
Figura 13 – Fluxograma para publicação do PLD	38
Figura 14 – Esquema de Aferição dos montantes a serem aportados.....	42
Figura 15 – Variação do Aporte de Garantias	53
Figura 16 – Montantes de ENA – Sudeste/março12	54
Figura 17 – Armazenamento – Sudeste	55
Figura 18 – ENA – Sudeste/Centro-Oeste	55
Figura 19 – EAR Sudeste	56
Figura 20 – ENA região Sul.....	57
Figura 21 – EAR Sul	57
Figura 22 – Variação do PLD das Garantias	58

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Acréscimo anual da geração (MW)	22
Tabela 2 – Projeção de PLD em Março/12 (R\$/MWh)	45
Tabela 3 – Contratos Registrados	45
Tabela 4 – Consumo Declarado (MWh)	45
Tabela 5 – Exposição (R\$)	46
Tabela 6 – Diferenças das Declarações	46
Tabela 7 – Montante referente às Diferenças das Declarações (R\$).....	47
Tabela 8 – Projeção de PLD em Abril/12 (R\$/MWh)	48
Tabela 9 – Contratos Registrados (MWh)	48
Tabela 10 – Consumo Declarado (MWh)	49
Tabela 11 – Exposição (R\$)	49
Tabela 12 – Diferenças das Declarações	50
Tabela 13 – Montante referente às diferenças das declarações (R\$).....	50
Tabela 14 – Projeção de PLD em Maio/12 (R\$/MWh)	51
Tabela 15 – Contratos Registrados (MWh)	51
Tabela 16 – Consumo Declarado (MWh)	51
Tabela 17 – Exposição (R\$)	52
Tabela 18 – Diferenças das Declarações	52
Tabela 19 – Montante referente às diferenças das declarações (R\$).....	53

LISTA DE ABREVIATURAS

ACL: Ambiente de Contratação Livre

ACR: Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

BIG: Banco de Informações de Geração

CAR: Curva de Aversão a Risco

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CMO: Custo Marginal de Operação

CMSE: Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE: Conselho Nacional de Política Energética

EAR: Energia Armazenada

ENA: Energia Natural Afluente

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

FCF: Função de Custo Futuro

FCI: Função de Custo Imediato

MAE: Mercado Atacadista de Energia

MME: Ministério de Minas e Energia

ONS: Operador Nacional do Sistema

PCH: Pequena Central Hidrelétrica

PLD: Preço de Liquidação das Diferenças

PMO: Programa Mensal da Operação

SEB: Setor Elétrico Brasileiro

SIN: Sistema Interligado Nacional

1 INTRODUÇÃO

1.1 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA

Criado após a crise energética ocorrida no início dos anos 2000, o Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro veio para substituir o modelo até então vigente, quando em 1998, através do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), definiu-se o esboço conceitual e institucional do modelo a ser implantado no Setor Elétrico Brasileiro (CCEE, 2012).

A Figura 1 traz um resumo das alterações que foram sendo realizadas até se chegar ao atual modelo.

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras.

Figura 1 – Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro

Fonte: CCEE, 2012.

Este novo modelo definiu a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), relativa à comercialização de energia elétrica no Sistema

Interligado Nacional (SIN). A CCEE tem como atribuição legal realizar a Liquidação Financeira das operações referentes ao mercado de curto prazo. Neste processo, ocorrem todos os pagamentos e recebimentos dos débitos e créditos referentes à compra e venda de energia elétrica deste Mercado de Curto Prazo. Afim de garantir a segurança do processo e redução de risco das operações, foi definido o conceito de Garantia Financeira.

No ano de 2008, uma nova metodologia de cálculo do Aporte de Garantias foi definida através da Resolução 336/08 da ANEEL. Os agentes que declaravam um montante de consumo de energia maior do que haviam declarado, efetivamente, de energia contratada, seriam obrigados a aportar garantias referentes a esta exposição futura. Em suma, estes agentes eram considerados “expostos”, pois a carga declarada – para até 4 meses futuros – era superior à quantidade de energia elétrica contratada através de um contrato de longo prazo.

Tal formulação surgiu da necessidade de amenizar o problema de inadimplência dos agentes nas negociações de curto prazo, visto que a maior dificuldade era o cumprimento das obrigações financeiras devido à volatilidade do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

1.2 MOTIVAÇÃO

No ano de 2012, mais especificamente no mês de abril – ao atingir o valor de R\$/MWh 192,70 – ocorrera o maior valor de PLD nos submercados¹ sul e sudeste desde fevereiro de 2008, quando este atingira o patamar de R\$/MWh 200,42.

Baseado em fatores conjunturais da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), a previsão do Custo Marginal de Operação (CMO), calculado pela CCEE e usado como principal parâmetro na projeção de quatro meses futuros de PLD, atingiu patamares da ordem de R\$/MWh 280. Esta projeção de PLD serve como precificação da exposição (diferença positiva entre consumo e contratos) de meses futuros no cálculo do Aporte de Garantias. Para os agentes considerados “expostos”, tal aporte representou significativa variação no fluxo de caixa de muitas empresas, culminando no não aporte da totalidade do valor determinado.

1.3 OBJETIVO

Analisando as variáveis que mais impactam na determinação do PLD, considerando premissas relacionadas à operação energética por parte do Operador Nacional do Sistema (ONS), além dos modelos matemáticos e computacionais que vem a determinar o Custo Marginal de Operação (CMO) – que por sua vez precificam o PLD – realizar-se-á um estudo de caso a respeito desta variação ocorrida no primeiro semestre do ano de 2012 e o impacto financeiro e econômico da mesma, na determinação do Aporte de Garantias Financeiras por parte de Agentes Consumidores do Mercado Livre de energia.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

No Capítulo 2 é apresentado o modelo atual do Setor Elétrico Brasileiro, com quais premissas este foi criado, qual a Estrutura Institucional do mesmo e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

O Capítulo 3 traça um panorama geral a respeito do Sistema Interligado Nacional (SIN), fortemente influenciado pelo regime hidrológico, apresentando suas características e peculiaridades.

No Capítulo 4 tem-se uma visão do problema da Operação Energética – incluindo objetivos e estratégias de decisão – além dos resultados apurados por modelos computacionais, tanto para o curto prazo, quanto o longo prazo.

No Capítulo 5 apresenta-se uma das principais regras do Mercado Livre em que impacta a volatilidade do PLD, ou seja, o cálculo do Aporte de Garantias Financeiras.

O Capítulo 6 define a metodologia proposta para apuração deste cálculo – considerando os momentos pré e pós alta do PLD – para, no final, discutir a respeito da volatilidade e apresentar os motivos deste fenômeno.

Encerrando o estudo, o Capítulo 7 apresenta as conclusões a respeito do que foi apresentado.

¹ Correspondem às regiões brasileiras Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, sendo que o Centro-Oeste e o Sudeste são representados em um único submercado.

2 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Segundo CCEE (2012a), durante os anos de 2003 e 2004, o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848 de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004. Em termos institucionais, o novo modelo definiu a criação de uma entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo (a Empresa de Pesquisa Energética – EPE), uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica (o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE) e uma instituição relativa à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado (a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE).

Outras alterações importantes incluem a definição do exercício do Poder Concedente ao Ministério de Minas e Energia (MME) e a ampliação da autonomia do ONS – Operador Nacional do Sistema. Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercializadores, Importadores e Exportadores de energia e Consumidores Livres.

O modelo atual do setor elétrico foi concebido visando atingir três objetivos principais:

- garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- promover a modicidade tarifária;
- promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, em particular pelos programas de universalização de atendimento.

2.1 ESTRUTURA INSTITUCIONAL DO SETOR

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) é dividido de acordo com a estrutura institucional mostrado na Figura 2.

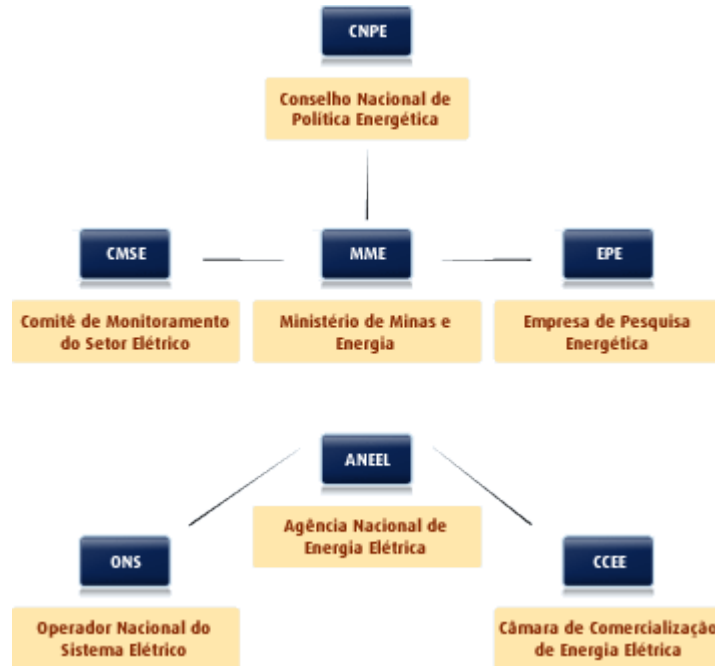


Figura 2 – Diagrama das Instituições
Fonte: CCEE, 2012b.

Na atualidade as instituições atuantes no setor são assim caracterizadas (CCEE, 2012b):

- **CNPE (Conselho Nacional de Política Energética):** o CNPE é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República, tendo como principais atribuições formular políticas e diretrizes de energia e assegurar o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso país. É também responsável por revisar 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.
- **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. O MME é 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.

- **EPE (Empresa de Pesquisa Energética):** instituída pela Lei nº 10.847/04 e criada pelo Decreto nº 5.184/04, 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 propiciem o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos, realização de análises de viabilidade técnico-econômica e sócioambiental de usinas, bem como a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.
- **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 incluem: 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.
- **ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica):** a ANEEL foi instituída pela Lei nº 9.427/96 e constituída pelo Decreto nº 2.335/97, com as atribuições de 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 e da indústria. As alterações promovidas em 2004 pelo novo modelo do setor estabeleceram como responsabilidade da ANEEL, direta ou indiretamente, a promoção de licitações na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos Agentes de Distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN).

- **CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica):** a CCEE, instituída pela Lei nº 10.848/04 e criada pelo Decreto nº 5.177/04, absorveu as funções do MAE (Mercado Atacadista de Energia) e suas estruturas organizacionais e operacionais. Entre suas principais obrigações estão: a apuração do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), utilizado para valorar as transações realizadas no mercado de curto prazo²; a realização da contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados; a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo e a realização de leilões de compra e venda de energia no ACR, por delegação da ANEEL.
- **ONS (Operador Nacional do Sistema):** o ONS foi criado pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e regulamentado pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, com as alterações do Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004, para operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN, e administrar a Rede Básica³ de transmissão de energia elétrica no Brasil. Tem como objetivo principal, 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.

2.2 ESTRUTURA DA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

São associados da CCEE todos os Agentes com participação obrigatória e facultativa previstos na Convenção de Comercialização de Energia Elétrica.

² Segmento da CCEE onde são comercializadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados e registrados pelos agentes e os montantes de geração ou consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes (CCEE, 2012c).

³ Instalações em nível de tensão de 230 kV ou superior.

Os Agentes da CCEE dividem-se nas Categorias de Geração, de Distribuição e de Comercialização, conforme definido na Convenção de Comercialização (CCEE, 2012d).

- **GERAÇÃO:** Categoria dos Agentes Geradores, Produtores Independentes e Auto-Produtores.

A atividade de geração de energia elétrica permanece com seu caráter competitivo, sendo que todos os Agentes de Geração poderão vender energia tanto no ACR como no ACL. Os Geradores também possuem livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

- **DISTRIBUIÇÃO:** Categoria dos Agentes Distribuidores.

A atividade de distribuição é orientada para o serviço de rede e de venda de energia aos consumidores com tarifa e condições de fornecimento reguladas pela ANEEL (Consumidores Cativos). Com o novo modelo, os distribuidores têm participação obrigatória no ACR, celebrando contratos de energia com preços resultantes de leilões.

- **COMERCIALIZAÇÃO:** Categoria dos Agentes de Comercialização.

Esta categoria contempla:

- Importadores: Agentes do setor que detêm autorização do Poder Concedente para realizar importação de energia elétrica para abastecimento do mercado nacional.

- Exportadores: Agentes do setor que detêm autorização do Poder Concedente para realizar exportação de energia elétrica para abastecimento de países vizinhos.

- Comercializadores: Agentes Comercializadores de energia elétrica que compram energia através de contratos bilaterais celebrados no ACL, podendo vender energia aos consumidores livres, no próprio ACL, ou aos distribuidores através dos leilões do ACR.

- Consumidores Livres: Agentes consumidores que, atendendo aos requisitos da legislação vigente, podem escolher seu fornecedor de energia elétrica (geradores e comercializadores) por meio de livre negociação.

3 SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)

Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidroelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados, localizados principalmente na região amazônica (ONS, 2012).

3.1 ESTRUTURA FÍSICA DO SIN

Segundo a ANEEL (2008), o Brasil possui um sistema de geração elétrica que, predominantemente, utiliza-se de recursos hídricos. Atualmente, 92% da geração elétrica provém de aproveitamentos hidroelétricos. As usinas encontram-se dispostas em cascata, fazendo com que a operação de uma usina afete as usinas que estejam a jusante. Isso faz com que o sistema seja interdependente.

O sistema é interligado por linhas de transmissão, envolvendo ainda importação e exportação com países vizinhos. Há, portanto, necessidade de uma cuidadosa coordenação da operação, tanto para que o sistema seja eletricamente seguro, quanto para que os recursos sejam aproveitados de forma eficiente.

O planejamento da operação se inicia com o levantamento de seus recursos e requisitos. O ONS, com o apoio dos agentes de geração e distribuição, é responsável pelas previsões de vazões e de carga, a partir dos quais é feita a otimização do uso dos recursos.

Como dito anteriormente, o SIN abrange as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte do Norte. Em 2008, concentrava, aproximadamente, 900 linhas de transmissão, que somavam 89,2 mil quilômetros nas tensões de 230, 345, 440, 500 e 750 kV (também chamada Rede Básica que, além das linhas entre uma região e outra, é composta pelos ativos de conexão das usinas e aqueles necessários às interligações internacionais).

O ONS é responsável pela coordenação e controle da operação do SIN, realizada pelas companhias geradoras e transmissoras, sob a fiscalização e regulação da ANEEL. Entre os benefícios desta integração e operação coordenada,

está a possibilidade de troca de energia elétrica entre regiões. Isto é particularmente importante em um país como o Brasil, caracterizado pela predominância de usinas hidroelétricas localizadas em regiões com regimes hidrológicos diferentes.

Como os períodos de estiagem de uma região podem corresponder ao período chuvoso de outra, a integração permite que a localidade em que os reservatórios estão mais cheios envie energia elétrica para a outra, onde os lagos estão mais vazios, permitindo, com isso, a preservação do “estoque de energia elétrica” represado sob a forma de água. Esta troca ocorre entre todas as regiões conectadas entre si.

Outra possibilidade aberta pela integração é a operação de usinas hidroelétricas e termoelétricas em regime de complementaridade. Como os custos da produção têm reflexo nas tarifas pagas pelo consumidor e variam de acordo com a fonte utilizada, transformam-se em variáveis avaliadas pelo ONS para determinar o despacho-definição de quais usinas devem operar e quais devem ficar de reserva, de modo a manter, permanentemente, o volume de produção igual ao de consumo. A energia hidroelétrica, mais barata e mais abundante no Brasil, é prioritária no abastecimento do mercado. As termoelétricas, de uma maneira geral, são acionadas para dar reforço em momentos de picos de demanda ou em períodos em que é necessário preservar o nível dos reservatórios – ou o “estoque de energia”. Isto ocorreu no início de 2008, quando o aumento do consumo, aliado ao atraso do início do período chuvoso da região Sudeste, apontou para a necessidade de uma ação preventiva para preservação dos reservatórios.

O sistema interligado se caracteriza, também, pelo processo permanente de expansão, o que permite tanto a conexão de novas grandes hidroelétricas, quanto a integração de novas regiões. Se, em 2008, por exemplo, o SIN era composto por 89,2 mil quilômetros de rede, em 2003 a extensão era de 77,6 mil km. A expansão verificada a partir desse ano reforçou as interligações do sistema, ampliando a possibilidade de troca de energia elétrica entre as regiões.

3.2 GERAÇÃO

De acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG), da ANEEL, o Brasil contava, em novembro de 2008, com 1.768 usinas em operação, que correspondiam a uma capacidade instalada de 104.816 MW – excluindo a

participação paraguaia na usina de Itaipu. Do total de usinas, 159 são hidrelétricas, 1.042 térmicas, abastecidas por fontes diversas (gás natural, biomassa, óleo diesel e óleo combustível), 320 Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCHs), duas nucleares, 227 centrais geradoras hidroelétricas (pequenas usinas hidrelétricas) e uma solar. Este segmento conta com mais de 1.100 agentes regulados entre concessionários de serviço público de geração, comercializadores, autoprodutores e produtores independentes.

As informações da Agência também demonstram que, desde 1999, o aumento na capacidade instalada do país tem sido permanente – ao contrário do que ocorreu no final dos anos 80 e início da década de 90, quando os investimentos em expansão foram praticamente paralisados. Como pode ser observado na Tabela 3.1, em 2007, 4 mil MW foram agregados à capacidade instalada.

Tabela 1 – Acréscimo anual da geração (MW)

Ano	Geração (MW)
1999	2.840,3
2000	4.264,2
2001	4.264,2
2002	2.506,0
2003	3.998,0
2004	4.234,6
2005	2.425,2
2006	3.935,5
2007	4.028,0

Fonte: ANEEL, 2008.

3.3 TRANSMISSÃO

O segmento de transmissão no Brasil era composto, em 2008, por mais de 90 mil quilômetros de linhas e operado por 64 concessionárias. Essas empresas, que obtiveram as concessões ao participar de leilões públicos promovidos pela ANEEL, são responsáveis pela implantação e operação da rede que liga as usinas (fontes de geração) às instalações das companhias distribuidoras localizadas junto aos centros consumidores (centros de carga). As concessões de transmissão são válidas por 30 anos e podem ser prorrogadas por igual período.

A extensão da rede de transmissão no Brasil é explicada pela configuração do segmento de geração, constituído, na maior parte, de usinas hidroelétricas instaladas em localidades distantes dos centros consumidores. A principal característica desse segmento é a sua divisão em dois grandes blocos: o SIN, que abrange a quase totalidade do território brasileiro, e os Sistemas Isolados, instalados principalmente na região Norte.

Na Figura 3 visualiza-se um mapa com a representação das linhas de transmissão no território brasileiro, no ano de 2012.

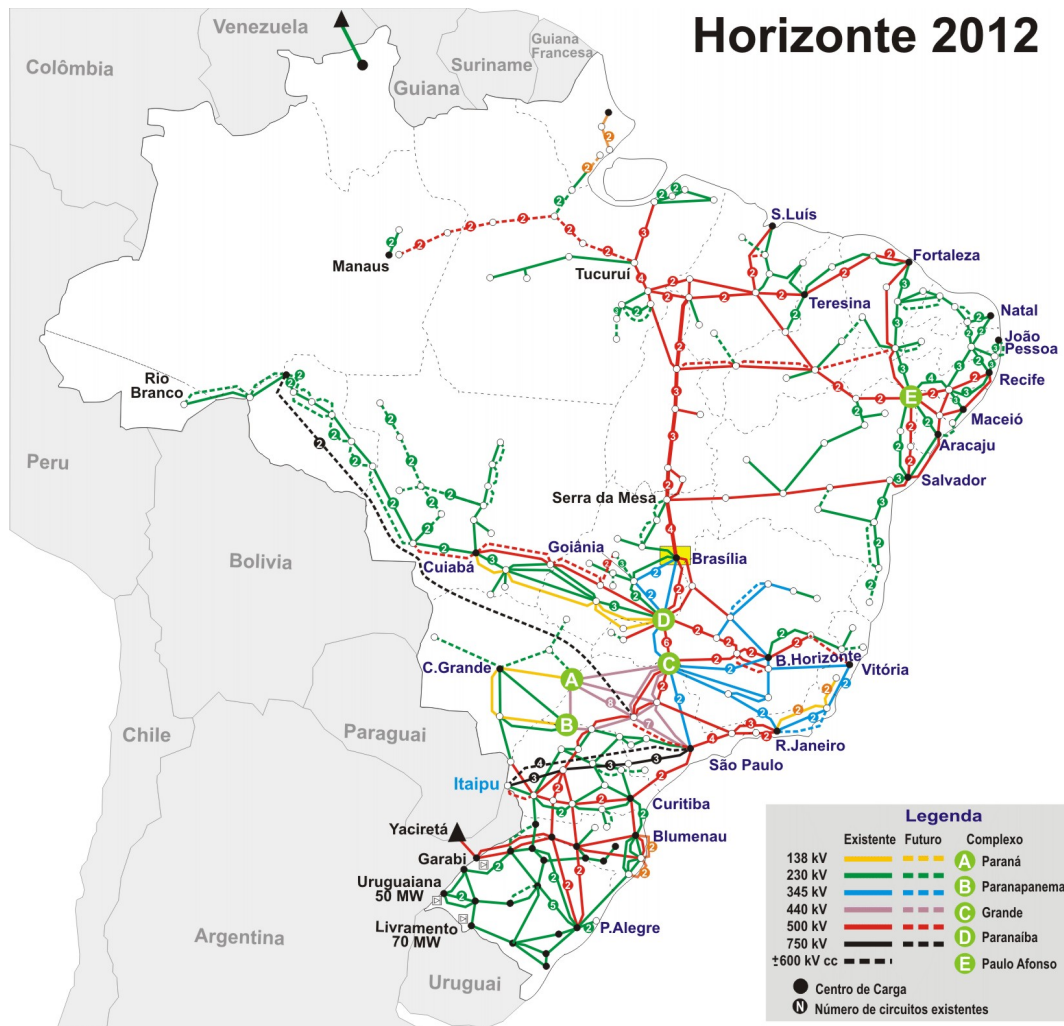


Figura 3 – Linhas de transmissão

Fonte: ONS, 2012.

3.4 DISTRIBUIÇÃO/CONSUMO

A conexão e atendimento ao consumidor, qualquer que seja o seu porte, são realizados pelas distribuidoras de energia elétrica. Além delas, as cooperativas de eletrificação rural, entidades de pequeno porte, transmitem e distribuem energia elétrica exclusivamente para os associados. Em 2008, a ANEEL relacionava 53 dessas cooperativas que, espalhadas por diversas regiões do país, atendiam a pequenas comunidades. Já o mercado de distribuição de energia elétrica é formado por 63 concessionárias, responsáveis pelo atendimento de mais de 61 milhões de unidades consumidoras. O controle acionário dessas companhias pode ser estatal ou privado. No primeiro caso, os acionistas majoritários são o governo federal, estaduais e/ou municipais. Nos grupos de controle de várias empresas privadas,

verifica-se a presença de investidores nacionais, norte-americanos, espanhóis e portugueses (ANEEL, 2008).

As distribuidoras são empresas de grande porte, que funcionam como elo entre o setor de energia elétrica e a sociedade, visto que suas instalações recebem das companhias de transmissão todo o suprimento destinado ao abastecimento no país. Nas redes de transmissão, após deixar a usina, a energia elétrica é transmitida em tensão que varia de 88 kV a 750 kV. Ao chegar às subestações das distribuidoras, a tensão é rebaixada e chega à unidade final em 127 volts ou 220 volts. Exceção a essa regra são algumas unidades industriais que recebem energia elétrica diretamente da subestação da distribuidora (pela chamada rede de subtransmissão) em tensões elevadas (2,3kV a 88kV).

A relação entre os agentes operadores do setor elétrico e os consumidores pode ser observada na Figura 4:

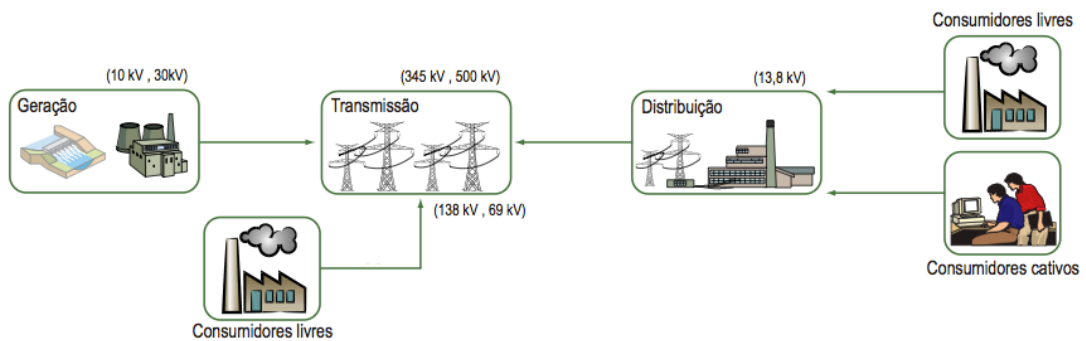


Figura 4 – Relação entre agentes e consumidores

Fonte: ANEEL, 2008.

4 OPERAÇÃO ENERGÉTICA

A interdependência entre as usinas hidroelétricas pode ocorrer tanto espacialmente como também ao longo do tempo. Caso seja utilizada mais água em um reservatório durante um determinado mês, menos água restará a partir do mês seguinte. As vazões, que determinam a abundância ou a carência de recursos, passam por períodos úmidos ou secos que se prolongam, ocasionalmente, por alguns anos. Baseando-se no mais longo período seco ocorrido na região Sudeste, o planejamento da operação é realizado, olhando-se cinco anos à frente (ONS, CCEE, 2008).

Nesta análise de médio prazo, o sistema pode ser considerado de forma simplificada, extraíndo-se, desta forma, resultados indicativos sobre as condições de atendimento do consumo no futuro. Neste horizonte, o sistema é desagregado em etapas mensais. Já no curto prazo, com o horizonte de alguns meses, são vistas em detalhes as usinas e os principais troncos de transmissão, chegando-se a discretizar o horizonte em etapas semanais.

Na programação diária, em que o sistema é visto em intervalos de meia hora, contempla-se o horizonte de uma semana, com o detalhamento do sistema por todos os barramentos elétricos de interesse, restrições hidráulicas e representação detalhada das unidades geradoras. Desta etapa origina-se a determinação do despacho por usina no próximo dia.

O ONS faz uso de modelos computacionais para a otimização de tais operações. O modelo *NEWAVE* é utilizado para o médio prazo, enquanto o modelo *DECOMP* é utilizado para o curto prazo. Ambos modelos serão analisados mais detalhadamente nos subcapítulos 4.3.1 e 4.3.2. Para a programação diária, utiliza-se o modelo computacional *DESSEM*, mas este não será considerado no presente estudo.

4.1 PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

O Planejamento da Operação tem como objetivo minimizar o custo total em todo o horizonte de estudo. O custo total constitui-se da soma dos custos variáveis de todos os recursos utilizados, ou seja, o custo de geração térmica e, no caso em que uma parte da demanda não é atendida, o custo associado à falta ou ao

acionamento de energia elétrica (também chamado “custo de déficit”) (ONS, CCEE, 2008).

A estratégia deve, então, ser definida, visando alcançar o custo mínimo, cabendo a esta estratégia gerenciar as decisões de geração de origem hidroelétrica e termoelétrica por usina, de intercâmbio de energia entre as diversas regiões do sistema interligado e de corte de carga. O custo total, por sua vez, é sempre composto por duas parcelas: o custo imediato, referente às decisões que estão sendo tomadas no momento, e o custo futuro, referente às decisões que serão tomadas no futuro. Pela predominância da hidroeletricidade no sistema brasileiro, que causa a interdependência no tempo, o custo futuro é influenciado pelas decisões tomadas no presente.

4.1.1 ESTRATÉGIAS DE DECISÃO

Em sistemas com predominância hidroelétrica e grau de regularização variável (de plurianual a semanal), é necessário decidir, a cada instante, qual o nível de geração termoelétrica e/ou quanto deplecionar os reservatórios. A geração hidroelétrica é uma variável estocástica, dependente das condições hidrológicas futuras (Silva, 2001).

Na operação de sistemas hidrotérmicos, a tomada de decisão é acoplada no tempo. Isto, na prática, significa que uma decisão tomada hoje terá consequências no futuro. Numa situação hipotética, caso haja um despacho hidroelétrico expressivo antes de um período seco, corre-se o risco de despacho de térmicas de custo mais elevado no futuro. Ao passo que, caso haja um despacho térmico anterior a um período úmido, existe o risco de vertimento, incorrendo em desperdício de energia.

A operação ótima de um sistema hidrotérmico envolve, portanto, um compromisso entre deplecionar ou não os reservatórios. A variável de decisão é o volume de água armazenado no fim do período de operação (volume final).

Essa decisão tem um custo imediato e um custo futuro associado, indicados, respectivamente, pela Função de Custo Imediato (FCI) e pela Função de Custo Futuro (FCF).

A FCI representa, em ordem crescente, os custos de geração térmica e o custo de déficit, quando ocorre racionamento de energia. A derivada desta curva, para cada volume ao final do mês, corresponde ao custo da geração térmica ou

déficit necessários para se atingir aquele volume armazenado, conforme mostra a Figura 5.

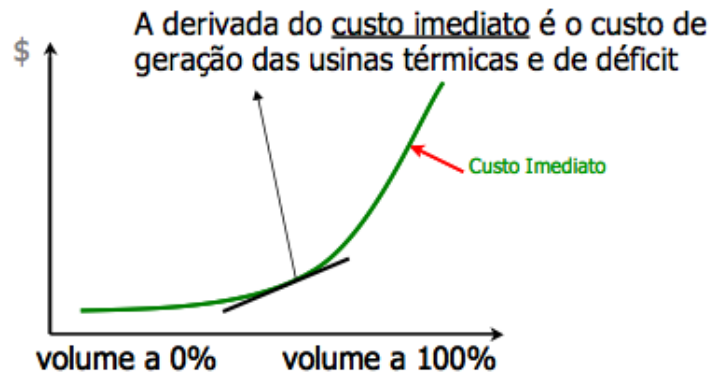


Figura 5 – Função de Custo Imediato (FCI)

Fonte: CCEE, ONS, 2008.

A FCF está associada à expectativa de despacho térmico. A inclinação desta curva indica como varia o Custo Futuro em relação ao Volume Armazenado. A derivada da Função de Custo Futuro é conhecida como “Valor da Água”, como mostra a Figura 6.

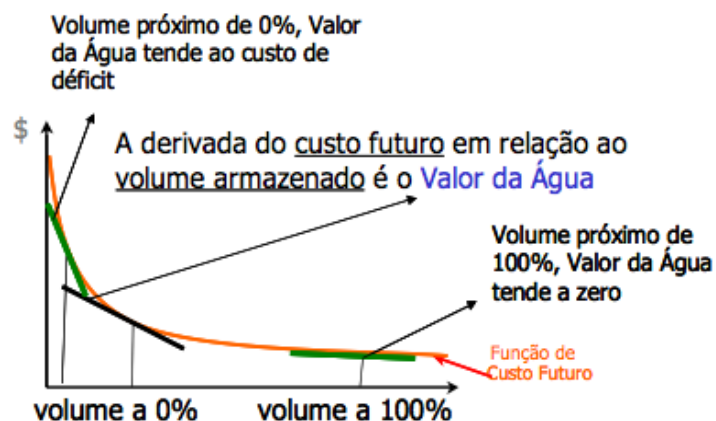


Figura 6 – Função de Custo Futuro (FCF)

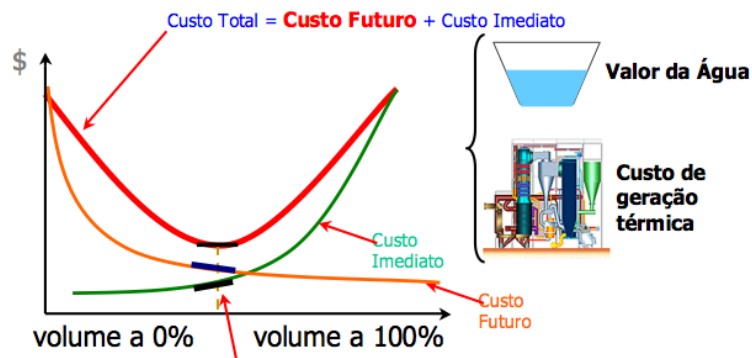
Fonte: CCEE, ONS, 2008.

Segundo TOLMASQUIM (2011), o Custo Total é a soma da FCI e da FCF. A decisão ótima é obtida, anulando-se a derivada do custo total em relação ao volume final, de acordo com a equação 4.1.

$$\frac{\partial(\text{FCI}+\text{FCF})}{\partial V} = \frac{\partial\text{FCI}}{\partial V} + \frac{\partial\text{FCF}}{\partial V} = 0 \Rightarrow \frac{\partial\text{FCI}}{\partial V} = -\frac{\partial\text{FCF}}{\partial V} \quad (4.1)$$

Fonte: TOLMASQUIM, 2011.

Na prática, segundo CCEE, ONS (2008), o despacho energético que conduz ao menor custo total é obtido ao se equilibrar a geração hidráulica e térmica de forma a igualar o Valor da Água ao custo de geração da térmica mais cara que estiver sendo acionada.



Quando o custo total é o mínimo, as derivadas do **Custo Imediato (Custo de Geração Térmica)** e do **Custo Futuro (Valor da Água)** se igualam

Figura 7 – Função de Custo Total

Fonte: CCEE, ONS, 2008.

Como observa TOLMASQUIM (2011), a decisão ótima ocorre quando as derivadas da FCF e da FCI em relação ao volume são iguais em módulo. A FCI cresce com o aumento do volume final, isto é, quanto maior este volume, maior o gasto de combustível hoje. A FCF decresce com o aumento do volume final: quanto maior o estoque final, menor a expectativa de geração térmica futura. A decisão de economizar água implica maior geração térmica no estágio imediato e propicia maior volume armazenado ao fim do período, o que explica o comportamento da FCI. A FCF diminui com o volume final armazenado, pois a decisão de guardar água hoje permite gerar menos térmica no futuro.

4.2 MODELAGEM DO SISTEMA

O planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos tem por objetivo minimizar o valor esperado do custo total, tendo como variável de decisão a geração hidro e termoelétrica. Esse problema pode ser caracterizado como um processo de

decisões sob incerteza, cuja solução é obtida por meio de uma cadeia de modelos de cálculo, representada na Figura 8. Nessa modelagem, apenas a hidrologia recebe tratamento estocástico (TOLMASQUIM, 2011).

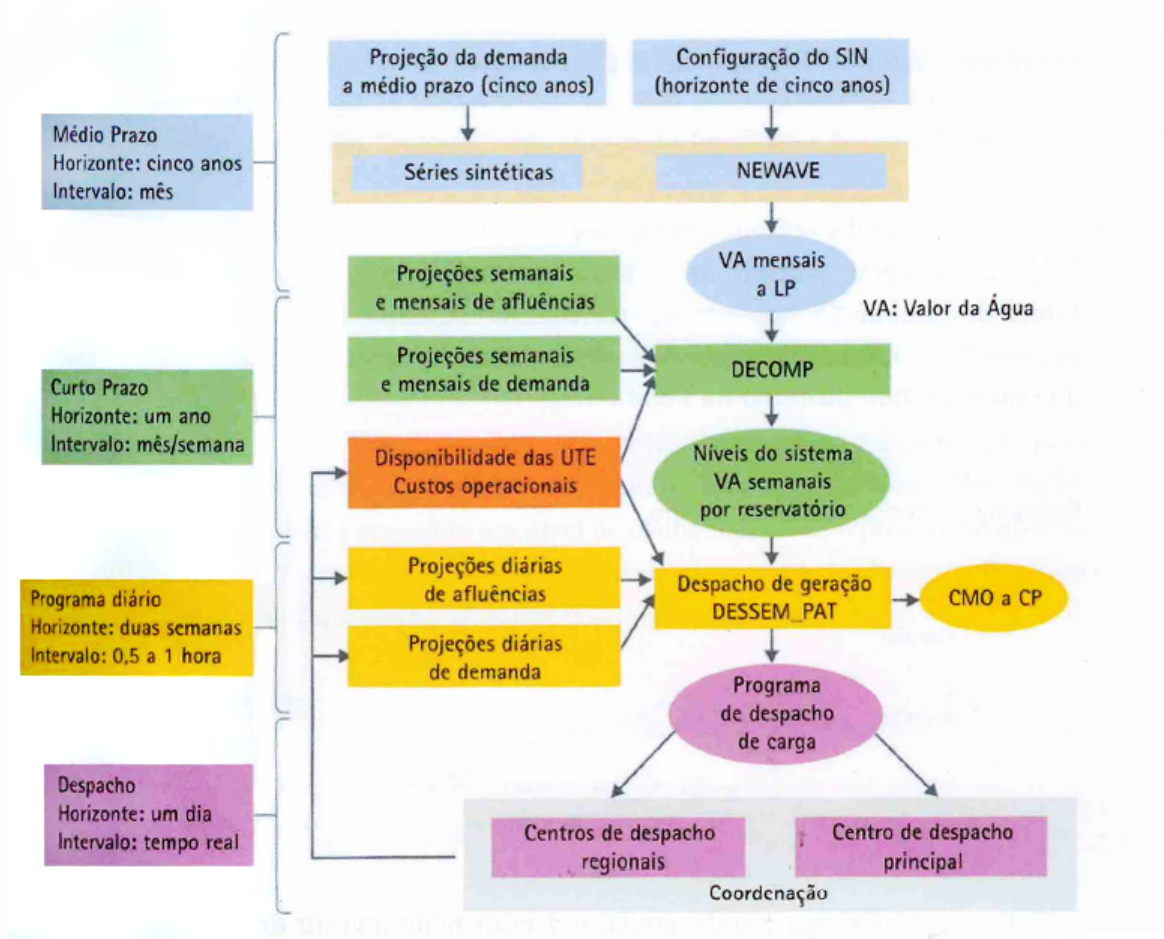


Figura 8 – Processo de planejamento da operação

Fonte: Tolmasquim, 2011.

Na etapa de médio prazo, com horizonte de cinco anos, a configuração do parque gerador é definida do âmbito do CMSE, coordenado pelo MME, com a participação da EPE, do ONS, da ANEEL e da CCEE. O modelo *NEWAVE*, usado nessa etapa, tem como objetivo minimizar o custo de operação, considerando duas mil séries hidrológicas sintéticas ou o conjunto de séries históricas. Como resultado, o modelo *NEWAVE* fornece a Função de Custo Futuro, citada anteriormente, que é usada pelo modelo *DECOMP*, em estudos de curto prazo, com horizonte de dois a seis meses.

No *DECOMP* as usinas são representadas individualmente, com horizonte anual e discretização semanal no primeiro mês e mensal nos seguintes. Esse

modelo considera os aspectos elétricos da operação, sob a forma de restrições operativas. O *DECOMP* define metas de geração por usina. A incerteza nas afluições é representada por meio de cenários. Como resultado dessa etapa, são obtidos os custos marginais de operação, detalhados por patamar de carga⁴ e por submercado.

A cadeia de planejamento é finalizada com o *DESSEM-PAT*, que calcula o despacho com horizonte de até duas semanas, com os dois primeiros dias discretizados em intervalos de 30 minutos. No *DESSEM*, há uma modelagem mais precisa da transmissão, por meio de um modelo de fluxo de potência linearizado. Nessa etapa, há a coordenação entre o despacho central e os regionais.

4.2.1 OBTENÇÃO DO CUSTO FUTURO

O Custo Imediato, de acordo com Silva (2001), corresponde às despesas decorrentes das decisões presentes, tais como o custo do combustível a ser utilizado para a geração em usinas termoeletricas. Para a obtenção do Custo Futuro, por sua vez, é necessário o conhecimento a respeito do que ocorrerá nos próximos anos. No sistema brasileiro, conforme dito anteriormente, o Custo Futuro depende das afluições (vazões) que ocorrerão nos rios em que estão instaladas as usinas hidroelétricas. E estas vazões, da mesma forma que o clima, possuem alto grau de incerteza. De acordo com o ONS, a única forma de ter-se uma indicação do Custo Futuro é estudar o comportamento estatístico das afluições. Estudando-se o histórico de afluições, conhecidos e consolidados desde o ano de 1931, foram obtidos alguns índices estatísticos:

- média,
- desvio padrão,
- correlação temporal,
- correlação espacial.

Realizaram-se estudos visando identificar um modelo estatístico que melhor se ajustasse ao comportamento das afluições conhecidas. Foi então selecionado o modelo $PAR(p)$, sigla para “*Autorregressivo periódico de ordem p*”. Isso significa que

⁴ Classificação das horas do mês, de acordo com o perfil de carga definido pelo ONS. O patamar pode ser Leve (horários de baixo consumo), Médio (horários de consumo médio) e Pesado (horários em que se verificam picos de consumo) (CCEE, 2012c).

as afluições, através deste modelo, dependem das afluições que ocorreram nos mesmos locais em até p meses anteriores. O caráter periódico está ligado à sazonalidade do regime hidrológico. Assim, para cada mês, pode haver um valor diferente para o parâmetro p . Em geral, afluições em meses iniciais do período chuvoso dependem de um ou, no máximo, dois meses anteriores. Afluições em meses iniciais do período seco, por sua vez, dependem do que ocorreu em vários meses do período úmido imediatamente anterior.

O cálculo do Custo Futuro pode, então, ser determinado com o conhecimento do modelo estocástico que representa as afluições, sorteando-se uma quantidade suficiente de hipóteses, acompanhar a evolução do sistema nos próximos cinco anos para cada uma das trajetórias correspondentes a cada hipótese de afluição, e calcular o custo médio de todas as hipóteses. Este é o Custo Futuro Médio. Este processo está representado na Figura 9.

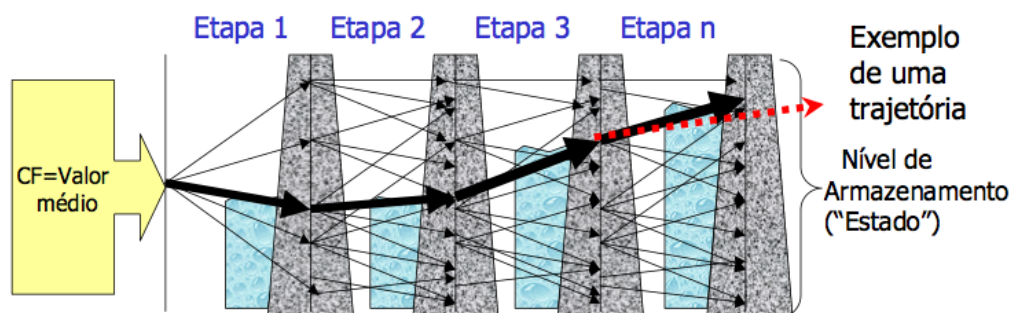


Figura 9 – Exemplo de processo para determinação do Custo Futuro

Fonte: CCEE, ONS, 2008.

Na Figura 9, a variável Estado do sistema corresponde ao nível de armazenamento do reservatório de uma usina e cada Etapa corresponde a um intervalo de tempo específico (dia, semana, mês).

O ONS utiliza o método da Programação Dinâmica Estocástica, que permite estudar a evolução do sistema e trazer informações do futuro para o presente. Como resultado, além do Custo Futuro Médio para o estado de partida do estudo, este método encontra os Custos Futuros a partir de qualquer outro estado que pertença a qualquer etapa e a qualquer uma das trajetórias da evolução da operação, sob as diversas hipóteses de afluições. Diz-se que este método garante que o Custo

Futuro calculado em cada estado seja ótimo, ou seja, é o mínimo possível para as hipóteses consideradas.

4.2.2 MONTAGEM DO PROBLEMA

O problema para encontrar o menor Custo Total (soma do Custo Imediato com o Custo Futuro), em cada etapa, resume-se em respeitar o atendimento da carga e o balanço hídrico, sendo o Custo Futuro condicionado pela Função de Custo Futuro (CCEE, ONS, 2008).

A equação de atendimento da carga é representada de acordo com a Equação 4.2.

$$\text{Geração Hidro} + \text{Geração Termo} + \text{Intercâmbios} + \text{Déficit} = \text{Carga} \quad (4.2)$$

Fonte: CCEE,ONS, 2008.

A equação do balanço hídrico é representada de acordo com a Equação 4.3.

$$\text{Nível Final} = \text{Nível Inicial} + \text{Afluência} - \text{Geração Hidro} - \text{Vertimento} \quad (4.3)$$

Fonte: CCEE,ONS, 2008.

Matematicamente, a Função de Custo Futuro é representada pelas inequações de retas 4.4 e 4.5.

$$CF(V) \geq CF(B) + (V - B) * \text{Derivada}(B) \quad (4.4)$$

$$CF(V) \geq CF(A) + (V - A) * \text{Derivada}(A) \quad (4.5)$$

Fonte: CCEE,ONS, 2008.

onde a *Derivada* é calculada com relação ao nível final de armazenamento da etapa em consideração.

Supondo-se conhecidos os custos nos Estados A e B, é possível calcular o Custo Futuro para um Estado genérico V, representada pela envoltória da Figura 10.

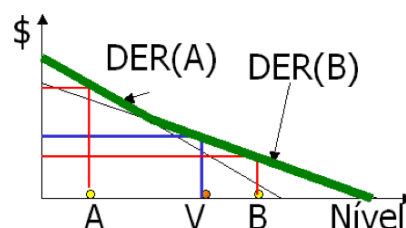


Figura 10 – Envoltória da FCF, calculada para o Estado V

Fonte: CCEE, ONS, 2008.

Para melhor exemplificar a montagem do problema, considera-se a seguinte situação: supondo que a carga, numa determinada etapa, fosse atendida apenas com a geração hidráulica utilizando-se a água do reservatório da usina, ao final da mesma, o nível de armazenamento se encontraria no Estado A, de acordo com a Figura 11.

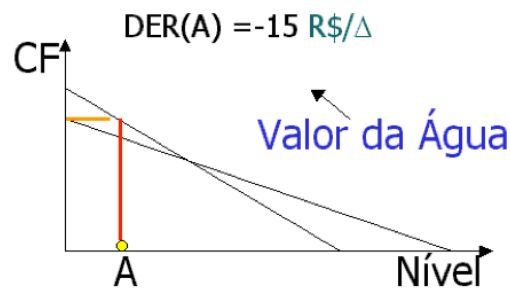


Figura 11 – Nível do reservatório tendendo ao Estado A ao final da etapa

Fonte: CCEE, ONS, 2008.

Consultando a Função de Custo Futuro, observa-se que em 'A' a derivada do Custo Futuro é igual a $-15 \text{ R}\$/\Delta$. Esta derivada, como visto anteriormente, é a taxa de variação do Custo Futuro em relação ao nível de armazenamento, chamada, no jargão da operação do sistema elétrico, "Valor da Água". Diz-se, portanto, que "a Água no Estado 'A' vale $15 \text{ R}\$/\Delta$ ". Concorrendo com o uso da água, entretanto, há uma usina térmica que pode ser acionada com custo de geração igual a $10 \text{ R}\$/\Delta$. Tendo a "Água" valendo $15 \text{ R}\$/\Delta$, a melhor decisão é poupá-la e consumir combustível, gerando energia na usina termoeletrica a $10 \text{ R}\$/\Delta$, conforme a Figura 12.

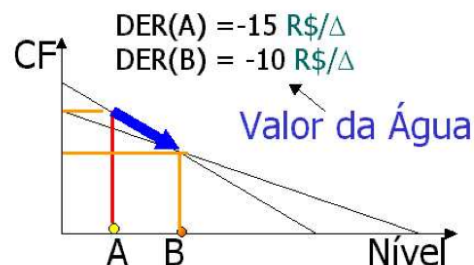


Figura 12 – No ponto B, o custo de geração termoeletrica é menor que o "Valor da Água".

Fonte: CCEE, ONS, 2008.

Desta forma, a geração hidroelétrica é reduzida e o nível de armazenamento ao final desta etapa aumenta, passando de 'A' para 'B'. Neste ponto o “Valor da Água” passa a valer, de acordo com a Função de Custo Futuro, 10 R\$/ Δ . Como neste Estado ambas gerações se equivalem em termos de custo, a geração na usina termoelétrica fica limitada ao montante necessário para alterar o nível de armazenamento do final da etapa de 'A' para 'B'.

4.3 SIMULAÇÃO ENERGÉTICA

Como forma de se calcular os custos, em R\$/MWh, da operação energética e planejamento do SIN, nos modelos computacionais apresentados a seguir, são definidas as premissas finais que traduzem, nos valores efetivamente praticados, a construção da estratégia da operação anteriormente discutida.

4.3.1 NEWAVE

Nos estudos de médio prazo, para um horizonte de até cinco anos, é necessário tratar o sistema de forma simplificada, devido ao problema da *maldição da dimensionalidade*, que torna inviável o uso da Programação Dinâmica Estocástica em problemas aonde é necessária a construção da estratégia para a operação de múltiplos reservatórios (CCEE, ONS, 2008).

Baseado na duração da mais longa estiagem observada no Brasil – no período entre 1951 e 1955⁵ – este horizonte é necessário para que, com base nos critérios de segurança da operação, utilizados pelo ONS, possa ser avaliada a necessidade de tomada de decisões de ordem estrutural, visando a antecipação e/ou implantação de geração/transmissão para aumentar a margem de segurança da operação do SIN.

A simplificação adotada para o modelo *NEWAVE* é a agregação de todos os reservatórios de cada região num único reservatório equivalente de energia. Dentre as principais variáveis utilizadas pelo modelo, as mais influentes são a Energia Armazenada (EAR), a Energia Natural Afluenta (ENA) e a Curva de Aversão a Risco (CAR).

⁵ Tolmasquim (2011), citando (Carvalho, 2010), p.74.

A Energia Armazenada (EAR) é a energia que pode ser gerada no sistema, com o deplecionamento dos reservatórios do sistema operando em paralelo, desconsiderando afluências adicionais.

A vazão que aflui aos reservatórios de todas as usinas de uma mesma região é transformada em Energia Afluente Controlável, já que a decisão de estocar ou utilizar esta água está sob o controle do operador. Entretanto, há usinas que não possuem reservatório capaz de regularizar a vazão por um período mensal. A soma das vazões que chegam a estas usinas é transformada em energia e chamada de Energia Fio D'água Bruta. A vazão que chega a estas usinas não pode ser estocada, sendo gerada ou vertida. A Energia Fio D'água Líquida representa a máxima quantidade de Energia Fio D'água que pode ser turbinada. O restante é denominado Energia Vertida Não Turbinável. Finalmente, a soma da Energia Fio D'água Bruta com a Energia Controlável de uma região é denominada Energia Natural Afluente (ENA).

A Curva de Aversão ao Risco (CAR), criada em função do racionamento ocorrido em 2001 e 2002, é definida como os níveis de armazenamento que evitariam o esvaziamento dos reservatórios de cada subsistema pelos dois primeiros anos do horizonte de estudo, considerando severas condições hidrológicas. O modelo *NEWAVE* trata a CAR como uma penalidade de referência, que é acrescida ao Valor da Água quando a EAR de algum subsistema esteja abaixo da Curva de Aversão a Risco. Desta forma, provoca o acionamento de todas as fontes de geração afim de recuperar os níveis de armazenamento.

4.3.2 DECOMP

O modelo *DECOMP* é utilizado no Programa Mensal da Operação (PMO), que tem como objetivo principal estabelecer as metas e diretrizes energéticas de curto prazo da operação coordenada do SIN, assegurando a otimização dos recursos de geração disponíveis. Atualmente, em função dos processos de otimização do PMO e de suas revisões, o ONS fornece, semanalmente, para a CCEE a base de dados para o cálculo do PLD, processo executado pela CCEE, com a utilização do modelo *DECOMP* (CCEE, ONS, 2008).

O modelo *DECOMP* possibilita a otimização energética às usinas de forma individualizada, considerando um amplo conjunto de recursos, dos quais se destacam:

- produtividade variável com altura da queda;
- representação do tempo de viagem da água;
- evaporação/irrigação/transposição de vazões;
- geração em pequenas bacias;
- contratos de importação/exportação de energia;
- configuração dinâmica;
- volumes de espera para amortecimento de cheias;
- indisponibilidade das unidades geradoras;
- restrições elétricas: limites mínimos e máximos de geração em UHE, UTE e conjuntos de aproveitamentos, incluindo fluxo nas interligações.

4.3.3 RESULTADOS

Tanto a CCEE como o ONS utilizam os mesmos modelos computacionais, *NEWAVE* e *DECOMP*, porém as finalidades são distintas: o ONS busca a melhor forma de operar o sistema elétrico, ou seja, suprir integralmente a demanda pelo menor custo possível para o sistema. Por sua vez, a CCEE visa determinar o PLD, por submercado e por patamar de carga, que será utilizado na contabilização do mercado de curto prazo (mercado spot) (CCEE, ONS, 2008).

Em função desses diferentes objetivos, há alteração nos dados de entrada que a CCEE utiliza na aplicação dos modelos. São realizadas alterações na base de dados do *NEWAVE* – periodicidade mensal, e também na base de dados do *DECOMP* – periodicidade semanal, conforme o fluxo de atividades indicado na Figura 13.

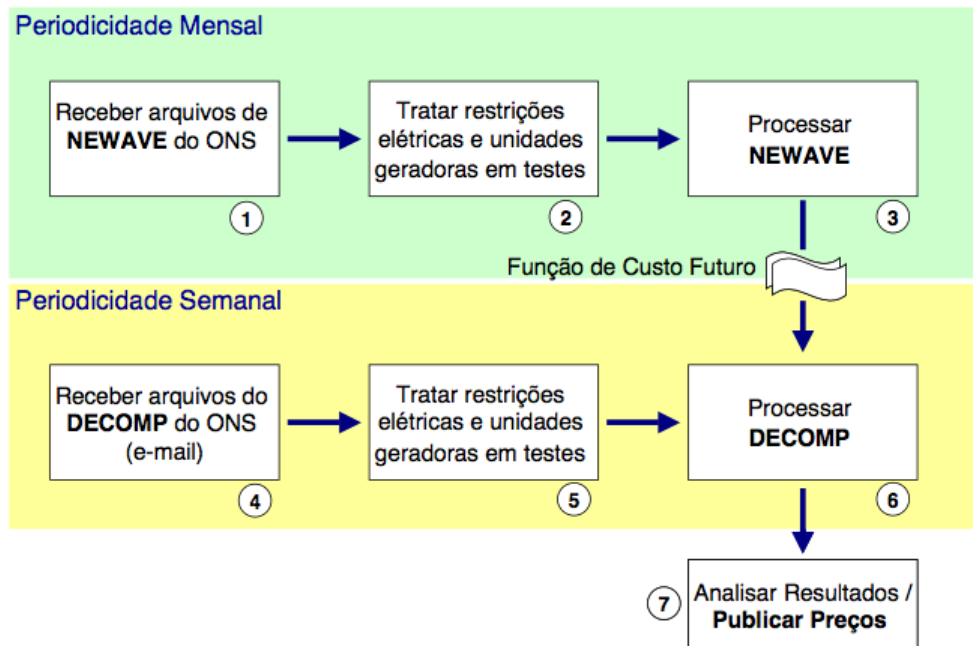


Figura 13 – Fluxograma para publicação do PLD

Fonte: CCEE, ONS, 2008.

Conforme pode ser observado, a CCEE realiza duas alterações nos dados de entrada fornecidos pelo ONS:

(a) retiram-se dados de disponibilidade provenientes de unidades geradoras em fase de teste; e

(b) retiram-se dados de restrições operativas internas de cada submercado.

A cada mês a CCEE recebe a base de dados utilizada pelo ONS no processamento do *NEWAVE*, através de um software de comunicação que busca os arquivos de entrada do *NEWAVE* nos servidores do ONS e retira as restrições elétricas internas aos submercados.

A cada semana, a CCEE recebe do ONS um conjunto de arquivos de entrada do *DECOMP*, utilizados no PMO e suas revisões. A partir dessas informações e da Função de Custo Futuro obtida do *NEWAVE*, a CCEE utiliza o modelo *DECOMP* como parte do processo de definição do PLD, mediante a:

- não consideração da energia de usinas térmicas que estejam em fase de testes no 1º mês do horizonte de estudo;
- não consideração de restrições elétricas internas a cada um dos submercados.

As restrições elétricas internas aos submercados são retiradas dos dados de entrada para que, na determinação do Custo Marginal de Operação (CMO), a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os pontos de consumo do submercado.

Isso é necessário para que o CMO seja o mesmo em todos os pontos do submercado. Dessa forma, o modelo fornece para esse submercado, sem restrições internas, a produção em todas as usinas e o CMO correspondente.

A eventual diferença de custos entre o despacho sem restrições e o despacho real é tratada pela CCEE quando se realiza o cálculo dos Encargos de Serviços de Sistema por Restrições de Operação, que devem ser pagos, mensalmente, pelos Agentes da CCEE que possuem carga.

A energia proveniente de usina térmica que possua unidade geradora em teste é retirada dos dados de entrada, de modo a garantir que a geração disponibilizada e/ou despachada por ordem de mérito por essa usina, possa efetivamente atender a carga.

Realizadas as modificações e efetuado o processamento, a CCEE realiza a análise dos resultados a partir dos relatórios de saída dos modelos e obtém um Custo Marginal de Operação por submercado, diferentes daqueles obtidos pelo ONS. A princípio, o PLD seria esse CMO obtido pela CCEE, porém a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu valores máximo e mínimo para o PLD. Portanto, o PLD é obtido a partir da comparação do CMO com esses valores limites.

5 AMBIENTE DE COMERCIALIZAÇÃO CCEE

O Ambiente de Contratação Livre possui sua estrutura suficientemente coordenada para que ocorra adequadamente a liquidação dos débitos e dos créditos próprios da operação – resultados do balanço financeiro referente ao lastreamento do Agente, remuneração de encargos, ajustes e rateios de débito. Tal ambiente é respaldado por um mecanismo de garantias financeiras formadas para a atribuição de segurança ao mercado. A necessidade de cobertura financeira é reflexo da constituição da matriz energética e dos consequentes efeitos de volatilidade dos valores do PLD numa ampla margem, atingindo o mercado de curto prazo e todos os Agentes em posição de exposição.

O atual sistema de Garantias Financeiras da CCEE, como uma caução no formato de aporte bancário, protege a saúde financeira do mercado, principalmente em momentos de altos valores do PLD, garantindo que os Agentes cumpram com as suas obrigações, e mantendo os níveis adequados de adimplência no que diz respeito ao atendimento dos custos, encargos setoriais e cobertura de energia.

5.1 GARANTIAS FINANCEIRAS

Na Contabilização ocorre mensalmente o processamento das informações de contratos e consumo, e de todas as informações requeridas para que sejam realizados os cálculos individuais de cada Agente no âmbito da CCEE, com base nas regras de comercialização, que realiza o levantamento das exposições de energia e financeira, débitos e créditos de encargos, e finalmente a consolidação financeira dos resultados a serem liquidados. Os resultados atingidos são levados para a operação de Liquidação Financeira.

Na operação de Liquidação Financeira acontecem as saídas e entradas dos débitos e créditos inerentes à aquisição e venda de energia elétrica, com abrangência sobre o mercado de curto prazo, apuradas na Contabilização. A Liquidação Financeira engloba também o pagamento dos Encargos de Serviço do Sistema, que visam efetuar o ressarcimento aos Agentes geradores térmicos que, por solicitação de despacho do ONS, são forçados a iniciar a operação fora da ordem de mérito ou parar a operação dentro da ordem de mérito. A Liquidação ocorre de maneira multilateral, ou seja, em base mensal, o sistema calcula em qual

posição o agente se enquadra – devedora ou credora – em relação ao mercado de curto prazo, não havendo a possibilidade de identificação da contraparte.

A Garantia Financeira, que deve ser aportada especificamente na agência Trianon do Banco Bradesco, é executada parcialmente ou totalmente quando o agente não deposita o montante suficiente para o atendimento do débito da Liquidação Financeira. Dessa forma, a Garantia Financeira é um mecanismo de segurança para a realização dos pagamentos da Liquidação.

Os valores dos aportes das Garantias Financeiras são calculados em relação aos contratos registrados (retiradas as perdas médias de Rede Básica), consumos declarados, ajustes das declarações dos meses passados e ao último valor da Liquidação Financeira. A CCEE fornece uma previsão para os valores do PLD, de modo a valorar as possíveis exposições projetadas, comparando os consumos previstos e os contratos registrados. Dessa forma, percebe-se que um consumidor que não possua contratos registrados, terá um montante financeiro expressivo a ser aportado, relativo à linha de exposição das Garantias.

Na linha de ajuste, considerando as declarações de consumo passadas, é realizada a comparação entre os consumos anteriormente declarados para aquele mês e o consumo efetivamente realizado. Com uma tolerância de 10%, a diferença positiva entre o consumo real e o declarado é valorada a partir das previsões de PLD anteriores para o mês em questão. Na Figura 14 é mostrado o horizonte mensal considerado no cálculo do aporte.

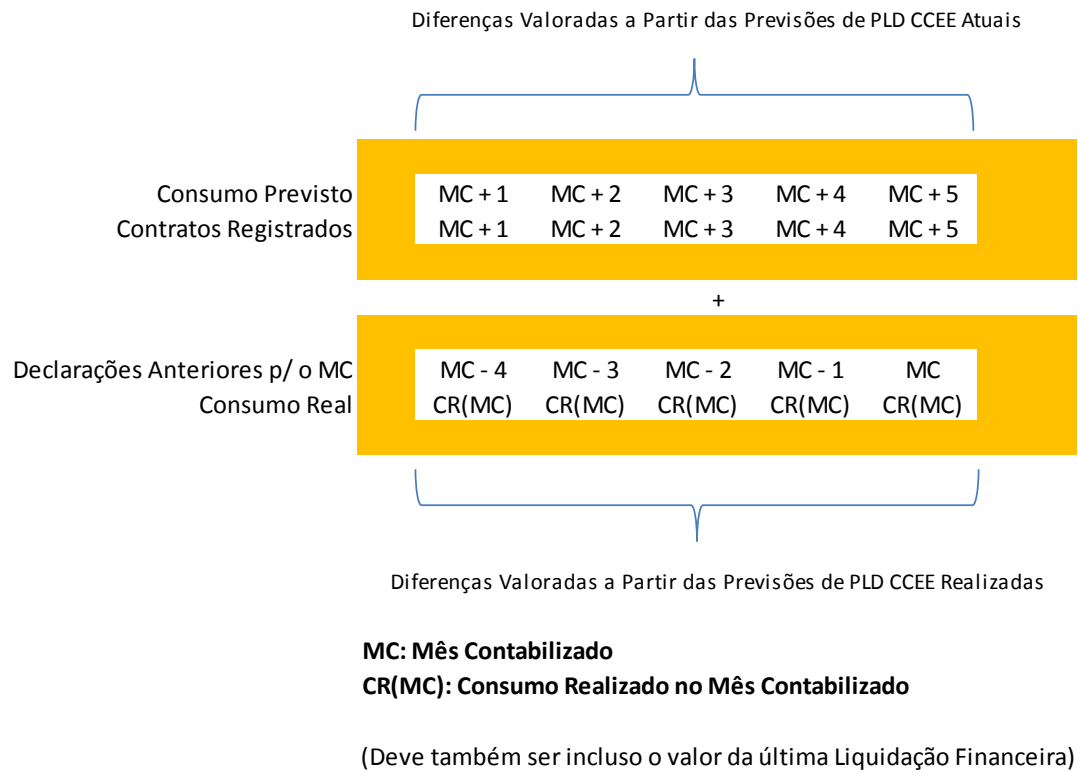


Figura 14 – Esquema de Aferição dos montantes a serem aportados

6 IMPACTO DA VOLATILIDADE DO PLD SOBRE AS GARANTIAS FINANCEIRAS

Conforme consta nas Regras de Comercialização, versão 2010, aprovada pela Resolução Normativa nº 385 da ANEEL, de 08 de dezembro de 2009, a previsão de PLD calculada pela CCEE utiliza o valor médio das duas mil séries do Custo Marginal da Operação, resultado da execução do *NEWAVE*, utilizado para cada um dos respectivos meses futuros de referência para o cálculo das Garantias Financeiras. Considerando os limites máximos e mínimos do PLD, R\$/MWh 12,20 e R\$/MWh 727,52, de acordo com a Resolução Homologatória ANEEL Nº 1.247 (13/dez/2011), sempre que o CMO calculado estiver abaixo ou acima dos respectivos limites, os valores convertidos em PLD serão os próprios limites.

Com o intuito de analisar qual o impacto gerado no âmbito do Mercado Livre para um agente consumidor desta significativa alta no PLD ocorrida em março e abril de 2012, a análise a seguir simula cálculos de Aporte de Garantias pré e pós alta do mesmo. Considerando um horizonte de três meses, desde março até maio de 2012, são apurados os montantes que supostamente deviam ser aportados por aqueles agentes consumidores considerados expostos. Encerrando a análise, são apurados os motivos que levaram à esta alta no PLD, ocorrida neste período.

6.1 METODOLOGIA DE APLICAÇÃO DO CÁLCULO DO APORTE

A metodologia aplicada para cálculo do Aporte de Garantias pode ser equacionada da seguinte forma:

$$VG = \sum_{m=1}^5 (CD_m \cdot (1+P_m) - MC_m) \cdot PLD_m + \sum_{m=-4}^0 [(CR_0) \cdot (1+P_0) - 1,1 \cdot CD_m] \cdot PLD_m \quad (6.1)$$

onde:

VG – Valor da Garantia em R\$.

CD_m – Consumo Declarado, em MWh, no mês “m”.

P_m – Perdas médias de Rede Básica dos últimos doze meses – incluindo o mês contabilizado – percentuais (%).

MC_m – Montante Contratado de energia, em MWh, no mês “m”.

PLD_m – Projeção do PLD, em R\$/MWh, para o mês “m”.

CR₀ – Consumo Realizado no mês contabilizado, anterior ao mês de competência do cálculo.

P_0 – Perdas de Rede Básica verificada no mês contabilizado, percentuais (%).

$m= 1, 2, 3, 4$ e 5 – Mês de competência do cálculo, mês seguinte, dois meses à frente, três meses à frente e quatro meses à frente, respectivamente.

$m= 0, -1, -2, -3$ e -4 – Mês contabilizado, mês anterior ao contabilizado, dois meses atrás, três meses atrás e quatro meses atrás, respectivamente.

Nas simulações de cálculo de Aporte de Garantias, são consideradas as seguintes premissas:

- submercado Sudeste;
- consumo declarado igual a $1,8\text{MWm}^6$ constante ao longo dos meses;
- perdas médias de Rede Básica igual a 2,5%;
- montante contratado de energia de longo prazo igual a $1,5\text{MWm}$;
- o consumo realizado no mês contabilizado do cálculo foi 15% maior daquele que fora declarado anteriormente, já consideradas as perdas de Rede Básica verificadas.

É pertinente comentar que no cálculo do Aporte de Garantias são considerados, também, o valor da Liquidação Financeira e o valor referente às possíveis penalidades deste agente. Esta análise não considera tais itens, visto que estes valores não dependem da previsão de PLD.

Para aplicação desta metodologia de cálculo, foi desenvolvida uma planilha para utilização como ferramenta de análise. A mesma é encontrada no Anexo 1.

É importante salientar que os valores de PLD para os meses futuros são baseados nas projeções de CMO calculadas pela CCEE, utilizando o *NEWAVE*.

6.2 SIMULAÇÃO DO APORTE PRÉ ALTA PLD

Para esta primeira simulação de Aporte de Garantias considera-se o mês de competência março/12, cujo PLD fechado fora de R\$/MWh 124,97. Influenciado pelo CMO de R\$/MWh 93,56 para o restante do ano de 2012 – resultado da execução do *NEWAVE* calculada no dia 01/03/12 – as projeções de PLD para o sudeste, calculadas pela CCEE, são aquelas apresentadas na Tabela 2.

⁶Wmédio, $Wm = Wh/H$, onde H equivale ao número de horas de um determinado mês.

Projeção de PLD em Março/12 (R\$/MWh)

Submercado	Abril/12	Maior/12	Junho/12	Julho/12
SE	86,73	89,86	92,65	94,27

Fonte (CCEE, 2012).

Considerando que a quantidade de energia registrada, através de contratos de longo prazo, é de 1,5MWm, calcula-se o montante em MWh na Tabela 3.

Contratos Registrados

Mês	Março/12	Abril/12	Maior/12	Junho/12	Julho/12
MWm	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Horas	744	720	744	720	744
MWh	1.116,000	1.080,000	1.116,000	1.080,000	1.116,000

A previsão de consumo que fora declarado é de 1,8MWm. Na Tabela 4, calcula-se os valores em MWh, já consideradas perdas médias de 2,5%.

Consumo Declarado (MWh)

Mês	Março/12	Abril/12	Maior/12	Junho/12	Julho/12
MWm	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Horas	744	720	744	720	744
MWh	1.372,680	1.328,400	1.372,680	1.328,400	1.372,680

Calculando a exposição deste agente, através da diferença positiva entre consumo declarado – já com perdas médias de Rede Básica – e contratos registrados – valorados à PLD – temos os montantes considerados na Tabela 5.

Exposição (R\$)

Mês de referência	Diferença (MWh)	PLD (R\$/MWh)	Montante (R\$)
Março/12	256,680	124,97	32.077,30
Abril/12	248,400	86,73	21.543,73
Maió/12	256,680	89,86	23.065,26
Junho/12	248,400	92,65	23.014,26
Julho/12	256,680	94,27	24.197,22
Total			123.897,78

O valor do aporte, referente à exposição prevista nos meses futuros, é de R\$ 123.897,78.

Outra premissa que foi considerada definia que a diferença percentual entre o consumo declarado do mês anterior – fevereiro/12 – frente ao que fora efetivamente verificado, seria de 15% a maior. Esta diferença das declarações, considerando as perdas do mês contabilizado de 2,97%, é calculada na Tabela 6.

Diferenças das Declarações

Mês de referência	Declaração para Fevereiro/12 (MWh)	Declaração + 10% (MWh)	Verificado em Fevereiro/12 (MWh)	Diferença (MWh)
Outubro/11	1.285,965	1.414,562	1.485,641	71,079
Novembro/11	1.285,965	1.414,562	1.485,641	71,079
Dezembro/11	1.285,965	1.414,562	1.485,641	71,079
Janeiro/12	1.285,965	1.414,562	1.485,641	71,079
Fevereiro/12	1.285,965	1.414,562	1.485,641	71,079

Quando a diferença entre o consumo verificado num determinado mês de referência, em relação ao que foi declarado anteriormente, é positiva e maior que 10%, esta diferença é valorada ao PLD previsto para aquele mês de referência. Considerando as previsões de PLD para fevereiro/12, desde outubro/11, até o PLD verificado neste mês de competência, a Tabela 7 mostra o montante do aporte referente às diferenças das declarações.

Montante referente às Diferenças das Declarações (R\$)

Mês de referência	Diferença (MWh)	PLD previsto para Fevereiro/12 (R\$/MWh)	Ajuste (R\$)
Outubro/11	71,079	38,23	2.717,36
Novembro/11	71,079	36,46	2.591,55
Dezembro/11	71,079	57,66	4.098,44
Janeiro/12	71,079	56,12	3.988,97
Fevereiro/12	71,079	50,67	3.601,59
Total			16.997,92

O valor do aporte, referente às diferenças das declarações, é de R\$ 16.997,92.

O somatório do valor do aporte referente aos meses futuros e o valor referente às diferenças das declarações define o valor total de aporte para o mês de competência. Logo, para março/2012, o valor total de Aporte de Garantias Financeiras é de R\$ 140.895,70.

6.3 SIMULAÇÃO DO APORTE PÓS ALTA PLD

A segunda simulação do Aporte de Garantias é feita considerando o mês de competência abril/12, quando as previsões de PLD, influenciadas pelo CMO do Sudeste de R\$/MWh 191,54 para o restante do ano de 2012 – resultado da execução do *NEWAVE* calculada no dia 29/03/12 – sofreram substancial aumento, conforme mostrado na Tabela 8.

Projeção de PLD em Abril/12 (R\$/MWh)

Submercado	Maio/12	Junho/12	Julho/12	Agosto/12
SE	180,66	185,22	188,86	193,05

As premissas utilizadas nesta segunda simulação são as mesmas consideradas na simulação anterior:

- submercado Sudeste;
- consumo declarado de 1,8MWm;
- perdas médias de Rede Básica de 2,5%;
- montante registrado de contratado igual a 1,5MWm;
- diferenças das declarações de consumo igual a 15% a maior.

A Tabela 9 apresenta os valores de contratos, em MWh, considerando o número de horas para cada um dos respectivos meses.

Contratos Registrados (MWh)

Mês	Abril/12	Maio/12	Junho/12	Julho/12	Agosto/12
MWm	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Horas	720	744	720	744	744
MWh	1.080,000	1.116,000	1.080,000	1.116,000	1.116,000

A Tabela 10 apresenta os valores de consumo declarado, com perdas de Rede Básica de 2,5% – em MWh – considerando o número de horas de cada um dos respectivos meses.

Consumo Declarado (MWh)

Mês	Abril/12	Mai/12	Junho/12	Julho/12	Agosto/12
MWm	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Horas	720	744	720	744	744
MWh	1.328,400	1.372,680	1.328,400	1.372,680	1.372,680

Calculando novamente a exposição deste agente, através da diferença positiva entre consumo declarado – já com perdas de Rede Básica – e contratos registrados – valorados à PLD – temos os montantes considerados na Tabela 11.

Exposição (R\$)

Mês de referência	Diferença (MWh)	PLD (R\$/MWh)	Montante (R\$)
Abril/12	248,400	192,70	47.866,68
Mai/12	256,680	180,66	46.371,81
Junho/12	248,400	185,22	46.008,65
Julho/12	256,680	188,86	48.476,58
Agosto/12	256,680	193,05	49.552,07
Total			238.275,79

O valor do Aporte de Garantias, referente aos meses futuros, é de R\$ 238.275,79.

Referente às diferenças das declarações, considerando as perdas do mês contabilizado de 2,83%, a Tabela 12 apresenta os valores para esta segunda análise.

Diferenças das Declarações

Mês de Referência	Declaração para Março/12 (MWh)	Declaração + 10% (MWh)	Verificado em Março/12 (MWh)	Diferença (MWh)
Novembro/11	1.372,680	1.509,948	1.583,664	73,716
Dezembro/11	1.372,680	1.509,948	1.583,664	73,716
Janeiro/12	1.372,680	1.509,948	1.583,664	73,716
Fevereiro/12	1.372,680	1.509,948	1.583,664	73,716
Março/12	1.372,680	1.509,948	1.583,664	73,716

Considerando as previsões de PLD para março/12, desde novembro/11 até o PLD verificado neste mês de competência, a Tabela 13 mostra o montante referente às diferenças das declarações.

Montante referente às diferenças das declarações (R\$)

Mês de referência	Diferença (MWh)	PLD previsto para Março/12 (MWh)	Ajuste (R\$)
Novembro/11	73,716	39,21	2.890,41
Dezembro/11	73,716	62,10	4.577,78
Janeiro/12	73,716	59,34	4.374,32
Fevereiro/12	73,716	25,00	1.842,91
Março/12	73,716	124,97	9.212,32
Total			22.897,75

O valor do aporte, referente às diferenças das declarações, é de R\$ 22.897,75.

O valor total de Aporte das Garantias Financeiras, somados os valores referentes aos meses futuros e as diferenças das declarações, competência abril/12, é de R\$ 261.173,54.

Para maio/12, as previsões de PLD sofreram novo aumento – influenciado pelo CMO do Sudeste de R\$/MWh 277,05 para o restante do ano de 2012, resultado da execução do *NEWAVE* calculada no dia 26/04/12 – como mostra a Tabela 14.

Tabela 2 – Projeção de PLD em Maio/12 (R\$/MWh)

Submercado	Junho/12	Julho/12	Agosto/12	Setembro/12
SE	263,00	268,85	274,67	279,30

Fonte: CCEE, 2012e.

Seguindo as premissas dessa análise, teríamos os montantes de contratos registrados para os meses à frente, de acordo com a Tabela 15.

Tabela 3 – Contratos Registrados (MWh)

Mês	Mai/12	Junho/12	Julho/12	Agosto/12	Setembro/12
MWm	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Horas	744	720	744	744	720
MWh	1.116,000	1.080,000	1.116,000	1.116,000	1.080,000

A Tabela 16 apresenta os valores de consumo declarado, com perdas de Rede Básica – em MWh – considerando o número de horas para cada um dos respectivos meses.

Tabela 4 – Consumo Declarado (MWh)

Mês	Mai/12	Junho/12	Julho/12	Agosto/12	Setembro/12
MWm	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Horas	744	720	744	744	720
MWh	1.372,680	1.328,400	1.372,680	1.372,680	1.328,400

Calculando novamente a exposição deste agente, temos os montantes considerados na Tabela 17.

Tabela 5 – Exposição (R\$)

Mês de referência	Diferença (MWh)	PLD (R\$/MWh)	Montante (R\$)
Maio/12	256,680	180,94	46.443,68
Junho/12	248,400	263,00	65.329,20
Julho/12	256,680	268,85	69.008,42
Agosto/12	256,680	274,67	70.502,30
Setembro/12	248,400	279,30	69.378,12
Total			320.661,71

O valor do Aporte de Garantias, referente aos meses futuros, é de R\$ 320.661,71.

Considerando que as perdas médias de abril foram de 2,58%, referente às diferenças das declarações, a Tabela 18 apresenta os valores para esta terceira análise.

Tabela 6 – Diferenças das Declarações

Mês de Referência	Declaração para Abril/12 (MWh)	Declaração + 10% (MWh)	Verificado em Abril/12 (MWh)	Diferença (MWh)
Dezembro/11	1.328,400	1.461,240	1.528,852	67,612
Janeiro/12	1.328,400	1.461,240	1.528,852	67,612
Fevereiro/12	1.328,400	1.461,240	1.528,852	67,612
Março/12	1.328,400	1.461,240	1.528,852	67,612
Abril/12	1.328,400	1.461,240	1.528,852	67,612

Considerando as previsões de PLD para Abril/12, desde dezembro/11 até o PLD verificado neste mês de competência, a Tabela 19 mostra o montante referente às diferenças das declarações.

Tabela 7 – Montante referente às diferenças das declarações (R\$)

Mês de referência	Diferença (MWh)	PLD previsto para Abril/12 (R\$/MWh)	Ajuste (R\$)
Dezembro/11	67,612	68,80	4.651,73
Janeiro/12	67,612	62,58	4.231,18
Fevereiro/12	67,612	28,25	1.910,05
Março/12	67,612	86,73	5.864,02
Abril/12	67,612	192,70	13.028,89
Total			29.685,87

O valor do aporte, referente às diferenças das declarações, é de R\$ 29.685,87. O valor total de Aporte das Garantias Financeiras, somados os valores referentes aos meses futuros e as diferenças das declarações, competência maio/12, é de R\$ 350.347,58.

6.4 ANÁLISE COMPARATIVA

É possível visualizar, de forma mais clara, as variações de aporte através da Figura 15.

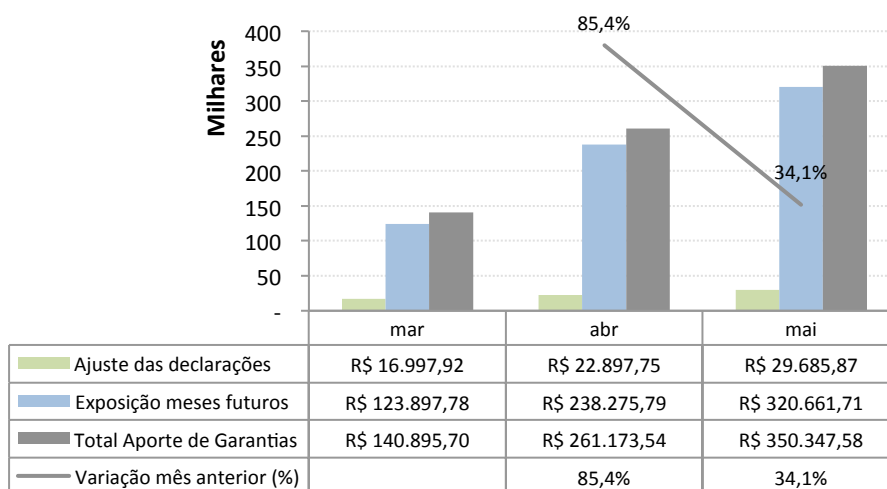


Figura 15 – Variação do Aporte de Garantias

Para uma estratégia de exposição de 0,3MWm, o que representa 14,5% de um consumo de 2,07MWm – considerando a previsão de consumo de 1,8MWm mais 15% de ajuste – a variação percentual no valor total do aporte, ocorrida entre março e abril de 2012, fora de 85,4%. Entre abril e maio, esta variação atingiu 34,1%. Em dois meses, no período de março a maio, o Aporte de Garantias variou 148,7%. Estas variações estão diretamente ligadas às sucessivas altas do PLD, ocorridas principalmente em função de fatores conjunturais – inerentes à operação do Sistema – e, principalmente, devido às previsões de PLD baseadas no CMO.

Especificamente para março de 2012, o PLD fechado de R\$124,97 no SE/CO, foi resultado, segundo Info PLD da CCEE, dos seguintes fatores:

- comportamento da ENA ao longo do mês;
- evolução da EAR.

A Figura 16 mostra os valores de ENA ao longo das 4 primeiras semanas.

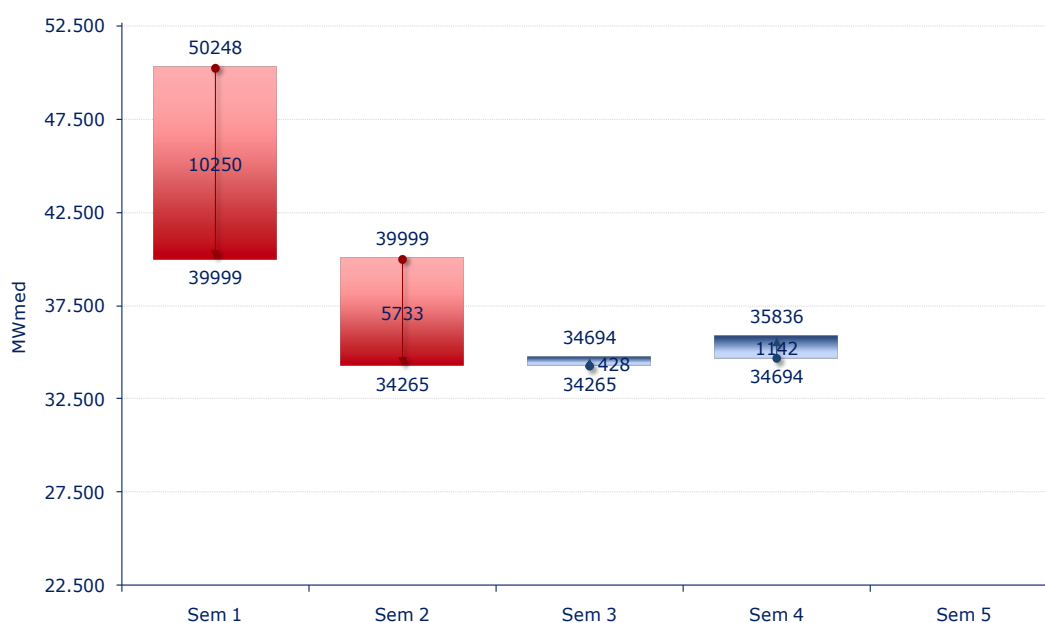


Figura 16 – Montantes de ENA – Sudeste/março12

Fonte: CCEE, 2012f.

De acordo com a Figura 16, de um valor inicial igual a 50248MWm, a ENA, no sudeste, encerrou a semana 4 em 35.836MWm, o que representa uma variação percentual de -40,2%.

A Figura 17 mostra a evolução da EAR ao longo das 4 primeiras semanas.

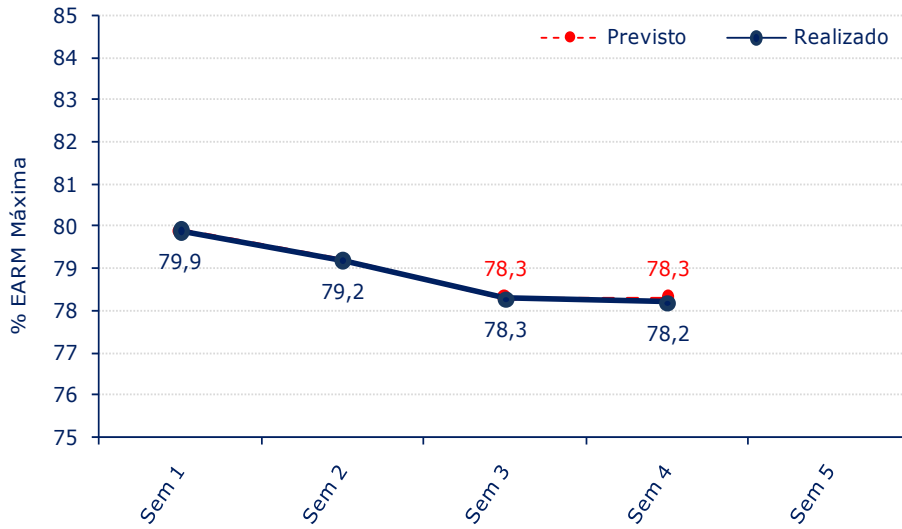


Figura 17 – Armazenamento – Sudeste

Fonte: CCEE, 2012f.

Seguindo a tendência destes fatores conjunturais, o resultado do PLD do sudeste, para abril e maio de 2012, foi afetado, principalmente, pelas variáveis representadas nos gráficos das Figuras 18 e 19.

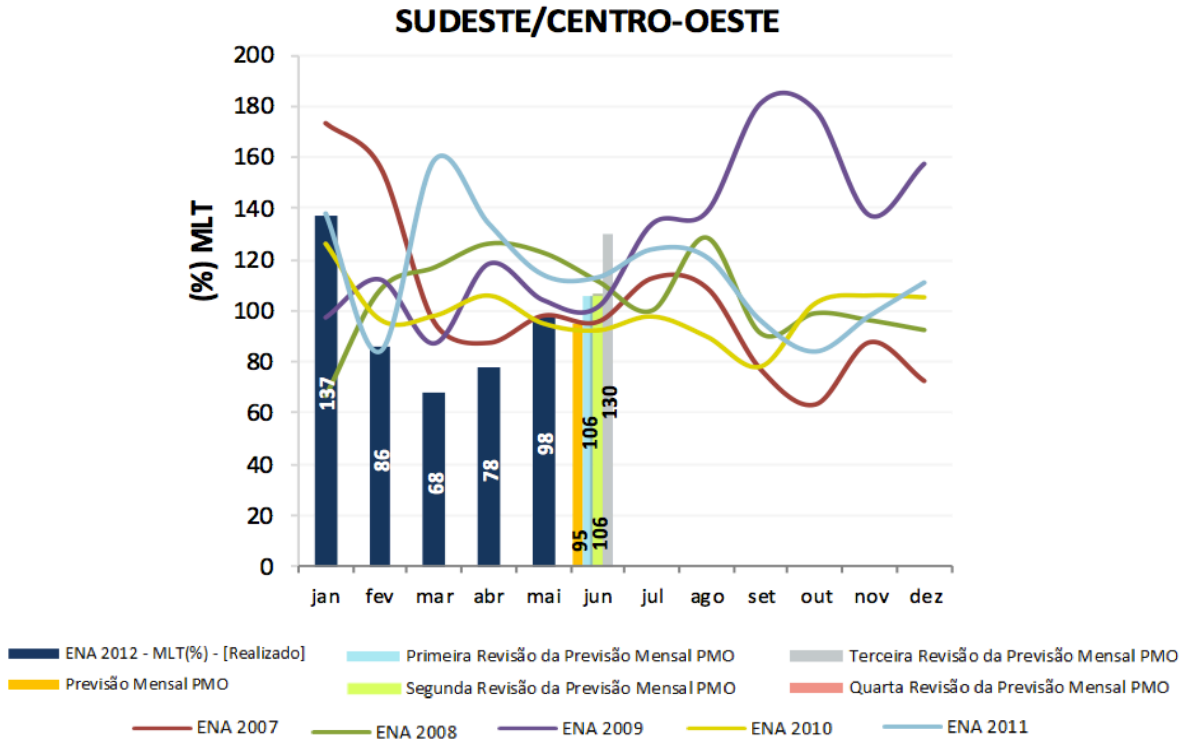


Figura 18 – ENA – Sudeste/Centro-Oeste

Fonte: GV Energy, 2012.

Na Figura 18, observa-se que as ENAs ocorridas em março (68% da MLT⁷) e abril (78% da MLT), foram as menores desde 2007, considerado o histórico demonstrativo.

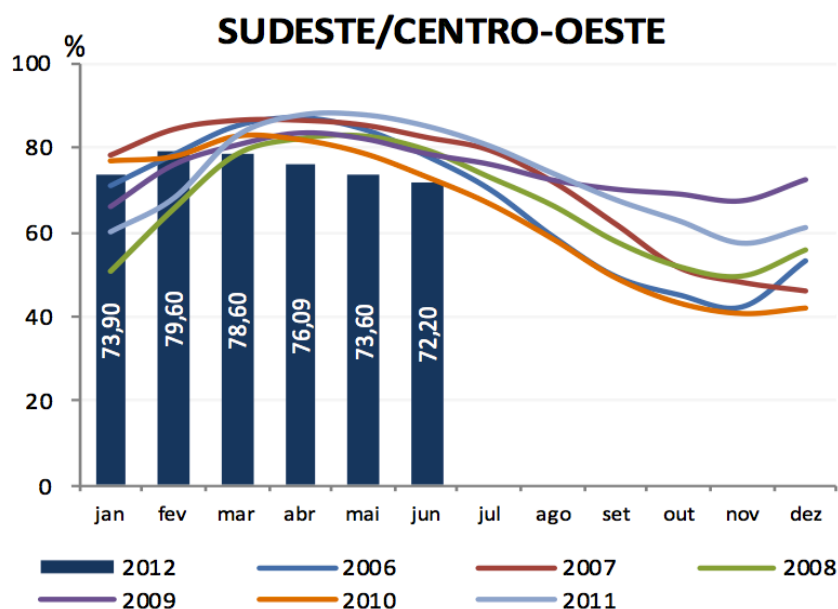


Figura 19 – EAR Sudeste

Fonte: GV Energy, 2012.

Influenciada pelas baixas afluições em março e abril, as EARs verificadas em abril e maio foram as menores desde 2006, considerado o histórico demonstrativo. Também é possível verificar o regime de sazonalidade, onde – ao final do período úmido (abril) – os reservatórios encontram-se mais cheios, e, ao final do período seco (novembro), o nível de armazenamento dos mesmos é menor.

Através do histórico de afluições da Figura 18, observa-se a volatilidade do regime de chuvas da região sudeste, o que acaba por impactar nos valores de Aporte de Garantias para agentes ‘expostos’.

Na Figura 20 observa-se a volatilidade do regime de chuvas da região sul. É possível observar, também, a dificuldade – por parte do ONS – em prever as vazões que ocorrerão para um determinado mês. Considerando junho de 2012, a previsão mensal do PMO era de 67% da MLT. Na terceira revisão do mesmo, a ENA acumulada já era de 152% da MLT.

⁷ Média de Longo Termo.

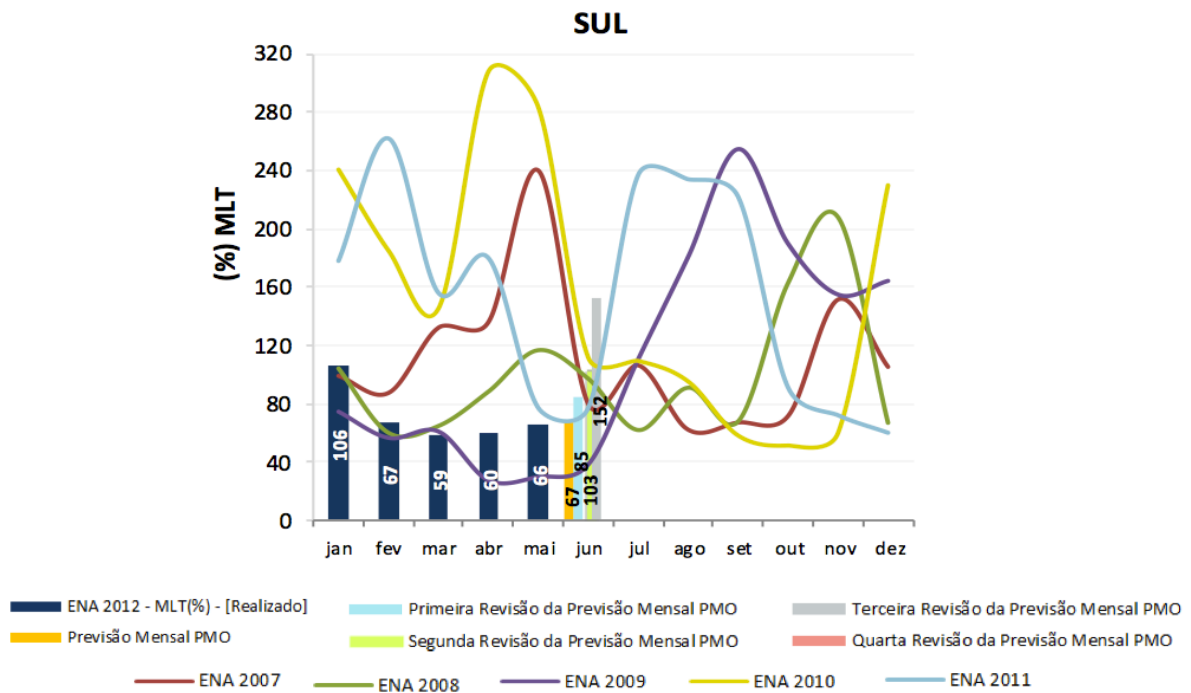


Figura 20 – ENA região Sul

Fonte: GV Energy, 2012.

Por conta de uma volatilidade ainda maior que da região Sudeste, a EAR da região Sul apresenta um comportamento ainda mais volátil, não apresentando característica de sazonalidade.

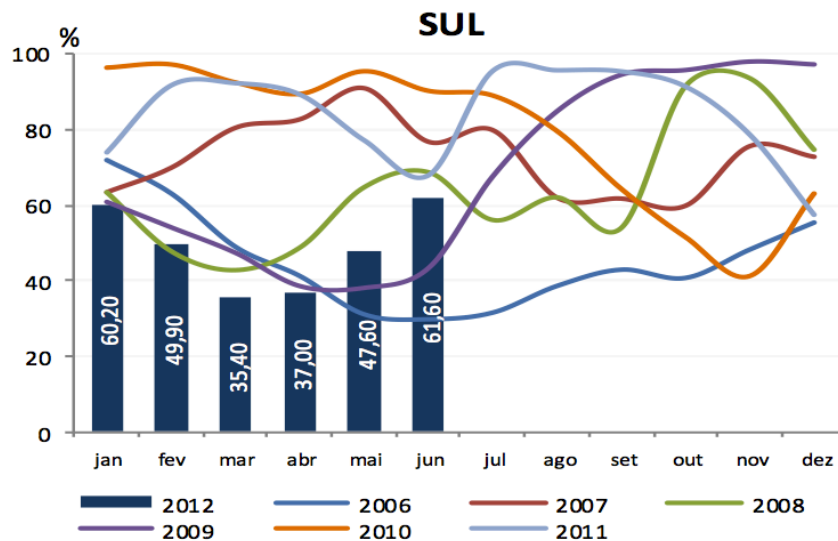


Figura 21 – EAR Sul

Fonte: GV Energy, 2012.

Na Figura 22 é melhor visualizado as diferenças de previsões de PLD consideradas na precificação do cálculo das garantias.

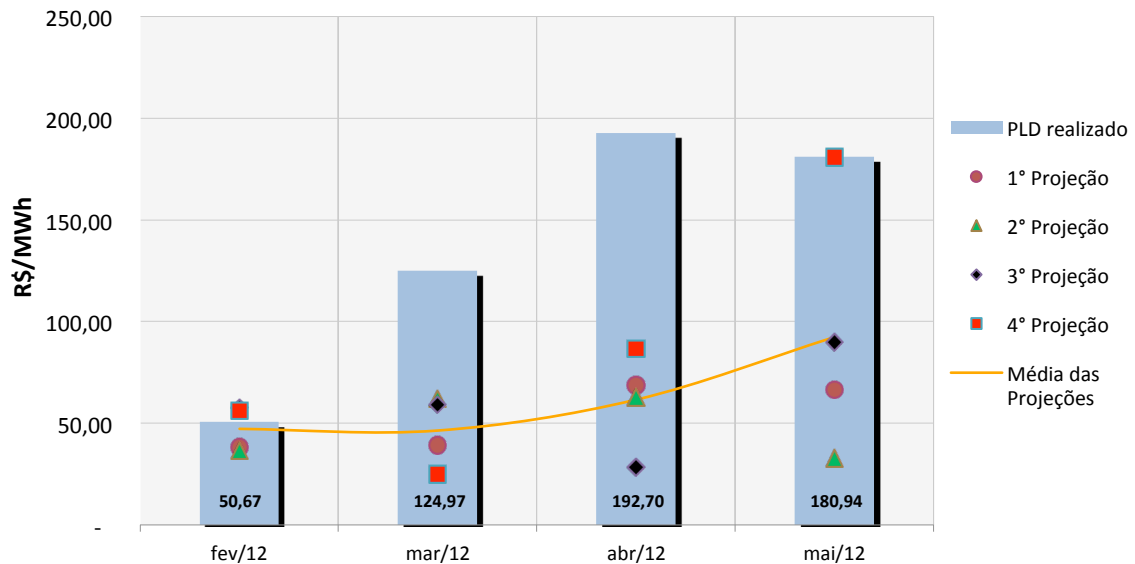


Figura 22 – Variação do PLD das Garantias

É possível avaliar que estas previsões de PLD refletem diretamente a difícil previsibilidade do comportamento da ENA e, por consequente, da EAR.

Este novo modelo de cálculo foi desenvolvido para trazer segurança ao sistema, pois, de acordo com Tolmasquim (2011), ocorre uma separação entre a operação do mesmo – por parte do ONS – e os procedimentos de mercado, definidos pela CCEE. Tal separação exige uma compatibilização *a posteriori* da operação do sistema e da comercialização de energia elétrica, ocorrendo, então, na fase de processo de contabilização e liquidação, os ajustes de diferenças entre valores contratados e verificados das transações de energia elétrica, realizada pela CCEE.

Este processo de contabilização e liquidação no mercado de curto prazo está fortemente acoplado ao processo de planejamento e programação da operação do sistema, exigindo plena compatibilidade entre Procedimentos de Rede do ONS e os Procedimentos de Mercado da CCEE. Tal acoplamento é garantido quando o PLD toma como principal referência o CMO.

7 CONCLUSÕES

O agente consumidor que adota como estratégia estar 'coberto', isto é, contrata um montante de energia que cubra o seu consumo mensal, está isento da necessidade de aportar garantias. Desta forma, evita a exposição a riscos inerentes à operação do SIN. Quanto ao ajuste nas declarações, apesar da baixa tolerância – 10% – estas são passíveis de serem eliminadas. Ao adotar-se a estratégia de utilização dos próprios montantes de energia contratados como carga declarada, este agente, consumindo no máximo a energia que havia contratado, não corre o risco de consumir além da própria previsão já declarada. Este método de cálculo valoriza a precisão nas declarações de carga realizadas na CCEE, e juntamente com a parcela referente às exposições futuras, evita a manipulação das informações para a redução proposital do valor do Aporte de Garantias.

Notoriamente, através do cálculo de garantias vigente, a CCEE busca obrigar àqueles agentes que adotam como estratégia ficarem expostos no Mercado Livre, a cumprirem com suas obrigações financeiras dentro do âmbito do Mercado de Curto Prazo. Desta forma, estes agentes assumem sua exposição às volatilidades da operação do SIN. Na Figura 22 são melhor visualizadas as variações de projeções do PLD, tornando evidente o impacto do comportamento das variáveis (ENA e EAR) para operação do SIN.

Esta estratégia pode trazer ganhos financeiros rapidamente, visto que para o ano de 2011 a média do PLD ficou em R\$29,55. Mas, como mostrou a análise do Capítulo 6, altas variações do PLD podem ocorrer rapidamente e o agente que adota este tipo de estratégia precisa estar ciente desta volatilidade. O fluxo de caixa de uma empresa é uma variável fundamental para a tomada de decisão quanto à estratégia a ser praticada.

Apesar deste novo método de cálculo, problemas relacionados ao não cumprimento de parte ou a totalidade do valor de aporte costumam ser frequentes, ocasionando multas de 5% do total de Garantias Financeiras não aportadas. De acordo com notícia veiculada no Canal Energia, a CCEE está implementando nova proposta de aporte de garantias. Instituições financeiras garantiriam limites de exposição dos agentes no processo de liquidação financeira.

REFERÊNCIAS

AGENTES. Informação postada no site da CCEE. Disponível em:

<<http://www2.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=83baa5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>>. Acesso em: 5 abr. 2012d.

ANEEL. *Atlas de energia elétrica do Brasil*. 3ª ed. Brasília: Aneel, 2008.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE e OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS. *Treinamento Newave – Decomp: O SIN e os modelos para o Planejamento da Operação Energética*. São Paulo, 2008.

CCEE. *Regras de comercialização de energia elétrica. Regras de comercialização, versão 2012*. São Paulo, disponível no site: www.ccee.org.br

GARANTIAS Financeiras. Informação postada no site da CCEE. Disponível em:

<<http://www2.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=97c496f102913210VgnVCM1000005e01010aRCRD>>. Acesso em: 15 mai. 2012e.

INFO PLD. Informação postada no site da CCEE. Disponível em:

<<http://www2.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=5e8b2ac997cb2310VgnVCM1000005e01010aRCRD>>. Acessado em: 10 jun. 2012f.

INSTITUIÇÕES do Setor Elétrico Brasileiro. Informação postada no site da CCEE.

Disponível em:

<<http://www2.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=2fa0a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>>. Acesso em: 5 abr. 2012b.

LAGRANHA, Camila Avilé Giglio e VILHENA, Felipe. **Volatilidade do PLD – Preço de Liquidação de Diferenças – na Comercialização de Energia Elétrica no Mercado de Curto Prazo e sua Repercussão no Custo de Aquisição de Energia dos Consumidores Livre**. 2009. 111 f. Monografia (Especialização em Energia –

MBA) -- Programa de Educação Continuada – PECED, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2009.

MERCADO de Curto Prazo. Informação postada no site da CCEE. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_menu_header/glossario>. Acesso em: 01 jun. 2012c.

MUDANÇAS no Setor Elétrico Brasileiro. Informação postada no site da CCEE. Disponível em:

<<http://www2.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=96a0a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD#>>. Acesso em: 10 mai. 2012.

NOVA proposta de aporte de garantias deve ser finalizada pela CCEE ainda este mês. Informação postada no site Canal Energia. Disponível em:

<<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/imprimir.asp?id=...>>

O QUE é o SIN - Sistema Interligado Nacional. Informação postada no site do ONS.

Disponível em: < http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx>.

Acesso em: 5 abr. 2012c.

RESULTADO PLD Semanal. **GV Energy**, Porto Alegre, jun. 2012. Disponível em:

<http://www.gvenergy.com.br/relatorios/pld/2012/Junho/06_2012_4_pld_semanal.pdf>. Acessado em: 15 jun. 2012.

SETOR Elétrico Brasileiro. Informação postada no site da CCEE. Disponível em:

<<http://www2.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=e1f9a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>>. Acesso em: 5 abr. 2012a.

SILVA, Edson Luiz da **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica**.

Porto Alegre: Editora Sagra Luzzatto, 2001.

TOLMASQUIM, Maurico T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2011.

ANEXO A – Planilha utilizada como ferramenta de análise

Análise de Garantias			
Competência MAIO/2012			
Perdas Médias		2,50%	
PREVISÃO PLD GARANTIAS SUDESTE			
PREVISÕES PLD ANTERIORES GARANTIAS SUDESTE		PREVISÕES PLD ANTERIORES GARANTIAS SUDESTE	
PLD fechado mai/12		PLD Previsto abr/12 - dez/11	
PLD jun/12		PLD Previsto abr/12 - jan/12	
PLD jul/12		PLD Previsto abr/12 - fev/12	
PLD ago/12		PLD Previsto abr/12 - mar/12	
PLD set/12		PLD abr/12 - abr/12	
Projeções CCEE Garantias		Projeções CCEE Garantias	
Mês	Contratos	Declaração	Exposição
mai/12	1.116,000	1.372,680	256,680
jun/12	1.080,000	1.328,400	248,400
jul/12	1.116,000	1.372,680	256,680
ago/12	1.116,000	1.372,680	256,680
set/12	1.080,000	1.328,400	248,400
Realizado	2,58%		
	1.528,852		
Declarado			
dez/11	1.328,400	Ajuste	Ajuste R\$
jan/12	1.328,400	67,612	R\$ 4.651,73
fev/12	1.328,400	67,612	R\$ 4.231,18
mar/12	1.328,400	67,612	R\$ 1.910,05
abr/12	1.328,400	67,612	R\$ 5.864,02
		67,612	R\$ 13.028,89
VALOR DA PRÓXIMA GARANTIA		R\$	350.347,58
		Total Exposição R\$	320.661,71
		Total Ajuste R\$	29.685,87