MARCELO JOSÉ ALVES

**ESTUDO DA INFLUÊNCIA DAS VARIAÇÕES DE TEMPERATURA E
UMIDADE NO COMPORTAMENTO DA DEMANDA DE ENERGIA
ELÉTRICA E FORMAÇÃO DO CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO
NO BRASIL**

São Paulo
2008

MARCELO JOSÉ ALVES

**ESTUDO DA INFLUÊNCIA DAS VARIAÇÕES DE TEMPERATURA E
UMIDADE NO COMPORTAMENTO DA DEMANDA DE ENERGIA
ELÉTRICA E FORMAÇÃO DO CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO
NO BRASIL**

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

Área de Concentração:
Sistemas de Potência

Orientador:
Prof. Dr. Luiz Natal Rossi

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, 14 de dezembro de 2008.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

FICHA CATALOGRÁFICA

Alves, Marcelo José

Estudo da influência das variações de temperatura e umidade no comportamento da demanda de energia elétrica e formação do custo marginal de operação no Brasil / M. J. ALVES. -- São Paulo, 2008.

129 p.

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

1.Demanda energética 2.Planejamento energético 3.Custo de operações I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II. t.

DEDICATÓRIA

À minha esposa Bruna Bienes

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais pela formação e educação que sempre me conduziram na direção do bem e da contribuição para a criação de um Mundo melhor.

A minha esposa Bruna Bienes, pela devida paciência e companheirismo ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

Ao professor Luiz Natal Rossi, pela orientação e incentivo.

Aos professores Fernando Amaral de Almeida Prado e Marco Antonio Saidel, pela participação na Banca de Qualificação deste trabalho.

Ao Instituto Nacional de Meteorologia, pela disponibilização de informações fundamentais para o desenvolvimento deste estudo.

Aos meus amigos.

RESUMO

Esta dissertação tem como objetivo a elaboração de um estudo a respeito da interferência das variações de temperatura ambiente e umidade relativa do ar no comportamento da demanda de energia elétrica e formação do Custo Marginal de Operação (CMO) no Brasil. A partir da busca do entendimento das etapas do processo de Planejamento da Operação e da Programação da Operação Diária, para o atendimento da carga do Sistema Interligado Nacional (SIN), cujos processos são detalhados ao longo deste trabalho, é feita uma análise comparativa entre os valores programados e realizados tanto de geração, quanto da demanda de energia elétrica, de forma a se tentar quantificar o quanto as variáveis temperatura ambiente e umidade relativa do ar influenciam no resultado da operação hidrotérmica diária. Após a quantificação dessa influência em termos de aumento de consumo de energia elétrica, é realizada uma nova simulação de despacho hidrotérmico, utilizando para isso um modelo de otimização comercialmente disponível, com o objetivo de se avaliar quais são os desvios no CMO, quando da ocorrência de desvios na curva diária de demanda de energia elétrica programada. São abordados ao longo deste estudo os seguintes itens: histórico do processo de planejamento, o planejamento da operação energética, a influência da temperatura ambiente e umidade relativa do ar no comportamento da demanda de energia elétrica, finalmente é proposto um estudo de caso para se avaliar qual a relação entre as variáveis climáticas estudadas e os desvios na curva de demanda de energia elétrica e CMO do SIN.

Palavras-chave: Demanda energética, planejamento energético, custo de operações

ABSTRACT

This thesis aims at the elaboration of a study regarding the interference of changes in temperature and relative humidity in the behavior of the demand for electric power and formation of the Marginal Cost of Operation (CMO) in Brazil. From the search for understanding of the steps involved in Operation Planning and Programming of Operation Daily, to meet the burden of the National Interconnected System (SIN), whose cases are detailed throughout this work, is a comparative analysis between the values planned and performed both for generating, as the demand for electricity in order to try to quantify how much the variable temperature and relative humidity influence the outcome of the operation hydrothermal daily. After the quantification of that influence in terms of increased consumption of electricity, a new simulation is performed in order hydrothermal, using it to a type of commercially available optimization, in order to assess what are the differences in CMO, at the time deviations from the curve of daily demand for electricity scheduled. Are addressed throughout this study the following items: the historical process of planning, energy planning the operation, the influence of temperature and relative humidity in the behavior of the demand for electricity, is finally offered a case study to evaluate what is the relationship between climatic variables and studied the differences in the curve of demand for electricity and CMO of the SIN.

Keywords: Demand energy, energy planning, cost of operations

LISTAS DE ILUSTRAÇÕES

Figura 3.1	- Distribuição Mundial do Potencial de Geração Hidroelétrica....	27
Figura 3.2	- Divisão das regiões hidrográficas do Brasil.....	28
Figura 3.3	- Bacias Hidrográficas no Brasil.....	35
Figura 3.4	- Configuração do sistema de transmissão do SIN – 2007 / 2009.....	37
Figura 3.5	- Etapas do Processo de Planejamento da Operação.....	40
Figura 3.6	- Esquema de reservatórios equivalentes, representando os fluxos de intercâmbio.....	41
Figura 3.7	- Fluxograma dos principais processos para a operação do sistema.....	44
Figura 3.8	- Processo decisório em sistemas hidrotérmicos.....	45
Figura 3.9	- Função de custo imediato.....	46
Figura 3.10	- Função de custo futuro.....	47
Figura 3.11	- Nível de reservatório para mínimo custo.....	48
Figura 3.12	- Estrutura do setor elétrico anterior a abertura do mercado competitivo.....	50
Figura 3.13	- Estrutura do setor elétrico posterior a abertura do mercado competitivo.....	51
Figura 3.14	- Exemplo de uma transação de compra e venda entre Agentes.....	53
Figura 5.1	- Sequência de processos do modelo Solver_CMO_diário.....	81
Figura 5.2	- Esquema geral de interligação entre os subsistemas.....	82
Figura 5.3	- Balanço final de alocação de energia elétrica.....	85
Figura 5.4	- Tela principal do modelo Solver_CMO_d.....	86
Figura A1	- Fluxograma da Cadeia de Modelos.....	109

Figura A2	- Fluxograma Funcional do NEWAVE.....	111
------------------	---------------------------------------	-----

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1	- Crescimento Médio Anual da Capacidade Instalada no Brasil – 1883-1945.....	15
Gráfico 2.2	- Brasil – Evolução da Capacidade Instalada, por Categoria de Concessionário.....	18
Gráfico 3.1	- Divisão percentual dos principais usos da água no Brasil.....	30
Gráfico 3.2	- Volatilidade do PLD.....	50
Gráfico 4.1	- Distribuição do consumo de energia elétrica por setor.....	63
Gráfico 4.2	- Distribuição do consumo residencial por tipo de equipamento	64
Gráfico 4.3	- Curva de carga diária média no Brasil.....	65
Gráfico 5.1	- Valores observados de ID's – região Sudeste / Centro-Oeste	69
Gráfico 5.2	- Valores observados de ID's – região Sul.....	71
Gráfico 5.3	- Valores Observados de ID's – Região Nordeste.....	72
Gráfico 5.4	- Valores Observados de ID's – Região Norte.....	73
Gráfico 5.5	- Preço - R\$/MWh x Disponibilidade de Energia Térmica (MW)	90
Gráfico 5.6	- Comparativo entre carga prevista e carga realizada _ Sudeste / Centro Oeste.....	92
Gráfico 5.7	- Comparativo entre carga prevista e carga realizada _ Sul.....	93
Gráfico 5.8	- Comparativo entre carga prevista e carga realizada _ Nordeste.....	94
Gráfico 5.9	- Comparativo entre carga prevista e carga realizada _ Norte...	95
Gráfico 5.10	- Curva de CMO SE/CO em função da demanda prevista e realizada.....	98
Gráfico 5.11	- Curva de CMO Sul em função da demanda prevista e realizada.....	99

Gráfico 5.12 -	Curva de CMO Nordeste em função da demanda prevista e realizada.....	100
Gráfico 5.13 -	Curva de CMO Norte em função da demanda prevista e realizada.....	101

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 -	Aspectos gerais da indústria da eletricidade segundo as unidades da Federação – 1930.....	9
Tabela 3.1 -	Cronograma das atividades diárias.....	43
Tabela 3.2 -	Patamares de Cargas Oficiais.....	49
Tabela 4.1 -	Temperaturas Médias Mensais - °C.....	59
Tabela 4.2 -	Categorias de índice de desconforto.....	63
Tabela 5.1 -	Distribuição percentil de ocorrência de ID's – Sudeste / Centro Oeste.....	70
Tabela 5.2 -	Distribuição percentil de ocorrência de ID's – Sul.....	71
Tabela 5.3 -	Distribuição percentil de ocorrência de ID's – Nordeste.....	72
Tabela 5.4 -	Distribuição percentil de ocorrência de ID's – Norte.....	73
Tabela 5.5 -	Valores observados de variáveis climáticas e picos de demanda – região Sudeste / Centro-Oeste	75
Tabela 5.6 -	Valores observados de variáveis climáticas e picos de demanda - região Sul.....	76
Tabela 5.7 -	Valores observados de variáveis climáticas e picos de demanda - região Nordeste.....	77
Tabela 5.8 -	Valores observados de variáveis climáticas e picos de demanda - região Norte.....	78
Tabela 5.9 -	Valores equivalentes mensais de demanda de energia elétrica.....	80
Tabela 5.10 -	Configuração de capacidade e oferta do sistema fictício	83

Tabela 5.11	- Resultado da alocação do sistema fictício.....	85
Tabela 5.12	- Relação de usinas térmicas disponíveis – PMO janeiro-06.....	91
Tabela B1	- Atendimento à carga região SE/CO por outros subsistemas...	112
Tabela B2	- Atendimento à carga região Sul por outros subsistemas.....	113
Tabela B3	- Atendimento à carga região Nordeste por outros subsistemas.....	114
Tabela B4	- Atendimento à carga região Norte por outros subsistemas.....	115

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AAI	AVALIAÇÃO AMBIENTAL INTERLIGADA
ACD	ANÁLISE CONDICIONADA DA DEMANDA
ACL	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE
ACR	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA
AMFORP	AMERICAN FOREIGN POWER COMPANY
ANNEI	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA
BDT	BANCO DE DADOS TÉCNICOS
BEC	BOLETIM ESPECIAL DE CARGA
CCEE	CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA
CEEE	COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA
CEMIG	COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS
CHERP	COMPANHIA HIDROELÉTRICA DO RIO PARDO
CHESF	COMPANHIA HIDROELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO
CMO	CUSTO MARGINAL DA OPERAÇÃO
CNAEE	CONSELHO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA
CNPE	CONSELHO NACIONAL DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO
CRC	CONTA DE RESULTADOS A COMPENSAR
DNPM	DEPARTAMENTO NACIONAL DE PRODUÇÃO MINERAL
EAR	ENERGIA ARMAZENADA
ENA	ENERGIA NATURAL AFLUENTE
EPE	EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

EPRI	ELETRICAL POWER RESEARCH INSTITUTE
FCF	FUNÇÃO DE CUSTO FUTURO
FCI	FUNÇÃO DE CUSTO IMEDIATO
GCOI	GRUPO COORDENADOR PARA OPERAÇÃO INTERLIGADA
ICMS	IMPOSTO SOBRE CIRCULAÇÃO DE MERCADORIAS E SERVIÇOS
ICU	ILHA DE CALOR URBANA
ID	ÍNDICE DE DESCONFORTO
INMET	INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA
IPDO	INFORMATIVO PRELIMINAR DIÁRIO DA OPERAÇÃO
IUEE	IMPOSTO ÚNICO SOBRE ENERGIA ELÉTRICA
MAE	MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA
MAPA	MINISTÉRIO DE AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO
MME	MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
ONS	OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA
ONU	ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS
PCH	PEQUENA CENTRAL HIDROELÉTRICA
PDO	PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO
PLD	PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS
PLN	PROGRAMAÇÃO NÃO LINEAR
PMO	PROGRAMAÇÃO MENSAL DA OPERAÇÃO
POE	PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA
SEB	SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO
SIN	SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL
UHE	USINA HIDROELÉTRICA
USELPA	USINAS ELÉTRICAS DO PARANAPANEMA
UTE	USINA TERMOELÉTRICA

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Objetivos	3
1.2. Metodologia	4
CAPÍTULO 2. FORMAÇÃO DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO .5	
2.1. Introdução	5
2.2. Aspectos Históricos.....	5
2.2.1. Energia Elétrica e Desenvolvimento	7
2.2.2. O Caminho Para a Industrialização.....	10
2.2.3. O Papel do Estado como Órgão Regulador	11
2.3. O Código das Águas	12
2.4. A contribuição Estatal na produção de energia elétrica.....	15
2.4.1. Na direção do planejamento	18
2.4.2. A Eletrobrás	21
2.4.3. A evolução do planejamento da expansão e operação do SIN.....	22
2.5. Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro	23
CAPÍTULO 3. PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA	27
3.1. Geração de energia x disponibilidade hídrica	27
3.1.1. Reservatórios de acumulação no Brasil	32
3.2. O sistema de transmissão	36
3.3. A complementação térmica.....	38
3.3.1. Etapas do planejamento da operação energética	39
3.3.1.1. Planejamento energético de médio prazo	41
3.3.1.2. Planejamento energético de curto prazo	42
3.3.1.3. Programação diária da operação	42
3.4. Custo marginal de operação	44
3.5. Preço de liquidação das diferenças	48
3.6. O ambiente de contratação livre	50

CAPÍTULO 4. VARIAÇÕES DE DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA NO HORIZONTE DE CURTO PRAZO	55
4.1. Fatores que influenciam o comportamento da demanda de energia elétrica	56
4.2. A Influência da temperatura ambiente e umidade relativa do ar nos desvios da curva de demanda de energia	59
4.3. Índice de desconforto térmico	61
CAPÍTULO 5. ESTUDO DE CASO – DESVIO DA CURVA DE DEMANDA E POSSÍVEIS REFLEXOS NO CMO	67
5.1. Dados gerais	69
5.2. Simulação a partir dos modelos de despacho padrão.....	79
5.3. O modelo Solver CMO_d	82
5.4. Formulação do problema.....	86
5.5. Análise dos resultados	98
CAPÍTULO 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS	102
REFERÊNCIAS.....	105
APÊNDICE - A	109
APÊNDICE - B	112

CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO

Ao longo do desenvolvimento do SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (SEB) pode-se verificar profundas mudanças em seu nível de relevância mercadológica, promovidas num primeiro momento da história pela necessidade de suprimento energético das atividades econômicas agro-exportadoras do país, em consonância com as práticas de produção verificada nos mercados Mundiais, para, em seguida, se tornar um insumo fundamental e determinante na expansão de todas as economias produtivas.

Desde o início de sua utilização, como uma nova opção tecnológica em substituição aos processos mecanizados movidos a vapor e tração animal, a energia elétrica vinha desempenhando um importante papel na modernização da infraestrutura das cidades e na competitividade das atividades industriais dos países. Nas primeiras décadas de sua formação, o parque gerador brasileiro, através de seus concessionários, se desenvolvia majoritariamente com geração térmica por meio de máquinas a vapor e alguns aproveitamentos hidrelétricos que definiam a construção de fábricas perto das quedas d'água.

Porém, essa expressiva participação de fonte térmica passou a dar lugar a hidroeletricidade, pois com a chegada da Light no final do século XIX, e a construção por aquela empresa de novos empreendimentos que procuravam aproveitar o potencial hidráulico conhecido no país, a participação por fonte de energia na matriz energética brasileira se reverteu a favor da hidroeletricidade.

Desta forma, com características únicas em relação a outros países, o Brasil desenvolveu seu setor de energia elétrica com uma forte base hídrica, buscando aproveitar as condições favoráveis dos seus rios. Em face desta característica, passou a ser imperativa uma eficiente integração dos recursos energéticos disponíveis, considerando que a distribuição desses rios não é uniforme entre as regiões geográficas do país e todo o incremento de geração por meio de fonte térmica se reflete em aumento de custos para os consumidores.

Num primeiro momento essa integração resultou em blocos regionais de consumidores não interligados, pois com os limites de capacidade da transmissão, bem como, da capacidade de geração existente à época, não era possível a transferência de blocos expressivos de energia entre os subsistemas consumidores (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Norte e Nordeste).

Portanto, a integração dos recursos (recursos hídricos para geração de energia, rede de transmissão e outros) quando possível, era limitada ao âmbito regional, e em alguns casos entre Estados de um mesmo subsistema, sendo este um dos motivos pelos quais, quase sempre, não era possível reverter o quadro de sucessivos cortes de fornecimento de energia que ocorriam nos Estados, principalmente São Paulo e Rio de Janeiro que já possuíam um considerável parque industrial demandante de uma grande quantidade de energia. Segundo (JABUR, 2001, p. 119), o ápice daquilo que pode ser considerada a primeira grande crise de escassez de energia deu-se em 1952 e 1956 quando o Sudeste passou pela pior seca até então registrada.

Ao longo do desenvolvimento do SEB, diversas entidades foram criadas com o objetivo de planejar a expansão e a operação do sistema, sempre buscando aproveitar a complementaridade entre os regimes hidrológicos dos subsistemas consumidores de energia elétrica. O benefício gerado pelo compartilhamento otimizado dos recursos entre as regiões, promovido por essas entidades, fez com que o processo de planejamento evoluísse no sentido de antecipar a estratégia de atendimento à demanda de energia por meio de critérios previamente estabelecidos que determinavam que o custo da energia elétrica ao consumidor final deveria ser o mínimo possível.

Verifica-se no Planejamento um importante processo que visa a minimização dos custos inerentes a toda cadeia do mercado de energia, desde a sua geração até o consumo, com o mínimo custo, e a máxima confiabilidade sistêmica. No entanto, a falta deste, ou até mesmo um Planejamento mal conduzido, seja ele na expansão do sistema ou da operação do sistema, poderia trazer elevados prejuízos a todos os

consumidores, resultando em custos mais elevados, novos riscos de racionamentos e na perda da qualidade dos serviços.

Diferentemente da época da economia agro-exportadora, temos nos dias atuais uma economia voltada à indústria, que por sua vez é extremamente dependente da energia elétrica, insumo este que é fornecido por uma complexa rede composta por geradores, transmissores, distribuidores e consumidores, quase toda interligada, capaz de absorver um considerável nível de flutuações de consumo, pelos mais diversos tipos de consumidores conectados à ela. Essa flexibilidade não seria possível caso a mesma rede trabalhasse de forma isolada abrangendo apenas o seu subsistema.

Sob esse aspecto, e dada toda a complexidade implícita na condução do Sistema Interligado Nacional (SIN), o Processo de Planejamento da Expansão e Operação tem se tornado a cada dia um instrumento fundamental para o desenvolvimento do Mercado de Energia. Com base nas informações disponíveis de geração de energia, infra-estrutura de rede, custos, demanda de energia elétrica a ser atendida dentre outras variáveis, a atual entidade coordenadora do sistema denominada Operador Nacional do Sistema (ONS), elabora a sua estratégia de atendimento à carga com o auxílio de modelos apropriados, alguns dos quais são apresentados neste trabalho.

No entanto, podem ocorrer desvios no comportamento da curva de demanda de energia elétrica previamente considerada na programação do despacho das usinas e de todos os demais recursos do sistema, em função de fatores exógenos, o que obriga ao Operador rever as suas metas de geração e metas de logística de equipamentos. Uma das possíveis causas do desvio entre a curva de demanda de energia projetada, ou planejada, e a demanda de energia real são as variáveis climáticas. É isso que se pretende avaliar neste trabalho.

1.1. Objetivos

O objetivo deste trabalho é avaliar os efeitos dos desvios de demanda de energia elétrica em relação aos valores considerados no Planejamento da Operação, realizado pelo ONS, procurando uma relação entre estes desvios e as

variações da temperatura ambiente e umidade relativa do ar, ou seja, pretende-se analisar os efeitos reais da combinação dessas duas variáveis climáticas no comportamento da curva de demanda de energia, e como esses efeitos impactam no custo desse insumo para o Mercado de Energia Elétrica.

1.2. Metodologia

Para efeito deste trabalho, foram utilizados alguns dados do Programa Mensal da Operação (PMO) do mês de Janeiro, Fevereiro e Março do ano de 2006, bem como, as informações de demanda de energia elétrica prevista, demanda de energia elétrica realizada, disponibilidade de geração térmica, geração hidroelétrica prevista e geração da usina de Itaipu, por subsistema contido no Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO).

Alem dessas informações, foram utilizados os valores médios de temperatura ambiente e umidade relativa do ar das principais capitais, em cada um dos quatro subsistemas consumidores de energia disponibilizados pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET).

Após uma análise comparativa dos dados, entre os valores considerados na programação de despacho hidrotérmico realizado pelo ONS e os valores efetivamente verificados, foram subtraídos os desvios de demanda de energia elétrica, que provavelmente estão relacionados com a elevação de temperatura ambiente e umidade relativa do ar.

Em seguida, são apresentados os possíveis impactos financeiros desses picos de demanda no custo dos consumidores com base em uma simulação utilizando um modelo de otimização comercialmente disponível, denominado Solver. Para operação deste modelo em despachos diários foi desenvolvida uma interface para entrada e saída de dados, por meio da plataforma Microsoft Excel que é apresentada no Capítulo 5. A combinação do modelo de otimização com a interface de entrada e saída de dados é denominado modelo Solver_CMO_diário.

CAPÍTULO 2. FORMAÇÃO DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

2.1. Introdução

Este Capítulo apresenta um breve resumo das informações históricas do SEB para se contextualizar o problema do planejamento energético ao longo de sua evolução. Verifica-se que economia de um país necessita de energia para crescer, e o atendimento da demanda precisa ser planejado. O panorama da evolução do SEB mostra que a confiabilidade do suprimento de energia elétrica requer interligação de subsistemas, criando-se assim a necessidade de planejamento do despacho diário de energia, baseado na previsão de demanda.

2.2. Aspectos Históricos

De acordo com a Constituição de 1891, todos os Recursos Hídricos eram reconhecidos como integrantes da propriedade da terra. Desta forma, o proprietário da terra tinha total direito sobre todos esses recursos, podendo usá-los para quaisquer finalidades, tais como, irrigação, navegação, extração mineral, geração própria de energia elétrica ou para prestação de serviços de utilidade pública. A Constituição daquela época ainda delegava poderes aos Estados e Municípios, permitindo que estes atuassem com competência para conceder direitos de exploração dos recursos da terra aos seus proprietários.

Os prazos dessas concessões dependiam fundamentalmente das negociações e das relações entre o poder concedente (Estados ou Municípios) e os concessionários (empresários e particulares). A princípio, a exploração dos recursos, que incluía a utilização de quedas d'água, se limitava aos interesses particulares dos próprios donos de terras. Estes, por sua vez, utilizavam a força das águas para gerar energia e beneficiar os seus produtos agrícolas, enquanto outros faziam uso desse recurso energético para auxiliar nos processos de extração de minerais.

O uso da energia elétrica foi sendo gradativamente introduzido no cotidiano da população urbana, quando alguns particulares começaram a expandir a oferta de sua produção de energia para além de suas próprias necessidades, através da prestação de serviços públicos. Como incentivo à prestação de serviços públicos, geralmente os prazos de concessão variavam numa faixa entre 30 a 90 anos.

Além do prazo extenso, outro atrativo pela prestação dos serviços de energia elétrica era a chamada “*cláusula ouro* ¹” que garantia a estabilidade econômica e financeira aos concessionários. As usinas de energia geralmente eram de pequeno porte, e visavam o atendimento das necessidades de suprimento das atividades primário-exportadoras ². No final do século XVIII e início do século XIX, o carro chefe do desenvolvimento da economia brasileira era a exportação de produtos agrícolas, principalmente o café, seguido da extração da borracha a partir da exploração da floresta amazônica.

O principal pólo de produção da cultura cafeeira inicialmente foi a cidade do Rio de Janeiro e posteriormente São Paulo. Com a economia aquecida, em função das condições favoráveis à exportação, ocorreu também um forte movimento em direção ao crescimento das cidades, o que, por sua vez, impulsionava a expansão da indústria da construção civil e produtos têxteis.

Não apenas a economia agrícola se desenvolvia, crescia também a demanda pela prestação de serviços e pela modernização da infra-estrutura, substituição do transporte animal pelo mecanizado, iluminação pública, serviços bancários, portos, ferrovias, e outros avanços. Desta forma, todo e qualquer incremento no parque gerador de energia elétrica era basicamente movido pela expansão da economia agrícola, sendo de muito pouca expressividade qualquer ampliação do mercado de energia por conta direta do setor industrial.

¹ Dispositivo constitucional que permitia que as empresas do setor elétrico brasileiro recebessem em ouro parte de suas receitas, auferidas pela atividade no setor elétrico brasileiro. O metal era comercializado no mercado internacional e facilmente convertido em dólar.

² Plantio e Cultivo de produtos agrícolas.

2.2.1. Energia Elétrica e Desenvolvimento

A partir da modernização da infra-estrutura do país, motivada pela economia voltada as atividades agrícolas, e a incorporação da energia elétrica como uma nova opção tecnológica nos processos produtivos, seguindo uma tendência verificada em outros países da Europa e nos Estados Unidos, o uso da energia elétrica passava a ser incentivado numa escala crescente.

O marco inicial desta modernização através do uso da energia elétrica ocorreu no ano de 1879, quando, fazendo uso de dínamos, a estação central da ferrovia Dom Pedro II, no Rio de Janeiro, passou a usufruir de serviços de iluminação permanente.

Daí por diante, verificou-se uma crescente demanda pelo uso da eletricidade. No ano de 1883, foi inaugurada a primeira central geradora elétrica, movida a vapor, a partir de uma caldeira que utilizava como combustível a lenha, com capacidade de 52 kW, o suficiente para suprir a carga de 39 lâmpadas (GOMES et. al. 2002, p.1).

Segundo (LIMA et. al. 1995, p. 15), a expansão dos serviços públicos constituiu, portanto, o terreno no qual os primeiros serviços de eletricidade se desenvolveram. Eram serviços tipicamente municipais, especialmente os de iluminação e tração, dos quais a municipalidade era o poder concedente. Constituíam-se o setor dinâmico, moderno, novo da economia brasileira, na República Velha, além da indústria. Só que a indústria não era componente fundamental dessa transformação.

Em resumo, o período compreendido entre os anos de 1880 e 1900 foi marcado por investimentos de particulares na prestação de serviços públicos através da geração de energia por meio de pequenas centrais geradoras que utilizavam as máquinas a vapor, e em alguns casos a hidroeletricidade para aquelas unidades fabris que se localizavam perto das quedas d'água. No ano de 1900, a empresa canadense Light and Power Company Limited iniciou suas atividades em São Paulo, onde obteve concessão para prestar serviços de distribuição de energia elétrica.

Em seguida, ampliou a sua atuação também para o segmento de transporte com a construção e a operação da primeira linha paulistana de bondes, cuja energia era fornecida por uma termelétrica da própria Light. No ano de 1904, a mesma empresa deu início aos seus investimentos no Rio de Janeiro.

A Light, em parceria com sócios americanos, passou a explorar praticamente todos os serviços urbanos de utilidade pública no Rio de Janeiro. Na década de 1920, a capacidade instalada do mercado de energia mais do que duplicou. Esse crescimento acompanhava a diversificação do parque industrial com a implantação de empresas de siderurgia e cimento (ELETROBRÁS, 1988).

Em 1924, instalou-se no país a empresa American Foreign Power Company (AMFORP), atraída, a exemplo da Light, pelo mercado de prestação de serviços de utilidade pública, que naquela época se encontrava em plena expansão, fruto de um forte crescimento urbano nas principais cidades brasileiras. Tanto a Light como a Amforp rapidamente trataram de incorporar os ativos de empresas concessionárias de pequeno porte, espalhadas por todo o Brasil. Essa estratégia acabou concentrando as atividades vinculadas ao transporte urbano, geração e distribuição de energia elétrica nestes dois grupos estrangeiros.

Enquanto a Light se concentrava na aquisição das empresas pertencentes a particulares, bem como em obter a concessão de novos aproveitamentos no eixo Rio São Paulo, a Amforp tinha uma forte atuação no interior de São Paulo e em outros estados do Nordeste ao Sul do país.

A atratividade por investimentos em geração de energia elétrica para fins de prestação de serviços de transporte mecanizado, iluminação pública e outros usos, por empresas estrangeiras e nacionais, promoveu no Brasil até o ano de 1930 uma distribuição regional de empresas de energia e seus respectivos ativos de geração, conforme pode ser verificado na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Aspectos gerais da indústria da eletricidade segundo as unidades da Federação – 1930

Unidades da Federação	Nº de Empresas	USINAS GERADORAS						POTÊNCIA (KW)								
		Fornecedoras			Privativas			TOTAL			ORIGEM TÉRMICA			ORIGEM HIDRÁULICA		
		Termo Elétricas	Hidro Elétricas	Mistas	Termo Elétricas	Hidro Elétricas		Usinas Fornecedoras	Usinas Privativas	Usinas Fornecedoras	Usinas Privativas	Usinas Fornecedoras	Usinas Privativas	TOTAL		
Alagoas	38	31	5	2	-	-	38	7.032	-	2.831	-	-	9.863			
Amazonas	9	10	-	-	-	-	10	2.824	-	-	-	-	2.824			
Bahia	36	25	14	-	-	-	39	7.101	-	15.563	-	-	22.264			
Ceará	35	32	2	1	-	-	35	6.552	-	99	-	-	6.651			
Distrito Federal	1	1	-	-	-	2	3	15.200	-	-	376	-	15.576			
Espírito Santo	31	6	26	-	-	1	33	944	-	7.282	75	-	8.301			
Goiás	23	1	23	-	-	-	24	30	-	1.141	-	-	1.171			
Maranhão	10	10	-	-	-	-	10	1.320	-	-	-	-	1.320			
Mato Grosso	10	6	4	-	-	-	10	554	-	859	-	-	1.413			
Minas Gerais	252	12	292	2	-	13	319	3.852	-	85.416	1.482	-	90.750			
Pará	16	16	-	-	-	-	16	6.998	-	-	-	-	6.998			
Paraíba	40	38	2	-	-	-	40	5.173	-	105	-	-	5.278			
Paraná	31	19	17	-	-	3	39	4.741	-	2.673	2.642	-	10.056			
Pernambuco	91	83	8	1	-	7	99	27.843	-	1.999	941	-	30.783			
Piauí	7	7	-	-	-	-	7	993	-	-	-	-	993			
Rio de Janeiro	62	15	60	-	-	11	86	3.185	-	172.600	2.303	-	178.088			
R. G. do Norte	20	20	-	-	-	-	20	1.812	-	-	-	-	1.812			
R. G. do Sul	134	99	55	3	2	-	159	33.009	1.477	5.668	-	-	40.154			
Santa Catarina	29	8	20	1	-	1	30	1.15	-	7.905	50	-	9.270			
São Paulo	108	24	128	1	-	13	166	13.529	-	311.037	6.598	-	331.164			
Sergipe	18	19	-	-	1	1	21	2.271	800	-	405	-	3.476			
Acre	7	7	-	-	-	-	7	197	-	-	-	-	197			
TOTAL	1.009	489	656	11	3	52	1.211	146.475	2.277	615.178	14.872	-	778.802			

Fonte: (ELETROBRAS, 1988)

Observa-se na Tabela 2.1 que em algumas unidades da Federação, a quantidade de empresas é menor que o total de usinas geradoras, isso se deve ao fato de algumas empresas possuírem mais de um ativo de geração, como por exemplo, empresas situadas nas cidades de São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, dentre outras.

2.2.2. O Caminho Para a Industrialização

O período compreendido entre os anos de 1930 e 1945 mudou significativamente os rumos da indústria de energia elétrica no Brasil, que passaria a ser voltada para a industrialização, a partir de eventos históricos.

A quebra da Bolsa de Valores de Nova York ocorrida em 1929 refletiu negativamente sobre a economia agrícola e deixou clara a necessidade de revisão da política econômica, que até então se concentrava em benefício do modelo agroexportador, que por sua vez já vinha apresentando sinais claros de estagnação, seguindo uma tendência mundial, em virtude da sobre-oferta dos produtos.

No Brasil, a necessidade de reformulação da política econômica, de forma a permitir o incentivo à diversificação do sistema produtivo foi acelerada pela falência do modelo econômico baseado nas atividades agrícolas, obrigando o país a desenvolver novas atividades produtivas, predominantemente industriais. Neste novo contexto, entre os anos de 1933 e 1939 a economia voltada à indústria cresceu em média 11,2% a.a. (ELETROBRÁS, 1988)

O ritmo de crescimento diminuiu logo em seguida pelas dificuldades impostas pela Segunda Guerra Mundial. Esse fato contribuiu para a redução da capacidade de alguns países em exportar equipamentos e matérias primas utilizados como insumos de produção nos países importadores como o Brasil.

No entanto, esse cenário, de certa forma, contribuiu para o favorecimento das condições necessárias ao desenvolvimento da indústria nacional, e, conseqüentemente à redução da dependência de produtos importados, além de promover o desenvolvimento da indústria pesada (siderurgia, cimento, entre outras) tornando a indústria o pólo dinâmico da economia, alavancando a necessidade de nova oferta de geração de energia elétrica.

2.2.3. O Papel do Estado como Órgão Regulador

As mudanças ocorridas no cenário Mundial entre os anos de 1930 e 1945 contribuíram decisivamente para o desenvolvimento da indústria nacional. Por sua vez, esse desenvolvimento fez crescer rapidamente o consumo de energia elétrica, em um ritmo bem mais acelerado que o aumento da capacidade de geração.

Essa situação de escassez levou o Governo Federal a adequar sua posição no Mercado de Energia Elétrica, passando a atuar como centralizador de todas as decisões que envolvessem a exploração de energia elétrica, limitando os amplos poderes concedidos aos Estados e Municípios previstos no ordenamento jurídico da Constituição Federal de 1891.

A expansão das atividades desempenhadas pelo Grupo Light e Amforp, principalmente aquelas vinculadas à utilização dos recursos hídricos, também preocupava o Governo Federal, que sinalizava com algumas iniciativas para limitar a concentração dos Mercados onde essas empresas atuavam.

Os primeiros passos já haviam sido dados, na direção de se regular o setor e obter um maior controle sobre os agentes econômicos ³ ao longo dos prazos das concessões para exploração dos recursos hídricos, que tinham como objetivo, a prestação de serviços públicos de energia elétrica, através da Lei nº 1.145, de 31 de Dezembro de 1903, e o Decreto nº 5.704, de 10 de Dezembro de 1904, que

³ Empresas Nacionais e Estrangeiras que atuavam como prestadoras de serviços públicos de fornecimento de energia elétrica.

regulamentava a concessão de exploração de energia elétrica em todos os rios brasileiros pelo Governo Federal, e não mais pelos Estados e Municípios.

De acordo com (GOMES et al. 2002, p. 4) A redefinição do papel do Estado, indispensável para implantar um modelo econômico que objetivasse diversificar a estrutura produtiva, fez-se pelo crescente intervencionismo na esfera econômica. De início a intervenção se manifestou com o aumento do poder de regulamentação sobre os serviços públicos. É nesse ambiente, e diante do intenso processo de concentração de mercado nas mãos dos grupos Light e Amforp, que se esboçam as medidas pioneiras de ordenação institucional das atividades de produção e distribuição de energia elétrica.

Na prática, o controle efetivo pretendido pelo Governo Federal não ocorreu, pois os Estados e Municípios, a despeito do que estava previsto nos dois atos que regulamentavam os processos de concessão, continuavam a atuar como Poder Concedente, pois a Lei n.º 1.145 e o decreto n.º 5.704 se referiam apenas ao mercado de prestação de serviço de utilidade pública de responsabilidade do Governo Federal, não tendo, portanto, força de lei para atuar junto a outras esferas do Governo.

Ainda na primeira década do século XX, no ano de 1906, foram criadas as bases legais que levariam o Governo Federal na direção da formulação de um código de águas. A convite do então presidente Afonso Pena, o jurista Alfredo Valadão elaborou esse código inspirado no modelo americano que definia a relação entre os agricultores e os prestadores de serviços de transportes ferroviários.

2.3. O Código das Águas

O Brasil, diante do cenário que assolava a economia Mundial na crise de 1929, viu a necessidade de redefinir sua política econômica, devido a importância da diversificação da estrutura produtiva do país, em face da evidente falência do modelo voltado a agro-exportação.

A redefinição do papel do Estado em relação ao Setor Elétrico teve início de forma mais acentuada a partir da década de 30, com a publicação de alguns atos regulatórios que extinguiram a cláusula ouro, promoveram o cancelamento de todos

os processos de autorização para concessões que tramitavam nas esferas dos Governos Estaduais e Municipais, proibindo também a aquisição de empresas já constituídas por outras empresas do setor, pois verificava-se naquela época uma grande concentração do setor de energia elétrica brasileiro nas mãos da Light e Amforp.

Instituído pelo Decreto nº 24.643 de 10 de Julho de 1934, o Código das Águas foi elaborado como uma forma de intervenção da União, tendo o Ministério da Agricultura como o seu executor, nos processos de concessão de serviços públicos de energia elétrica e no uso da água por todos os setores da economia.

Essa intervenção defendia os interesses da coletividade quanto ao uso da água, nas mais variadas formas, além de buscar promover, incentivar e controlar o aproveitamento industrial das águas, definindo também novos critérios para a remuneração justa aos prestadores de serviços de eletricidade através do mecanismo denominado “serviços pelo custo”⁴.

Com a vigência do Código das Águas, o direito de propriedade dos recursos hídricos e quedas d’água aos donos de terras, estabelecido na Constituição de 1891, sofreu uma profunda alteração em relação às condições de uso desses recursos. Uma das condições, por exemplo, previa a possibilidade das empresas e donos de terra negociarem com os Estados e Municípios o tempo de concessão para a prestação de serviço público, com prazos muito diferentes daquele estabelecido em Lei.

Com o início da vigência do Código das Águas essa possibilidade foi extinta. Foi então definido que o prazo de concessão seria reduzido para 30 anos, podendo se estender excepcionalmente por no máximo 50 anos, para aqueles empreendimentos cujos investimentos não seriam amortizados no prazo normal de 30 anos com os preços de repasse ao consumidor que o Governo entendia como sendo razoáveis.

⁴ O critério de serviço pelo custo não levava em consideração a remuneração do capital investido, sendo somente repassados através das tarifas os valores do custo da energia aos concessionários.

Mesmo que localizada em propriedade privada, todas as fontes de energia hidráulica, para efeito de concessão para a prestação de serviços de eletricidade, só poderiam ser validadas a partir da assinatura do Presidente da República. Em se tratando de uso exclusivo e aproveitamentos de até 150 kW de potência, seriam emitidas autorizações pelo Ministério da Agricultura.

O Código também decretava a extinção dos poderes ilimitados concedidos aos Estados e Municípios, para que estes negociassem diretamente junto aos empresários e particulares as condições para a exploração dos serviços públicos de eletricidade, bem como para uso próprio.

A partir de sua publicação, toda e qualquer tipo de concessão, para exploração dos serviços vinculados ao uso da água, seria de responsabilidade da Divisão de Águas, do Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM).

Em seu item “*DESAPROPRIAÇÃO*” o Decreto estabeleceu o seguinte:

Art. 32. As águas públicas de uso comum ou patrimoniais, dos Estados ou dos Municípios, bem como as águas comuns e as particulares, e respectivos álveos e margens, podem ser desapropriadas por necessidade ou por utilidade pública:

- a) todas elas pela União;
- b) as dos Municípios e as particulares, pelos Estados;
- c) as particulares, pelos Municípios.

A promulgação das novas diretrizes que regeriam as condições de concessões e formas de remuneração gerou conflitos tanto com as pequenas quanto com as grandes empresas já estabelecidas no setor, como a Light e a Amforp. Além de regras mais rígidas, como a extinção da cláusula ouro, o Código também previa a fiscalização técnica e financeira de todas as empresas do setor e a proibição de qualquer tipo de ampliação na capacidade de geração das usinas e na rede de distribuição, enquanto não fosse realizada uma revisão dos contratos existentes.

O Código das águas em seu Artigo 195 determinava que as autorizações fossem concedidas exclusivamente a brasileiros ou a empresas estabelecidas no Brasil. As novas diretrizes acarretaram uma redução significativa de investimentos por empresas estrangeiras no país, reflexo das incertezas regulatórias e mudanças de regras contratuais já estabelecidas. Consequentemente ocorreu nos anos que se seguiram, uma diminuição no ritmo da oferta da capacidade instalada conforme pode ser observado no Gráfico 2.1.

Gráfico 2.1 - Crescimento Médio Anual da Capacidade Instalada no Brasil – 1883-1945

Fonte: (GOMES et. al. 2002)

2.4. A contribuição Estatal na produção de energia elétrica

Como consequência de um processo de rápida industrialização no período pós-guerra, o Brasil passava a conviver com uma situação de aumento da demanda de energia elétrica, em face da redução de nova oferta de geração, condição esta imposta pela falta de interesse por parte dos investidores privados, devidos aos motivos já relatados. Diante da nova realidade, o setor de energia elétrica, além de disponibilizar uma quantidade elevada de energia para suprir as necessidades da nova indústria, tinha também que lidar com a crescente demanda de energia promovida pelo uso dos equipamentos (eletrodomésticos), fruto das novas tecnologias desenvolvidas pela indústria.

Com o emprego cada vez maior da energia elétrica pela indústria, o Governo Federal convivia com intermitentes crises de racionamento que prejudicavam o suprimento de energia, sobretudo na região Sudeste que demonstrava um alto nível de desenvolvimento industrial, e, portanto, um consumo de energia mais expressivo face às demais regiões do país.

Verifica-se que mesmo com a ausência de nova oferta de energia, devido ao novo ambiente que se estabeleceu após as alterações regulatórias, entre os anos de 1930 e 1945, o consumo cresceu num ritmo acelerado, a taxas superiores a 8% a.a, principalmente nas cidades do Rio de Janeiro e São Paulo, ocasionando vários períodos de racionamento e colocando em risco a segurança dos sistemas, que até aquele momento eram operados pelos concessionários sem nenhuma coordenação, e de forma não interligada.

Diante da falta de investimentos pelo setor privado, o Governo, além das funções de órgão regulador, passou a investir no aumento da capacidade instalada através da constituição da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF), instituída pelo Decreto nº 8.031 de 03 de Outubro de 1945.

Segundo (GOMES et. al. 2002, p. 19) embora a CHESF tenha sido a primeira grande iniciativa de participação direta do governo federal na geração de energia elétrica, outros estados já se movimentavam nesse rumo. O Rio Grande do Sul criou em 1.943 a Comissão de Energia Elétrica do Estado (embrião da futura CEEE) e elaborou em 1943-44 o primeiro plano regional de eletrificação do país; e o Rio de Janeiro criou em 4 de agosto de 1945 a Empresa Fluminense de Energia Elétrica.

Em 1960, a participação do setor público chegou perto dos 23% da potência instalada do país. O Governo de Minas Gerais liderava o ranking das empresas geradoras estatais através da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) respondendo por 239 MW seguida pela CHESF (202 MW), pela Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) com 178 MW e pelas empresas do Estado de São Paulo: Companhia Hidro Elétrica do Rio Pardo – CHERP (63 MW) e a Usinas Elétricas do Paranapanema - USELPA (61 MW).

Com o objetivo de promover o aproveitamento do potencial elétrico do rio Grande, em 1957, o então Presidente da República, Juscelino Kubitschek criou a Central Elétrica de Furnas. Essa usina mereceu papel de destaque, pois foi a primeira central geradora do país com capacidade acima dos 1.000 MW.

A expansão da capacidade instalada, movida pela intervenção do Estado, motivou a idéia de criação do Ministério de Minas e Energia (MME), que teria a responsabilidade de realizar todos os estudos relativos à energia e produção mineral. Instituído em 1960, por meio da Lei n.º 3.782, o MME incorporou em sua estrutura o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE)⁵, a Divisão de Águas, DNPM, além de outros órgãos.

No Gráfico 2.2 é possível acompanhar a evolução da capacidade instalada no Brasil, promovida a partir da intervenção do Estado através de investimento de grandes projetos de geração de energia.

⁵ O CNAEE foi instituído pelo Decreto – Lei nº 1699, de 24 de Outubro de 1939 e passou a ser responsável por todas as questões relativas a organização e ao desenvolvimento do setor de energia elétrica, que até então eram atividades desempenhadas pelo Serviço de Águas do Ministério da Agricultura

Ano	Público		Privado		AutoProdutor		Total	
	Participação		Participação		Participação			
	Potência MW	(%)	Potência MW	(%)	Potência MW	(%)	Potência MW	(%)
1952	135,60	6,8	1.635,50	82,4	213,70	10,8	1.984,80	100
1953	171,10	8,1	1.631,30	77,5	302,50	14,4	2.104,90	100
1954	303,20	10,8	2.159,60	77,0	342,70	12,2	2.805,50	100
1955	538,50	17,1	2.248,40	71,4	361,60	11,5	3.148,50	100
1956	657,10	18,5	2.551,90	71,9	341,00	9,6	3.550,00	100
1957	681,00	18,1	2.696,20	71,6	390,20	10,3	3.767,40	100
1958	824,50	20,6	2.742,80	68,7	425,80	10,7	3.993,10	100
1959	968,50	23,5	2.724,00	66,2	422,70	10,3	4.115,20	100
1960	1.098,90	22,9	3.182,20	66,3	519,00	10,8	4.800,10	100
1961	1.341,50	25,8	3.242,10	62,3	621,60	11,9	5.205,20	100
1962	1.791,90	31,3	3.161,40	55,2	775,50	13,5	5.728,80	100

Gráfico 2.2 - Brasil – Evolução da Capacidade Instalada, por Categoria de Concessionário

Fonte: (ELETROBRÁS, 1988)

2.4.1. Na direção do planejamento

Com o aumento da complexidade do sistema de transmissão e elevação da oferta de geração, surgiam as primeiras dificuldades para a integração dos subsistemas, necessária para o estabelecimento de mecanismos mais racionais, que visavam o compartilhamento dos recursos energéticos disponíveis em cada região.

Dentre essas dificuldades pode-se citar a incompatibilidade técnica dos equipamentos das diversas concessionárias em função das diferentes frequências utilizadas nas redes elétricas existentes. Quando o emprego da energia elétrica no Brasil se tornou mais intenso, o crescimento da indústria passou a demandar equipamentos que vinham da Europa e dos Estados Unidos.

Como na Europa, e nos Estados Unidos, o uso da energia elétrica já se encontrava num estágio mais consolidado, as frequências de trabalho dos equipamentos utilizados nessas regiões já estavam estabelecidas, em 50 Hz e 60 Hz respectivamente. Desta forma, a estrutura do sistema elétrico foi sendo configurada a partir dos dois padrões provindos dos países exportadores.

Embora também existissem no Brasil regiões com os seus respectivos sistemas que operavam em outras frequências, como por exemplo, a Cidade de Curitiba, cujo sistema operava em 42 Hz, com a importação de equipamentos pelo Brasil, as concessionárias projetavam seus sistemas de distribuição e geração para o atendimento dos parâmetros dos equipamentos que trabalhavam em 50 ou em 60 Hz. Diante desse quadro, o país passa a ter duas frequências predominantes, que por sua vez eram delimitadas por áreas definidas pelo CNAEE.

Porém, com a dificuldade para importar produtos e equipamentos da Europa, em virtude da Segunda Guerra Mundial, a participação de equipamentos importados dos Estados Unidos cresceu e com isso mais sistemas de geração e distribuição de energia foram sendo projetados para 60 Hz.

Na segunda metade da década de 1950, o problema de interligação entre os subsistemas ficaria cada vez mais complexo, a partir da política de Governo do então Presidente Juscelino Kubitschek (Plano de Metas), para a exploração do potencial hidroelétrico da região Sudeste, que incluía a construção da usina de Três Marias e Furnas, ambas com projetos concebidos para gerarem energia na frequência de 60 Hz.

Diversas ações foram realizadas através de Comitês criados no âmbito do CNAEE e MME, visando à realização de estudos que apontassem para a definição de uma frequência única, e a solução financeira para tal modificação. Mais tarde, por meio da conclusão desses estudos, seria definida a frequência de 60 Hz como padrão em todo o SIN.

Em 28 de Fevereiro de 1957 essa padronização ganhava um aliado de peso com a criação das Centrais Elétricas de Furnas, empresa esta constituída a partir da publicação do Decreto Federal nº 41.066 e com escritório estabelecido na Cidade de Passos, Estado de Minas Gerais. Mais tarde viria a ser chamada de Furnas Centrais Elétricas, inclusive com a transferência de sua sede para a Cidade do Rio de Janeiro.

Furnas representou, após a constituição da CHESF, a segunda intervenção direta do Governo Federal no setor elétrico, em termos de investimento em usina de grande porte, e a empresa fora criada num momento em que a região Sudeste do país demandava uma elevada quantidade de energia, por se tratar de uma das regiões mais industrializadas.

Nas avaliações realizadas quanto ao potencial hidroelétrico do rio Grande pela CEMIG, o trecho do rio denominado *canyon* de Furnas entre Minas Gerais e São Paulo demonstrou ser o mais apropriado para a implantação do projeto da usina.

A constituição de Furnas foi de fundamental importância para o sistema elétrico interligado da região Sudeste. Sua malha de transmissão de 345 kV que constituía a chamada Rede Básica ⁶ era responsável pelo transporte da energia gerada pelas usinas do rio Grande aos centros de consumo dos Estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte.

⁶ A Rede Básica é a malha de transmissão de energia pertencente a vários proprietários, e é responsável pela interligação dos sistemas hidrotérmicos das regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte.

Para a expansão do setor em termos de disponibilidade energética e confiabilidade operativa do sistema, era imperativa a unificação das frequências, barreira esta que fora vencida. O próximo passo seria reunir e coordenar empresas com portes distintos, na direção de uma visão integrada de planejamento da expansão e operação do sistema.

2.4.2. A Eletrobrás

Instituída pela Lei n.º 3.890-A de Abril de 1961, a Eletrobrás teve seu projeto original concebido pela Assessoria Econômica de Getúlio Vargas. Criada para ser a *holding* das empresas de energia elétrica de responsabilidade do Governo Federal, a empresa tinha como missão realizar estudos e projetos, bem como operar sistemas elétricos, através das usinas geradoras, linhas de transmissão e rede de distribuição.

Com o advento da Eletrobrás, e a parceria firmada junto ao Consórcio Canambra, que concentrava empresas como a Montreal Engineering e Crippen Engineering, ambas do Canadá, a empresa americana Gibbs & Hill e a própria Eletrobrás, o país passou a realizar estudos de inventários que buscavam se aprofundar na identificação dos potenciais energéticos disponíveis, como forma de elaborar um plano de longo prazo para o atendimento do setor de energia elétrica regional, que exigia acréscimos de disponibilidade de energia cada vez mais vultosos, sobretudo na região Sudeste onde a indústria, em plena expansão, demandava valores elevados de nova oferta de geração.

Os estudos realizados pelo Consórcio Canambra também apontavam para a necessidade de uma especialização técnica na condução da operação do sistema elétrico, considerando que as distâncias entre geração e centro de carga ficavam cada vez mais extensas, e esse fator contribuía para o aumento da complexidade da operação. A partir da criação do MME e da Eletrobrás, foi possível a realização de ações mais concretas no mercado de energia, com o propósito de integrar os recursos disponíveis em todas as regiões através do processo de planejamento da expansão e operação do sistema.

Neste cenário, os estudos da Canambra estimularam a realização de um planejamento de longo prazo para a expansão do sistema, bem como a sua operação de forma mais integrada. Algum tempo depois o planejamento foi sistematizado pela Eletrobrás para a condução do sistema elétrico.

2.4.3. A evolução do planejamento da expansão e operação do SIN

Mesmo já contando com a existência de uma legislação relativamente abrangente nos anos que antecederam a criação da Eletrobrás, o processo de planejamento para uma operação de forma mais integrada dos recursos de geração de energia era tido como uma atividade de pouca relevância, pois as empresas que atuavam no mercado de energia, e que, portanto, eram detentoras dos ativos de geração, transmissão e/ou distribuição, estavam voltadas à elaboração de projetos limitados ao atendimento do seu mercado consumidor e em sua área de atuação (sistemas isolados regionais), seguindo alguns critérios definidos por elas mesmas.

Desta forma, a rede de transmissão era pouco complexa, e praticamente não eram realizados intercâmbios entre os subsistemas, ficando os sistemas limitados aos fluxos de energia gerados pelas usinas locais. Devido a complexidade crescente do mercado de energia, sobretudo pela interligação ao sistema da Usina Hidrelétrica de Itaipu, e a necessidade de integrar o sistema de geração térmica ao SIN, somada à permanência de interesses regionais no âmbito técnico e administrativo, que não permitiam uma melhor racionalidade do uso dos recursos, o Poder Público se viu diante da necessidade de desenvolver instrumentos mais eficazes para a coordenação operacional do sistema elétrico brasileiro.

Criado a partir da Lei nº 5.899 de 05 de Julho de 1973, por meio da chamada lei de Itaipu, os Grupos Coordenadores para Operações Interligadas (GCOI's) das regiões Sudeste e Sul seriam os responsáveis pela coordenação operacional dos sistemas elétricos dessas regiões, e seus quadros técnicos / operacionais eram compostos por representantes da Eletrobrás e de suas empresas concessionárias.

A ampliação dos sistemas regionais e o aumento da complexidade das interligações entre as concessionárias exigiram do MME a busca por soluções para diminuir os problemas operativos do sistema. Um dos problemas verificados residia na questão da dependência espacial ⁷ entre pequenas e grandes usinas, o que interferia diretamente na disponibilidade de geração hídrica. A criação dos GCOI's vinha ao encontro destes problemas, minimizando os entraves operacionais que eram tidos como ponto de divergência entre grandes empresas que atuavam no setor de energia elétrica, entre elas; Furnas, Cemig, Chesf, Cesp e Light.

Os GCOI's, portanto, tinham a responsabilidade da operação do sistema, inclusive o despacho de usinas térmicas que utilizavam combustíveis fósseis. Com a crise do petróleo ocorrida na década de 1970, os GCOI's foram incentivados a utilizar o mínimo de combustíveis fósseis para geração de energia no sistema interligado, o que restringiu o uso de termelétricas somente para o atendimento do horário de ponta ou de extrema necessidade do sistema. Além da minimização dos custos, os GCOI's tinham que garantir a manutenção e continuidade do suprimento energético a todos os sistemas, observando os critérios de qualidade para a frequência de operação e tensão adequadas.

2.5. Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

O aumento da capacidade instalada promovido por empresas públicas, fruto de uma intervenção mais acentuada a partir do ano de 1945, caracterizou o Setor Elétrico como sendo um monopólio natural estatal nas atividades de geração, transmissão e distribuição voltadas ao suprimento energético das principais atividades econômicas do país, bem como, ao atendimento da demanda de energia elétrica promovida pelo elevado número de habitantes que se concentravam nas áreas urbanas das grandes cidades.

⁷ A Dependência Espacial é caracterizada pela interferência na capacidade de geração de uma usina que compartilha com outras usinas, a montante ou a jusante, a água necessária para mover suas turbinas e, consequentemente, a quantidade de energia disponível.

Todavia, a partir da década de 1970, mudanças ocorridas no Mercado Externo restringiram a capacidade do Governo de financiar a expansão e a modernização da estrutura já existente do SEB.

Na década de 1980, a incapacidade das empresas públicas em manter investimentos com recursos próprios se agravou devido a políticas governamentais que estabeleciam um rígido controle inflacionário, incluindo a restrição de aumentos tarifários às empresas de energia elétrica, além do mecanismo de repasse de ganhos com produtividade denominada Contas de Resultados a Compensar (CRC). A CRC foi instituída pela Lei nº 5.655 de 20 de Maio de 1971. A Lei decretava que a remuneração do serviço pelo custo seria de 10% a 12% ao ano.

De certa forma, essa medida restringiu os esforços que vinham sendo promovidos pelos concessionários, no sentido de ganhar eficiência de produtividade, considerando que os ganhos adicionais (que superassem os 10% a 12%) seriam, a partir da publicação da Lei, repassados ao Fundo de Arrecadação da CRC, como forma de contribuir com a remuneração das empresas menos eficientes.

Demandas de cunho social e estrutural também contribuíram para a diminuição dos níveis de investimentos no setor elétrico, que a partir da urbanização mais acentuada nas grandes cidades que se formavam, impunham à União o redirecionamento de parte dos recursos para investimentos em infra-estrutura.

Pode ser ainda somado, aos demais itens, o aumento do valor de investimento para novos projetos de geração de energia. Com a exploração de aproveitamentos cada vez mais distantes dos centros de carga, os custos desses novos projetos tornavam-se cada vez mais impraticáveis às empresas estatais. A crise também foi agravada pela extinção no ano de 1988 do Imposto Único Sobre Energia Elétrica (IUEE), que fora substituído pelo Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), que não tinha nenhum vínculo com o setor de energia elétrica.

O resultado dessas restrições foi o elevado nível de endividamento ano a ano contraído pelas empresas de energia, o que gerou um desequilíbrio financeiro sem precedentes.

Segundo (PIRES et al. 2002, p.166), o esgotamento do modelo estatal se deu principalmente por duas razões. Em primeiro lugar, a crise fiscal do Estado, com o esgotamento da capacidade de investimento da União nos níveis necessários para expansão do sistema. Em segundo lugar, um regime regulatório inadequado, que não estimulava a busca da eficiência e do baixo custo na geração.

Posteriormente, já na década de 1990, como forma de tentar atrair investimentos privados, o Governo inicia um processo de privatização do SEB e outros setores de infra-estrutura do país, tais quais o sistema de telecomunicação, rodovias e ferrovias, onde empresas privadas nacionais e estrangeiras passaram a assumir o controle de boa parte dessas empresas.

Paralelamente ao processo de privatização, sobretudo do SEB, foram criadas novas bases regulatórias, também foi instituído o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a figura do ONS.

Como forma de incentivo a novos investimentos de geração pelo setor privado, veio a proposta de um novo modelo institucional que permitiria a livre concorrência entre os geradores através da criação de um Mercado Atacadista de Energia (MAE), que mais tarde viria a ser chamado de Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Nesse novo mercado, os Agentes geradores passaram a ter a possibilidade de negociar livremente os seus preços de energia diretamente com os consumidores, sem a intervenção do Estado.

Vimos neste panorama histórico, que a evolução da demanda de energia elétrica tem estrita relação social e econômica com o desenvolvimento do país. Por sua vez, o aumento da capacidade instalada precisa ser equivalente a evolução da demanda de energia elétrica, que exige, além do aumento da oferta de geração, a interligação dos subsistemas, de forma a equalizar a oferta e demanda entre as regiões, permitindo assim, uma melhor distribuição dos recursos em todo o sistema.

Neste novo contexto, o Estado surge como Agente regulador, sendo representado pelas agências reguladoras, a exemplo da ANEEL, que estabelece normas e condiciona a atuação dos Agentes econômicos no Mercado de Energia Elétrica. Ao ONS, é atribuída a complexa missão do planejamento da operação energética do sistema, tema esse, abordado no Capítulo 3, onde se verifica a necessidade de compatibilizar os recursos disponíveis de geração, os intercâmbios e a demanda de energia elétrica a ser atendida, levando em consideração os custos globais e marginais atribuídos a operação do sistema.

CAPÍTULO 3. PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA

3.1. Geração de energia x disponibilidade hídrica

Quando comparado a outros países, o Brasil se destaca como uma das regiões que possuem os maiores potenciais hídricos do planeta, conforme pode ser verificado na Figura 3.1. Seus rios podem ser divididos em dois tipos; os de planície e baixo platôs e rios de planalto, sendo que este último caracteriza os rios que apresentam grandes desníveis entre as nascentes e as barragens, como por exemplo a bacia do rio Paraná e seus afluentes Parnaíba, Grande, Tiête, Paranapanema e Iguaçu com desníveis superiores a 1000 metros (GEO BRASIL, 2007, p.13), proporcionando excelentes condições para a execução de projetos que envolvam a utilização da água como insumo. Dentre esses projetos, destaca-se a geração de energia elétrica.

Figura 3.1 - Distribuição Mundial do Potencial de Geração Hidroelétrica

Fonte: Marreco (2007, p. 21)

Dada a sua extensa região hidrográfica, o Brasil, para efeito de planejamento e gerenciamento dos seus recursos hídricos, optou por uma divisão das bacias hidrográficas de acordo com sua localização geográfica (GEO BRASIL, 2007, p. 21), são elas; Amazônica, Tocantins, Atlântico Nordeste Ocidental, Parnaíba, Atlântico Nordeste Oriental, São Francisco, Atlântico Leste, Atlântico Sudeste, Atlântico Sul, Uruguai, Paraná e Paraguai, localizadas de acordo com o mapa da Figura 3.2:

Figura 3.2 - Divisão das regiões hidrográficas do Brasil
Fonte: GEO Brasil (2007, p. 21)

Porem, as irregularidades presentes na distribuição natural dos recursos hídricos no Brasil elevam os riscos de colapso de abastecimento em seus mais diversificados usos, dentre eles, a geração de energia elétrica. Quando considerado somente a distribuição da água para consumo humano, as regiões hidrográficas do Brasil apresentam certo equilíbrio entre oferta e demanda, com exceção da região que compreende a bacia Atlântica Nordeste Oriental, que registra disponibilidade menor que 500 m³/hab/ano, enquanto a Organização das Nações Unidas (ONU) considera uma situação de escassez valores inferiores a 1.000 m³/hab/ano.

Dentre os mais diversos usos, tais como, consumo humano, animal e industrial, a irrigação se destaca como sendo o setor que mais demanda o insumo água para suas atividades, sobretudo na região Centro-Oeste que também possui uma significativa oferta do insumo água, e por isso, se tornou uma importante fronteira agrícola do país (GEO BRASIL, 2007, p. 25–27).

Ao se considerar uma média entre todas as bacias hidrográficas a demanda das atividades relacionadas a irrigação chega a 46% (GEO BRASIL, 2007, p. 25). O Gráfico 3.1 descreve a divisão percentual dos principais usos da água no Brasil por região hidrográfica.

Gráfico 3.1 - Divisão percentual dos principais usos da água no Brasil
Fonte: GEO Brasil (2007, p. 26)

Desde a criação do código das águas, os mecanismos de gerenciamento para um uso mais racional dos recursos hídricos vêm sofrendo alterações, condicionadas, naturalmente, ao nível de desenvolvimento tecnológico prevalecente, à cultura político-institucional, às prioridades sociais e aos padrões de sustentabilidade internacionalmente aceitos nessa área em cada época (GEO BRASIL, 2007, p. 11).

Neste novo contexto, o SEB passou de um sistema de complexidade regional para nacional, passando a sua malha de transmissão a fazer parte de um sistema único denominado SIN, onde, através da interligação dos sistemas de transmissão, buscou-se aproveitar a complementaridade energética entre os subsistemas elétricos, como forma de minimizar os riscos de abastecimento de energia, sobretudo nas regiões mais industrializadas do país.

De acordo com (PIRES, 2001, p. 161):

Ao longo dos últimos trinta anos, a configuração do sistema elétrico brasileiro evoluiu de uma perspectiva regional com usinas de médio porte situadas próximas aos centros de carga associadas a linhas de transmissão, dispostas em troncos radiais, para configurações mais complexas, constituídas por vastas malhas regionais com o objetivo de integrar as grandes hidroelétricas construídas em bacias mais distantes dos centros de consumo

Em relação a demanda por energia elétrica, verifica-se que ela é crescente ao longo do desenvolvimento do SEB, e, o uso do principal insumo para sua geração, a água, vem sendo compartilhado por vários outros setores da economia. Em todos os setores da economia são demandados volumes cada vez mais expressivos desse insumo em virtude do aumento populacional urbano e rural, crescimento industrial e expansão de áreas de plantio e criação de gado, o que de certa forma restringe o uso da água para geração de energia elétrica, ao contrário do que ocorria no início do século XX, quando existia uma larga oferta de recursos hídricos a serem explorados, e a competição pelo recurso água quase não existia.

A escassez da água, não necessariamente aquela vinculada à redução de volume, mas sim a promovida pelos usos múltiplos, impõe restrições também à geração de energia elétrica, e ainda, o aumento cada vez mais acentuado da demanda de energia faz com que a complexidade da gestão dos recursos aumente,

à medida que todos os setores usuários do insumo água possuem interesses individuais, sobretudo vinculados a sua atividade produtiva.

Neste contexto, vários estudos realizados a partir da criação da Eletrobrás e do surgimento dos Grupos de Coordenação dos Sistemas, até o surgimento do ONS, contribuíram decisivamente para a evolução dos mecanismos de planejamento da operação elétrica do SIN, buscando aperfeiçoar ao longo do tempo os processos de operação através da integração dos recursos energéticos disponíveis de maneira otimizada, ou seja, aproveitando as sobras de recursos de uma determinada região em benefício de outra que esteja apresentando escassez.

Essa otimização além de considerar aspectos de estrutura técnica do sistema, tais quais as Usinas Hidroelétricas (UHE's) e Usinas Termoelétricas (UTE's) disponíveis, custo de combustíveis, demanda atual e futura de energia, dentre outras informações, também leva em consideração os fatores sócio-ambientais que envolvem os usos das Bacias Hidrográficas.

Atualmente, através do procedimento denominado Avaliação Ambiental Integrada (AAI) desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), são dadas as diretrizes ao ONS em relação às Políticas Energéticas que envolvem o uso de Recursos Hídricos, que vão orientá-lo em relação ao Planejamento da Operação Energética (POE).

3.1.1. Reservatórios de acumulação no Brasil

Além da limitação de sua oferta, em função dos usos múltiplos, o insumo água, utilizado como a principal fonte de geração de energia no Brasil está sujeito a variações de disponibilidade em seu volume, dado que este volume é extremamente dependente da manutenção sazonal das chuvas responsáveis pelo enchimento das principais bacias e reservatórios de acumulação.

Essa característica, por si só, independente do fator “usos múltiplos” já representa um elevado risco de abastecimento ao SIN, pois diferentemente de outros países com forte base hidráulica para geração de energia elétrica, tal qual a Noruega e o Canadá, o Brasil não dispõe de uma vazão regular em seus rios como a proporcionada pelo processo de degelo naqueles países.

Daí a importância do desenvolvimento de projetos que contemplassem, desde o início da constituição do SEB, a construção de grandes reservatórios de acumulação para garantir o máximo de Energia Armazenada ⁸ (EAR) em cada um dos quatro subsistemas (Sudeste / Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte).

Observa-se que os reservatórios são responsáveis pela minimização dos riscos de suprimento do insumo água, quando das variações sazonais das afluições, que por sua vez, podem comprometer a oferta de energia, gerando com isso um colapso no suprimento da demanda de energia elétrica, e possivelmente uma série de períodos de racionamento. Portanto, a implantação desses reservatórios de acumulação propicia uma maior segurança na manutenção da disponibilidade da oferta de energia ao longo do tempo.

Além disso, a construção de reservatórios possibilita o desenvolvimento de estratégias que minimizam os riscos locais de racionamentos com a transferência de blocos de energia entre os subsistemas, através da malha interligada de Rede de Transmissão do sistema superavitário ao sistema deficitário.

De acordo com (D'ARAÚJO e HOFFMAN, 1997, p.7):

O Brasil implantou um sistema de energia elétrica baseado em grandes reservatórios com capacidade e dimensões comparáveis a 4 ou 5 anos de vazão dos rios locais. Caso se decidisse esvaziar todos os reservatórios brasileiros, essa operação levaria alguns anos. Pela mesma razão, os reservatórios levam alguns anos para encher.

⁸ A Energia Armazenada de um subsistema pode ser entendida como sendo o resultado da soma dos produtos do volume armazenado em cada reservatório pela produtividade média deste reservatório e de todas as usinas a jusante. A produtividade pode ser entendida como sendo a quantidade de energia (MW) produzida por m³/s turbinado.

Um outro ponto que também merece destaque em relação aos reservatórios de acumulação é a importância desempenhada pelos mesmos, no controle de cheias em suas bacias. Para esta estratégia são reservados os chamados volumes de espera, que podem ser entendidos como sendo uma margem de segurança calculada anualmente pelo ONS, em função da expectativa que se tem das afluições futuras.

As usinas que geram energia a partir da hidroeletricidade, não necessariamente possuem um reservatório de regularização, pois muitas produzem a sua energia a partir da água em curso nos rios em que se localizam. Essas usinas são denominadas “usinas fio d’água” e geralmente são de pequeno porte.

O despacho desse tipo de usina, pelo ONS, é basicamente feito para o atendimento da carga num curto espaço de tempo, como por exemplo, a complementação do suprimento da carga no horário de pico do sistema. Encontram-se ainda em operação no SIN, trabalhando de forma não interligada, várias outras pequenas usinas com características similares, quanto ao seu tamanho e capacidade instalada, gerando energia para o atendimento do suprimento energético de algumas indústrias de grande e médio porte, a exemplo do que ocorria quando do início da formação do setor elétrico brasileiro.

O volume de energia produzido pelas usinas denominadas Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH), depende também da estratégia de operação das usinas localizadas a montante, a exemplo do que ocorre com aquelas integradas ao SIN. A Figura 3.3 apresenta a configuração das principais bacias hidrográficas responsáveis pela captação e acumulação de boa parte da Energia Natural Afluyente⁹ (ENA) das UHE's do sistema.

⁹ Energia Natural Afluyente é a energia que se obtém quando a vazão natural de um trecho de um determinado aproveitamento hidrelétrico é turbinada nas máquinas das usinas a jusante desse trecho.

Figura 3.3 - Bacias Hidrográficas no Brasil

Fonte: ONS – Acessado em: 25/08/2008 – Disponível em:
http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx#

No entanto, mesmo com o incremento na capacidade instalada de geração de energia elétrica a partir da hidroeletricidade, ao longo dos anos verifica-se uma redução da capacidade de armazenamento nos reservatórios, uma vez que, para os novos aproveitamentos hidrelétricos tem-se intensificado as exigências dos órgãos ambientais, para redução da área alagada, e conseqüentemente a diminuição dos reservatórios.

De acordo com (SILVA, 2006, p. 1):

A capacidade de estocar energia nas barragens que já foi de dois anos estava reduzida a 5,8 meses em 2003. Um sistema hídrico que se auto-regule para enfrentar um ano seco como o de 2001 necessita no mínimo cinco meses de energia hídrica armazenada. As usinas hidrelétricas que estão programadas para entrar em operação terão razão acumulação/produção da ordem de dois meses, fazendo com que essa razão continue a cair para o conjunto das centrais hidrelétricas brasileiras.

A constatação feita por Silva (2006, p. 1) de certa forma valida a tese de redução da capacidade de armazenamento dos reservatórios para os novos projetos de geração, quando comparados a capacidade de projetos mais antigos, conforme descritos por D'Araújo e Hoffman (1997, p. 7). O uso dos reservatórios de forma mais intensa, em virtude do aumento da demanda de energia, também vêm, ao longo dos anos, contribuindo para a redução dos níveis de armazenamento.

3.2. O sistema de transmissão

O SIN também se destaca pelo seu Sistema de Transmissão que interliga os subsistemas, gerando uma economia de escala, proporcionada pela possibilidade de transferência de blocos de energia para o atendimento da carga entre distintos subsistemas. Essa característica foi sendo construída ao longo da estruturação da rede de transmissão, que objetivou desde o início de sua concepção a redução dos riscos de racionamento, o aproveitamento das diversidades hidrológicas entre as regiões, flexibilidade de operação, além de melhorar os índices de qualidade de fornecimento e estabilidade.

A Figura 3.4 representa a configuração do sistema de transmissão do SIN, para o horizonte 2007 / 2009.

Figura 3.4 - Configuração do sistema de transmissão do SIN – 2007 / 2009

Fonte: ONS – Acessado em: 25/08/2008 – Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx#

De acordo com Arteiro et. al (2005, p. 1):

A rede de transmissão do SIN descreve um papel singular no suprimento de energia elétrica no Brasil, pois funciona como uma usina virtual, possibilitando a transposição virtual de bacias hidrográficas, garantindo o fluxo de energia entre as áreas geoeletricas e permitindo a conjugação da otimização energética com a segurança da operação elétrica.

3.3. A complementação térmica

As incertezas quanto ao comportamento da demanda de energia elétrica a ser atendida, o conhecimento das afluências futuras, as decisões de despacho tomadas no presente e suas conseqüências operacionais futuras, a gestão das bacias hidrográficas e os seus usos múltiplos tornam a operação do sistema um problema probabilístico, e, portanto, um importante influenciador na volatilidade dos preços repassados ao consumidor final, sendo esses preços, resultantes da operação energética promovida pelo ONS, e que serão vistos no item 3.5.

Essa volatilidade nos preços ocorre à medida que, para suportar o atendimento da carga de energia do sistema, são introduzidos blocos de energia em maior ou menor quantidade que provêm de fonte de geração térmica, que por sua vez, tem um custo associado de geração mais elevado quando comparado à opção hídrica.

Sistemas Elétricos com preponderância hídrica além de lidarem com um rígido conjunto de leis ambientais, geralmente estão mais expostos aos riscos hidrológicos, quando comparados, por exemplo, aos sistemas cuja base é altamente dependente de combustíveis fósseis.

A maior previsibilidade da disponibilidade de geração de usinas termoeletricas, quanto à disponibilidade do combustível utilizado, permite uma operação de atendimento a uma determinada demanda de energia elétrica com certa tranquilidade, e conseqüentemente uma volatilidade nos preços para a geração de energia elétrica que dependerá da política de controle adotada pelo mercado onde a usina térmica atua, em relação ao controle do preço de combustível utilizado.

A geração de energia a partir de uma usina termelétrica não influencia o despacho das demais usinas térmicas interligadas ao sistema, pois estas não estão acopladas, como acontece no caso das fontes hidrelétricas, que compartilham a vazão dos rios e bacias, devendo-se considerar ainda a questão dos usos múltiplos da água.

Verifica-se que a geração térmica em relação à opção hidroelétrica é mais garantida, pois sofre em menor escala a influência de fatores exógenos vinculados a falta do combustível. No entanto, em um sistema predominantemente hidráulico, como é o caso do SEB, o impacto no custo de produção é bastante relevante, a medida que o sistema solicite uma quantidade de energia superior a capacidade de geração hidráulica programada, o que leva o ONS a complementar esse déficit com energia proveniente de usinas térmicas para atendimento da demanda de energia elétrica do sistema.

A complementação térmica é, portanto, um importante recurso para segmentar a estabilidade de suprimento energético, tendo em vista a sua flexibilidade de operação. O aspecto desfavorável deste recurso de geração é o custo do MW gerado.

3.3.1. Etapas do planejamento da operação energética

Ao se considerarem todas as variáveis presentes no POE, observa-se uma elevada complexidade em equalizar todos os recursos, de forma a atender plenamente, o interesse de cada setor usuário. De acordo com (ZAMBELLI, 2006, p. 19,):

A coordenação da operação hidrotérmica é, portanto, um problema de otimização sob incerteza, de grande porte, interconectado, dinâmico e não linear. As metodologias mais utilizadas aplicadas na obtenção de uma solução deste problema sugerem a decomposição em etapas, considerando ou abstraindo as particularidades do sistema conforme o período de planejamento.

Desta forma a complexidade da operação energética exige diferentes tipos de análises de desempenho em sua estrutura (geração, transmissão, distribuição e carga, além da questão dos usos múltiplos), que por sua vez, levam em consideração os efeitos de diferentes etapas de planejamento, tais quais; médio prazo, curto prazo e programação diária.

Em se tratando de planejamento de longo prazo, este é vinculado à expansão do sistema, envolvendo estudos que visam identificar e quantificar os potenciais energéticos mais econômicos. Esses estudos são de competência da EPE, de acordo com a Lei nº 10.847 de 15 de Março de 2004.

No contexto do planejamento da operação, a nova oferta energética identificada e devidamente validada pelo planejamento da expansão de longo prazo, só passará a surtir algum efeito na configuração da operação energética, no momento em que a disponibilidade desses novos recursos adentrarem o horizonte de médio prazo (5 anos) considerado pelo planejamento da operação. A Figura 3.5 apresenta um resumo das principais etapas do processo de planejamento da operação.

Figura 3.5 - Etapas do Processo de Planejamento da Operação

Fonte: Adaptado de Carvalho (2002, p. 10)

3.3.1.1. Planejamento energético de médio prazo

O planejamento energético de médio prazo abrange um horizonte de 2 a 5 anos, e a metodologia utilizada para efeito desse despacho trabalha com uma discretização mensal. Considerando o grande porte do sistema, em relação a sua capacidade de geração e número de usinas, adota-se para essa etapa de planejamento o conceito de usinas equivalentes, onde é realizada a agregação de todos os reservatórios de um subsistema, em apenas um, como forma de reduzir o tamanho do problema, conforme pode ser visto na Figura 3.6.

Figura 3.6 - Esquema de reservatórios equivalentes, representando os fluxos de intercâmbio

Fonte: Adaptado de Lopes (2007, p. 19)

Destaca-se ainda, que no planejamento energético de médio prazo, as incertezas são elevadas, quanto às afluências futuras, tal qual, a expectativa que se tem em relação à ocorrência de chuva, necessária para o enchimento dos reservatórios. Para tanto, é utilizado uma cadeia de modelos hidrológicos, que auxiliam o ONS na operação do sistema.

3.3.1.2. Planejamento energético de curto prazo

Para o planejamento energético de curto prazo, as incertezas quanto as afluências são reduzidas, dado o seu horizonte de estudo que compreende um ano à frente, com discretização semanal para o primeiro mês e mensal para os demais meses. Para esse horizonte de estudos, as usinas são tratadas individualmente em relação a sua capacidade de geração e reservatório.

3.3.1.3. Programação diária da operação

Na Programação Diária da Operação (PDO), a estratégia de despacho se resume a duas semanas, com discretização horária de despacho. Para este horizonte de estudo “[...] são representadas com detalhes as restrições das usinas hidrelétricas e termelétricas, levando em consideração aspectos elétricos (níveis de tensão, sobrecargas, estabilidade) [...]”. (CARVALHO, 2002, p. 9).

As metas para a PDO seguem as diretrizes estabelecidas no PMO, de forma a assegurar a otimização dos recursos de geração disponíveis em cada subsistema para a previsão de atendimento da demanda de energia elétrica a cada 30 minutos (ONS, 2008f). Para esse horizonte de estudos são considerados ainda:

- os intercâmbios entre os subsistemas;
- intercâmbios internacionais;
- geração hidráulica e suas restrições operativas;
- usos múltiplos;
- restrições ambientais;
- rede de transmissão e suas restrições operativas;
- geração térmica e suas restrições operativas;
- previsões de afluências;
- previsões climáticas;

Em se tratando de variações climáticas é na PDO que são estabelecidos os ajustes necessários na curva de demanda de energia, de acordo com as expectativas que se tem da temperatura ambiente e umidade relativa do ar para os próximos dias, visando a compatibilização entre uma possível nova curva de demanda e a quantidade suficiente de energia para seu suprimento.

Desta forma, para o atendimento da demanda de energia elétrica prevista, ou seja, aquela informada pelos Agentes quando da consolidação de previsão de demanda de energia para o planejamento da operação elétrica de curto prazo (ONS, 2008b), e ainda promover o despacho de usinas eólicas e obter uma expectativa em relação as vazões, o ONS utiliza as informações de previsões climáticas das estações de medição dos agentes de geração, transmissão e distribuição, do INMET, do Ministério da Defesa, dos sistemas estaduais de meteorologia e da Agência Nacional de Águas (ANA), (ONS, 2008a). O cronograma diário desse processo pode ser verificado na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Cronograma das atividades diárias

ETAPAS	PRAZO	HORIZONTE
Aquisição de dados e Informações meteorológicas	até 10h00min	-
Análise dos dados e informações meteorológicas e atualização da BDT <ul style="list-style-type: none"> ▪ precipitação ▪ temperatura ▪ vento 	até 11h00min	<ul style="list-style-type: none"> ▪ mínimo 7 (sete) dias ▪ mínimo 7 (sete) dias ▪ mínimo 48 (quarenta e oito) horas
Cálculo da precipitação média observada e elaboração de mapas de precipitação	até 11h00min	-
Atualização das previsões numéricas	até 10H00min	-
Atualização das imagens de satélite	a cada hora	-
Elaboração do Boletim de Precipitação nas principais Bacias Hidrográficas e o Boletim Meteorológico Diário	até 12h00min	mínimo 72 (setenta e duas) horas

Fonte: ONS

Para efeito de ajuste na demanda de energia elétrica no curto prazo, o ONS ainda conta com o auxílio de um modelo de previsão de carga diária denominado ANNSTLF. Desenvolvido pelo Electrical Power Research Institute (EPRI), o modelo ANNSTLF está em uso no SEB desde 2003, e agrega as informações de temperatura das principais capitais brasileiras. Desta forma, por meio do fluxograma da Figura 3.7, é possível ter uma visão geral dos processos realizados pelo ONS, e que por sua vez orientam a operação do sistema.

Figura 3.7 - Fluxograma dos principais processos para a operação do sistema

3.4. Custo marginal de operação

Para os economistas custo marginal pode ser definido como “o quanto varia o custo total, se produzirmos mais uma unidade do bem”. Em se tratando de mercado de energia elétrica, pode-se dizer que o Custo Marginal de Operação (CMO), representa o custo do MW adicional gerado pela próxima usina a ser despachada, geralmente uma usina térmica, considerando uma relação de ordem de mérito, ou ordem crescente de custo, após o atendimento de toda a demanda de energia programada, ou seja, caso o ONS necessite despachar uma unidade a mais de MW, para suprir possíveis desvios da curva de demanda, essa unidade de energia será valorada ao preço da próxima usina do sistema.

O CMO tem origem no despacho hidrotérmico ótimo, realizado pelo ONS com o auxílio do modelo computacional NEWAVE. Ao programar o despacho de energia

necessário ao atendimento da demanda de energia elétrica de todo o sistema, o ONS busca a solução ótima quando da utilização dos recursos disponíveis, que por sua vez, “[...] resulta do equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro do seu armazenamento, medido em termos de economia esperada dos combustíveis das unidades termelétricas” (CARVALHO, 2002, p. 6).

Além de buscar garantir o uso dos recursos com a máxima economia para o atendimento da demanda de energia elétrica, o ONS obtém como subproduto do despacho ótimo, o próprio CMO, que por sua vez, sinaliza aos Agentes qual é o custo que servirá como base para valorar os possíveis desvios em suas demandas de energia, sobretudo aqueles Agentes que atuam no Ambiente de Contratação Livre (ACL) que será discutido mais a frente.

A operação de um sistema hidrotérmico envolve decisões complexas, cujas incertezas em relação às afluências futuras contribuem para a diminuição ou aumento da volatilidade do CMO, a partir do momento em que o ONS, baseado em informações probabilísticas, decide pelo uso ou não dos reservatórios de acumulação, com maior ou menor intensidade. Na Figura 3.8 tem-se o esquema de um modelo de árvore de decisão, que em função das possíveis decisões de despacho, apresenta as respectivas consequências operativas.

Figura 3.8 - Processo decisório em sistemas hidrotérmicos

O volume de água armazenada nos reservatórios representado pela curva da Figura 3.9, expressa a idéia do valor da água, à medida que este insumo vai sendo utilizado ao longo do tempo. Com a priorização de geração de energia a partir da hidroeletricidade, para o suprimento da demanda de energia do sistema, tem-se um custo inicial, também conhecido como custo imediato, de valor nulo, pois a geração de energia a partir de fontes hídricas não acarreta custos, considerando que seu insumo é gratuito.

O custo imediato é medido a partir da Função de Custo Imediato (FCI), que estabelece o custo de geração térmica para o atendimento da demanda num dado intervalo de tempo. Nesse exemplo a FCI é nula, pois optou-se pela geração hídrica para o atendimento de toda a demanda de energia.

Nessa condição de despacho, a priorização de atendimento a demanda por fontes hídrica no presente, aumenta o risco de elevação de custos no futuro, medido pela Função de Custo Futuro (FCF), ou seja, à medida que se diminui a utilização do reservatório de acumulação ao longo do tempo, prioriza-se o atendimento da demanda de energia por meio de geração de usinas térmicas com custos crescentes.

Figura 3.9 - Função de custo imediato
 Fonte: ONS/CCEE

Da mesma forma, ao se considerar um despacho energético para atendimento de uma dada demanda de energia somente com geração proveniente de usinas térmicas, tem-se um custo imediato elevado, a favor de uma expectativa de custo futuro baixo, diante da probabilidade do aumento dos níveis dos reservatórios de acumulação, cuja curva é apresentada na Figura 3.10.

Por vezes, esse tipo de estratégia de operação é válido quando se tem uma situação crítica de armazenamento dos reservatórios, e se pretende poupá-los, priorizando o despacho térmico. No entanto, considerando que o insumo para geração de energia nas usinas térmicas possui um custo de valor não nulo, o CMO resultante desse despacho acompanhará esse custo para cada um dos subsistemas.

Figura 3.10 - Função de custo futuro

Fonte: ONS/CCEE

O planejamento tem que ser capaz de equalizar a contribuição de despacho de todos os recursos energéticos disponíveis e previstos, visando o atendimento da demanda de energia atual e futura, obtendo como resultado dessa equalização o mínimo CMO, mantendo ainda um nível seguro de armazenamento nos reservatórios, conforme exemplo da Figura 3.11.

Figura 3.11 - Nível de reservatório para mínimo custo

Fonte: ONS/CCEE

De acordo com Silva (2001, p. 39) “[...] a água armazenada possui um valor (valor da água) que pode ser medido tanto pela inclinação da curva FCI, quanto pela curva FCF, de modo que o uso ótimo da água corresponde ao ponto [...] que minimiza a soma dos custos imediato e futuro”.

3.5. Preço de liquidação das diferenças

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é calculado pelo modelo DECOMP em base semanal, para cada um dos três patamares de carga, quais sejam; leve, médio e pesado, que por sua vez são definidos de acordo com os horários descritos na Tabela 3.2, utilizando-se para tal cálculo a FCF disponibilizada pelo modelo NEWAVE a cada mês.

A FCF originada do modelo NEWAVE traduz para o modelo DECOMP, o impacto nos custos pelo uso da água armazenada nos reservatórios. No Apêndice A tem-se uma descrição sucinta quanto ao funcionamento dos modelos NEWAVE e DECOMP.

Tabela 3.2 - Patamares de Cargas Oficiais

Patamar de Carga	Período
Leve	das 00h01 às 07h00
Médio	das 07h01 às 18h00 e das 21h01 às 24h00
Pesado	das 18h01 às 21h00

Fonte: CCEE/2008

A exemplo do CMO resultante do modelo NEWAVE, o PLD também sofre uma alta volatilidade em seu nível de preço em função das variabilidades hidrológicas às quais está vinculado. De acordo com (LOPES, 2007, p. 8) “Uma previsão hidrológica favorável aponta para uma redução do valor do CMO (o intervalo de previsão é semanal), ao contrário, qualquer previsão de seca tende a aumentar o valor do CMO”.

Considerando que o PLD utiliza a FCF do NEWAVE, este preço também fica sujeito a ajustes, uma vez que, revisões semanais de previsões hidrológicas são efetuadas, e consequentemente, uma nova simulação é realizada a partir do modelo NEWAVE, considerando os novos cenários hidrológicos. Tem-se então, uma nova FCF que será utilizada pelo modelo DECOMP, que por sua vez, refletirá num novo PLD. Atualmente o PLD possuiu um valor mínimo de R\$ 15,48 / MWh e máximo de R\$ 569,59 / MWh estabelecido no Despacho ANEEL nº 2, de 04 de Janeiro de 2008.

O PLD ainda é utilizado como a base de formação de preço nas transações de energia entre os Agentes de Mercado, sobretudo no ACL, onde também são realizados contratos de curtíssimo prazo que objetivam a reposição de Lastro Contratual ¹⁰ num determinado período.

¹⁰ O Lastro Contratual é uma condição imposta pelas atuais regras do Mercado de Energia, que objetivam assegurar que o consumidor consuma exatamente a parcela de energia que está amparada por seus contratos, evitando desta forma, possíveis colapsos de suprimento e o pagamento de multa pelo consumidor de energia elétrica.

A preocupação com essa volatilidade leva os Agentes consumidores, sobretudo os consumidores de médio e grande porte (comerciais e industriais) a reverem sistematicamente as suas estratégias de contratação, principalmente para aquela parcela de demanda de energia que tende a ficar descontratada ao final de cada mês, em função dos desvios de consumo ocasionados pelo seu perfil de produção. No Gráfico 3.2, é possível verificar um histórico do PLD e sua volatilidade.

Gráfico 3.2 - Volatilidade do PLD

Fonte: CCEE

3.6. O ambiente de contratação livre

Com a publicação da Lei nº 9.074 de 08 de Julho de 1995, foram estabelecidas as diretrizes para a implantação de uma nova estrutura de mercado de energia elétrica, que propiciasse o desenvolvimento de um ACL, onde, a partir da criação deste ambiente, seria possível promover a livre competição entre os Agentes consumidores e geradores de energia elétrica. A estrutura de mercado, anterior a publicação da referida Lei, não permitia um relacionamento comercial direto, entre geradores e consumidores, conforme pode ser observado na Figura 3.12.

Figura 3.12 - Estrutura do setor elétrico anterior a abertura do mercado competitivo

Por sua vez, a nova estrutura de mercado descrita na Figura 3.13 possibilitou novas configurações de relacionamento comercial, e conseqüentemente, o aumento da competição, a partir do início das transações comerciais entre geradores e consumidores com preços livremente negociados.

Geradores estabelecidos em qualquer subsistema podem, a partir dessa nova estrutura, transacionar sua energia com qualquer Consumidor Livre, em qualquer parte do SIN. Com a criação do ACL, surgiu também a figura do Comercializador de Energia, atuando como uma espécie de intermediador na venda de energia entre o gerador e consumidor.

Figura 3.13 - Estrutura do setor elétrico posterior a abertura do mercado competitivo

Com o estabelecimento do ACL, geradores, comercializadores e consumidores, que neste ambiente passaram a atuar, negociam contratos bilaterais de fornecimento de energia, com preços livremente negociados, sem a intervenção do Governo, diferente do que ocorre no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), ou simplesmente mercado cativo, onde as tarifas são reguladas, e reajustadas anualmente, de acordo com critérios estabelecidos pela ANEEL.

A possibilidade de se obter redução dos custos quando da aquisição do insumo energia elétrica, e conseqüentemente uma maior competitividade mercadológica em seu setor de atuação, levou nos últimos anos a uma migração de grandes e pequenos consumidores industriais e comerciais para o ACL, desde que atendessem algumas especificações técnicas prevista na Lei 9.074 de 07 de Julho de 1995, conforme descrito abaixo em sua seção III.

Das Opções de Compra de Energia Elétrica por parte dos Consumidores:

Art. 15. Respeitados os contratos de fornecimento vigentes, a prorrogação das atuais e as novas concessões serão feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica.

"§ 1º Decorridos três anos da publicação desta Lei, os consumidores referidos neste artigo poderão estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado."

(Redação dada pela Lei nº 9.648, de 27.05.1998)

§ 2º Decorridos cinco anos da publicação desta Lei, os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado.

§ 3º Após oito anos da publicação desta Lei, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos neste e no art. 16.

"§ 4º Os consumidores que não tiverem cláusulas de tempo determinado em seus contratos de fornecimento só poderão exercer a opção de que trata este artigo de acordo com prazos, formas e condições fixados em regulamentação específica, sendo que nenhum prazo poderá exceder a 36 (trinta e seis) meses, contado a partir da data de manifestação formal à concessionária, à permissionária ou autorizada de distribuição que os atenda."

A precificação dos contratos no ACL segue a estratégia de lucro de cada um dos geradores e comercializadores, na venda de seus contratos de energia, mas geralmente essa precificação sofre uma grande influência da expectativa que esses Agentes tem do CMO para contratos de mais longo prazo (prazos superiores a 1 ano), e até mesmo do próprio PLD (no caso da venda de contratos mensais). Para o consumidor, a estratégia de contratação leva em consideração a possibilidade de compra, a preços mais atrativos do que aqueles verificados no ambiente regulado.

Uma vez que geradores, comercializadores e consumidores estabelecem um relacionamento através do ACL, estes Agentes ficam sujeitos a todas as regras previstas nesse ambiente. Se por um lado o consumidor livre é obrigado a firmar contratos de compra para suprir 100% de sua demanda de energia elétrica, por outro lado, o vendedor (gerador ou comercializador) precisa firmar contratos de venda que sejam compatíveis com a sua disponibilidade de energia.

Desta forma, os contratos firmados entre os Agentes têm que ser suficientes para cobrir os seus compromissos de compra e venda de energia, caso contrário, os Agentes estarão sujeitos as penalidades previstas nas regras desse mercado, além de terem que adquirir, através de contratos de longo ou curto prazo, toda a diferença entre a energia vendida ou consumida e aquela efetivamente contratada, conforme exemplo da Figura 3.14.

Figura 3.14 - Exemplo de uma transação de compra e venda entre Agentes

As exposições mensais do lado do Agente vendedor, e aquelas provenientes do lado do consumo, ficam, portanto, a mercê da precificação mensal de curto prazo, que por sua vez, é fortemente influenciada pelo PLD e sua volatilidade, acrescido ainda de um ágio praticado por aqueles Agentes que têm sobras de energia em seus balanços, e que, portanto, podem negociar essa energia.

Vimos que o planejamento da operação do sistema procura propiciar o equilíbrio entre oferta e demanda a um mínimo custo. É um importante instrumento utilizado pelo ONS, na condução do sistema elétrico, conferindo confiabilidade aos seus usuários, sobretudo aqueles que atuam no ACL, e que, portanto, estão sujeitos aos efeitos imediatos das possíveis variações de preços.

A interligação dos subsistemas através da malha de transmissão garante, dentro dos seus limites de capacidade, a redistribuição dos recursos para o atendimento da demanda de energia elétrica entre os mercados consumidores.

Por sua vez, os recursos para geração, sobretudo aqueles provenientes dos aproveitamentos hidroelétricos, possuem componentes probabilísticos, conferindo ao planejamento da operação incertezas na condução do sistema elétrico.

No lado da demanda de energia elétrica, o planejamento da operação também desempenha um importante papel, pois é de sua responsabilidade definir a quantidade de energia necessária para o atendimento dessa demanda, evitando desperdícios de recursos que vão representar maiores custos aos Agentes consumidores.

No entanto, o comportamento da curva de demanda de energia elétrica pode mudar, em virtude da ocorrência de fatores exógenos, e com isso alterar os valores de demanda previstos pelo planejamento da operação, sobretudo no horizonte compreendido pela PDO, em que essas alterações são mais evidentes, exigindo o despacho de um bloco maior de energia elétrica para o atendimento desses desvios. Um desses fatores é a sensação térmica resultante da combinação da temperatura ambiente e umidade relativa do ar, que serão avaliadas no Capítulo 4, quanto a sua possível contribuição nos desvios da curva de demanda de energia elétrica do SIN.

CAPÍTULO 4. VARIAÇÕES DE DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA NO HORIZONTE DE CURTO PRAZO

A sistemática de avaliação dos recursos para o atendimento da demanda de energia no horizonte de Curto Prazo de modo a suportar o processo do Planejamento da Operação, leva em consideração a oferta de energia disponível. Por se tratar de um horizonte de atendimento de curto espaço de tempo, não existe a possibilidade de serem incorporados novos empreendimentos, que em média levam cerca de 4 a 5 anos para serem concluídos, em função do seu porte.

Desta forma, para o atendimento da demanda de energia elétrica no Curto Prazo, o ONS conta com as usinas hidroelétricas em funcionamento, a energia armazenada nos reservatórios, a previsão das afluências, a complementação térmica, bem como, a transferência energética através do intercâmbio promovido entre os subsistemas e a possibilidade de intercâmbios internacionais.

Por outro lado, o despacho Hidrotérmico em tempo real para o atendimento das necessidades energéticas do SIN, geralmente é surpreendido por fatores que não foram anteriormente levados em consideração pelo ONS no processo de planejamento, pelo menos em termos de intensidade e duração em que esses fatores ocorrem, o que na maioria das vezes imputa um risco maior para a elevação dos preços, sobretudo no ACL, onde o reflexo do aumento de preços é percebido mais rapidamente pelos Agentes que nele atuam.

Em se tratando da previsão de demanda, o ONS precisa dispor de informações bastante confiáveis em todos os horizontes de estudos, para que a operação do sistema seja realizada de forma segura e econômica, e para que seja possível compatibilizar os recursos energéticos disponíveis face às necessidades reais da demanda de energia atual e futura. Para garantir o tratamento apropriado das informações e o aumento da confiabilidade da operação, o ONS conta com o suporte de modelos matemáticos para auxílio ao despacho hidrotérmico, como o NEWAVE e o DECOMP.

O efeito da variação de demanda de energia em um sistema elétrico pode trazer conseqüências significativas em termos de operação, que por sua vez, vão a cada momento representar mudanças na estratégia de despacho, seja através da maior ou menor disponibilidade de reserva girante de energia¹¹ no sistema, seja na alteração dos níveis de intercâmbio, no despacho de uma usina térmica fora da ordem de mérito ¹² podendo até chegar ao extremo de serem efetuados cortes de cargas em função de limitações de rede e/ou disponibilidade de geração.

Qualquer que seja o efeito dessa variação (maior ou menor quantidade de energia despachada para o atendimento da demanda de energia elétrica do SIN) existirá um reflexo no CMO e conseqüentemente no PLD publicado semanalmente.

4.1. Fatores que influenciam o comportamento da demanda de energia elétrica

Existem vários fatores que influenciam o comportamento da demanda de energia elétrica, seja ela a nível nacional (SIN) ou regional, nos casos de abrangência nacional, os valores geralmente são expressivos por se tratar de pico ou redução de demanda ocasionada por uma região geoeletrica com alta representatividade no sistema como um todo (ex. região Sudeste), o que por sua vez requer uma intervenção mais complexa do ONS, através de intercâmbios mais volumosos. Os casos regionais são representados por picos ou redução de demanda em regiões geoeletricas de pouca relevância em se tratando do SIN. De acordo com (LIMA, 1996, p. 16-18), podemos classificar estes fatores dentro de quatro grandes categorias, a seguir:

- econômicos

¹¹ Reserva Girante de Energia: pode ser entendida como sendo a potência mantida disponível no sistema sob a coordenação do Controle Automático de Geração (CAG) dos sistemas S/SE/CO na etapa da programação energética diária, com a finalidade de atender em tempo real, acréscimos de carga no Sistema, saídas não programadas de unidades geradoras assim como contingências elétricas do Sistema.

¹² Usina Térmica fora da ordem de mérito significa dizer que o seu custo para geração de energia é provavelmente superior àquelas que foram despachadas pelo ONS para o atendimento da carga num determinado horizonte de estudo.

- **sazonais**
- **aleatórios**
- **climáticos**

- **Fatores Econômicos** – Os fatores econômicos influenciam diretamente o comportamento de carga de uma determinada Concessionária de Energia, e consequentemente essa influência vai impactar no comportamento do despacho do SIN. A intensidade dessa influência no nível do SIN vai depender do quanto essa carga é representativa em relação aos outros sistemas regionais. Nas regiões onde a industrialização se faz mais presente o efeito da variação do consumo é mais nítido.

Como fator econômico, também é importante considerar que programas de governo que objetivam a universalização do acesso a energia, bem como, uma distribuição mais equalizada de renda, contribuem para o aumento da demanda, a partir da elevação de consumo de uma parcela da população que antes tinha acesso restrito a esse bem. Essa população, dispondo de uma renda maior, buscará aumentar o seu conforto, seja através da maior utilização de equipamentos elétricos existentes em suas residências, seja através da compra de novos equipamentos que consomem energia elétrica.

Vale observar que os fatores econômicos, apesar de influenciarem no comportamento da demanda de energia, sejam em âmbito regional (Distribuidora Local), seja em âmbito nacional (SIN), operam em uma constante de tempo maior, quando comparadas a outros eventos que influenciam o comportamento da demanda. Geralmente, devido a esse maior espaço de tempo, essa carga adicional no sistema é mais bem administrada em função de ações implementadas pelo ONS, que nestas condições dispõe de mais tempo para planejar, através do Planejamento da Expansão do Sistema.

Fatores Sazonais - Diretamente ligados a efeitos sazonais (estações do ano), estes fatores determinam o aumento da demanda de energia em função do período do ano (verão ou inverno).

Para o período de verão, é acionada uma quantidade mais elevada de equipamentos de condicionamento de ar. Já no inverno, a busca pela elevação de temperatura faz com que seja demandada uma quantidade maior de energia através do uso de equipamentos de aquecimento. Como o Brasil é um país de clima tropical, a utilização de equipamentos para aquecimento é mais presente na região Sul, onde o inverno historicamente é mais rigoroso.

Também podem ser classificadas como fatores sazonais as reduções de demanda de energia ocasionadas por paradas para manutenção realizada anualmente pela indústria, período de férias escolares, feriados prolongados, dentre outras.

- **Efeitos Aleatórios** – Como exemplos de efeitos aleatórios na carga de energia podem ser citados os distúrbios no SIN ocasionados pelo tipo de operação que um conjunto de pequenos consumidores ou até mesmo um único grande consumidor de energia pode provocar na estabilidade do sistema (por exemplo; aumento ou redução de demanda, em função do aquecimento de seu mercado de atuação, dentre outros).
- **Fatores Climáticos** - Os fatores climáticos são os responsáveis por mudanças significativas nos padrões de consumo de energia no horizonte de curto e curtíssimo prazo. Por conta desse efeito, as alterações de demanda de energia podem ocorrer no mesmo dia, fazendo com que a Programação Diária da Operação sofra ajustes em relação aos valores previamente estabelecidos.

Para efeito deste estudo, será restringido o universo de investigação das possíveis causas que promovem os desvios da curva de demanda de energia elétrica, em relação a programação realizada pelo ONS. Desta forma, será feita uma abordagem dos fatores climáticos, mais especificamente das variáveis temperatura ambiente e umidade relativa do ar no comportamento da demanda de energia elétrica no SIN.

4.2. A Influência da temperatura ambiente e umidade relativa do ar nos desvios da curva de demanda de energia

O Brasil dispõe de várias empresas que monitoram as variáveis climáticas através de estações meteorológicas espalhadas em todo o território nacional. Em se tratando da operação elétrica do SIN, o ONS se utiliza das informações geradas a partir das 281 (base 2007) estações de medição do INMET, instituição vinculada ao Ministério de Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA), além de contar com informações complementares das estações de medição particulares, daqueles Agentes proprietários de usinas de geração de energia. Tais dados são amplamente utilizados pelos modelos de apoio ao despacho hidrotérmico, conforme comentado no Capítulo 3.

Em se tratando de um país de clima diversificado, como é o caso do Brasil, onde suas características geográficas, sua extensa área costeira, e onde a dinâmica das massas de ar que circundam o seu território têm uma importante relação com os valores de temperatura do ar e a intensidade das precipitações no seu território, a projeção do comportamento da demanda de energia elétrica do SIN geralmente é submetida a uma condição de pico acima dos patamares considerados a priori pelo ONS, em função do registro, em maior intensidade, de algumas variáveis meteorológicas acima da média. Na Tabela 4.1, tem-se as temperaturas médias históricas mensais por região.

Tabela 4.1 - Temperaturas Médias Mensais - °C

Mês	Sudeste	Centro-Oeste	Sul	Norte	Nordeste
ANO BASE 2005					
JANEIRO	25,2	24,7	23,8	27,3	27,7
FEVEREIRO	24,8	25,3	23,3	26,7	27,7
MARÇO	25,0	24,9	23,1	26,7	27,6
ABRIL	24,9	24,9	21,0	26,8	27,2
MAIO	22,5	22,2	18,8	26,6	26,3
JUNHO	21,2	22,0	18,3	26,7	25,5
JULHO	20,0	21,0	15,2	25,9	25,1
AGOSTO	22,2	23,6	17,3	27,4	25,4
SETEMBRO	21,5	24,2	15,8	27,8	26,2
OUTUBRO	24,4	26,3	19,2	28,1	27,0
NOVEMBRO	22,9	24,7	21,0	27,8	27,6
DEZEMBRO	23,7	24,5	21,9	26,7	27,3

Fonte: EPE

Observa-se que de acordo com os dados da Tabela 4.1, que a região Sul apresenta uma sazonalidade mais caracterizada das temperaturas em relação as estações do ano, se comparada às demais regiões, como por exemplo no inverno que compreende os meses de Junho a Setembro, quando se verifica a redução da temperatura. Por outro lado, fica evidente a elevação das temperaturas de todas as regiões no verão entre o final do mês de Dezembro até o final do mês de Março de cada ano, com exceção da região Norte que possui uma característica climática diferenciada das demais regiões, com temperaturas sem variações significativas ao longo de todo o ano.

Efeitos mais significativos nos desvios da curva de demanda de energia podem ser observados nas grandes cidades, quando o aumento da temperatura no verão em todas as regiões do país, somados à densidade populacional nestas cidades, que por sua vez, concentram estruturas urbanas com propriedades térmicas, contribui para a formação das chamadas Ilhas de Calor Urbana ¹³ – (ICU) (OKE, 1987, apud FREITAS & DIAS, 2005), e consequentemente há elevações nos níveis de consumo de energia. A ICU quando comparada às regiões rurais próximas, podem ter uma diferença na temperatura ambiente média de cerca de 10° C (STULL, 1980; LOMBARDO, 1984; OKE, 1987; apud FREITAS & DIAS, 2005, p. 355).

Esse efeito, e outros relacionados às variações de temperatura e variáveis climatológicas afetam diretamente o metabolismo do corpo humano, pois este é um organismo que efetua constantes trocas de calor com o meio em que se encontra. Fatores que alterem o equilíbrio dessa troca promovida pela liberação de energia, consequentemente vão gerar alterações orgânicas no corpo humano, que por sua vez precisarão ser corrigidas, por exemplo, através da utilização de equipamentos de condicionamento de ar, muito encontrados nos setores residenciais e comerciais.

¹³ Ilha de Calor Urbana (ICU) é um fenômeno que ocorre nas áreas urbanas e consiste na presença de temperaturas à superfície relativamente maiores que as encontradas nas regiões fora da cidade (regiões rurais ou periféricas com vegetação abundante). Alterações da umidade do ar, da precipitação e do vento também estão associadas à presença de ilha de calor urbana.

No verão e no inverno, a variável temperatura ambiente, umidade relativa do ar do ar, radiação solar e velocidade do vento, são as grandes responsáveis pela alteração deste equilíbrio, apesar de outros fatores como o ambiente em que esse corpo se encontra também influenciarem na troca de calor entre o corpo e o meio.

A combinação dessas variáveis tem sido amplamente estudada, a fim de determinar seus efeitos na sensação de conforto do corpo humano, no entanto, a temperatura ambiente e a umidade relativa do ar normalmente são as variáveis meteorológicas mais utilizadas, quando da busca pela definição do índice de conforto (TROMP & BOUMA, 1979 apud ASSIS et. al. 2007, p. 262).

4.3. Índice de desconforto térmico

Existem vários estudos que objetivam mensurar o conforto térmico, em termos médios de uma população. Alguns procuram equacionar o relacionamento entre temperatura do ar e velocidade do vento, na tentativa de quantificar a real sensação de desconforto térmico de um corpo, que tende a ser mais frio quando exposto ao vento. O índice Wind Chill (SIPLE; PASSEL, 1945) apud (OSCEZEVSKI, 1995) é um dos índices que expressam sensações reais de frio, a partir da combinação das variáveis temperatura e velocidade do vento, principalmente em países com estações de inverno bem definidas.

Por outro lado, outros estudos estabelecem equacionamentos entre variáveis meteorológicas para se tentar quantificar a sensação efetiva de um corpo em um dado ambiente, sob condições de temperaturas mais elevadas em regiões de clima tropical, principalmente no verão. Nesta estação do ano, que no Brasil tem duração relativamente estendida, ultrapassando o período Dezembro a Março, a combinação da temperatura a níveis mais elevados e a umidade relativa do ar também alta, devido a maior incidência de chuvas, geram desconforto térmico. Uma maneira de tentar mensurar a real sensação do corpo humano, em face da combinação das variáveis temperatura ambiente e umidade, no desconforto do verão, foi proposta por Thom (1959).

Neste trabalho se buscava definir parâmetros de planejamento energético, tendo em vista a demanda por refrigeração de ambiente (“*cooling-degree days*”). A Equação (1) proposta para se medir o conforto térmico é:

$$\text{Eq. (1)} \quad ID = 0,4 \times (t_d + t_w) + 15$$

Em que:

ID = índice de desconforto (°F)

td = temperatura do bulbo seco (°F)

tw = temperatura do bulbo úmido (°F)

O índice de desconforto é um valor de temperatura, tendo sido apresentado como uma alternativa ao conceito de temperatura efetiva, então entendida como “um índice arbitrário que combina em um único valor os efeitos da temperatura, umidade, e movimento do ar sobre a sensação de calor ou frio sentida pelo corpo humano. O valor numérico é o mesmo de uma temperatura que induziria sensação térmica idêntica em ambiente com ar parado e saturado” (THOM, 1959). Posteriormente Kelly e Bond (1971) apud D’ Archivio (2007, p. 57) elaboraram a Equação (2), baseada nos mesmos conceitos, que permite utilizar diretamente os valores de umidade relativa do ar, facilitando o cálculo.

$$\text{Eq. (2)} \quad ID = T - 0,55 \times (1 - UR) \times (T - 14)$$

Em que:

ID = Índice de desconforto (°C)

T = É a temperatura do bulbo seco, ou temperatura do ar (°C)

UR = É a umidade relativa do ar (%)

Em seu trabalho Thom ainda propõe uma escala de categorias de índice de desconforto que classifica a sensação de desconforto em função do nível de ID que pode ser calculado por meio da Eq. (1) ou (2), conforme descrito na Tabela 4.2 elaborada por Assis e Camargo (2002).

Tabela 4.2 - Categorias de índice de desconforto

ID < 21	Confortável
$21 \leq \text{ID} < 24$	10% da população sente desconforto
$24 \leq \text{ID} < 26$	50% da população sente desconforto
ID ≥ 26	100% da população está desconfortável
ID > 26,7	Desconforto muito forte e perigoso

Fonte: Assis e Camargo (2002)

Para valores de ID's inferiores a 20, tem-se o início de uma sensação de desconforto inverso, quando o corpo começa a sentir frio. Os efeitos desse desconforto térmico humano podem influenciar no comportamento da demanda de energia do SIN, considerando que para o restabelecimento desse equilíbrio são acionados equipamentos de condicionamento de ar, e que, portanto, também vão representar novos patamares de geração a serem revistos pelo Planejamento da Operação de Curto Prazo. No Gráfico 4.1 tem-se a representatividade de cada segmento de mercado em termos de uso final de energia elétrica

Gráfico 4.1 - Distribuição do consumo de energia elétrica por setor

Fonte: Procel / Eletrobrás (2005)

Embora as combinações de temperatura ambiente e umidade relativa do ar possam também influenciar o comportamento da demanda de energia elétrica dos processos industriais e comerciais, pois estes dependerão de ajustes no controle de

alguns parâmetros para garantir a qualidade de seus produtos, o que por sua vez, poderá resultar em um consumo maior de energia, uma parcela significativa da demanda total do SIN, ou seja, aquela utilizada pelos setores residenciais e comerciais espelham com mais propriedades a ocorrência dessa influência.

Vários estudos foram realizados ao longo dos últimos anos, para se tentar equacionar, dentro do universo dos consumidores residenciais e comerciais, como o uso da energia elétrica é dividido, a partir dos vários tipos de equipamentos utilizados por esses setores, como por exemplo, o estudo proposto por Parti et al (1980) apud Paula (2006), que propôs quebrar o consumo residencial em suas partes constituintes, através de uma técnica denominada Análise Condicionada da Demanda (ACD).

Em termos de posse de equipamentos, é apresentado abaixo o Gráfico 4.2, que representa uma divisão proposta pelo Procel \ Eletrobrás (2005) em relação ao uso final da energia para o setor residencial no Brasil.

Gráfico 4.2 - Distribuição do consumo residencial por tipo de equipamento
Fonte: Procel / Eletrobrás (2005)

Em relação ao comportamento do consumo de energia elétrica do setor residencial, sua curva típica, pode ainda, ser representada de acordo com o Gráfico 4.3, onde é possível verificar a contribuição do consumo diário promovido pelos diversos equipamentos normalmente presentes em uma residência.

Gráfico 4.3 - Curva de carga diária média no Brasil

Fonte: Procel / Eletrobrás (2005)

Observa-se a partir das curvas do Gráfico 4.3, que a utilização de equipamentos de condicionamentos de ar coincidem com o uso de chuveiros no setor residencial, no horário de maior demanda do sistema, ou seja, entre as 18:00 horas e 22:00 horas, o que aumenta de forma significativa os riscos de desvios na curva de demanda de energia, em relação a projeção feita pelo ONS.

O atendimento dos picos de demanda de energia, provocados inclusive por fatores climáticos, geralmente é realizado por meio da reserva girante de energia, mantida disponível no sistema pelo ONS, através de algumas usinas hidroelétricas, prontas para assumir uma parcela da carga do sistema, na ocorrência de contingenciamento de alguma usina que estava em operação, indisponibilidade forçada de linhas de transmissão de um determinado ponto do sistema, dentre outras ocorrências.

O dimensionamento quanto à reserva girante de energia do sistema, que deverá estar disponível para o atendimento de contingências, inclusive aquelas vinculada às variáveis climáticas é feito por meio de métodos probabilísticos, a partir do conhecimento da carga, o risco de não atendimento em uma faixa aceitável e as taxas de falhas das unidades geradoras (ONS, 2008c, p.86).

Após a definição quanto ao valor de reserva girante de energia a ser disponibilizado, o ONS divide esse valor entre as áreas de controle do sistema, de acordo com critérios estabelecidos em seus Procedimentos de Rede. Por sua vez, a reserva girante, em muitos casos, pode não garantir a totalidade do atendimento dos desvios da demanda de energia, quando da ocorrência de picos, uma vez que problemas de indisponibilidade forçada de alguns geradores e limitações na capacidade de alguns trechos da rede de transmissão podem impossibilitar o uso dessa energia para o suprimento desses desvios.

O estudo de caso apresentado no Capítulo 5 não considera a reserva girante, tomando como valor nulo este recurso. Isso porque se quer enfatizar a influência de uma variação de nível de consumo originada por fatores climáticos, na formação do CMO. A reserva girante tende a anular este efeito.

CAPÍTULO 5. ESTUDO DE CASO – DESVIO DA CURVA DE DEMANDA E POSSÍVEIS REFLEXOS NO CMO

A influência das grandezas meteorológicas nas mais diversas atividades da economia Mundial tem se tornado nos últimos anos um importante item de pesquisa, sobretudo para aquelas atividades que têm na meteorologia uma das principais variáveis condicionantes do sucesso ou insucesso do seu nicho de Mercado.

Neste contexto, estão as atividades industriais relacionadas a produção de bebidas, medicamentos, eletrodomésticos, e o próprio Mercado de Energia Elétrica, que depende da manutenção da vazão natural afluyente de seus reservatório para garantir a geração de energia proveniente de fontes hidráulicas em níveis seguros de operação. A demanda por energia elétrica acompanha o ritmo da atividade econômica e, mais diretamente, é influenciada pela sensação térmica, quando se busca manter o nível de conforto das pessoas.

O Mercado de Energia Elétrica, a medida que evolui em regulamentação e na capacidade de planejar a expansão e a operação do sistema, também busca se aperfeiçoar na difícil tarefa de prever a demanda de energia elétrica do SIN, diante das incertezas relacionadas ao comportamento de diversas variáveis exógenas, dentre elas, a temperatura ambiente e a umidade relativa do ar. É necessário programar uma quantidade de energia elétrica suficiente para o suprimento energético, evitando-se desperdícios de recursos, quer seja no atendimento instantâneo, quer seja no atendimento às próximas horas de consumo.

Para a realização de estudos que visem uma previsibilidade de demanda de energia elétrica com um alto grau de confiabilidade é preciso que o ONS conte com informações de boa qualidade, que vão subsidiá-lo no processo de planejamento. A partir dos dados disponíveis no Boletim Especial de Carga (BEC) publicado pelo ONS, é possível verificar a ocorrências de alguns fatores exógenos que influenciam os valores de demanda de energia elétrica, em relação aqueles anteriormente previstos na PDO, dentre esses fatores inclui-se a influência constante das variações de temperatura, conforme descrito naquele boletim.

As variáveis temperatura ambiente e umidade relativa do ar quando atingem certa combinação, podem gerar como resultado uma sensação de desconforto térmico, conforme pode ser visto no item 4.3. Esse desconforto muitas vezes se traduz em variações no comportamento da demanda de energia elétrica, em relação às projeções do PDO, e, conseqüentemente, pode contribuir para a ocorrência de desvios nas curvas de preços de energia, uma vez que, para atender a demanda adicional, mais recursos de geração são utilizados.

Sendo estes recursos limitados pela capacidade instalada das unidades geradoras, para cada nova usina despachada tem-se um incremento no custo médio de geração, considerando que a ordem de mérito de despacho é dada numa escala crescente de custos, sobretudo para aquelas usinas que não utilizam o insumo água para geração de energia.

Neste estudo de caso, procura-se demonstrar que os possíveis desvios na curva de CMO, quando da ocorrência dos picos de demanda de energia elétrica, têm forte relação com as variáveis climáticas temperatura ambiente e umidade relativa do ar. As informações de demanda verificados em cada um dos subsistemas, bem como, as variáveis climáticas utilizadas, estão relacionadas ao mesmo período do histórico, ou seja, foram selecionados para cada dia de registro de demanda de energia, os respectivos valores médios de temperatura ambiente e umidade relativa do ar.

Vale observar que, tanto as amostras de demanda de energia, quanto amostras das variáveis climáticas, não representam, um setor específico de consumo, nem as informações de temperatura ambiente e umidade relativa dizem respeito a uma única estação de medição, tratando-se, portanto, de uma demanda média de energia por subsistema e valores médios das variáveis climáticas já citadas, das principais capitais em cada um dos subsistemas elétricos. Estudos mais específicos poderão investigar o comportamento da demanda de energia por segmento de consumo.

5.1. Dados gerais

A partir de uma amostra de dados de temperatura ambiente e umidade relativa do ar das principais capitais brasileiras em termos de consumo de energia elétrica (São Paulo, Rio de Janeiro, Belo Horizonte, Porto Alegre, Florianópolis, Salvador, Recife, Belém e São Luis), disponibilizada pelo INMET, para cada um dos subsistemas elétricos (Sudeste / Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte), e para um horizonte que compreende os meses de Janeiro-06 a Dezembro-06, foi aplicada a Equação. (2), em seguida, foi utilizada a técnica dos quantis, que “permitiu estabelecer limites percentuais relacionados com a ocorrência de determinado valor de ID, igual ou menor do que esse valor” (ASSIS e CAMARGO, 2002). Os resultados obtidos podem ser verificados através dos Gráficos 5.1 a 5.4 e das Tabelas 5.1 a 5.4.

Gráfico 5.1 - Valores observados de ID's – região Sudeste / Centro-Oeste

Os dados do Gráfico 5.1 para as regiões Sudeste / Centro-Oeste podem ser traduzidos de acordo com a distribuição percentil de ID's descritas na Tabela 5.1, onde os percentis 10% e 90% são os valores extremos da amostra, e significam, por exemplo, que no mês de Janeiro, 10% dos valores registrados de ID's, foram iguais ou inferiores a 26 °C, e que os registros do intervalo entre 10% e 90% da amostra

superaram esse valor. No outro extremo, analogamente, 10% dos registros ficaram acima de 30 °C. A mesma lógica se aplica aos demais meses, inclusive aos outros subsistemas.

Tabela 5.1 - Distribuição percentil de ocorrência de ID's – Sudeste / Centro Oeste

ID's (°C)	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
JANEIRO	26,00	28,00	28,00	28,00	29,00	29,00	29,00	30,00	30,00
FEVEREIRO	27,70	28,00	29,00	29,00	29,00	29,00	30,00	30,00	30,00
MARÇO	26,00	27,00	27,00	28,00	29,00	29,00	30,00	30,00	30,00
ABRIL	24,90	25,00	26,00	26,00	26,50	27,00	28,00	28,00	28,00
MAIO	22,00	23,00	23,00	23,00	24,00	24,00	24,00	25,00	27,00
JUNHO	21,90	22,80	23,00	23,00	23,50	24,00	24,00	24,00	24,10
JULHO	22,00	23,00	23,00	24,00	25,00	25,00	25,00	26,00	27,00
AGOSTO	22,00	23,00	24,00	25,00	26,00	26,00	27,00	27,00	28,00
SETEMBRO	21,00	22,80	23,70	24,60	25,00	26,00	26,00	27,20	28,00
OUTUBRO	23,00	24,00	24,00	25,00	26,00	27,00	27,00	28,00	29,00
NOVEMBRO	22,90	23,80	25,00	26,00	27,00	28,00	28,00	29,00	29,10
DEZEMBRO	24,00	25,00	26,00	26,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00

Em relação aos ID's mais elevados para a região Sudeste/Centro-Oeste, verifica-se uma concentração destes, entre os meses de Janeiro-06, Fevereiro-06 e Março-06, período que compreende o verão brasileiro, onde a temperatura ambiente e umidade relativa do ar tendem a ser mais altas, contribuindo dessa forma com os altos índices de ID's.

A avaliação feita para a região Sul indica incidência maior de ocorrências de ID's estabelecidos dentro da zona de conforto, tendendo a uma sensação de frio, quando comparada ao gráfico da região Sudeste / Centro-Oeste. No entanto, a exemplo do que ocorreu naquela região, tem-se uma concentração dos índices mais elevados de ID's também nos três primeiros meses do ano, conforme pode ser verificado no Gráfico 5.2.

Gráfico 5.2 - Valores observados de ID's – região Sul

A Tabela 5.2 apresenta a distribuição percentil mensal de ID's para a região Sul. A concentração dos valores mais elevados de ID's também ficaram estabelecidos entre os primeiros três meses do ano.

Tabela 5.2 - Distribuição percentil de ocorrência de ID's – Sul

ID's (°C)	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
JANEIRO	27,25	27,69	27,90	28,30	28,96	29,89	30,58	30,90	31,53
FEVEREIRO	25,75	26,29	27,45	28,26	28,71	28,97	29,17	29,45	29,78
MARÇO	24,36	26,16	27,32	27,58	28,02	28,97	29,26	29,78	30,48
ABRIL	22,67	24,02	24,44	25,17	25,83	26,19	26,52	26,80	27,62
MAIO	18,81	19,36	20,38	21,03	21,51	21,84	22,07	22,92	16,05
JUNHO	18,03	18,37	19,72	20,28	20,77	21,27	22,34	24,89	17,39
JULHO	18,32	20,41	21,41	21,87	23,02	23,35	23,81	24,02	14,50
AGOSTO	16,55	17,91	18,98	19,49	20,80	21,81	22,39	24,69	14,92
SETEMBRO	17,32	19,44	20,15	20,86	21,69	22,21	22,97	23,66	15,10
OUTUBRO	21,47	22,47	22,66	23,02	25,38	25,64	25,75	27,26	20,73
NOVEMBRO	21,94	22,75	23,25	24,20	24,80	25,37	26,20	26,64	19,93
DEZEMBRO	26,50	26,83	27,40	27,88	28,84	29,17	29,63	30,42	24,41

Por se tratar de uma região que possui como característica uma temperatura elevada ao longo de todo o ano, nenhum ponto de ID foi verificado dentro da zona de conforto para a região Nordeste, conforme poderá ser observado no Gráfico 5.3, diferente do que ocorreu com os gráficos das regiões citadas anteriormente.

Gráfico 5.3 - Valores Observados de ID's – Região Nordeste

Assim como ocorreu nas regiões Sudeste / Centro_Oeste e Sul, se verifica uma elevação de ID's nos três primeiros meses do ano, e sua distribuição ao longo do ano pode ser verificada na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Distribuição percentil de ocorrência de ID's – Nordeste

ID's (°C)	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
JANEIRO	29,29	29,38	29,68	29,77	30,04	30,36	30,39	30,64	31,16
FEVEREIRO	30,20	30,59	30,77	30,80	31,13	31,39	31,72	31,76	32,12
MARÇO	30,05	30,13	30,42	30,85	30,99	31,12	31,51	31,80	32,04
ABRIL	26,51	27,38	28,25	28,67	28,83	29,25	29,87	30,28	30,82
MAIO	25,15	25,67	25,70	26,43	26,86	27,16	27,35	28,22	29,20
JUNHO	24,53	24,85	25,11	25,46	25,69	25,75	26,20	26,54	27,33
JULHO	24,22	24,45	24,85	25,12	25,38	25,67	25,91	26,26	26,57
AGOSTO	24,96	25,93	26,24	26,49	26,57	26,64	26,95	27,28	27,38
SETEMBRO	24,40	24,83	26,12	26,79	27,07	27,53	27,75	28,02	28,83
OUTUBRO	25,79	27,12	27,16	27,92	28,21	28,31	28,49	28,78	29,17
NOVEMBRO	26,74	28,02	28,38	28,50	28,64	28,81	28,89	29,15	29,51
DEZEMBRO	28,95	29,13	29,23	29,32	29,41	29,51	29,69	29,97	30,15

O Gráfico 5.4 que representa a região Norte apresenta uma curva mais equilibrada ao longo do ano. Verifica-se que condições de desconforto são constantes. Esse comportamento se deve principalmente a característica úmida e quente daquela região praticamente durante todo o ano, o que por sua vez, não diferencia uma estação da outra em termos de conforto térmico.

Gráfico 5.4 - Valores Observados de ID's – Região Norte

Essa característica também pode ser verificada na Tabela 5.4, onde a distribuição percentil mensal de ID's é mais uniforme, quando comparadas as demais regiões.

Tabela 5.4 - Distribuição percentil de ocorrência de ID's – Norte

ID's (°C)	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
JANEIRO	30,63	31,07	31,31	31,68	31,77	31,98	32,16	32,31	32,66
FEVEREIRO	28,63	30,20	30,83	31,09	31,25	31,76	32,23	32,38	32,60
MARÇO	29,85	29,93	30,81	31,10	31,21	31,47	31,80	32,09	32,48
ABRIL	29,40	30,05	30,43	30,73	31,57	31,82	31,89	32,30	32,57
MAIO	29,49	30,06	30,73	30,82	30,99	31,21	31,60	31,84	32,08
JUNHO	29,77	30,23	30,77	30,87	30,98	31,10	31,21	31,41	31,60
JULHO	30,40	30,59	31,00	31,17	31,25	31,38	31,58	31,73	31,88
AGOSTO	30,95	31,05	31,10	31,19	31,42	31,58	31,76	31,86	32,08
SETEMBRO	30,55	30,79	30,97	31,21	31,47	31,63	31,77	31,94	32,21
OUTUBRO	30,57	30,67	30,79	31,07	31,28	31,34	31,73	31,87	31,96
NOVEMBRO	30,01	30,98	31,16	31,29	31,37	31,45	31,61	31,84	32,06
DEZEMBRO	30,06	30,54	30,82	30,86	30,99	31,02	31,16	31,29	31,78

Como observado nos Gráficos 5.1 a 5.4, e Tabelas 5.1 a 5.4, verifica-se que a concentração dos valores mais elevados de ID's para todas as regiões, ficaram estabelecidos entre os meses de Janeiro-06, Fevereiro-06 e Março-06, com exceção da região Norte, cujos valores estão bem distribuídos ao longo do ano, devido as suas características climáticas.

A partir dos dados obtidos de ID's em cada uma das regiões, por meio da metodologia proposta por Thom (1959), foi possível estabelecer a frequência de ocorrência de ID mensal, que, de acordo com a classificação da Tabela 4.2, elaborada por Assis e Camargo (2002), indicaram níveis de desconforto em praticamente todos os meses.

Assim, reduzindo a amostra de dados para o intervalo que compreende apenas os meses em que os ID's foram mais intensos (Janeiro-06, Fevereiro-06 e Março-06), e selecionando dentro dessa amostra os dias em que ocorreram ultrapassagem de demanda de energia elétrica, em relação aos valores programados pelo ONS, de acordo com as informações contidas no IPDO, tem-se os dados descritos nas Tabelas 5.5 a 5.8 para cada um dos subsistemas.

Tabela 5.5 - Valores observados de variáveis climáticas e picos de demanda – região Sudeste / Centro-Oeste

DATA	Demanda - MW médios		TEMPERATURA	UMIDADE	PICOS DE DEMANDA MW médios	DEMANDA PREVISTA MW médios	DEMANDA REALIZADA MW médios
	PREVISTA	REALIZADA	MÉDIA	MÉDIA			
			°C	%			
4/1/2006	28.664	31.190	29	82	2.526	28.766	29.099
7/1/2006	26.576	26.623	30	85	47		
8/1/2006	24.235	24.511	30	80	276		
9/1/2006	28.984	29.347	32	70	363		
10/1/2006	30.165	30.499	32	67	334		
11/1/2006	30.556	30.864	31	69	308		
12/1/2006	30.373	30.882	31	71	509		
14/1/2006	28.346	28.562	32	63	216		
15/1/2006	25.127	25.779	32	68	652		
16/1/2006	30.137	30.903	33	66	766		
17/1/2006	31.233	31.804	32	61	571		
19/1/2006	31.189	31.619	32	71	430		
20/1/2006	31.038	31.183	33	69	145		
21/1/2006	28.107	28.972	34	66	865		
22/1/2006	25.684	26.358	35	64	674		
23/1/2006	30.831	31.771	33	65	940		
25/1/2006	31.881	31.897	37	63	16		
26/1/2006	32.054	32.321	34	69	267		
27/1/2006	31.531	31.946	31	77	415		
4/2/2006	28.483	28.790	33	71	307	29.635	29.773
5/2/2006	26.003	26.138	34	72	135		
6/2/2006	31.487	31.723	35	62	236		
7/2/2006	32.165	32.727	33	63	562		
8/2/2006	32.711	32.774	33	73	63		
9/2/2006	32.263	32.316	32	77	53		
10/2/2006	31.536	31.955	30	84	419		
15/2/2006	31.395	31.412	29	85	17		
17/2/2006	31.470	31.732	31	79	262		
18/2/2006	28.673	29.122	30	78	449		
19/2/2006	25.768	26.393	32	76	625		
20/2/2006	31.113	31.847	32	78	734		
1/3/2006	29.736	30.094	31	80	358	30.450	30.575
2/3/2006	31.883	31.904	32	84	21		
3/3/2006	31.677	32.478	34	84	801		
4/3/2006	28.983	29.812	34	87	829		
5/3/2006	26.340	26.666	32	84	326		
8/3/2006	31.800	31.901	32	87	101		
9/3/2006	32.074	32.245	31	82	171		
10/3/2006	32.221	32.354	30	85	133		
14/3/2006	31.689	31.693	29	80	4		
17/3/2006	31.820	31.843	31	85	23		
18/3/2006	29.112	29.342	31	79	230		
21/3/2006	31.946	32.079	32	85	133		
22/3/2006	32.132	32.535	30	82	403		
24/3/2006	32.275	32.604	33	71	329		

Fonte: Dados INMET/ONS

Tabela 5.6 - Valores observados de variáveis climáticas e picos de demanda - região Sul

DATA	DEMANDA - MW médios		TEMPERATURA	UMIDADE	PICOS DE DEMANDA MW médios	DEMANDA PREVISTA MW médios	DEMANDA REALIZADA MW médios
	PREVISTA	REALIZADA	média	média			
			°C	%			
4/1/2006	8.250	8.696	30	81	446	7.994	8.073
8/1/2006	6.654	6.745	34	76	91		
9/1/2006	8.374	8.716	33	85	342		
10/1/2006	8.705	9.059	34	81	354		
11/1/2006	8.878	9.163	34	83	285		
13/1/2006	9.002	9.053	31	75	51		
15/1/2006	6.883	6.953	34	80	70		
16/1/2006	8.695	9.001	34	72	306		
17/1/2006	8.852	8.916	27	92	64		
19/1/2006	8.549	8.569	28	91	20		
20/1/2006	8.591	8.725	32	88	134		
21/1/2006	7.593	7.705	32	81	112		
26/1/2006	8.640	8.651	29	91	11		
27/1/2006	8.622	8.631	29	85	9		
30/1/2006	8.563	8.639	33	76	76		
31/1/2006	8.834	8.927	30	81	93		
2/2/2006	8.769	8.893	32	78	124	8.430	8.486
3/2/2006	8.711	9.261	33	81	550		
4/2/2006	7.828	8.159	33	85	331		
5/2/2006	6.835	6.920	32	77	85		
6/2/2006	8.717	8.875	31	75	158		
8/2/2006	8.855	8.862	28	76	7		
13/2/2006	8.568	8.581	30	87	13		
14/2/2006	8.884	8.945	30	86	61		
15/2/2006	8.953	9.014	31	80	61		
18/2/2006	7.760	7.919	30	86	159		
23/2/2006	8.967	9.053	30	93	86		
24/2/2006	8.896	8.911	30	93	15		
28/2/2006	7.505	7.591	31	77	86		
1/3/2006	8.630	8.663	31	76	33	8.447	8.542
3/3/2006	8.863	9.059	31	88	196		
4/3/2006	7.736	7.772	31	89	36		
8/3/2006	8.892	9.131	33	75	239		
9/3/2006	8.970	9.148	32	74	178		
13/3/2006	8.561	8.652	30	79	91		
14/3/2006	8.994	9.068	32	80	74		
15/3/2006	9.102	9.221	32	81	119		
16/3/2006	9.152	9.427	33	80	275		
17/3/2006	9.210	9.517	34	75	307		
18/3/2006	7.922	8.232	31	84	310		
19/3/2006	6.536	6.938	29	91	402		
20/3/2006	8.466	8.832	30	91	366		
21/3/2006	8.872	8.944	29	86	72		
24/3/2006	8.978	9.063	34	87	85		
25/3/2006	7.690	7.720	27	85	30		
28/3/2006	8.533	8.650	28	94	117		

Fonte: Dados INMET/ONS

Tabela 5.7 - Valores observados de variáveis climáticas e picos de demanda - região Nordeste

DATA	DEMANDA - MW médios		TEMPERATURA	UMIDADE	PICOS DE DEMANDA MW médios	DEMANDA PREVISTA MW médios	DEMANDA REALIZADA MW médios
	PREVISTA	REALIZADA	média °C	média %			
4/1/2006	7.132	7.472	30	75	340	6.912	6.976
7/1/2006	6.682	6.750	32	77	68		
9/1/2006	6.983	7.007	31	83	24		
12/1/2006	7.146	7.178	31	83	32		
13/1/2006	7.039	7.217	32	82	178		
14/1/2006	6.778	6.807	32	91	29		
15/1/2006	6.209	6.249	32	77	40		
17/1/2006	7.089	7.202	32	84	113		
18/1/2006	7.126	7.243	31	80	117		
24/1/2006	7.224	7.242	33	80	18		
25/1/2006	7.247	7.350	32	81	103		
26/1/2006	7.233	7.409	33	82	176		
27/1/2006	7.221	7.508	33	82	287		
28/1/2006	6.865	7.055	33	80	190		
29/1/2006	6.264	6.401	33	77	137		
30/1/2006	7.073	7.191	32	71	118		
4/2/2006	6.919	6.935	33	78	16	6.989	7.009
5/2/2006	6.295	6.363	32	78	68		
6/2/2006	7.097	7.188	33	77	91		
7/2/2006	7.298	7.332	34	77	34		
8/2/2006	7.362	7.399	34	84	37		
9/2/2006	7.308	7.455	33	82	147		
10/2/2006	7.371	7.418	33	83	47		
14/2/2006	7.358	7.373	33	86	15		
20/2/2006	7.196	7.203	33	83	7		
27/2/2006	6.290	6.307	34	81	17		
28/2/2006	6.199	6.281	34	84	82	7.123	7.161
4/3/2006	6.915	6.933	33	75	18		
5/3/2006	6.327	6.429	34	83	102		
6/3/2006	7.173	7.281	34	81	108		
7/3/2006	7.340	7.350	33	81	10		
10/3/2006	7.264	7.305	33	81	41		
16/3/2006	7.180	7.217	32	80	37		
17/3/2006	7.137	7.242	33	84	105		
18/3/2006	6.812	6.826	32	85	14		
22/3/2006	7.053	7.174	32	87	121		
23/3/2006	7.096	7.106	32	81	10		
26/3/2006	6.224	6.256	32	84	32		
27/3/2006	6.877	7.115	33	84	238		
28/3/2006	7.065	7.244	29	95	179		
29/3/2006	7.114	7.217	33	89	103		
30/3/2006	7.169	7.231	33	97	62		

Fonte: Dados INMET/ONS

Tabela 5.8 - Valores observados de variáveis climáticas e picos de demanda - região Norte

DATA	DEMANDA - MW médios		TEMPERATURA	UMIDADE	PICOS DE DEMANDA MW médios	DEMANDA PREVISTA MW médios	DEMANDA REALIZADA MW médios
	PREVISTA	REALIZADA	MÉDIA	MÉDIA			
			°C	%			
4/1/2006	3.289	3.380	32	90	91	3.201	3.261
11/1/2006	3.235	3.255	32	93	20		
13/1/2006	3.229	3.300	33	88	71		
14/1/2006	3.172	3.184	32	95	12		
15/1/2006	3.062	3.100	33	93	38		
16/1/2006	3.201	3.312	33	93	111		
17/1/2006	3.217	3.282	32	93	65		
18/1/2006	3.258	3.307	30	96	49		
19/1/2006	3.268	3.312	32	95	44		
20/1/2006	3.223	3.279	30	96	56		
21/1/2006	3.170	3.182	32	94	12		
22/1/2006	3.061	3.126	32	89	65		
23/1/2006	3.203	3.367	32	93	164		
24/1/2006	3.223	3.358	33	86	135		
25/1/2006	3.250	3.358	33	89	108		
26/1/2006	3.259	3.395	34	88	136		
27/1/2006	3.244	3.383	33	91	139		
28/1/2006	3.182	3.304	32	90	122		
29/1/2006	3.092	3.173	33	93	81		
30/1/2006	3.234	3.406	32	94	172		
31/1/2006	3.251	3.431	32	92	180		
1/2/2006	3.312	3.390	33	87	78	3.197	3.210
3/2/2006	3.242	3.408	32	90	166		
4/2/2006	3.183	3.287	33	90	104		
5/2/2006	3.102	3.178	30	95	76		
6/2/2006	3.302	3.330	30	95	28		
8/2/2006	3.313	3.373	33	93	60		
9/2/2006	3.337	3.443	33	87	106		
10/2/2006	3.303	3.443	31	88	140		
15/2/2006	3.349	3.379	31	93	30		
6/3/2006	3.346	3.365	32	93	19	3.319	3.330
7/3/2006	3.357	3.389	32	91	32		
8/3/2006	3.320	3.359	32	89	39		
13/3/2006	3.351	3.378	32	94	27		
14/3/2006	3.368	3.398	30	96	30		
15/3/2006	3.306	3.398	32	92	92		
16/3/2006	3.409	3.436	33	93	27		
17/3/2006	3.362	3.422	32	93	60		
22/3/2006	3.358	3.386	31	93	28		

Fonte: Dados INMET/ONS

Os desvios de demanda de energia elétrica apresentados nas tabelas anteriores são dados oficiais, tendo sido obtidos em 20/08/2008 através do site www.ons.org.br. Considerando que os valores programados de demanda de energia elétrica apresentaram sucessivas variações dentro da amostra selecionada, e como essa amostra faz parte de um período caracterizado por elevados níveis de ID's, que se situaram dentro de uma faixa de desconforto térmico, pode-se concluir que há influência das componentes temperatura ambiente e umidade relativa do ar.

5.2. Simulação a partir dos modelos de despacho padrão

A partir da utilização da amostra de dados das demandas realizadas, descritas nas Tabelas 5.5 a 5.8, buscou-se simular um novo despacho, utilizando-se dos modelos oficiais, quais sejam, NEMAVE e DECOMP, como forma de verificar os possíveis desvios do CMO, em função dos picos de demanda verificados em cada um dos subsistemas, através dos seguintes passos:

- Primeiramente foi estabelecida uma demanda de energia elétrica mensal equivalente, ou seja, somando-se as demandas diárias, inclusive os seus respectivos picos, chegou-se em novos valores de demandas mensais, denominadas nas Tabelas como demandas realizadas, para cada um dos quatro subsistemas. Em seguida, os valores de demandas realizadas foram inseridos como dados de entrada do modelo NEWAVE, em substituição aos valores originais dos meses Janeiro-06, Fevereiro-06 e Março-06.

A Tabela 5.9 descreve os valores médios mensais equivalentes, resultantes da soma das demandas de energia elétrica prevista e realizada, para todos os dias dos meses estudados com os seus respectivos picos em cada um dos subsistemas.

Tabela 5.9 - Valor equivalentes mensais de demanda de energia elétrica

Mês	Sudeste / Centro-Oeste		Sul		Nordeste		Norte	
	Demanda de Energia – MW médios							
	Prevista	Real	Prevista	Real	Prevista	Real	Prevista	Real
Jan	29.210	29.375	8.127	8.117	6.925	6.951	3.212	3.257
Fev	30.151	30.079	8.312	8.298	7.061	7.023	3.300	3.292
Mar	30.769	30.607	8.390	8.424	7.020	7.004	3.336	3.307

- Em seguida foi realizada uma nova simulação com o auxílio do modelo NEWAVE, para tentar verificar a representatividade desses desvios em relação ao CMO obtidos na simulação com os dados originais.

Os resultados apresentados pelo modelo NEWAVE, em termos de CMO, após a nova simulação não foram muito representativos, considerando que os desvios mensais de demanda, quando ocorreram, foram facilmente atendidos pelo modelo, por se tratarem de valores médios mensais, e, portanto, não representarem com maior precisão os desvios diários reais, em função da própria objetividade para a qual o modelo foi concebido, ou seja, o planejamento da operação de médio prazo, com discretização mensal.

Observa-se ainda na Tabela 5.9 que em alguns meses, para todos os subsistemas, o valor de demanda de energia média equivalente mensal, ou seja, aquela que realmente ocorreu, considerando os picos, foi inferior ao valor mensal programado. Isso de certa forma refletiu no resultado do CMO da nova simulação realizada, contribuindo para uma sensível redução do custo para o atendimento a demanda, em virtude de o modelo considerar uma demanda de energia menor, e, portanto, a utilização de menos recursos de suprimento a partir da geração hidroelétrica e térmica.

A mesma lógica foi adotada para a simulação a partir da utilização do modelo DECOMP. No entanto, a exemplo do que ocorreu nos resultados apresentados pelo modelo NEWAVE, a série de PLD apresentada pelo DECOMP também não conseguiu capturar a realidade dos despachos reais ocorridos, em função dos desvios das demandas diárias terem sido representados como dado de entrada do modelo, em termos de uma demanda realizada semanal (média da soma das demandas e os picos diários), o que de certa forma, por se tratarem de valores médios, contribui para distorcer a realidade do despacho diário.

Diante das dificuldades apresentadas, e considerando que o ONS ainda não dispõe de um modelo apropriado para o despacho hidroelétrico diário que sinalize os preços correspondentes aos Agentes que atuam no ACL, propõe-se a elaboração de uma interface entre o programa Excel, onde serão inseridos os dados de entrada para a simulação, e um algoritmo com capacidade de resolução de problemas de minimização dos resultados, considerando que a alocação diária dos recursos energéticos, necessária ao atendimento da demanda de energia, deve ser feita com o menor custo possível.

A idéia de construir uma interface compatível com algum modelo de algoritmo, capaz de quantificar em termos de CMO, a representatividade dos seus desvios, a partir dos picos de demanda de energia elétrica diária, descritos nas tabelas 5.5 a 5.8, partiu do trabalho apresentado por Lopes (2007), onde o autor apresenta uma alternativa de modelo de despacho utilizando-se de Programação Não Linear (PNL) com o auxílio do solver da Frontline Systems Inc, disponível em www.solver.com obtido em 20/08/2008. Desta forma, por meio da mesma ferramenta, ou seja, o solver da Frontline Systems Inc. foi desenvolvido um modelo aqui denominado Solver_CMO_diário, cuja estrutura é apresentada na Figura 5.1.

Figura 5.1 - Sequência de processos do modelo Solver_CMO_diário

5.3. O modelo Solver CMO_d

O modelo Solver CMO_diário foi desenvolvido com uma versão “Trial” do suplemento solver da Frontline Systems Inc, que utiliza o método do Gradiente Reduzido Generalizado (GRG), o qual não será detalhado neste trabalho.

Com o auxílio de uma planilha eletrônica, criada a partir do Excel da Microsoft (www.microsoft.com), dada a sua facilidade de manuseio, a interface foi elaborada para possibilitar a inserção dos dados de entrada, bem como das restrições que deverão ser observadas pelo “algoritmo solver”, quando da solução do problema proposto.

A Figura 5.2 apresenta o esquema geral de interligação entre os subsistemas, e será utilizada para exemplificar como será o funcionamento do modelo Solver_CMO_diário, considerando valores fictícios, tanto para a limitação da capacidade de transmissão e recebimento de energia entre os subsistemas, quanto para a oferta de geração hídrica e disponibilidade de geração térmica para o atendimento de um determinado valor de demanda do sistema.

Figura 5.2 - Esquema geral de interligação entre os subsistemas

O limite da capacidade dos fluxos entre os subsistemas do exemplo, bem como, a oferta de geração hídrica e a disponibilidade térmica com seus respectivos preços estão descritos na Tabela 5.10.

Tabela 5.10 - Configuração de capacidade e oferta do sistema fictício

De: Subsistema	Capacidade de Transmissão Para: Subsistema (MW)						Geração Hidráulica (MW)	Disponibilidade Térmica (MW)	Preço Energia Térmica R\$/MW
SE/CO (A)	B	50	C	25	D	25	80	10	115,00
SUL (B)	A	50	C	-	D	-	30	45	110,00
NE (C)	A	25	B	-	D	25	15	10	120,00
N (D)	A	25	B	-	C	25	20	-	-

Considerando que as demandas de energia elétrica a serem atendidas nos subsistemas SE/CO, SUL, NORDESTE e NORTE são de 100 MW, 50 MW, 30 MW e 20 MW respectivamente, e que o atendimento por fontes de geração hidráulica será realizado prioritariamente em seu subsistema de origem, a demanda residual ¹⁴ deverá ser atendida pela disponibilidade de geração térmica, observando o critério de mínimo custo. Desta forma, para representar o problema, tem-se a Equação (3) que pode ser descrita de acordo com os seguintes termos:

$$\text{Eq. (3) } CD_{min} = \text{Mínimo} \{ (GTSE_CO \times PTSE_CO) + (GTS \times PTS) + (GTNE \times PTNE) \}$$

Sujeito as seguintes restrições:

$$GTSE_CO + GTS + GTNE \leq (DT - (GHSE_CO + GHS + GHNE + GHN))$$

$$GTSE_CO \geq 0; GTS \geq 0; GTNE \geq 0$$

$$INT_GT_{ij} \leq CT$$

Em que:

¹⁴ Demanda residual de energia é o resultado da Demanda total do sistema fictício da Figura 5.2 (200 MW), subtraída a parcela atendida pela geração de energia hidroelétrica.

CD_{min} = Custo de Despacho Mínimo..

$GTSE_CO$ = Geração Termoelétrica no subsistema Sudeste / Centro-Oeste.

$PTSE_CO$ = Preço geração Termoelétrica no subsistema Sudeste / Centro-Oeste.

GTS = Geração Termoelétrica no subsistema Sul.

PTS = Preço geração Termoelétrica no subsistema Sul.

$GTNE$ = Geração Termoelétrica no subsistema Nordeste.

$PTNE$ = Preço geração Termoelétrica no subsistema Nordeste.

DT = Demanda de energia total do sistema.

$GHSE_CO$ = Geração Hidráulica subsistema Sudeste / Centro-Oeste.

GHS = Geração Hidráulica subsistema Sul.

$GHNE$ = Geração Hidráulica subsistema Nordeste.

GHN = Geração Hidráulica subsistema Norte.

INT_GT_{ij} = Intercâmbio do subsistema i para o subsistema j.

CT = Capacidade de transmissão entre os subsistemas de acordo com os valores descritos na Tabela 5.10.

Substituindo os termos da Eq. (3) pelos valores da Tabela 5.10, observados os limites de capacidade de intercâmbio entre os subsistemas, têm-se os resultados descritos na Tabela 5.11, que por sua vez, levaram em consideração o critério de mínimo custo para o atendimento da demanda residual de energia:

Tabela 5.11 - Resultado da alocação do sistema fictício

Subsistemas	Disponibilidade Térmica (MW)	Preço R\$/MW	Demanda residual do sistema (MW)	Demanda Atendida (MW)
SE/CO	10	115,00	55	10
SUL	45	110,00		45
NORDESTE	10	120,00		-

Na Tabela 5.11, pode-se verificar que foi priorizado o atendimento da demanda de energia elétrica, por meio dos recursos de geração térmica mais barata entre todos os subsistemas, respeitando ainda os limites da capacidade de transmissão descritos na Tabela 5.10. A Figura 5.3 representa o mesmo esquema geral de interligação entre os subsistemas da Figura 5.2, agora considerando os valores dos intercâmbios realizados.

Figura 5.3 - Balanço final de alocação de energia elétrica

Essa mesma lógica de resolução foi utilizada pelo Solver_CMO_diário, de acordo com a formulação do problema proposto no item 5.4.

5.4. Formulação do problema

O problema proposto é de minimização de custo do despacho hidrotérmico, quando do atendimento da demanda de energia elétrica do SIN, a partir dos recursos reais diários disponíveis, inclusive os valores de demanda que ultrapassem os valores previstos pelo ONS. A lógica de entrada de dados para alimentar o modelo é descrita de acordo com a seqüência numérica apresentada na Figura 5.4, que representa a tela principal do modelo Solver_CMO_diário.

Quanto a metodologia de resolução do problema, utilizada pelo algoritmo solver da Frontline Systems Inc., é similar a que foi aplicada para a solução do problema apresentado no item anterior.

Figura 5.4 - Tela principal do modelo Solver_CMO_d

1 – Neste campo é inserido o montante de energia proveniente de usinas hidroelétricas previsto pelo ONS, para atendimento diário de parte das necessidades energéticas do subsistema;

2 – Neste campo é inserida a previsão de contribuição diária de energia proveniente da UHE Itaipú;

3 – O campo de número 3 representa o valor da disponibilidade térmica do subsistema;

4 – As células representadas pelo item 4 indicam os limites de intercâmbio entre os subsistemas exportadores e o subsistema importador;

5 – Nesta célula é inserido o valor da demanda de energia elétrica a ser atendida no dia;

6 – Corresponde a valor de demanda de energia elétrica efetivamente atendida após a otimização realizada por meio do modelo Solver_CMO_diário;

7 – Representa o custo de cada opção de suprimento do subsistema ou do atendimento realizado com recursos de outros subsistemas através do intercâmbio;

8 – Corresponde a função objetivo do modelo, que deve representar o mínimo custo no atendimento da demanda de energia elétrica diária, em cada um dos quatro subsistemas.

O carregamento das informações se repete para os demais dias e subsistemas, para cada mês a ser simulado, ou seja, o modelo deve atender a demanda de energia de todos os dias de um determinado mês para o subsistema Sudeste / Centro Oeste, levando-se em consideração o atendimento que deverá ser feito aos demais subsistemas no mesmo período, sempre priorizando o despacho das fontes que possuem o mínimo custo de atendimento.

Dadas as demandas de energia elétrica previstas, em cada um dos subsistemas, o modelo promoverá a alocação dos recursos de energia disponíveis da forma mais econômica. Em primeiro lugar será dada prioridade para o uso dos recursos mais baratos, disponíveis no próprio subsistema.

Em havendo sobras ou déficits, esses recursos serão exportados ou importados para outros subsistemas, desde que se verifique essa necessidade, e sempre respeitando o critério de menor custo e limites de capacidade de intercâmbios.

O modelo ainda leva em consideração as seguintes premissas:

- Despacho Hidroelétrico

O despacho hidroelétrico que será considerado como dado de entrada para o modelo Solver_CMO_diário, originou-se dos dados de previsão de despacho contidos no IPDO de Janeiro-06, Fevereiro-06 e Março-06, por subsistema, inclusive a geração da usina de Itaipu. No caso da geração hidráulica diária não ser suficiente para o atendimento de toda a demanda de energia elétrica, de cada um dos subsistemas, a complementação se dará pelo suprimento termelétrico, respeitando a disponibilidade de geração térmica em cada subsistema, bem como os limites de intercâmbio entre os subsistemas.

- Intercâmbio Energético

Para efeito de intercâmbio energético entre as regiões, foram considerados os limites de capacidade das linhas de transmissão, estabelecidos no PMO de Janeiro-06, disponíveis em www.ccee.org.br obtido em 20/08/2008. Essas informações serão consideradas como restrições pelo modelo Solver_CMO_diário, quando dos intercâmbios energéticos entre as regiões.

- Despacho Térmico

O despacho térmico tem por objetivo a complementação energética não suprida pela geração hidráulica para cada dia dos três meses do horizonte de estudo. A geração térmica, neste contexto, fica limitada a capacidade disponível do conjunto de usinas em cada subsistema, de acordo com os dados disponibilizados no PMO de Janeiro-06.

Para simplificação do modelo, as informações de capacidade disponível não sofrerão alterações ao longo dos dias considerados na simulação, admitindo-se que estas manterão a sua disponibilidade declarada ao longo dos três meses do estudo, diferente do que ocorre com a disponibilidade hídrica, cujos valores são variáveis, de acordo com o IPDO.

Após o atendimento prioritário ao subsistema de origem, eventuais sobras de geração térmicas poderão ser, e respeitando os limites de intercâmbios já mencionados, alocadas em outros subsistemas demandantes. O preço para tal intercâmbio será o preço médio de todas as usinas térmicas do subsistema de origem, ponderado com eventuais sobras de energia de origem hídrica.

No modelo oficial de despacho hidrotérmico (NEWAVE), o acionamento das usinas térmicas ocorre de acordo com uma ordem de mérito, ou seja, do menor para o maior custo. No Gráfico 5.5, pode-se verificar a curva de preços da geração térmica de todo o sistema, em função do tipo de combustível e disponibilidade. Por exemplo, com a demanda do sistema sendo atendida por energia de origem térmica em valores menores que 10.000 MW, o custo de geração será inferior a R\$ 200,00 / MW. A disponibilidade térmica em torno de 11.000 MW praticamente dobra o preço do MW.

Gráfico 5.5 - Preço - R\$/MWh x Disponibilidade de Energia Térmica (MW)

Fonte: Adaptado de LOPES (2007) – Dados PMO Janeiro-06 adaptado

Verifica-se, a partir das informações disponibilizadas pelos Agentes proprietários, e consideradas no PMO de Janeiro-06, que a capacidade disponível total das usinas térmicas, alcançou o montante de 11.385 MW médios. Deste total, o subsistema Sudeste-Centro/Oeste detêm cerca de 65% da potência disponível, seguido do subsistema Sul com 20% e Nordeste com 15%. A relação de todas as usinas térmicas consideradas para efeito deste estudo pode ser verificada na Tabela 5.12.

Tabela 5.12 - Relação de usinas térmicas disponíveis – PMO janeiro-06

USINA	SISTEMA	TIPO	POT. INSTALADA MW	POT. DISPONÍVEL MW	R\$ / MWh
Angra 1	SE	Nuclear	657	657	15,51
Angra 2	SE	Nuclear	1.350	1.350	10,55
Carioba	SE	Óleo	36	32	937,00
Cuiabá G CC	SE	Gás	480	480	6,40
Eletrobolt	SE	Gás	386	386	100,40
Ibitermo	SE	Gás	235	226	77,46
Igarape	SE	Óleo	131	131	401,00
Juiz de Fora	SE	Gás	87	87	105,00
Macaé Merchã	SE	Gás	923	923	97,15
Norte Fluminense	SE	Gás	869	869	108,00
Nova Piratininga	SE	Gás	400	368	180,00
Piratininga 12 G	SE	Gás	200	180	363,60
R. Silveira G	SE	Gás	32	30	223,28
Sta. Cruz 12	SE	Óleo	168	150	242,41
Sta. Cruz 34	SE	Óleo	440	400	242,41
Sta. Cruz N. DI	SE	Diesel	166	166	441,04
TermoRio	SE	Gás	670	596	124,77
Três Lagoas	SE	Gás	240	240	110,48
UTE Brasília	SE	Diesel	10	8	1.047,38
W. Arjona G	SE	Gás	190	171	185,64
Alegrete	S	Óleo	66	66	1.024,86
Canoas	S	Gás	161	161	110,48
Charqueadas	S	Carvão	72	72	183,50
Figueira	S	Carvão	20	15	245,02
Jorge Lacerda A1	S	Carvão	100	100	192,38
Jorge Lacerda A2	S	Carvão	132	132	156,97
Jorge Lacerda B	S	Carvão	262	262	151,05
Jorge Lacerda C	S	Carvão	363	363	113,67
Nutepa	S	Óleo	24	21	568,00
P. Médici A	S	Carvão	126	126	115,00
P. Médici B	S	Carvão	320	320	115,00
São Jerônimo	S	Carvão	20	20	273,00
Uruguaiiana	S	Gás	638	600	78,07
Camaçari D\G	NE	Diesel	347	347	130,50
Fafen	NE	Gás	151	151	71,29
Fortaleza	NE	Gás	347	319	66,74
Termobahia	NE	Gás	186	104	87,12
TermoCeará	NE	Gás	220	220	82,72
TermoPernambuco	NE	Gás	638	536	60,00
TOTAL				11.385	

Fonte: ONS – PMO Janeiro-06

Nos Gráficos 5.6 a 5.9 são apresentadas as curvas de cargas previstas e realizadas por subsistema, de acordo com os dados disponibilizados no IPDO de Janeiro-06, Fevereiro-06 e Março-06.

Gráfico 5.7 - Comparativo entre carga prevista e carga realizada _ Sul
Fonte: ONS

Gráfico 5.8 - Comparativo entre carga prevista e carga realizada _ Nordeste
Fonte: ONS

Gráfico 5.9 - Comparativo entre carga prevista e carga realizada _ Norte
Fonte: ONS

De acordo com as premissas adotadas, e como forma de tentar representar como o algoritmo solver estruturou o problema para posterior resolução, tem-se a Equação 4, que procura minimizar o custo de despacho de acordo com os seguintes termos:

$$\text{Eq. (4)} \quad \mathbf{CD} = \sum_{i=1}^n (\mathbf{CGH}_{i,t} + \mathbf{CGT}_{i,t} + \mathbf{CINTEREC}_{i,t})$$

Sujeito as seguintes restrições:

Geração Hidroelétrica:

$$\mathbf{GHALOC}_{i,t} \leq \mathbf{GHIPDO}_{i,t}$$

Geração Termelétrica:

$$\mathbf{GTALOC}_{i,t} \leq \mathbf{GTDISP}_{i,t}$$

Limites de Intercâmbio:

$$\mathbf{ENEREC}_{i,j} \leq \mathbf{LIMINTER}_{i,j}$$

Restrições de Demanda de Energia Elétrica

$$\mathbf{TEALOC}_{i,t} = \mathbf{DE}_{i,t}$$

$$\mathbf{TEALOC}_{i,t} \geq 0$$

Em que:

$\mathbf{CD}$ = É o Custo de Despacho

n = É o número total de subsistemas

$CGH_{i,t}$ = Custo da Geração Hidroelétrica no subsistema i no tempo t. Nesse estudo considerou-se o custo nulo para geração de energia a partir de fontes de geração hidroelétrica.

$CGT_{i,t}$ = Custo da Geração Termoelétrica no subsistema i no tempo t de acordo com os valores declarados pelos Agentes no PMO de Janeiro-06.

$CINTEREC_{i,t}$ = Custo do Intercâmbio Energético Recebido do subsistema i no tempo t. Para esse estudo considerou-se como custo de intercâmbio aquele resultante da ponderação de sobras de energia de fontes de geração hidroelétricas e termoelétricas do subsistema exportador, pelos seus respectivos custos.

$GHALOC_{i,t}$ = Geração Hidroelétrica Alocada no subsistema i no tempo t.

$GHIPDO_{i,t}$ = Geração Hidroelétrica prevista no Informativo Preliminar Diário da Operação do subsistema i no tempo t.

$GTALOC_{i,t}$ = Geração Termoelétrica Alocada no subsistema i no tempo t.

$GTDISP_{i,t}$ = Geração Termoelétrica Disponível no subsistema i no tempo t, de acordo com informações contidas no PMO de Janeiro-06.

$ENEREC_{i,j}$ = Energia Recebida pelo subsistema i através do subsistema j.

$LIMINTER_{i,j}$ = Limite de Intercâmbio entre o subsistema receptor i e do subsistema doador j.

$TEALOC_{i,t}$ = Total de Energia Alocada no subsistema i no tempo t.

$DE_{i,t}$ = Demanda de Energia do subsistema i no tempo t.

5.5. Análise dos resultados

Ao se efetuar a simulação de despacho hidrotérmico utilizando o modelo Solver_CMO_diário, a partir das premissas já discutidas neste estudo, obtem-se os resultados de despacho apresentados no Apêndice B. Desta forma, considerando as restrições impostas pelos limites de intercâmbios, bem como a oferta de energia a partir das usinas hidroelétricas, a capacidade disponível de energia termelétrica em cada um dos subsistemas, o modelo alocou os recursos para atendimento de toda demanda de energia elétrica do SIN, inclusive a quantidade de energia necessária para suprir os picos de demanda de energia, conforme os dias indicados nas Tabelas B1 a B4 , levando em consideração o mínimo custo total.

Observa-se no Gráfico 5.10, a partir da alocação realizada pelo modelo que o CMO do subsistema Sudeste / Centro-Oeste sofreu alterações, em virtude das variações de demanda neste subsistema, e, por se tratar do subsistema mais significativo do sistema elétrico brasileiro em termos de demanda de energia elétrica.

Gráfico 5.10 - Curva de CMO SE/CO em função da demanda prevista e realizada

O Gráfico 5.11 representa as curvas de CMO's do subsistema Sul. Esse subsistema, na maior parte do tempo, ao longo do ano, recebe contribuições através do subsistema Sudeste / Centro-Oeste, inclusive contribuições originadas de outros subsistemas. No entanto, as limitações da transmissão entre os dois subsistemas, estabelecidas para efeito dessa simulação, e que por sua vez foram definidas no PMO de Janeiro-06, Fevereiro-06 e Março-06, contribuíram com elevação do CMO do subsistema Sul, em alguns dias do horizonte de estudo, obrigando o modelo a utilizar recursos do próprio subsistema, que nesse caso são mais caros.

Gráfico 5.11 - Curva de CMO Sul em função da demanda prevista e realizada

Para o subsistema Nordeste, verifica-se a possibilidade de intercâmbios através do subsistema Sudeste e Norte, diferente do que ocorre com o subsistema Sul, que só pode depender dos fluxos de energia a partir do Sudeste, quando existe essa necessidade adicional. Devido a sua condição regional, o subsistema Nordeste apresenta ao longo do ano elevada dependência por intercâmbios vindos das regiões que estão conectadas diretamente a ele.

Isso faz com que esse sistema tenha uma variabilidade de CMO muito alta, conforme pode ser verificado no Gráfico 5.12, pois a sua capacidade hidráulica não é muito expressiva em relação aos demais subsistemas, ficando, portanto, sujeita a constantes despachos provenientes de usinas térmicas também motivados pelas limitações de transmissão direta com as regiões Sudeste e Norte.

Gráfico 5.12 - Curva de CMO NE em função da demanda prevista e realizada

Historicamente, e salvo algumas exceções motivadas por alterações fora da normalidade, o subsistema Norte é caracterizado como sendo um exportador de energia, que além de promover o seu próprio atendimento integralmente com recursos de geração hidroelétrica própria, ainda contribui para a complementação energética dos demais subsistemas.

Observa-se que numa comparação entre a demanda prevista e realizada descritas na Tabela 5.8, mesmo ocorrendo uma variação de demanda, não houve praticamente alteração nos CMO's, ou seja, o despacho para atendimento daquele subsistema se deu a custo zero, conforme poderá ser verificado no Gráfico 5.13.

Gráfico 5.13 - Curva de CMO Norte em função da demanda prevista e realizada

Isso ocorreu porque o modelo Solver_CMO_diário priorizou o atendimento do próprio subsistema, antes de alocar sobras aos demais subsistemas, conforme as premissas adotadas, e para ficar em conformidade com os valores de despacho previamente estabelecidos pelo ONS no IPDO, para cada um dos subsistemas. Eventuais sobras foram realocadas em outro subsistemas, de acordo com as premissas adotadas no modelo Solver_CMO_d.

CAPÍTULO 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A partir de um breve resumo da formação Mercado de Energia Elétrica Brasileiro, apresentado no Capítulo 2, verificou-se a importância histórica do Planejamento Energético, seja esse planejamento da expansão futura do sistema, seja ele da operação elétrica no presente.

O aumento das interligações da rede de transmissão, as variáveis exógenas e a questão dos usos múltiplos que cercam as questões hidrológicas, requerem uma atuação cada vez mais complexa do ONS, que necessita da contribuição de todos os Agentes do Mercado de Energia, para subsidiá-lo com as informações necessárias aos processos que envolvem o Planejamento do Sistema discutido no Capítulo 3.

É certo que pequenos desvios entre as demanda de energia programadas e realizadas para cada um dos subsistemas são suportadas pelo sistema, a partir de uma quantidade de energia complementar disponibilizada a qualquer instante, por meio da chamada reserva girante de energia, que geralmente é realizada por usinas hidroelétricas, dada a sua rápida resposta de sincronismo junto ao sistema, quando comparadas as usinas térmicas.

No entanto, existem as limitações de recursos para geração de energia a partir da hidroeletricidade em cada um dos subsistemas, além das restrições impostas pela capacidade de intercâmbios.

Soma-se ainda a esses pontos a indisponibilidade de algumas usinas, seja ela programada ou forçada, o que obriga o ONS a utilizar geração proveniente de usinas térmicas, quando do atendimento da demanda de energia adicional, o que certamente vai impactar nos custos aos consumidores.

A partir de uma nova concepção de mercado, onde os Agentes que nele atuam passaram a negociar os preços e condições de suprimento de energia diretamente com os geradores e comercializadores, passou também a existir a preocupação quanto aos desvios de demanda de energia em relação aos valores contratados junto a esses geradores e comercializadores, uma vez que esses desvios ficam a mercê de um Preço de Liquidação de Diferenças, que por sua vez tem um estrito relacionamento com o comportamento da variação de oferta hidrológica e o comportamento da curva de demanda.

Há de se considerar também a manutenção da oferta de energia hidráulica, dentro de um contexto de mudanças climáticas, onde diversos estudos convergem para possíveis alterações nos regimes sazonais de chuva, bem como, aumentos significativos na temperatura ambiente de diversas regiões.

No Capítulo 4 discutiu-se então a influência que a componente demanda de energia sofre em função da combinação de fatores climáticos tais como; temperatura ambiente e umidade relativa do ar. Procurou-se estabelecer neste Capítulo não uma razão entre aumento de demanda de energia e os fatores climáticos avaliados, mas sim, o entendimento quanto a sua relação com os picos de demanda de energia ao longo de um ano.

Após a investigação de uma amostra de dados que compreendeu o ano de 2006, ficou evidente a relação entre consumo de energia e as variáveis climáticas, sobretudo no período que abrange os meses de Janeiro-06, fevereiro-06 e Março-06.

Comprovada a relação, no Capítulo 5 foi elaborada uma interface que em conjunto com um algoritmo de solução de problemas de minimização de custos, teve como função objetivo encontrar a solução de alocação ótima, partindo-se de algumas premissas estabelecidas e detalhadas no decorrer deste trabalho.

Os resultados obtidos demonstraram a necessidade de estudos mais detalhados que levem ao desenvolvimento de modelos capazes de sinalizar possíveis desvios de demanda de energia, considerando que o Mercado de Energia

futuramente poderá ter a sua precificação realizada com base diária, ou até mesmo horária, a exemplo dos mercados de energia de outros países.

Portanto é necessário que os Agentes que nele atuam, sobretudo no ACL, desenvolvam ferramentas de auxílio à estratégia de contratação e mensuração dos riscos, inerentes ao preço de compra de suas necessidades de suprimento de energia elétrica, uma vez que, diferentemente de outras matrizes energéticas, o Brasil, apesar de dispor de um grande potencial de energia por fontes hidráulicas ainda não exploradas, vem, ao longo dos anos, aumentando a participação de geração por fontes térmicas, e consequentemente elevando os seus custos de despacho.

Uma das consequências da alteração da composição da Matriz de Energia Elétrica, com a introdução de mais energia de fontes térmicas, é a elevação súbita do PLD, quando da ocorrência de desvios de demanda de energia, que terão em muitos casos, as suas origens vinculadas a um conjunto de variáveis climáticas, obrigando desta forma, os Agentes que atuam no ACL a pagarem um alto custo pela demanda fora do planejamento.

REFERÊNCIAS

Acompanhamento e previsão meteorológica e climática – ONS, 2008a. Procedimentos de Rede: Sub-Módulo 9.6. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/download/procedimentos/Submódulo9.6.pdf>>. Acesso em: 04 abr. 2008.

ARTEIRO, Francisco; et.al. **Impacto das restrições ambientais e de uso múltiplo da água na operação energética do SIN**. In. ENCONTRO PARA DEBATES DE ASSUNTO DA OPERAÇÃO, 8. Recife-PE, 2005.

ASSIS, S. V. de, FERREIRA, A. T, SILVA, M. V. da, **Situação desconfortante provocada pela ocorrência de veranico** – Revista Eletrônica do Mestrado em Educação Ambiental – Fundação Universidade Federal do Rio Grande. V. 18, janeiro a julho de 2007.

ASSIS, S. V. de, CAMARGO, C. G. **Avaliação bioclimática da cidade de Pelotas, RS** – Revista de Estudos Ambientais, Blumenau, V. 4, nº. 2-3, p. 24-32, maio a dezembro, 2002.

BORENSTEIN, C. R. et. al. **O setor elétrico no Brasil: dos desafios do passado às alternativas do futuro** – 1ª ed. Porto Alegre: Sagra Luzzato, 1997.

CARVALHO, L. C. X. de, **Planejamento de sistemas hidrotérmicos: uma análise comparativa entre as representações a usinas individualizadas e a reservatórios equivalentes de energia**. 2002. 101 p. Tese (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2002.

Consolidação da previsão de carga para o planejamento da operação elétrica de curto prazo – ONS 2008b. Procedimentos de Rede: Sub-Módulo 5.4. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/download/procedimentos/Submódulo5.4.pdf>> Acesso em: 02 Jul. 2008.

CORRAR, Luiz J. THEÓPHILO, Carlos Renato **Pesquisa operacional: para decisão em contabilidade e administração (contabilometria)** – São Paulo, SP: Ed. Atlas, 2004

D'ARAÚJO, R. P, HOFFMANN, C. A. A. **O novo contexto do setor elétrico brasileiro**. Conselho Temático de Infra-Estrutura / Confederação Nacional da Indústria – CNI. 1997.

Diretrizes e critérios para estudos elétricos – ONS 2008c. Procedimentos de Rede: Sub-Módulo 23.3. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/download/procedimentos/Submódulo23.3.pdf>> Acesso em: 02 Jul. 2008.

D'ARCHIVIO, S. **Interazione animale-ambiente e criteri di progettazione degli edifici per l'allevamento ai fini della riduzione dello stress da caldo**. 2007. 168 p. tese (Doutorado) – Università di Bologna, 2007.

ELETROBRÁS (equipe técnica). **Panorama do setor de energia elétrica no Brasil**. RJ, Eletrobrás/Centro de Memória da Eletricidade, 1988.

FORTUNATO, L. A. M. et al. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistema de produção de energia elétrica** – Niterói, RJ: Ed. UDUFF: Rio de Janeiro, 1990.

FREITAS, E. D. de, DIAS, P. L. da S. **Alguns efeitos de áreas urbanas na geração de uma ilha de calor** – Revista Brasileira de Meteorologia, v.20, nº 3, p. 355-366, 2005.

GEO BRASIL. **Recursos hídricos**: componente da série de relatórios sobre o estado e perspectivas do meio ambiente no Brasil. Brasília – DF: 2007. Disponível em: < <http://www.ana.gov.br/SalImprensa/projetos/Resumo%20executivo.pdf>>. Acesso em: 01 Jan. 2008.

GOLDBARG, M. C, LUNA, H. P. L. **Otimização combinatória e programação linear** – modelos e algoritmos – Rio de Janeiro – RJ: Ed. ELSEVIER, 2000.

GOMES, A. C. S. et. al. **BNDES 50 anos de história**. o setor elétrico – Livro Setorial. 2002. – Disponível em: <www.bndes.gov.br_conhecimento_livro_setorial_setorial14.pdf> Acesso em: 04 de jan. 2008.

JABUR, M. A - **Racionamento: do susto à consciência** – São Paulo: Terra das Artes Editora, 2001.

LACHTERMACHER, Gerson. **Pesquisa operacional na tomada de decisões** – Rio de Janeiro, RJ: Ed. Campus, 2002.

LIMA, J. L. et al. **A Eletrobrás e a história do setor de energia elétrica no Brasil: Ciclo de Palestras** – Centro da Memória da Eletricidade no Brasil – 1995.

LIMA, W. da S, **Previsão de carga no período de demanda de ponta utilizando redes neurais artificiais**. 1996. 119 p. Tese (Mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 1996.

LOPES, J. E. G. **Modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de produção de energia elétrica**. 2007. 147 p. Tese (Doutorado) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

MARRECO, J. de M. **Planejamento de longo prazo da expansão da oferta de energia no Brasil sob uma perspectiva de teoria das opções**. 2007. 150 p. Tese (Doutorado) – universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

Modelos Computacionais – ONS, 2008d. Procedimentos de Rede: Sub Módulo 18.2. Disponível em: www.ons.com.br

OLIVEIRA, A. de, SILVEIRA, G. B. da, BRAGA, J. de, M. **Diversidade sazonal do consumo de energia elétrica no Brasil.** Revista Pesquisa e Planejamento Econômico, Rio de Janeiro, v. 30, n. 2, p. 211-258, agosto de 2000.

OSCZEWSKI, RANDALL J. **The basis of Wind Chill.** Artic Science and technology Information System, v. 48, n. 4, p. 372-382, December, 1995. Disponível em: <<http://pubs.aina.ucalgary.ca/arctic/Arctic48-4-372.pdf>>. Acessado em: 18/08/2008.

PAULA, E. R. de. **Análise condicionada da demanda de energia elétrica:** aplicação a um caso real. 2006. 87 p. Tese (Mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

PIRES, J. C. L. et al. **As perspectivas do setor elétrico após o racionamento** – Revista do BNDES v. 9, n. 18, p. 163-204, 2002.

PIRES, S. H. M. **Planejamento ambiental da expansão da oferta de energia elétrica:** subsídios para a discussão de um modelo de desenvolvimento sustentável para a Amazônia. Revista parcerias estratégicas v.12, p. 160-184, 2001.

Planejamento da operação elétrica de curto prazo mensal – ONS, 2008e. Procedimentos de Rede: Sub-Módulo 6.4. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/procedimentos/Submódulo_6.4_v9.0.pdf>. Acesso em: 20 mar. 2008.

Programação diária da operação eletroenergética - ONS, 2008f. Procedimentos de Rede: Sub-Módulo 8.1. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/procedimentos/Submódulo_8.1_v9.0.pdf> . Acesso em: 20 mar. 2008.

SILVA, Edson Luiz da. **Formação de preços em mercados de energia elétrica** – Porto Alegre, RS: Ed. Sagra Luzzatto, 2001.

SILVA, O. L. P. da, **O sistema elétrico nacional e a transição hidrotérmica.** Associação Brasileira de Manutenção, nº 110, Jun/Jul/Ago – 2006 - Disponível em: <http://www.abraman.org.br/revista_manutencao/110_conceito.pdf>. Acesso em: 15 mar. 2007.

TALAIA, M. A. R, RODRIQUES, F.A.G. **O organismo humano num ambiente de stress térmico:** caso de uma área com fornos — Artigo Técnico – Ano 2004 - Departamento de Física, Universidade de Aveiro – Portugal. Disponível em: <http://www.ame-web.org/JORNADAS/A25-trabajo%20Talaia%20y%20Rodrigues.pdf>. Acesso em: 04 jan. 2008.

THOM, E. C. **The discomfort index.** Weatherwise, v. 12, p. 57 – 60, 1959.

XAVIER, T. M. B. S, XAVIER, A. F. S, ALVES, J. M. B. **Quantis e eventos extremos** – aplicação em ciências da Terra e ambientais – Fortaleza – CE: Ed. RDS, 2007.

ZAMBELLI, M. de S. **Planejamento da operação energética via curvas-guias de armazenamento**. 2006. 111 p. Tese (Mestrado) – Universidade de Campinas, São Paulo, 2006.

APÊNDICE - A

Os Modelos de Suporte ao Despacho Hidrotérmico

Para a realização do Processo de Planejamento de médio e longo prazos são empregados atualmente pelo ONS, 4 modelos hidrológicos que possuem uma interface com os modelos de planejamento e atividades relacionadas a programação diária de despacho hidrotérmico, cujo fluxograma está descrito na figura A1.

Figura A1 - Fluxograma da Cadeia de Modelos
Fonte: ONS

O Modelo NEWAVE

O NEWAVE é um modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas interligados, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – (CEPEL) e muito utilizado pelas empresas de energia elétrica desde 1998. Tem como objetivo minimizar o valor esperado do custo total de operação hidrotérmica, ao longo do período de estudo, e como consequência positiva, o modelo otimiza a utilização dos recursos disponíveis, para o atendimento das necessidades de suprimento da demanda de energia elétrica, para cada mês do horizonte de estudo.

O Modelo DECOMP

O modelo DECOMP é utilizado para o processo de otimização da operação a curto prazo de um sistema hidrotérmico, utilizando técnicas de programação linear de grande porte, multiperíodo e estocástico, capaz de representar de forma detalhada as características do sistema hidrotérmico avaliado.

Através da interface entre o modelo de médio prazo (NEWAVE) e o modelo de curto prazo (DECOMP) é possível a realização do acoplamento entre os modelos utilizando-se a função de custo futuro disponibilizada pelo modelo NEWAVE, desagregando a função de custo futuro equivalente em funções de custo futuro que considerem os sistemas de reservatórios individualizados.

Com a criação do Mercado Atacadista de Energia, atualmente denominado Câmara de Comercialização de Energia – CCEE, este modelo passou a ter o seu uso ainda mais disseminado no Setor Elétrico, tanto pelas empresas Comercializadoras de Energia que surgiram, como pelas empresas privadas, que optaram pela aquisição de suas necessidades de energia através do Ambiente de Livre Contratação, que surgiu a partir da implementação do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.

Na figura A2 poderá ser observado o fluxograma dos principais dados de entrada do modelo NEWAVE, e o seu relacionamento com o modelo DECOMP.

Figura A2 - Fluxograma Funcional do NEWAVE

Fonte: ONS

APÊNDICE - B

Tabela B1 - Atendimento à carga região SE/CO por outros subsistemas

SUBSISTEMA			RECURSOS DO PRÓPRIO SUBSISTEMA – MW médios		CONTRIBUIÇÕES DOS SUBSISTEMAS – MW médios		
SE	DEMANDA PREVISTA MW médios	DEMANDA REALIZADA MW médios	HIDR.	TÉR.M.	S	NE	N
DATA							
4/1/2006	29.524	32.126	23.402	7.450	-	-	1.274
7/1/2006	27.373	27.422	19.856	7.450	-	116	-
8/1/2006	24.962	25.246	16.871	7.450	602	-	324
9/1/2006	29.854	30.227	21.802	7.450	-	116	859
10/1/2006	31.070	31.414	22.661	7.450	-	116	1.187
11/1/2006	31.473	31.790	22.935	7.450	-	116	1.289
12/1/2006	31.284	31.808	23.017	7.450	-	116	1.225
14/1/2006	29.196	29.419	20.961	7.450	-	116	891
15/1/2006	25.881	26.552	18.326	7.450	-	116	660
16/1/2006	31.041	31.830	23.367	7.450	-	116	898
17/1/2006	32.170	32.758	24.228	7.450	-	116	965
19/1/2006	32.125	32.568	23.254	7.450	-	116	1.748
20/1/2006	31.969	32.118	22.799	7.450	-	116	1.754
21/1/2006	28.950	29.841	20.742	7.450	-	116	1.534
22/1/2006	26.455	27.149	18.209	7.450	-	116	1.374
23/1/2006	31.756	32.724	23.370	7.450	-	116	1.788
25/1/2006	32.837	32.854	23.500	7.450	-	116	1.788
26/1/2006	33.016	33.291	23.937	7.450	-	116	1.788
27/1/2006	32.477	32.904	23.718	7.450	-	116	1.621
4/2/2006	29.337	29.654	29.336	-	-	-	318
5/2/2006	26.783	26.922	26.922	-	-	-	-
6/2/2006	32.432	32.675	29.721	1.064	-	117	1.773
7/2/2006	33.130	33.709	30.023	1.805	-	117	1.763
8/2/2006	33.692	33.757	30.460	696	697	117	1.788
9/2/2006	33.231	33.285	30.820	-	1.802	117	547
10/2/2006	32.482	32.914	29.416	1.864	-	117	1.517
15/2/2006	32.337	32.354	30.012	1.449	-	93	800
17/2/2006	32.414	32.684	30.343	1.165	-	117	1.059
18/2/2006	29.533	29.996	27.657	1.145	-	117	1.076
19/2/2006	26.541	27.185	25.244	937	-	117	887
20/2/2006	32.046	32.802	30.395	2.290	-	117	-
1/3/2006	30.628	30.997	29.396	553	-	115	933
2/3/2006	32.839	32.861	30.307	1.087	-	115	1.352
3/3/2006	32.627	33.452	31.958	856	-	115	523
4/3/2006	29.852	30.706	29.662	1.044	-	-	-
5/3/2006	27.130	27.466	26.206	534	-	115	611
8/3/2006	32.754	32.858	31.333	301	-	115	1.109
9/3/2006	33.036	33.212	30.737	1.182	-	115	1.178
10/3/2006	33.188	33.325	31.379	550	-	115	1.281
14/3/2006	32.640	32.644	31.129	145	-	115	1.255
17/3/2006	32.775	32.798	31.854	-	-	-	944
18/3/2006	29.985	30.222	29.661	-	-	-	561
21/3/2006	32.904	33.041	31.820	-	-	-	1.221
22/3/2006	33.096	33.511	32.200	-	-	-	1.311
24/3/2006	33.243	33.582	32.171	-	-	67	1.344

Fonte: Dados de saída do modelo Solver CMO_d

Tabela B2 - Atendimento à carga região Sul por outros subsistemas

SUBSISTEMA			RECURSOS DO PRÓPRIO SUBSISTEMA – MW médios		CONTRIBUIÇÕES DOS SUBSISTEMAS – MW médios		
S	DEMANDA PREVISTA MW médios	DEMANDA REALIZADA MW médios	HIDR.	TÉR.M.	SE	NE	N
DATA							
4/1/2006	8.498	8.957	4.282	167	4.508	-	-
8/1/2006	6.854	6.947	6.947	-	-	-	-
9/1/2006	8.625	8.977	3.712	757	4.508	-	-
10/1/2006	8.966	9.331	4.273	550	4.508	-	-
11/1/2006	9.144	9.438	4.485	445	4.508	-	-
13/1/2006	9.272	9.325	4.644	173	4.508	-	-
15/1/2006	7.089	7.162	3.047	-	4.115	-	-
16/1/2006	8.956	9.271	4.007	756	4.508	-	-
17/1/2006	9.118	9.183	5.026	-	4.157	-	-
19/1/2006	8.805	8.826	5.092	-	3.734	-	-
20/1/2006	8.849	8.987	5.196	-	3.791	-	-
21/1/2006	7.821	7.936	3.935	-	4.001	-	-
26/1/2006	8.899	8.911	5.782	-	3.129	-	-
27/1/2006	8.881	8.890	5.758	-	3.132	-	-
30/1/2006	8.820	8.898	5.514	-	3.384	-	-
31/1/2006	9.099	9.195	5.380	-	3.815	-	-
2/2/2006	9.032	9.160	5.033	-	4.127	-	-
3/2/2006	8.972	9.539	5.028	-	4.511	-	-
4/2/2006	8.063	8.404	4.193	-	4.211	-	-
5/2/2006	7.040	7.128	4.433	-	2.695	-	-
6/2/2006	8.979	9.141	5.920	-	3.221	-	-
8/2/2006	9.121	9.128	6.081	-	3.047	-	-
13/2/2006	8.825	8.838	5.188	-	3.650	-	-
14/2/2006	9.151	9.213	5.491	-	3.722	-	-
15/2/2006	9.222	9.284	5.393	-	3.891	-	-
18/2/2006	7.993	8.157	4.362	-	3.795	-	-
23/2/2006	9.236	9.325	5.545	-	3.780	-	-
24/2/2006	9.163	9.178	5.418	-	3.760	-	-
28/2/2006	7.730	7.819	3.619	-	4.200	-	-
1/3/2006	8.889	8.923	4.722	-	4.201	-	-
3/3/2006	9.129	9.331	3.112	1.722	4.497	-	-
4/3/2006	7.968	8.005	2.479	1.029	4.497	-	-
8/3/2006	9.159	9.405	4.970	-	4.435	-	-
9/3/2006	9.239	9.422	5.702	-	3.720	-	-
13/3/2006	8.818	8.912	4.811	-	4.101	-	-
14/3/2006	9.264	9.340	5.257	-	4.083	-	-
15/3/2006	9.375	9.498	5.349	-	4.149	-	-
16/3/2006	9.427	9.710	5.335	-	4.375	-	-
17/3/2006	9.486	9.803	5.422	-	4.381	-	-
18/3/2006	8.160	8.479	4.074	-	4.405	-	-
19/3/2006	6.732	7.146	4.074	-	3.072	-	-
20/3/2006	8.720	9.097	4.864	-	4.284	-	-
21/3/2006	9.138	9.212	5.365	-	3.847	-	-
24/3/2006	9.247	9.335	5.098	-	4.237	-	-
25/3/2006	7.921	7.952	4.340	-	3.612	-	-
28/3/2006	8.789	8.910	4.333	80	4.497	-	-

Fonte: Dados de saída do modelo Solver CMO_d

Tabela B3 - Atendimento à carga região Nordeste por outros subsistemas

SUBSISTEMA			RECURSOS DO PRÓPRIO SUBSISTEMA – MW médios		CONTRIBUIÇÕES DOS SUBSISTEMAS – MW médios		
NE	DEMANDA PREVISTA MW médios	DEMANDA REALIZADA MW médios			SE	S	N
DATA			HIDR.	TÉRM.			
4/1/2006	7.346	7.696	6.078	1.416	-	-	-
7/1/2006	6.882	6.953	5.378	-	-	-	-
9/1/2006	7.192	7.217	5.687	-	-	-	-
12/1/2006	7.360	7.393	6.141	-	-	-	-
13/1/2006	7.250	7.434	7.434	-	-	-	-
14/1/2006	6.981	7.011	5.702	-	-	-	-
15/1/2006	6.395	6.436	5.133	-	-	-	-
17/1/2006	7.302	7.418	6.150	-	-	-	-
18/1/2006	7.340	7.460	6.195	-	-	-	-
24/1/2006	7.441	7.459	6.220	-	-	-	-
25/1/2006	7.464	7.571	6.243	-	-	-	-
26/1/2006	7.450	7.631	6.229	-	-	-	-
27/1/2006	7.438	7.733	6.217	46	-	-	-
28/1/2006	7.071	7.267	5.510	-	-	-	-
29/1/2006	6.452	6.593	5.234	-	-	-	-
30/1/2006	7.285	7.407	6.044	-	-	-	-
4/2/2006	7.127	7.143	5.802	1.341	-	-	-
5/2/2006	6.484	6.554	5.824	730	-	-	-
6/2/2006	7.310	7.404	5.927	1.477	-	-	-
7/2/2006	7.517	7.552	6.128	1.424	-	-	-
8/2/2006	7.583	7.621	6.193	1.343	-	-	85
9/2/2006	7.527	7.679	5.687	1.677	112	-	203
10/2/2006	7.592	7.641	6.291	-	-	-	1.350
14/2/2006	7.579	7.594	6.262	1.331	-	-	1
20/2/2006	7.412	7.419	5.933	1.486	-	-	-
27/2/2006	6.479	6.496	5.414	1.082	-	-	-
28/2/2006	6.385	6.469	5.323	1.146	-	-	-
4/3/2006	7.122	7.141	6.153	988	-	-	-
5/3/2006	6.517	6.622	5.068	1.554	-	-	-
6/3/2006	7.388	7.499	5.914	1.585	-	-	-
7/3/2006	7.560	7.571	6.019	1.552	-	-	-
10/3/2006	7.482	7.524	6.335	1.189	-	-	-
16/3/2006	7.395	7.434	5.224	1.263	-	-	947
17/3/2006	7.351	7.459	5.122	1.503	-	-	834
18/3/2006	7.016	7.031	5.070	1.038	-	-	923
22/3/2006	7.265	7.389	5.315	1.591	-	-	483
23/3/2006	7.309	7.319	5.227	1.302	-	-	790
26/3/2006	6.411	6.444	6.444	-	-	-	-
27/3/2006	7.083	7.328	5.287	227	-	-	1.814
28/3/2006	7.277	7.461	5.504	488	-	-	1.469
29/3/2006	7.327	7.434	5.636	706	-	-	1.092
30/3/2006	7.384	7.448	5.689	-	-	-	1.759

Fonte: Dados de saída do modelo Solver CMO_d

Tabela B4 - Atendimento à carga região Norte por outros subsistemas

SUBSISTEMA			RECURSOS DO PRÓPRIO SUBSISTEMA – MW médios		CONTRIBUIÇÕES DOS SUBSISTEMAS MW médios		
N	DEMANDA PREVISTA MW médios	DEMANDA REALIZADA MW médios			SE	S	NE
DATA			HIDR.	TÉRM.			
4/1/2006	3.388	3.481	3.481	-	-	-	-
11/1/200	3.332	3.353	3.353	-	-	-	-
13/1/200	3.326	3.399	3.399	-	-	-	-
14/1/200	3.267	3.280	3.280	-	-	-	-
15/1/200	3.154	3.193	3.193	-	-	-	-
16/1/200	3.297	3.411	3.411	-	-	-	-
17/1/200	3.314	3.380	3.380	-	-	-	-
18/1/200	3.356	3.406	3.406	-	-	-	-
19/1/200	3.366	3.411	3.411	-	-	-	-
20/1/200	3.320	3.377	3.377	-	-	-	-
21/1/200	3.265	3.277	3.277	-	-	-	-
22/1/200	3.153	3.220	3.220	-	-	-	-
23/1/200	3.299	3.468	3.468	-	-	-	-
24/1/200	3.320	3.459	3.459	-	-	-	-
25/1/200	3.348	3.459	3.459	-	-	-	-
26/1/200	3.357	3.497	3.497	-	-	-	-
27/1/200	3.341	3.484	3.484	-	-	-	-
28/1/200	3.277	3.403	3.403	-	-	-	-
29/1/200	3.185	3.268	3.268	-	-	-	-
30/1/200	3.331	3.508	3.508	-	-	-	-
31/1/200	3.349	3.534	3.534	-	-	-	-
1/2/2006	3.411	3.492	3.492	-	-	-	-
3/2/2006	3.339	3.510	3.510	-	-	-	-
4/2/2006	3.278	3.386	3.386	-	-	-	-
5/2/2006	3.195	3.273	3.273	-	-	-	-
6/2/2006	3.401	3.430	3.430	-	-	-	-
8/2/2006	3.412	3.474	3.474	-	-	-	-
9/2/2006	3.437	3.546	3.546	-	-	-	-
10/2/200	3.402	3.546	3.546	-	-	-	-
15/2/200	3.449	3.480	3.480	-	-	-	-
6/3/2006	3.446	3.466	3.466	-	-	-	-
7/3/2006	3.458	3.491	3.491	-	-	-	-
8/3/2006	3.420	3.460	3.460	-	-	-	-
13/3/200	3.452	3.479	3.479	-	-	-	-
14/3/200	3.469	3.500	3.500	-	-	-	-
15/3/200	3.405	3.500	3.500	-	-	-	-
16/3/200	3.511	3.539	3.539	-	-	-	-
17/3/200	3.463	3.525	3.525	-	-	-	-
22/3/200	3.459	3.488	3.488	-	-	-	-

Fonte: Dados de saída do modelo Solver CMO_d