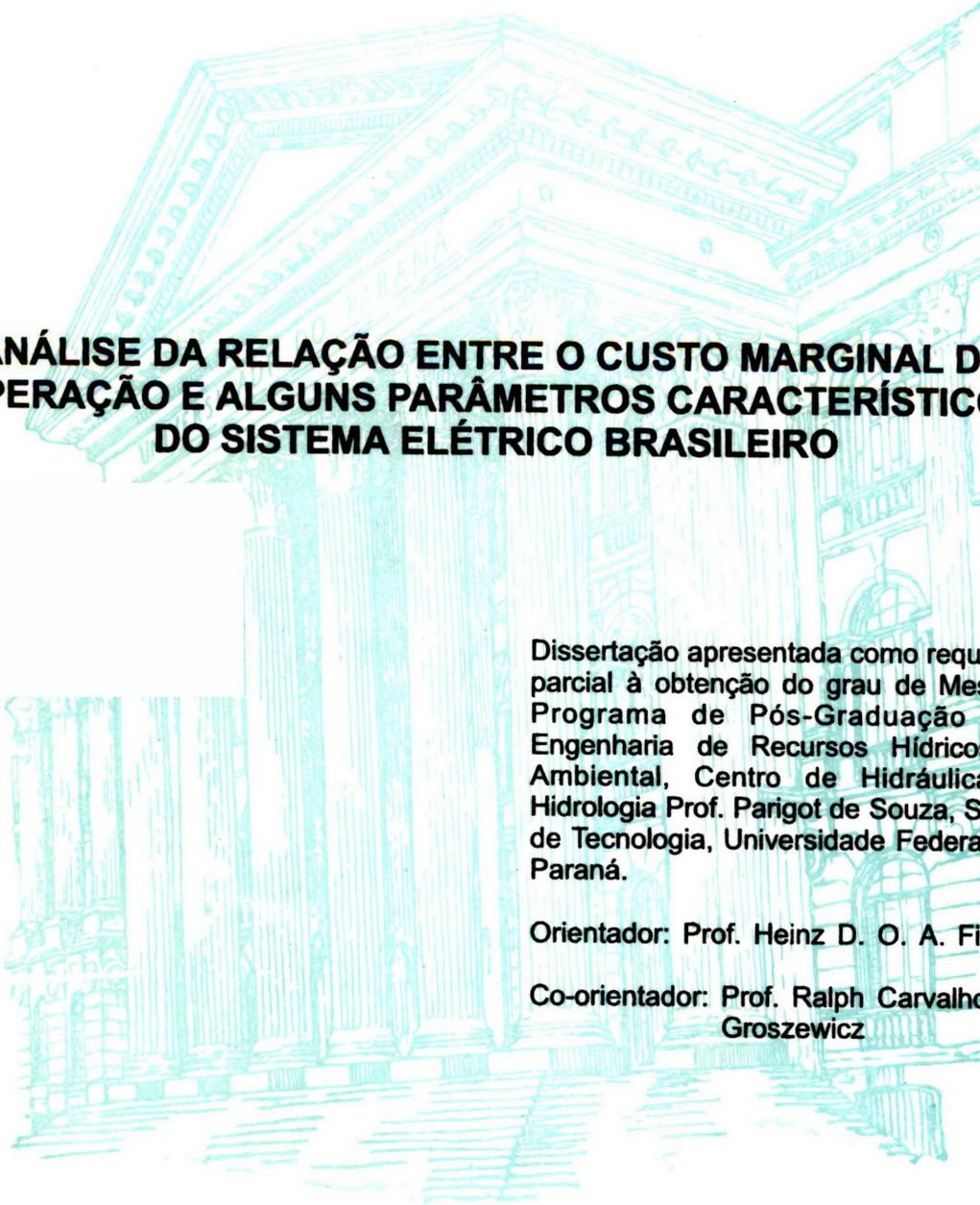


MILENA MARIANO DOS SANTOS



**ANÁLISE DA RELAÇÃO ENTRE O CUSTO MARGINAL DE
OPERAÇÃO E ALGUNS PARÂMETROS CARACTERÍSTICOS
DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, Centro de Hidráulica e Hidrologia Prof. Parigot de Souza, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Heinz D. O. A. Fill

Co-orientador: Prof. Ralph Carvalho
Groszewicz

CURITIBA

2002

MILENA MARIANO DOS SANTOS

**ANÁLISE DA RELAÇÃO ENTRE O CUSTO MARGINAL DE
OPERAÇÃO E ALGUNS PARÂMETROS CARACTERÍSTICOS
DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, Centro de Hidráulica e Hidrologia Prof. Parigot de Souza, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Heinz D. O. A. Fill

Co-orientador: Prof. Ralph Carvalho
Groszewicz

CURITIBA

2002

**ANÁLISE DA RELAÇÃO ENTRE O CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E
ALGUNS PARÂMETROS CARACTERÍSTICOS DO SISTEMA ELÉTRICO
BRASILEIRO**

POR

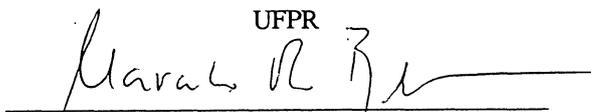
MILENA MARIANO DOS SANTOS

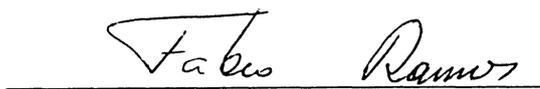
Dissertação aprovada como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre no Programa de Pós-graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental da Universidade Federal do Paraná, pela comissão formada pelos professores:

ORIENTADOR:


HEINZ DIETER FILL
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
UFPR

MEMBROS:


MARCELO RODRIGUES BESSA
INSTITUTO DE TECNOLOGIA PARA O
DESENVOLVIMENTO - LACTEC


FÁBIO RAMOS
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
UFPR

Curitiba, 27 de novembro de 2002.

AGRADECIMENTOS

Ao longo deste trabalho agradeço primeiramente as pessoas que mais me apoiaram e incentivaram, meus pais e minhas irmãs. Obrigada por entenderem a minha ausência e pelo carinho.

Aos Professores Heinz Fill e Ralph C. Groszewicz, pela orientação necessária e pelos conhecimentos transmitidos. Ao professor Marciano Morozowski Filho por ter propiciado condições para que este trabalho fosse realizado.

Agradeço ao Dr. Marcelo Rodrigues Bessa pela atenção e pela paciência em entender os meus e-mails geralmente cheios de dúvidas. Obrigada por ajudar a esclarecê-las e por repassar-me parte de seu conhecimento.

A Karina Sanches pela ajuda desde o projeto para obtenção da bolsa do LACTEC e pelo esforço para entender o assunto da dissertação. Ao LACTEC pelo apoio financeiro.

Agradeço ao Fernando Úmbria, ao Edson Luiz da Silva e ao João Miguel Martin pela atenção e por disponibilizarem materiais necessários no início do estudo.

Agradeço as amigas Silvana Chamberlain, Kozłowski, Luziana Zabrocki e Márian da Costa Rohn pelas demonstrações de apoio e amizade ao longo da realização deste trabalho.

A todos os amigos e funcionários da RDR que me apoiaram nesta jornada.

Acima de tudo agradeço a Deus.

“Quase todos os homens são capazes de suportar adversidades,
mas se quiser por à prova o caráter de um homem,
dê-lhe o poder.’

Abraham Lincoln

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	i
LISTA DE TABELAS	ii
LISTAS DE GRÁFICOS	iv
LISTAS DE ABREVIATURAS	v
RESUMO	vii
ABSTRACT	viii
1 INTRODUÇÃO	01
1.1 ASPECTOS GERAIS.....	01
1.2 CONCEITOS BÁSICOS.....	02
1.3 OBJETIVOS DO TRABALHO.....	03
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	04
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	06
2.1 HISTÓRICO DO SISTEMA ENERGÉTICO BRASILEIRO.....	06
2.2 SISTEMAS HIDROTÉRMICO BRASILEIROS.....	12
2.2.1 Planejamento da Operação Energética.....	18
2.2.1.1 Planejamento de Longo e Médio Prazo.....	22
2.2.1.2 Planejamento de Curto Prazo.....	31
2.3 REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO.....	33
2.4 PREÇO <i>SPOT</i>	48
2.5 ANÁLISE DOS COMPONENTES PRINCIPAIS.....	49
3 PREÇO <i>SPOT</i>	53
3.1 FORMAÇÃO DO PREÇO <i>SPOT</i>	54
3.2 PREÇO <i>SPOT</i> NO SISTEMA BRASILEIRO.....	58
4 CENÁRIOS FICTÍCIOS DE OPERAÇÃO	67
4.1 NEWAVE.....	67

4.2	PARÂMETROS	69
4.3	DEFINIÇÃO DOS CENÁRIOS.....	71
4.4	ANÁLISE DOS CENÁRIOS.....	76
4.4.1	Análise de Componentes Principais	79
5	RESULTADOS	81
5.1	RESULTADOS DO NEWAVE.....	81
5.1.1	Primeiro Grupo de Cenários	82
5.1.1.1	Análise dos Resultados	92
5.1.2	Segundo Grupo de Cenários	97
6	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	103
6.1	CONCLUSÕES	103
6.2	RECOMENDAÇÕES	104
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	105
	ANEXO 01 - ESPECIFICAÇÃO FUNCIONAL MODELO NEWAVE	

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1 – PROCESSO DE TOMADA DE DECISÃO DO SISTEMA HIDROTÉRMICO	14
FIGURA 2.2 – USO ÓTIMO DA ÁGUA EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS ..	14
FIGURA 2.3 – MAPA DO SISTEMA INTERLIGADO BRASILEIRO	17
FIGURA 2.4 – ETAPAS DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO E DESPACHO DO SISTEMA.....	21
FIGURA 2.5 – AGENTES DO SETOR ELÉTRICO	38
FIGURA 2.6 – CRONOGRAMA DE LIBERAÇÃO DOS CLIENTES LIVRES ..	41
FIGURA 2.7 – CURVA DE AVERSÃO AO RISCO DO SE-CO	46
FIGURA 3.1 – CURVA DE CUSTO MARGINAL DE CURTO PRAZO	55
FIGURA 3.2 – CONTABILIZAÇÃO DO MAE	60

LISTA DE TABELAS

TABELA 2.1 – QUADRO COMPARATIVO.....	35
TABELA 2.2 – PROCESSO DE PRIVATIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	37
TABELA 2.3 – PATAMARES E VALORES DE DÉFICIT	45
TABELA 3.1 – PATAMARES DE CARGA.....	61
TABELA 4.1 – CENÁRIO REAL PARA MAIO/2001.....	71
TABELA 4.2 – PORCENTAGEM DE ENERGIA ARMAZENADA POR CENÁRIOS.....	72
TABELA 4.3 – INTERCÂMBIO ENTRE SUBSISTEMAS	73
TABELA 4.4 – HISTÓRICO DE ENERGIA AFLUENTE MÉDIA PREVISTA	73
TABELA 4.5 – QUADRO RESUMO PARA OS CENÁRIOS EAI.....	74
TABELA 4.6 – QUADRO RESUMO COM DADOS FIXOS	74
TABELA 4.7 – QUADRO RESUMO PARA OS CENÁRIOS EAP.....	74
TABELA 4.8 – QUADRO RESUMO COM DADOS FIXOS	75
TABELA 4.9 – ENERGIA AFLUENTE PREVISTA POR SUBMERCADO	75
TABELA 4.10 – QUADRO RESUMO DOS CENÁRIOS DO SEGUNDO GRUPO	76
TABELA 5.1 – DURAÇÃO EM CADA PATAMAR	81
TABELA 5.2 – RESULTADO DO NEWAVE PARA CENÁRIOS DE ENERGIA ARMAZENADA INICIAL.....	82
TABELA 5.3 – RESULTADO DO NEWAVE PARA CENÁRIOS DE ENERGIA AFLUENTE PREVISTA	86
TABELA 5.4 – RESULTADO DO NEWAVE PARA CENÁRIOS DE VERIFICAÇÃO.....	90
TABELA 5.5 – CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO PARA OS CENÁRIOS	

DE ENERGIA ARMAZENADA INICIAL.....	91
TABELA 5.6 – CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO PARA OS CENÁRIOS DE ENERGIA AFLUENTE PREVISTA.....	92
TABELA 5.7 – MATRIZ DE DADOS PARA CONDIÇÃO CI E PARA VARIACÃO DA ENERGIA ARMAZENADA INICIAL.....	93
TABELA 5.8 – ANÁLISE DA VARIÂNCIA ATRAVÉS DA ANÁLISE DOS COMPONENTES PRINCIPAIS	93
TABELA 5.9 – MATRIZ DE DADOS PARA OS 3 TIPOS DE INTERCÂMBIO E PARA 30% ENERGIA ARMAZENADA INICIAL.....	95
TABELA 5.10 – ANÁLISE DA VARIÂNCIA ATRAVÉS DA ANÁLISE DOS COMPONENTES PRINCIPAIS - EAI	95
TABELA 5.11 – ANÁLISE DA VARIÂNCIA ATRAVÉS DA ANÁLISE DOS COMPONENTES PRINCIPAIS - EAP	96
TABELA 5.12 – CMO VARIANDO A ENERGIA ARMAZENADA INICIAL E A ENERGIA AFLUENTE PREVISTA	98

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 3.1 – TARIFA MARGINAL DE OPERAÇÃO.....	60
GRÁFICO 3.2 – PREÇO <i>SPOT</i> NA 1º ETAPA DE IMPLEMENTAÇÃO.....	63
GRÁFICO 5.1 – CMO DA REGIÃO SUDESTE VARIANDO A ENERGIA ARMAZENADA INICIAL.....	83
GRÁFICO 5.2 – CMO DA REGIÃO SUL VARIANDO A ENERGIA ARMAZENADA INICIAL.....	84
GRÁFICO 5.3 – CMO DA REGIÃO NORDESTE VARIANDO A ENERGIA ARMAZENADA INICIAL.....	85
GRÁFICO 5.4 - CMO DA REGIÃO NORTE VARIANDO A ENERGIA ARMAZENADA INICIAL.....	85
GRÁFICO 5.5 – CMO DA REGIÃO SUDESTE VARIANDO A ENERGIA AFLUENTE PREVISTA	87
GRÁFICO 5.6 – CMO DA REGIÃO SUL VARIANDO A ENERGIA AFLUENTE PREVISTA	87
GRÁFICO 5.7 – CMO DA REGIÃO NORDESTE VARIANDO A ENERGIA AFLUENTE PREVISTA	88
GRÁFICO 5.8 – CMO DA REGIÃO NORTE VARIANDO A ENERGIA AFLUENTE PREVISTA	89
GRÁFICO 5.9 – CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO	91
GRÁFICO 5.10 – REGIÃO SUDESTE.....	99
GRÁFICO 5.11 – REGIÃO SUL.....	100
GRÁFICO 5.12 – REGIÃO NORDESTE E NORTE.....	101

LISTA DE ABREVIATURAS

ACP – ANÁLISE DOS COMPONENTES PRINCIPAIS

AMFORP – AMERICAN FOREIGN BOND AND SHARE COMPANY

ANA – AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

ASMAE - ADMINISTRADORA DO MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA

BNDES – BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO

CCON – COMITÊ COORDENADOR DE OPERAÇÃO NORTE/NORDESTE

CCPE – COMITÊ COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DOS
SISTEMAS ELÉTRICOS

CEMIG – COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS S/A

CHESF – COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO

CEPEL – CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA

CI – COM LIMITE DE INTERCÂMBIO

CME – COMPANHIA MINEIRA DE ELETRICIDADE

CME – CUSTO MARGINAL DE EXPANSÃO

CMCP – CUSTO MARGINAL DE CURTO PRAZO

CMLP – CUSTO MARGINAL DE LONGO PRAZO

CMO – CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

CNAEE – CONSELHO NACIONAL DE ÁGUA E ENERGIA ELÉTRICA

CNEN – COMISSÃO NACIONAL DE ENERGIA NUCLEAR

CNPE – CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA

COPEL – CIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA

DGER – DADOS GERAIS

DNAE – DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUA E ENERGIA

DNAEE – DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUA E ENERGIA ELÉTRICA

DNPM – DEPARTAMENTO NACIONAL DA PRODUÇÃO MINERAL

EAPFAST – ENERGIA AFLUENTE PASSADA

ELETOBRÁS – CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S/A
ELETRONORTE – CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE S/A
ELETROSUL – CENTRAIS ELÉTRICAS DO SUL S/A
ESCELSA – ESPÍRITO SANTO CENTRAIS ELÉTRICAS S/A
FCF – FUNÇÃO DE CUSTO FUTURO
FCI – FUNÇÃO DE CUSTO IMEDIATO
FFE – FUNDO FEDERAL DE ELETRIFICAÇÃO
FPT – FATORES DE PERDA DE TRANSMISSÃO
FURNAS – CENTRAL ELÉTRICA DE FURNAS
GCE – CÂMARA DE GESTÃO DA CRISE DE ENERGIA ELÉTRICA
GCOI – GRUPO COORDENADOR PARA OPERAÇÃO INTERLIGADA
IP – INDISPONIBILIDADE PROGRAMADA
ITAIPU – ITAIPU BINACIONAL
IUEE – IMPOSTO ÚNICO SOBRE ENERGIA ELÉTRICA
MAE – MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA
MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MRE – MERCADO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA
NE – NORDESTE
N - NORTE
ONS – OPERADO NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO
PCA – PRINCIPAL COMPONENTS ANALYSIS
PDDD – PROGRAMAÇÃO DINÂMICA DETERMINÍSTICA DUAL
PDE – PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA
PDED – PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA DUAL
PIEE – PRODUTOR INDEPENDENTE DE ENERGIA ELÉTRICA
PND – PLANO NACIONAL DE DESESTATIZAÇÃO
RE-SEB – PROJETO DE REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO
SE – SUDESTE
S - SUL

SEM – SECRETARIA DE ENERGIA

SF – SISTEMA FICTÍCIO

SI – SEM LIMITE DE INTERCÂMBIO

SINTREL – SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

SMC – SHORT TERM MARGINAL COST

SR – SEM RESTRIÇÃO

TEIF – TAXA DE INDISPONIBILIDADE FORÇADA

TMO – TARIFA MARGINAL DE OPERAÇÃO

RESUMO

O setor elétrico brasileiro recentemente atravessou uma crise decorrente da falta de investimento no setor. Isto, aliado a um importante crescimento no consumo, levou ao racionamento de energia elétrica. Além disso, desde a década passada, o setor vem sendo alvo de uma reestruturação profunda baseada no modelo comercial competitivo e na privatização. Com a crise do racionamento ocorreu uma reformulação do novo modelo, sendo que uma das propostas apresentadas é o aperfeiçoamento da formação de preço no chamado mercado *spot*.

O preço *spot* ou preço MAE, que é utilizado no Brasil para as transações de energia em curto prazo é o equivalente numérico ao custo marginal de operação (CMO). As desvantagens de usar o CMO como preço da energia elétrica são as fortes flutuações, ocasionada pelo desequilíbrio entre demanda e oferta de energia, o que não permite atratividade constante do setor aos investidores. Além disso, a exposição dos agentes ocasiona fortes variações do fluxo de caixa. A sinalização do CMO permitirá diminuir a exposição e amenizar o risco dos agentes.

O presente trabalho busca, através de uma análise, ampliar o conhecimento sobre o comportamento do CMO em função de algumas variáveis básicas do sistema e apresentar subsídios para um aprimoramento da determinação do custo marginal no curto prazo. Além disso, apresenta uma forma simplificada de estimar o CMO para os submercados do sistema elétrico brasileiro. Para tanto, utilizou-se o NEWAVE que é o modelo computacional, em base mensal, utilizado no setor elétrico para o cálculo do CMO.

ABSTRACT

The Brazilian electrical sector has recently experienced a crisis due to the lack of investment that, along with a significant growth in energy consumption, led to an electric power shortage. Also, during the last decade it suffered a deep restructuring based on a competitive market model and privatization. The energy shortage led to a review of that model. One of the suggested proposals is the improvement of the price formation in the so-called *spot* market.

The *spot* price or MAE price is used in Brazil for short-term transactions of energy. It corresponds to the short-term marginal cost of electrical energy (SMC). The disadvantages of using the marginal cost (MC) as the price of the electric energy are the strong fluctuations, caused by the disequilibria between demand and offer of energy. That reduced the attractiveness of the sector to investors. Also, the exposition of the agents results in strong variations of the cash flow. The signaling of the SMC will diminish the exposition, thus alleviating the risk of the agents.

This research presents an analysis about the behaviour of SMC as a function of some basic parameters. The parameters that describe the state of the system provide subsidies for a subsequent improvement of the short-term marginal cost estimation. Also, a simplified form for estimating the SMC for the subsystems of the Brazilian electrical system is analyzed. The NEWAVE computational model was used in the calculation of the SMC.

1 INTRODUÇÃO

1.1 ASPECTOS GERAIS

O sistema brasileiro de geração de energia elétrica é caracterizado por uma porcentagem substancial de geração hidroelétrica. Sendo assim, a energia armazenada nos reservatórios do sistema, pode ser utilizada para atender a demanda, substituindo parte da geração das unidades térmicas e proporcionando em conseqüência uma substancial economia de combustível.

A maior parte da capacidade instalada é composta por usinas hidroelétricas, que se distribuem em diferentes bacias hidrográficas nas várias regiões. A existência de reservatórios de regularização plurianual distribuídos em várias bacias interligadas e a necessidade de avaliação das conseqüências do uso intenso dos reservatórios tornam necessário o emprego de um período longo de estudo.

Com este cenário e com vistas a uma maior eficiência econômica, o Governo brasileiro iniciou a reestruturação do setor elétrico com a criação de condições para a formação de um mercado de energia elétrica competitivo. Inicialmente viabilizou-se a privatização das empresas estatais de energia elétrica e determinou-se a desverticalização do setor, com a separação das atividades de geração, transmissão e distribuição/comercialização. A presença estatal, por sua vez, continuou a ter forte presença na regulação e na formulação de políticas para o setor.

Dentre estas mudanças, foi estabelecido um novo modelo institucional de comercialização de energia elétrica, culminando com a criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE). O MAE é o ambiente onde se processa a compra e venda de energia elétrica, por meio de contratos bilaterais e de negociações de curto prazo.

No mercado de curto prazo, ou mercado *spot*, seriam realizadas as operações de compra e venda de energia elétrica, dos montantes não cobertos pelos contratos bilaterais, que serão coordenados pelo MAE. O preço da energia comercializada no

mercado *spot* deverá apresentar oscilações de acordo com o risco de déficit do sistema e a sua capacidade de atendimento da demanda.

O modelo NEWAVE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), é parte de um conjunto de modelos para determinar o despacho ótimo do Operador Nacional do Sistema (ONS) e estabelecer o preço *spot* do MAE para a energia elétrica no Brasil. O modelo ainda determina a geração térmica necessária para atender a demanda a médio prazo, minimizando o custo operacional esperado e calculando o custo marginal de operação (CMO).

1.2 CONCEITOS BÁSICOS

São apresentados a seguir algumas definições usadas neste estudo.

- i) Confiabilidade: Probabilidade de atendimento da demanda sem falhas ou restrições sobre um período especificado.
- ii) Custo Marginal: Variação do custo total dada a variação de uma unidade na quantidade produzida. O custo marginal de operação (CMO) ou de curto prazo considera apenas o conjunto de usinas existentes para aumentar a produção. O custo marginal de expansão (CME) ou de longo prazo considera que o aumento de produção é obtido pela adição de novas usinas.
- iii) Energia firme: Energia máxima de ser gerada pelo conjunto de usinas hidrelétricas e termelétricas de forma contínua sem falhas ou restrições na repetição do período histórico de vazões.
- iv) Energia secundária: Excesso de energia, em relação à firme, possível de ser produzida na ocorrência de aflúncias hidrológicas favoráveis.
- v) Energia Velha: é definida como a energia proveniente das usinas em operação ou com concessão já outorgada à época da publicação da lei das Concessões (nº 8.987/95).

- vi) Ex-ante: Valores previstos, projetados ou planejados a priori. O que julgamos que vai ocorrer em um dado período. São os valores baseados na teoria macroeconômica ou em modelos de previsão.
- vii) Ex-post: Valores realizados verificados a posteriori. São os valores medidos após a sua ocorrência no passado. São as variáveis consideradas na contabilidade social.
- viii) *Hedge*: Proteção financeira. Ações que visam reduzir os possíveis impactos futuros de eventos desfavoráveis de um processo estocástico.
- ix) Planejamento: Conjunto de ações desenvolvidas para prever a ocorrência de certos eventos no futuro e suas conseqüências, e definir ações para influir nestas.
- x) Produtor Independente de Energia: Produtor de energia elétrica para venda em grosso no MAE.
- xi) Regime *Tight Pool*: Despacho de carga definido centralizadamente com base na otimização global do conjunto de usinas.
- xii) Risco: Complemento da confiabilidade, ou seja, a probabilidade de falha do sistema em atender a demanda sem restrições.
- xiii) Teoria do Bem-Estar: Estuda como alcançar soluções socialmente eficientes para o problema da alocação e distribuição de riqueza entre agentes econômicas e população em geral baseado em princípios de equidade.

1.3 OBJETIVOS DO TRABALHO

No período de racionamento algumas medidas emergenciais foram implementadas de modo que, em se compatibilizando a demanda e a oferta de energia elétrica, a possibilidade de colapso do sistema elétrico fosse afastada, além de permitir que o racionamento ocorresse com o menor impacto social e econômico possível.

Com aumento da oferta de energia as empresas estrangeiras não tinham mais atrativos para permanecer no país, pois o preço estava consideravelmente baixo. Além disso, acomodou até mesmo as medidas iniciadas durante o racionamento e o nível de investimento voltou ao patamar anterior. Portanto, o custo marginal, que hoje está baixo, vai aos poucos se elevando até que o acréscimo de novas unidades se torne necessário.

Neste cenário, o presente trabalho tem por objetivo realizar uma análise do CMO, que é um custo que sinaliza o acréscimo ou não de novas cargas e que seus valores podem tanto servir de incentivo aos investidores como ocasionar a falta de investimento. Além de poder com suas oscilações causar fortes variações do fluxo de caixa.

Primeiramente será realizada uma análise do CMO obtido através da variação dos parâmetros mais importantes do modelo atualmente utilizado pelo setor elétrico, o NEWAVE. Realizada a análise, apresenta-se uma forma simplificada de obtenção do CMO utilizando os parâmetros caracterizadores do estado do sistema considerados como mais relevantes.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho está fundamentado em 6 capítulos, incluindo-se esta introdução.

O capítulo 2 é dedicado à revisão bibliográfica que é subdividida em cinco assuntos que são o Histórico do Setor Elétrico, Sistema Hidrotérmico Brasileiro, Reestruturação do Setor Elétrico, Preço *spot* e Análise dos Componentes Principais.

Inicialmente apresenta-se o histórico do setor elétrico, desde a introdução do serviço de energia elétrica até a recente crise financeira do setor.

A visão geral do sistema hidrotérmico brasileiro é outro assunto abordado, passando das características do sistema elétrico do país ao planejamento da operação energética a longo, médio e curto prazo.

A reestruturação é descrita para que se possa ter uma noção de como o novo modelo do setor elétrico foi embasado e quais mudanças que este novo modelo trouxe.

A técnica de análise multivariada é apresentada como a ferramenta a ser utilizada na análise proposta no estudo.

O preço *spot*, que é a forma de precificação a curto prazo, é apresentado brevemente, pois no Capítulo 3 é apresentada a formação deste preço e como se encontra o preço *spot* no sistema elétrico brasileiro.

O capítulo 4 apresenta os cenários utilizados no NEWAVE para a obtenção do CMO e a forma de análise dos resultados.

No capítulo 5 são mostrados os resultados numéricos obtidos e as análises realizadas para interpretação desses resultados, além de correlacionar o CMO com algumas variáveis de estado consideradas mais relevantes para possibilitar uma estimativa aproximada do CMO em função desses parâmetros.

Finalmente no capítulo 6 são apresentadas as principais conclusões obtidas, as recomendações e sugestões para a realização de trabalhos futuros dentro desta linha de pesquisa.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O setor elétrico brasileiro desde sua implantação até hoje apresentou várias mudanças. Os acontecimentos das duas últimas décadas ocasionou uma reestruturação completa do setor e dentro deste contexto a introdução de um novo preço denominado preço *spot*.

O preço *spot* é o preço praticado no mercado de curto prazo e que leva em consideração as principais características do setor elétrico brasileiro. Para entendimento da introdução do preço *spot* no setor elétrico brasileiro foi considerado necessário expor o histórico do setor, as principais características atuais do sistema elétrico, a recente reestruturação e o processo de planejamento do Setor Elétrico Brasileiro.

2.1 HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Salvo citação contrária, o histórico do setor elétrico baseia-se na publicação da Biblioteca do Exército (1977) e na apresentação cronológica apresentada no site da Memória da Eletricidade da Eletrobrás (2001).

A introdução do serviço de energia elétrica no país, no final do século passado, foi quase simultânea com a instalação desse mesmo serviço na Europa e nos Estados Unidos.

Devido ao interesse de Dom Pedro II nas invenções e nas descobertas, o Brasil tornou-se também num dos pioneiros no ano de 1879. O Imperador concedeu a Thomas Edison o privilégio de introduzir no país aparelhos e processos destinados à utilização da luz elétrica. No referido ano, ocorreu a inauguração da iluminação elétrica na antiga Estação Central da Estrada de Ferro Dom Pedro II (atual Central do Brasil) no Rio de Janeiro, que foi a primeira instalação desse tipo em caráter permanente no país.

A primeira demonstração pública de iluminação elétrica foi em 1881,

realizada no prédio do Ministério da Agricultura situado no Largo do Paço (atual Praça XV de Novembro), no Rio de Janeiro.

Em 1883 houve a inauguração, na cidade de Campos (RJ), do primeiro serviço público de iluminação elétrica do Brasil e da América do Sul, sendo que no mesmo ano iniciou-se o serviço de transporte por bondes elétricos e entrou em operação o primeiro aproveitamento hidrelétrico do país, que foi a usina hidrelétrica Ribeirão do Inferno, em Minas Gerais, cujo objetivo era fornecer energia elétrica para uso privado na mineração.

Em Porto Alegre instalou-se a iluminação pública com energia elétrica em 1887, e dois anos depois os serviços de força e luz foram implantados nas cidades de São Paulo e Curitiba.

A Companhia Mineira de Eletricidade (CME), fundada em 1888, inaugurou no ano seguinte, em Juiz de Fora, a usina hidrelétrica de Marmelos-Zero, a primeira para abastecimento público do país, com potência instalada inicialmente de 250 kW e chegando a 375 kW em 1892.

De 1883 a 1900 a potência instalada aumentou consideravelmente e a energia elétrica passou a ser explorada industrialmente. A partir de 1900 multiplicaram-se as companhias que geravam, transmitiam e distribuíam energia elétrica nas cidades.

Nos dois principais centros industriais do país, São Paulo e Rio de Janeiro, surgiram os dois maiores serviços de energia elétrica, São Paulo Light e Rio Light, de origem canadense.

Em 1903 aparece o primeiro texto de lei brasileira sobre energia elétrica, disciplinando o seu uso em largas linhas e autorizando o Governo Federal a promover, por via administrativa ou mediante concessão, o aproveitamento da força hidráulica para os serviços federais, facultando o emprego do excedente de força hidráulica na lavoura, na indústria e outros fins.

Num curto prazo, em 1907, a Rio Light colocou em operação a usina hidrelétrica Fontes, na época a maior do país e uma das maiores do mundo. O

monopólio do grupo Light estava garantido não apenas em serviços de iluminação elétrica e transporte coletivo, mas também na área de telefonia e distribuição de gás.

A Companhia Agro-Fabril Mercantil foi a primeira a aproveitar o potencial hidráulico da cachoeira de Paulo Afonso, no rio São Francisco, através da entrada em operação da usina hidrelétrica Pedra (atual Delmiro Gouveia), em 1913.

A indústria de energia conseguiu atender, na década de 20, a crescente demanda do mercado devido às usinas de grande porte que tinham sido construídas.

A usina Ilha dos Pombos (1920 a 1923) localizada na divisa dos estados do Rio de Janeiro e Minas Gerais, e Henry Borden I localizada no estado de São Paulo foram inauguradas pela LIGHT. A usina Henry Borden, ou Cubatão, foi a primeira das grandes centrais modernas, planejada para aproveitar o desnível da Serra do Mar. O último aproveitamento hidráulico do Sistema Rio Light iniciado em 1948 foi o desvio de parte da vazão do rio Paraíba para o litoral e que serviu para acionar as turbinas da Usina Nilo Peçanha e posterior reutilização na Usina Pereira Passos.

Outra empresa estrangeira a ingressar no Brasil foi a American Foreign Power Bond and Share Company (AMFORP). Seus investimentos foram no interior do Estado de São Paulo, servindo à rica zona de produção de café, e em algumas capitais do Nordeste e do Sul do país. Anteriormente, a maior parte das cidades do Nordeste, Centro-Oeste, Rio Grande do Sul e Paraná eram atendidas por centrais térmicas, geralmente unidades isoladas pertencentes a empresas de caráter local. Após, se estabelecer no Brasil, a AMFORP tinha o monopólio das principais capitais brasileiras, com exceção de São Paulo e Rio de Janeiro, e possuía uma boa capacidade instalada.

Como se observa, até a década de 30 o estado tinha sua atuação no setor voltada para a regulamentação. Nesta mesma década a tarifa atingiu níveis elevados devido à forte depreciação cambial, ocasionando redução no consumo de eletricidade.

No ano de 1934 surgiu, quase que junto com a promulgação da Constituição, o Código de Águas que atribuiu à União a competência de outorga de autorização e concessão para o aproveitamento da energia hidráulica para uso privativo ou serviço

público. Autorizou, também, a fiscalização técnica, financeira e contábil das concessionárias pelo poder público e fixação das tarifas.

Em 1939 o Código da Água autorizou a criação do Conselho Nacional de Água e Energia Elétrica (CNAEE), que passou a ter amplas atribuições sobre o setor, inclusive de estudar, opinar e propor medidas.

Este órgão fixava as tarifas baseadas no custo histórico, mas a iniciativa privada considerava este procedimento inadequado devido à economia inflacionada, reduzindo os investimentos do setor principalmente na área de geração.

A fim de promover o aproveitamento do rio São Francisco e fornecer energia elétrica ao esforço nascente de industrialização do Nordeste, surgiu a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF) em 1945. A carência de energia elétrica no Nordeste passou a ser suprido com a construção da usina hidrelétrica de Paulo Afonso, em 1955 com capacidade de 184 MW. A criação das Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG), atualmente denominada Companhia Energética de Minas Gerais S/A (CEMIG), foi em 1952. Neste mesmo ano, no governo de Getúlio Vargas, o BNDES constituiu-se como autarquia federal subordinada ao Ministério da Fazenda, servindo de instrumento financeiro para a execução da política governamental, de fomento econômico. Em agosto de 1954 instituiu-se com a Lei 2308 o Fundo Federal de Eletrificação (FFE) e o Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE).

Em 1957 a Central Elétrica de Furnas (FURNAS) foi criada para construir uma grande usina no rio Grande, entre Minas Gerais e São Paulo. FURNAS tinha como acionistas o Governo Federal, os Estados de São Paulo e de Minas Gerais, a LIGHT e a Companhia Paulista de Força e Luz, do grupo AMFORP.

Em 1960, pela Lei N.º 3.782, criou-se o Ministério de Minas e Energia (MME), responsabilizando-o pela política energética do país. Integrando no seu âmbito o CNAEE, a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) e o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM). Foi criada, em 1961, as Centrais Elétricas Brasileira S/A, ELETROBRÁS, com o objetivo de coordenar técnica, financeira e administrativamente o setor de energia, sendo que absorveu

também as atividades do Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES) no tocante ao financiamento e planejamento da expansão do setor elétrico.

Em 1962 entrou em operação a usina hidrelétrica de Três Marias, pertencente a CEMIG e primeira a ser utilizada para a regularização do Rio São Francisco e, em 1963, entrou em operação a maior usina do Brasil na época de sua construção, a usina hidrelétrica de Furnas, pertencente a FURNAS.

Em 1964 a ELETROBRÁS adquiriu as empresas do grupo AMFORP, incluindo a Espírito Santo Centrais Elétricas S/A (ESCELSA), e a Cia Força e Luz do Paraná, mais tarde incorporada pela Cia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL).

O Departamento Nacional de Água e Energia (DNAE), criado em 1965, foi alterado pelo decreto N° 63.951 para Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica (DNAEE).

Em 1968, as Centrais Elétricas do Sul S/A (ELETROSUL) passou a integrar o sistema ELETROBRÁS ao lado de FURNAS e CHESF. Em 1973, foi criada as Centrais Elétricas do Norte S/A (ELETRONORTE) e a Itaipu Binacional (ITAIPU) controladas pela ELETROBRÁS. Em 1979, o sistema LIGHT passou também para o seu controle acionário.

Desta forma, o setor elétrico ficou estruturado pelo sistema ELETROBRÁS através das suas subsidiárias regionais CHESF, FURNAS, ELETROSUL E ELETRONORTE, que seriam responsáveis pela geração e transmissão de energia elétrica a nível regional. As empresas estaduais de energia seriam responsáveis por usinas de caráter local e de distribuição de energia elétrica. As distribuidoras do antigo grupo AMFORP foram na sua maioria repassadas para as empresas estaduais. As subsidiárias possuíam autonomia administrativa e operacional, só submetendo à aprovação da ELETROBRÁS planos de expansão e programas de investimento.

Entretanto, este modelo não pode ser implementado da forma como foi concebido pela falta de recursos a nível federal e em função das pressões políticas dos governos estaduais para garantir a participação das empresas estaduais no segmento da geração de energia elétrica.

Segundo RODRIGUES E DIAS (1994) a sistemática de cálculo de custos antes da década de 80 era baseado no custo de serviço. Tal metodologia não incentivava o consumo racional de energia, pois a tarifa tratava a energia de maneira uniforme, independente do nível de demanda e do estado da hidrologia, ocasionando a falta de incentivo para a utilização ótima dos recursos disponíveis. Na década de 80 ocorreu o incentivo para racionalização do consumo, com a implantação da tarifa horo-sazonal passar a refletir dois períodos anuais, seco e úmido, e dois segmentos diários de consumo, pico e fora de pico.

Os 30 anos subsequentes a 1964, período em que o sistema elétrico brasileiro constituiu-se como essencialmente estatal, apresentou altas taxas de expansão da oferta superando as deficiências existentes antes de 1964 e apresentando um nível de excelência técnica e organizacional extraordinário. Entretanto, a partir do final dos anos 80, o modelo institucional estatal passou a apresentar sinais de exaustão particularmente devido à falta de recursos financeiros (extinção do imposto único, crises financeiras do governo) e aumento dos mecanismos de controle das estatais, complicando o problema de gestão das empresas.

As crises financeiras inviabilizaram a expansão da oferta de eletricidade e a manutenção da confiabilidade das linhas de transmissão. O problema de gestão foi ocasionado pela ausência de incentivos de eficiência produtiva e de critérios técnicos para a gerência administrativa, além do problema da arbitragem de conflitos de interesses entre empresas e do regime tarifário baseado no custo de serviço e de remuneração garantida.

O cálculo das tarifas horo-sazonais, para RODRIGUES E DIAS (1994), era um misto do custo marginal com o método pré-existente baseado no custo contábil. Além disso, a implantação das tarifas horo-sazonais apresentou dificuldades devido à deficiência na disponibilidade de previsão de dados adequadas à estimativa do custo marginal. Para evitar aumento excessivo da tarifa o critério adotava custos médios históricos diferentes do cálculo marginal que era usado apenas para determinar os diferenciais da tarifa horo-sazonal.

2.2 SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO

A energia elétrica é produzida praticamente no mesmo instante em que é consumida, pois não pode ser armazenada na forma final, dessa forma a energia deve ser armazenada na sua forma primária, como o combustível das centrais termoelétricas ou como energia potencial na água disponível nos reservatórios das usinas hidroelétricas.

No caso do sistema elétrico brasileiro, por ser predominantemente hidroelétrico com uma pequena parcela de usinas térmicas, seu principal combustível é a energia potencial da água. Em termos de capacidade instalada, consta no Plano Decenal de Expansão 1998-2008 (ELETROBRAS, 1998) que o sistema hidrelétrico representa 95% da potência instalada e 98% da produção de energia. A predominância da participação hidrelétrica permanecerá em um horizonte de médio prazo (15 anos) e mesmo no horizonte de longo prazo (30 anos). A grande disponibilidade dos recursos hídricos viáveis para implantação de hidrelétricas no Brasil e ainda não aproveitados permite que esta fonte continue se sobressaindo em relação às outras fontes de geração. Entretanto, nos sistemas hidrelétricos a capacidade de geração depende das vazões naturais afluentes às usinas e da água armazenada nos reservatórios.

Segundo VENTURA FILHO et al. (1987), “durante os períodos hidrológicos críticos – anos secos consecutivos – quando toda a energia armazenada nos reservatórios e a energia natural afluente são utilizadas, a usina termoelétrica opera para atender ao acréscimo de carga garantida que ela proporciona ao sistema. Fora destes períodos críticos, parte da energia secundária existente é utilizada para suprir o acréscimo de carga garantida, resultando em um maior uso do armazenamento e diminuição da energia secundária, que de outra forma seria vertida”.

Sempre que a confiabilidade do atendimento da demanda for prejudicada, as usinas térmicas entram em operação para complementar a geração do sistema interligado não apenas na ocorrência de períodos secos, mas também durante horas de maior demanda ou ainda quando ocorrem situações de emergência no sistema de

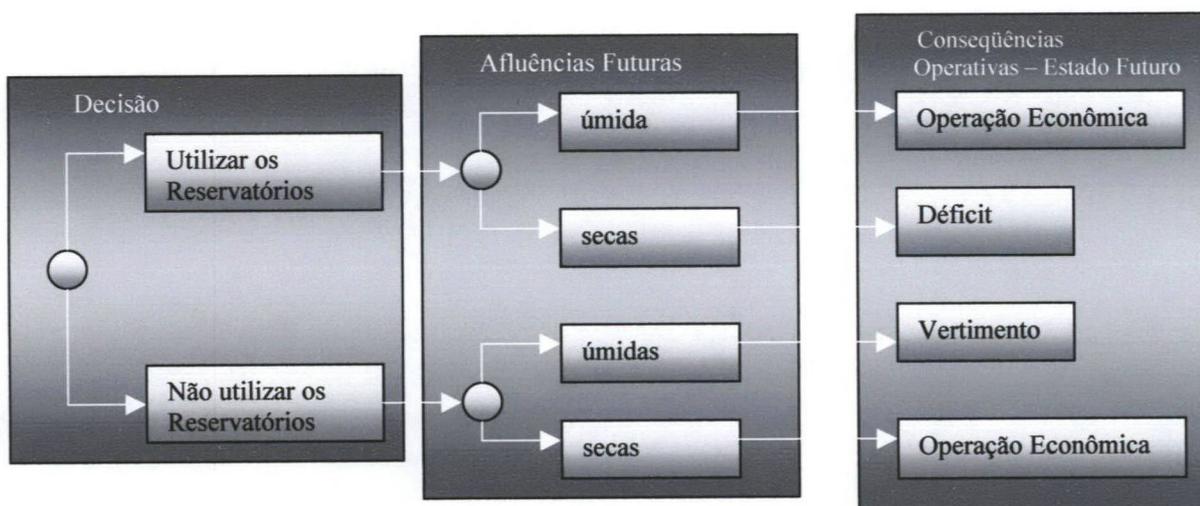
transmissão ou geração.

As usinas termelétricas são representadas nos estudos de planejamento através das características físicas e restrições operativas como potência máxima, potência mínima, preço do combustível, indisponibilidade forçada e programada, e nível operativo.

O processo de planejamento, como exposto em FORTUNATO et al. (1990), “é a análise sistemática e ordenada de informações que servem como base para tomada de decisão”. No caso do planejamento de operação do sistema, uma informação relevante, porém desconhecida, são as vazões futuras. O estado futuro depende não só da decisão de utilizar o volume armazenado nos reservatórios ou operar a unidade térmica, mas também das vazões futuras desconhecidas. No sistema hidrotérmico a tomada de decisão ocasiona conseqüências futuras o que significa que o despacho hoje tem impacto nos custos futuros e nos déficits de energia.

Caso a usina térmica opere muito cedo com o intuito de manter o reservatório em um nível de armazenamento alto, corre-se o risco de desperdiçar combustível, pois logo em seguida as vazões podem ser favoráveis e, assim, causar vertimento. Por outro lado, se para diminuir o consumo esperado de combustível a geração térmica é retardada e nos meses subsequentes ocorre um período crítico, o sistema pode não mais ser capaz de atender a demanda. A Figura 2.1 apresenta o fluxograma de decisão do sistema elétrico.

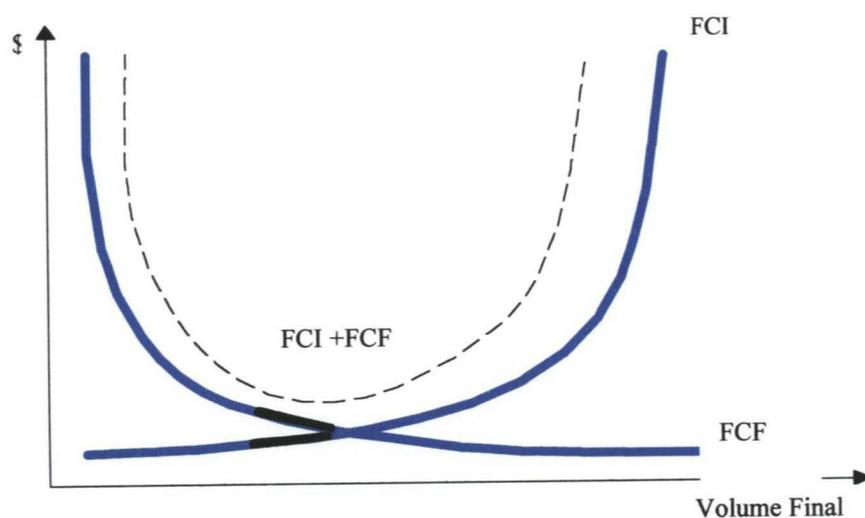
FIGURA 2.1 – PROCESSO DE TOMADA DE DECISÃO DO SISTEMA HIDROTÉRMICO



Fonte: Especificação Funcional/ NEWAVE 8.3

A Especificação Funcional do NEWAVE 8.3 mostra que a partir do momento que se inicia a redução da utilização da energia armazenada nos reservatórios o custo de geração térmica aumenta para um determinado estágio, sendo que a função que mede este custo é denominada *função de custo imediato* (FCI). A função que permite estimar o custo esperado do racionamento ao utilizar os reservatórios em uma determinada etapa para gerar energia é a *função de custo futuro* (FCF). A Figura 2.2 mostra que quando o volume no reservatório diminui ao final de um estágio, isto é mais energia está sendo turbinada durante o período de um estágio ocasionando a elevação do custo futuro.

FIGURA 2.2 – USO ÓTIMO DA ÁGUA EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS



Fonte: SILVA, 2001.

“Por causa do custo futuro a água armazenada possui um valor (valor da água) que pode ser medido tanto pela inclinação da curva FCI quanto pela curva FCF no ponto que minimize a soma dos custos imediato e futuro, pois nesse ponto as derivadas da FCI e FCF, com relação ao armazenamento, se igualam em módulo”. (SILVA, 2001)

Características do sistema elétrico brasileiro que são pontos favoráveis no planejamento são a regularização pluri-anual e a complementaridade hidrológica.

A possibilidade de no Brasil se construírem reservatórios com grande volume de armazenamento a custos relativamente baixos resultou em um sistema gerador com regularização pluri-anual, que permite que o excesso de água existente durante anos úmidos seja utilizado em períodos secos que se estendem por até quatro anos consecutivos.

Por outro lado, a integração elétrica de usinas situadas em bacias hidrográficas distintas através de grandes troncos de interligação possibilitou que se tirasse proveito do fato dos regimes hidrológicos de bacias distantes não apresentarem em geral estiagens ou cheias ao mesmo tempo. Particularmente, a integração dos parques hidroelétricos das regiões Sul e Sudeste, a partir de 1985, através dos troncos de transmissão de Itaipu propiciou importantes ganhos na capacidade de atendimento do sistema.

Os recursos hidrelétricos do país representam um ativo de grande importância econômica e estratégia para o país, mas a capacidade de produção de energia, através dessa fonte, também é afetada pela variação das condições hidrológicas em cada ano.

De forma a aumentar a confiabilidade do atendimento à demanda e aproveitando as características do setor elétrico como a predominância da geração hidrelétrica no país, a diversidade hidrológica e a distância dos aproveitamentos aos centros de carga, foi desenvolvido um grande sistema de transmissão que possibilitou a interligação entre bacias.

Os ganhos resultantes da interligação e a operação integrada de usinas

hidrelétricas com diversidade hidrológica marcante já havia sido apontada como um fator importante no desenvolvimento de um sistema hidrelétrico pela CANAMBRA (1969) ao analisar a contribuição energética das usinas planejadas no rio Iguaçu. Particularmente, mostrou que a operação integrada resultou num ganho energético que praticamente dobrou a contribuição energética da usina de Salto Osório.

A CANAMBRA mostrou igualmente que quando operadas de forma integrada as regras operativas, particularmente a depleção dos reservatórios, se alteram substancialmente em relação a uma operação isolada.

O sistema de transmissão, portanto, faz com que os critérios de suprimento de energia e potência estejam diretamente relacionados com o aspecto estocástico das vazões, com a capacidade de regularização dos reservatórios e com os limites de intercâmbio de energia e potência.

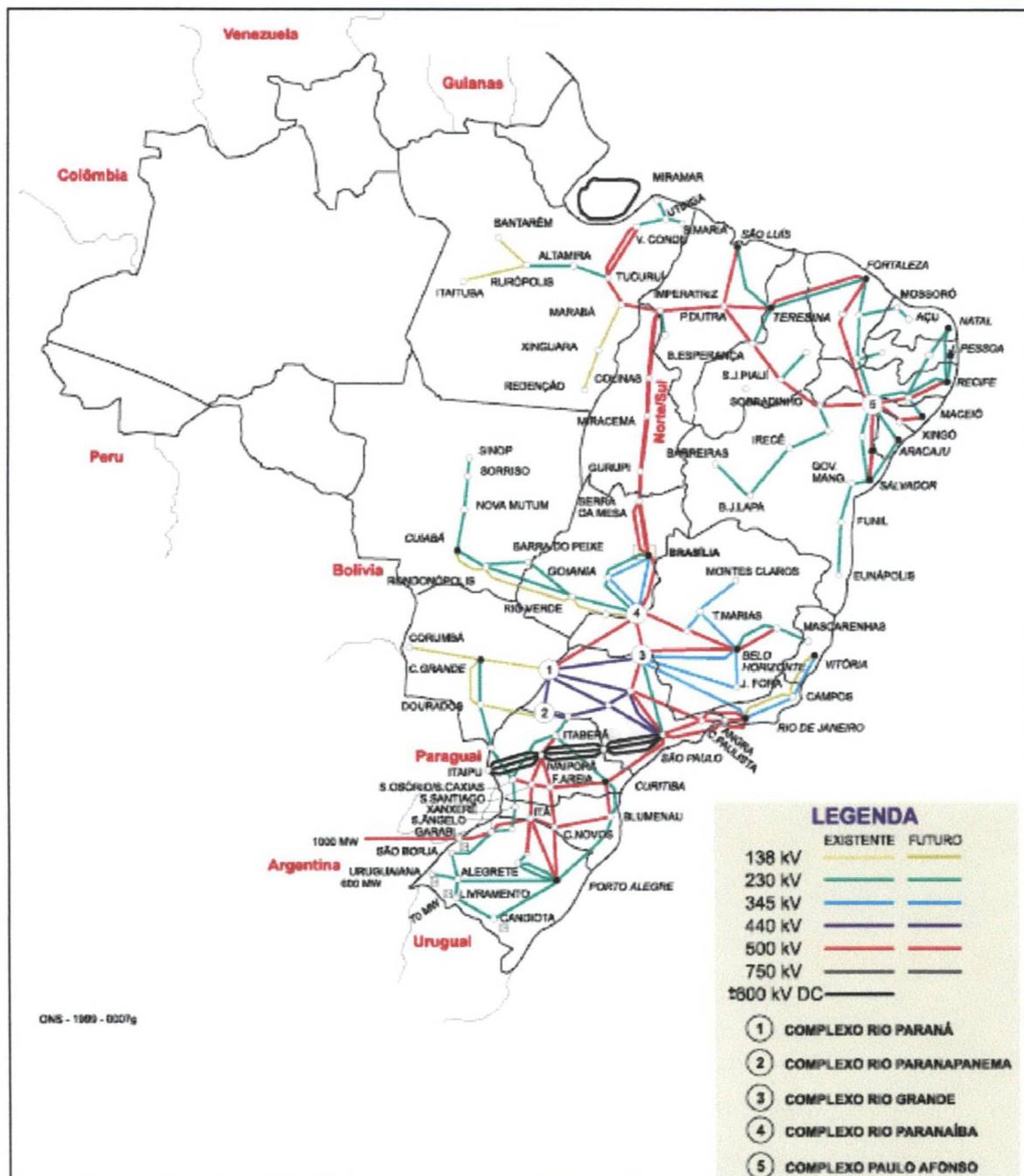
Nos anos subseqüentes a CANAMBRA, o planejamento de expansão do sistema elétrico elaborado pela ELETROBRÁS sempre considerou importante o aspecto da operação integrada, principalmente entre os sistemas regionais Sul e Sudeste que foi concretizado efetivamente a partir de meados da década de 1980 com a entrada em operação do sistema de transmissão de Itaipu.

Atualmente, o sistema de transmissão interliga eletricamente as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, formando o Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, e as regiões Norte e Nordeste, formando o Sistema Interligado Norte/Nordeste.

Segundo o Plano Decenal de Expansão 1998-2008, o Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste possui capacidade instalada hidrelétrica representada por 69% do total nacional em operação e dispendo de um potencial da ordem de 45 GW já inventariado, para ser aproveitado. Este sistema caracteriza-se pela existência de usinas hidrelétricas de grande porte, ligadas aos seus principais centros de carga através de linhas de transmissão, em diversos níveis de tensão.

A Figura 2.3 apresenta o mapa do sistema interligado brasileiro.

FIGURA 2.3 – MAPA DO SISTEMA INTERLIGADO BRASILEIRO



Fonte: ONS, 2001.

O sistema interligado Norte/Nordeste que corresponde aos mercados da região do baixo Tocantins, Belém, área de influência da UHE Tucuruí e toda a Região Nordeste, com uma capacidade instalada de 14.716MW, sendo 14.417 MW de usinas hidrelétricas e 299 MW de usinas térmicas.

Os sistemas isolados correspondem a mais de 300 localidades eletricamente isoladas umas das outras, sendo a maioria na Região Norte. Dentre elas destacam-se,

pelo porte, os sistemas das seguintes capitais estaduais: Boa Vista, Macapá, Manaus, Porto Velho e Rio Branco.

Até 1998, o Sistema Elétrico Brasileiro foi constituído pelos Sistemas de Transmissão Norte/Nordeste e Sul/Sudeste, que operavam separadamente até a entrada em operação da Interligação Norte-Sul, em 1999. Os sistemas foram interligados por uma linha de transmissão em corrente alternada, com capacidade de transferência de 1.000 MW. O sistema interligado concentra aproximadamente 97% do consumo de energia elétrica.

Recentemente a Resolução nº 6 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), de 21 de agosto de 2002 indica, que a implementação do programa de investimentos em linhas de transmissão permitirá reduzir o número de submercados de energia elétrica para dois.

2.2.1 Planejamento da Operação Energética

Ao contrário de um sistema puramente termelétrico, um sistema misto com predominância de usinas hidrelétricas está sujeito à aleatoriedade das vazões. A partir desse fator deve-se decidir qual o nível adequado de geração hidráulica, de complementação térmica e de intercâmbios com outros mercados.

Mas pelo fato do sistema hidrotérmico ser acoplado no tempo, qualquer decisão operativa deverá ser bem ponderada, pois uma tomada de decisão hoje afetará o custo operativo futuro.

Portanto, o objetivo da operação ótima de um sistema de geração hidrotérmica é determinar a geração para cada usina do sistema de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação do período de planejamento. Como o combustível das usinas hidrelétricas é a água, o custo de operação é composto pelo custo do combustível para as unidades térmicas, das compras de energia de sistemas vizinhos e dos custos de não atendimento à demanda (custo de déficit).

Para garantir que o planejamento da operação energética tenha um bom

desempenho, o planejamento envolve desde a análise do desempenho do sistema a longo prazo até a programação de geração das usinas para a semana ou dia seguinte. Para tanto, devem-se considerar sempre as condições de atendimento do mercado pelo sistema gerador no futuro as vezes distante, tanto em termos de energia quanto de demanda máxima. Por isso há necessidade da coordenação centralizada das unidades de geração e linhas de transmissão, de forma a permitir a otimização do sistema como um todo.

O planejamento de operação pode ser decomposto em planejamentos de longo, médio, curto prazo e despacho, sendo cada um deles condizente a um horizonte de estudo.

Segundo FORTUNATO et al. (1990) “diferentes horizontes de estudo correspondem a diferentes tipos de análise do desempenho do sistema, tais como efeitos de longo prazo (possibilidade de déficit futuros, valor esperado de gerações térmicas no futuro, etc), efeitos de médio prazo (contratos anuais para suprimento de energia e demanda entre empresas do sistema, programas de manutenções, etc) e efeitos de curto prazo (controle de cheias, restrições de segurança, etc)”.

No estudo de planejamento da operação uma parte importante é a simulação da operação do sistema. Tal simulação é obtida por modelos computacionais que verificam o grau de confiabilidade do atendimento e determinam a estimativa para o custo de operação. A otimização e o despacho do sistema, em conjunto com os contratos comerciais, estão baseados em uma abordagem de *tight pool*. Com isso, os geradores hidrelétricos deverão submeter informações técnicas a respeito de suas usinas, inclusive níveis de água em seus reservatórios, vazões afluentes e disponibilidade técnica de suas turbinas, ao centro de operação centralizada e acatar as decisões sobre o despacho das suas usinas.

A Figura 2.5, apresentada a seguir, mostra de forma simplificada as diversas etapas que compõem o processo de planejamento da operação do sistema, sendo que os resultados obtidos em cada uma das etapas servem como dados de entrada para a próxima.

Utiliza-se para os diferentes horizontes de planejamento uma cadeia de modelos de simulação e otimização com diferentes graus de detalhamento na representação do sistema.

O processo de planejamento pluri-anual abrange um horizonte de análise de cinco anos com detalhamento em base mensal, sendo executado, em princípio, com periodicidade anual. Nos estudos dessa etapa determinam-se os totais de geração térmica e hidráulica, os valores esperados dos custos marginais de operação e o custo esperado de operação de um período qualquer até o final do horizonte.

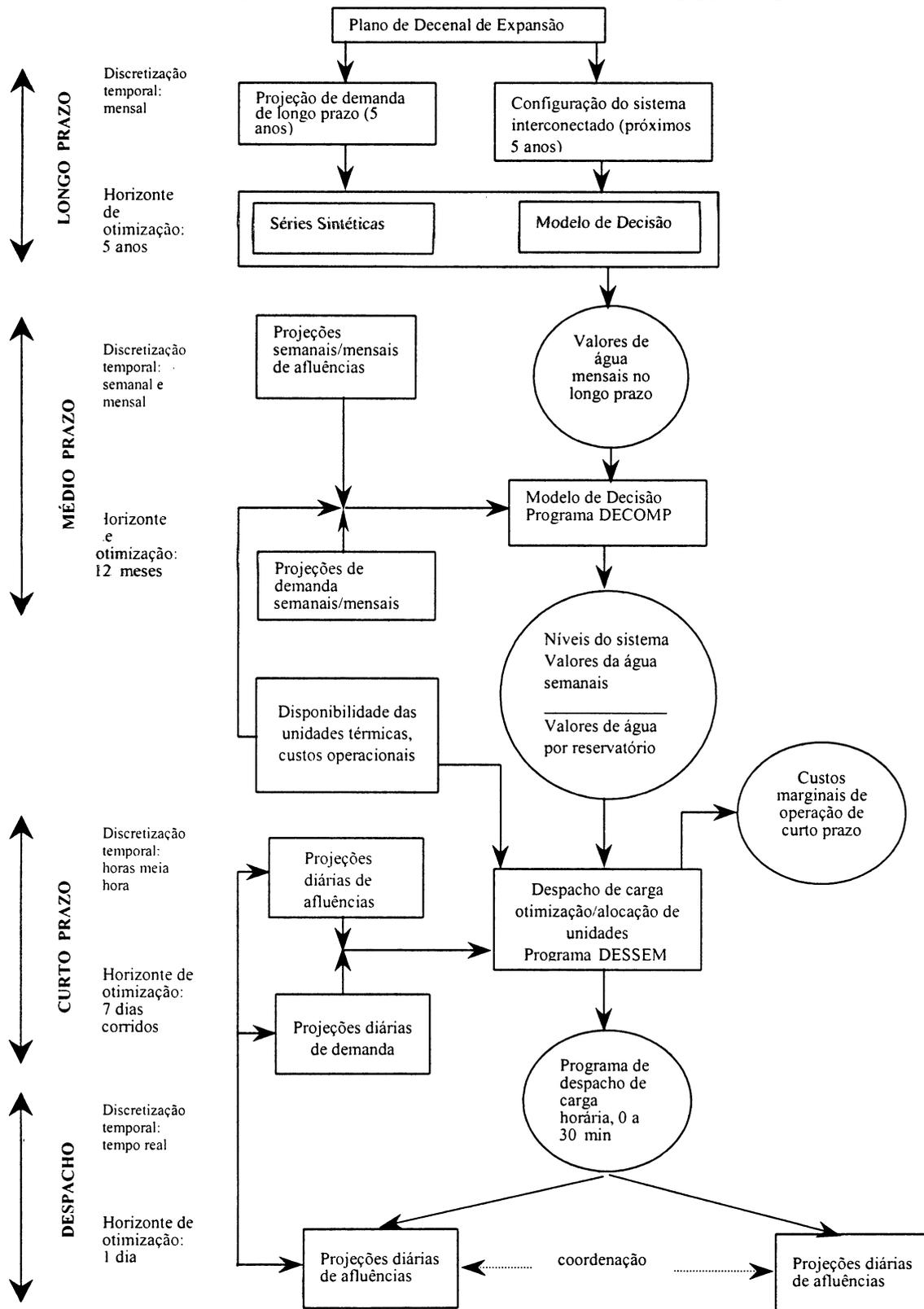
O programa computacional a ser utilizado nos estudos de planejamento pluri-anual da operação energética no âmbito do Operador Nacional do Sistema é o NEWAVE, que otimiza a operação hidrotérmica de longo prazo a subsistemas equivalentes. Os dados de entrada do NEWAVE, como projeção de demanda e a configuração do sistema, são fornecidos pelo Plano Decenal de Expansão.

Após a entrada dos dados, o programa constrói a série sintética a ser utilizada pelo modelo do horizonte de médio prazo.

O programa a ser utilizado em base mensal da operação energética é o DECOMP que faz a otimização hidrotérmica de médio prazo a usinas individualizadas. Um dos dados de entrada é a função de custo futuro que será calculada pelo NEWAVE e o resultado, por sua vez, será explicitado para um horizonte semanal e individual para cada usina. Determina-se, ainda, a evolução dos níveis dos reservatórios e os respectivos valores da água.

O DESSEM é o programa computacional que realiza a otimização hidrotérmica em base semanal, sendo discretizado em base diária. O programa possibilita a definição do despacho do sistema.

FIGURA 2.4 - ETAPAS DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO E DESPACHO DO SISTEMA



Fonte: SILVA, (2001)

2.2.1.1 Planejamentos de Longo e Médio Prazo

Os planejamentos de longo e médio prazos caracterizam-se por apresentarem primeiramente horizontes de estudo em anos e por serem discretizados em meses e semanas. Considera-se nestes planejamentos o armazenamento nos reservatórios, a probabilidade de futuros déficits no atendimento, as indisponibilidades de equipamentos de geração, as limitações de intercâmbio, as previsões de demanda, a expectativa de geração térmica futura e o cronograma de novas gerações.

A complexidade do problema de longo prazo é que o planejamento é estocástico, pelo fato da impossibilidade da previsão das afluências futuras, sendo possível apenas a estimativa das propriedades estatísticas as mesmas. A Programação Dinâmica Estocástica (PDE) é a técnica utilizada para garantir a solução ótima em termos de valor esperado, sendo que esta fornecerá o menor valor esperado do custo de operação e dentro das restrições operativas e de atendimento.

O Plano Decenal de Expansão fornece a projeção da demanda e a evolução da configuração do sistema, que constituem os dados de entrada do modelo NEWAVE. Internamente o modelo constrói as séries sintéticas a serem utilizadas pelo modelo de otimização e determina a função de custo futuro que será agregada como dado de entrada para o planejamento de médio prazo. O objetivo do resultado do planejamento de longo prazo é orientar as decisões no curto prazo, informando as conseqüências futuras de cada uma das decisões.

A formulação do planejamento de operação de longo prazo, em SILVA (2001) apresenta-se a partir da função objetivo que mostra que o mínimo custo de operação do estágio t é composto pelo menor valor possível da soma dos custos diretos ocorridos no mesmo $C_t(U_t)$ mais o valor do custo futuro a partir do estágio seguinte:

$$\alpha_t(X_t) = E_{y_t|X_t} \left(\text{Min} \left[C_t(U_t) + \frac{1}{\beta} \alpha_{t+1}^*(X_{t+1}) \right] \right) \quad (2.1)$$

sujeito a:

$$X_{t+1} = f_t(X_t, y_t, U_t) \quad (2.2)$$

$$g_{t+1}(X_{t+1}) \geq 0 \quad (2.3)$$

$$h_t(U_t) \geq 0 \quad (2.4)$$

$$\forall t = T, T-1, \dots, 1 \text{ e } \forall X_t \quad (2.5)$$

onde:

X_t - vetor de variáveis que definem o estado do sistema em um determinado estágio t ;

y_t - vetor de afluências ao sistema durante o estágio t ;

E_{y_t / X_t} - valor esperado do custo total de operação sobre o conjunto de valores possíveis de afluências no estágio t , condicionadas pelo estado X_t , considerado conhecido no início do estágio t ;

U_t - vetor que engloba as decisões em um determinado estágio t ;

T - total de estágios do horizonte de planejamento;

$C_t(U_t)$ - custo operativo relacionado com a decisão U_t (custo imediato);

$\alpha_t(X_t)$ - valor do custo total esperado de operação do estágio t até o final do horizonte do período de planejamento;

$f_t(X_t, y_t, U_t)$ - equação de transição de estados. Relaciona X_t com X_{t+1} . Para a operação energética esta equação é a que representa a conservação de água nos reservatórios do sistema, sendo descrita adiante;

β - valor do fator de atualização monetária;

$g_{t+1}(X_{t+1})$ - É o conjunto de restrições relativas ao vetor de estados X_{t+1} ;

$h_t(U_t)$ - conjunto de restrições relativas ao vetor de decisão U_t .

O custo imediato pode ser obtido em dois passos, primeiro calculando o total de geração hidráulica, $GH_t(U_t)$, do sistema para o estágio t :

$$GH_t(U_t) = \sum_{i=1}^{NUH} \psi_i(x_{t,i}, d_{t,i}) \quad (2.6)$$

onde:

- NUH - número total de usinas hidrelétricas do sistema;
- $GH_t(U_t)$ - total de geração hidrelétrica produzida pelo sistema durante o estágio t;
- $\psi_i(x_{t,i}, d_{t,i})$ - função de geração da usina hidrelétrica i.

O vetor de decisões U_t engloba o turbinamento, u_t , e o vertimento, s_t , das usinas hidrelétricas.

A equação 2.1 é recursiva e a recursão é realizada no sentido inverso, de $t = T$ até $t = 1$, que garante que $\alpha_{t+1}^*(X_{t+1})$ seja previamente calculado.

No segundo passo calcula-se o valor da geração termelétrica necessária e o déficit para complementar o atendimento a demanda não coberta pela parte hidráulica do sistema. O custo imediato pode ser obtido resolvendo:

$$C_t(U_t) = C_t(u_t, s_t) = \text{Min} \left[\left\{ \sum_{j=1}^{NUT} CT_j GT_{t,j} \right\} + CDD_t \right] \quad (2.7)$$

sujeito a:

$$\sum_{i=1}^{NUH} \psi_i(x_{t,i}, d_{t,i}) + \sum_{j=1}^{NUT} GT_{t,j} + D_t = M_t \quad (2.8)$$

$$\underline{GT}_{t,j} \leq GT_{t,j} \leq \overline{GT}_{t,j} \quad (2.9)$$

onde:

- $GT_{t,j}$ - representa a geração da j-ésima unidade termelétrica do sistema durante o estágio t;
- CT_j - custo unitário de geração para o j-ésima unidade termelétrica do sistema;
- CD - custo de penalização pelo não atendimento à demanda;
- D_t - demanda não suprida no sistema durante o estágio t. Usualmente este corte de carga é representado por uma termelétrica fictícia de elevado custo unitário e com capacidade de geração infinita;
- M_t - demanda de energia durante o estágio t.

A restrição 2.2, detalhada a seguir, diz respeito ao volume de um reservatório ao final do estágio t que é igual ao volume inicial mais o volume de água recebida,

menos o volume defluído (turbinado + vertido + evaporado):

$$x_{t+1,i} = x_{t,i} + y_{t,i} - (u_{t,i} + s_{t,i}) + \sum_{k \in M_i} (u_{t,k} + s_{t,k}) \quad (2.10)$$

onde:

- I - índice das usinas hidrelétricas do sistema;
- $y_{t,i}$ - vazão afluente ao reservatório i no período t;
- $u_{t,i}$ - vazão turbinada do reservatório i no período;
- $s_{t,i}$ - vazão vertida pelo reservatório i no período;
- M_i - representa o conjunto de usinas imediatamente a montante da usina i.

A restrição 2.3, que representa o vetor de restrições dos estados do problema, é geralmente descrita na forma dos limites operativos dos volumes dos reservatórios, ou seja:

$$\underline{x}_{t+1,i} \leq x_{t+1,i} \leq \overline{x}_{t+1,i} \quad (2.11)$$

A restrição 2.4, por sua vez impõe limites às variáveis de decisão, tais como valores máximos e/ou mínimos de turbinamentos e de defluência dos reservatórios, os quais podem ser representados, de forma mais detalhada, pelas restrições abaixo:

$$\underline{u}_{t,i} \leq u_{t+1,i} \leq \overline{u}_{t,i} \quad (2.12)$$

$$\underline{L}_{t,i} \leq u_{t,i} + s_{t,i} \leq \overline{L}_{t,i} \quad (2.13)$$

onde:

$\underline{L}_{t,i}$ e $\overline{L}_{t,i}$ representam os limites inferiores e superiores da vazão defluente para i-ésima usina hidrelétrica.

Solução do Problema de Operação

Na falta do conhecimento prévio e preciso das afluências futuras o problema de longo prazo passa a ser de natureza estocástica. O método usual para a solução para do problema de planejamento de longo prazo é a PDE. Neste caso, a função objetivo requer a discretização do espaço de estados do problema ocasionando um esforço computacional que aumenta exponencialmente com número de variáveis de estados.

“Para um sistema com muitos reservatórios a solução ótima do problema do

planejamento da operação, no que se refere à obtenção de estratégias de geração em usinas termoelétricas, só é viável a partir da agregação dos reservatórios e da definição de um modelo estocástico para representação de energias afluentes”. (KLIGERMAN E PEREIRA, 1995)

A PDE é um método de otimização onde se divide o problema em estágios determinando-se a decisão ótima (de menor custo) a cada etapa, de acordo com o estado em que se encontra o sistema. Para resolver o problema é necessário o conhecimento de todas as possibilidades futuras, suas conseqüências e custos. A solução ótima é obtida pela recursão em sentido inverso do tempo partindo-se do último estágio. Segundo o “Princípio da Otimalidade de Bellman”, a política ótima deve ser tal que as decisões remanescentes devem constituir uma trajetória ótima para sair de um estado, independente da trajetória descrita para se chegar a um determinado estado.

Como já foi mencionado, solução da equação recursiva 2.1 requer a discretização do espaço de estado. Supondo que os volumes dos R reservatórios sejam discretizados em m partes e que n possíveis afluições devem ser consideradas, tem-se então um total de $(n \times m)^R$ estados a serem analisados por estágio. Como mostra SILVA (2001), arbitando-se $n = 10$ e $m = 100$ tem-se, para cada estágio:

1 reservatório = $> 1000^1 = 1000$ estados

2 reservatórios = $> 1000^2 = 1.000.000$ estados

3 reservatórios = $> 1000^3 = 1.000.000.000$ estados

4 reservatórios = $> 1000^4 = 1.000.000.000.000$ estados

5 reservatórios = $> 1000^5 = 1.000.000.000.000.000$ estados

Tal fato denomina-se o problema da dimensionalidade da PDE. Para tentar resolvê-lo foram desenvolvidas algumas metodologias para o problema de planejamento da operação energética com um esforço computacional mais razoável.

No caso do sistema hidrelétrico brasileiro utiliza-se uma representação com poucos reservatórios equivalentes, cada um representando um subsistema específico, reduzindo o número de estados e viabilizando o uso da PDE.

Os reservatórios de grande e pequeno porte, localizados nas bacias que apresentam uma certa homogeneidade hidrológica, podem ser representados de uma forma agregada utilizando um reservatório de energia igual à soma do valor energético estocado em todos os reservatórios individuais. As vazões afluentes às usinas são também agregadas somando-se os produtos das vazões pela produtividade de cada usina. Essa representação agregada do sistema hídrico é conhecida como modelo de sistema equivalente, ou modelo da energia natural proposto pela CANAMBRA (1969).

No modelo de sistema equivalente o custo de operação do sistema pode ser aproximado como uma função de geração total do sistema e não das gerações individuais de cada usina.

A capacidade armazenada agregada deve ser expressa em termos de energia e não em termos do volume de água armazenada. FINARDI (1999) apresenta o cálculo da energia armazenada que é igual à energia produzida no caso do reservatório ser completamente deplecionado sob a hipótese de afluência nula. Mostra ainda que em uma cascata com vários reservatórios, a energia armazenada depende também da política de operação realizada para deplecioná-los. A energia armazenada no sistema é calculada por:

$$EARM(x^{(0)}) = \sum_{i=1}^{NUH_r} x_i^{(0)} \left\{ \sum_{j \in \Omega_i} c \eta_j h_j^m(x_j^{(0)}) \right\} \quad (2.14)$$

$EARM(x^{(0)})$ - Energia total produzida com o completo deplecionamento do sistema, considerando o vetor de armazenamento inicial $x^{(0)}$;

NUH_r - Número de usinas do sistema com reservatório;

C - Constante com valor de 9.81×10^{-3} , em m/s^2 ;

η_j - O rendimento total do conjunto turbina/gerador;

$h_j^m(x_j^{(0)})$ - Altura de queda média durante o deplecionamento;

$x_i^{(0)}$ - Armazenagem inicial;

Ω_i - Conjunto de todas as usinas a jusante do i -ésimo reservatório,

No caso brasileiro para um estado inicial de armazenamento considera-se, para a política de operação, que os reservatórios sejam deplecionados em paralelo, mantendo assim o mesmo percentual de volume armazenado em relação aos seus respectivos volumes iniciais.

A energia afluyente natural do sistema, ou simplesmente “energia natural” representa o valor total em energia das descargas afluentes às várias usinas e que pode ser considerada como um fluxo afluyente em energia a uma única usina equivalente. Essa energia natural pode ser dividida em:

- energia controlável, representado pelas energias afluentes que podem ser armazenados nos reservatórios do sistema e, em consequência, no reservatório equivalente;
- energia não controlável, que representa as energias incrementais afluentes entre reservatórios e as usinas a fio d’água.

CANAMBRA (1969) e FILL (1979) enumeram as principais limitações do método:

- a queda média utilizada para transformar vazões afluentes em energia, estimada a partir de uma idéia preliminar da depleção a que será submetido o reservatório, pode não condizer com a realidade;
- ao receber as afluições em um reservatório único, são desconsideradas limitações locais dos reservatórios individualizados tais como vazões mínimas, capacidade máxima de engolimento e vertimentos localizados;
- a correção da evaporação dos reservatórios pode ser distorcida pelas variabilidades das vazões afluentes e da área dos reservatórios.

Como forma de contornar a primeira limitação foi proposto um algoritmo de ajuste de produtividade em função da depleção do reservatório equivalente do sistema assumindo-se o esvaziamento em paralelo. Quanto à segunda objeção, GOMIDE (1986) em PINHEIRO (1992) nota que, se fosse possível filtrar as séries fluviométricas de regiões hidrologicamente diversas da região dominante, de forma a eliminar a parcela vertida isoladamente as alterações nos parâmetros básicos do

problema seriam pequenas.

Para a aplicação da PDE a representação individualizada das usinas seria matematicamente impossível devido ao problema da dimensionalidade do espaço de estados. Por isso, apesar das limitações mencionadas a abordagem do modelo é de reservatórios equivalentes ao nível de subsistemas usando algoritmos de simulação com regras operativas pré-definidas.

No sistema elétrico brasileiro, mesmo lançando-se mão do método da energia natural a representação do sistema em quatro reservatórios equivalentes (4 subsistemas) torna inviável a aplicação da PDE pelo problema da dimensionalidade. A solução encontrada é a utilização da Programação Dinâmica Estocástica Dual (PDED) para a otimização estocástica de múltiplos reservatórios. A PDED baseia-se na construção analítica da função de custo futuro, utilizando o “Princípio da Decomposição de Benders” que considera o uso de algumas trajetórias, em um processo de ida, “*forward*”, e volta, “*backward*”. Portanto, as aflúncias são trajetórias da simulação “*forward*” que determinam estados a cada estágio e a simulação “*backward*” obtém o custo futuro para cada estado atingido sempre considerando a incerteza das aflúncias. Além do custo futuro também é calculada a sua derivada (valor da água) e o custo futuro é passado para o estágio anterior utilizando cortes de Benders.

PEREIRA E PINTO (1985) esboçaram no seu artigo o “Princípio de Decomposição de Benders” partindo de um problema de otimização hidrotérmica determinística de dois estágios sendo representado como segue.

$$\min cx + dy \tag{2.15}$$

s.a

$$Ax \geq b$$

$$Ex + Fy \geq g$$

A variável x representa a variável de decisão com relação à geração hidráulica e térmica no primeiro estágio (volume inicial, nível de geração, entre outros). O produto cx representa o custo associado a variável de decisão e $Ax \geq b$

representa a restrição do sistema de operação (restrições hidráulicas, vazões mínimas e máximas).

Dada a solução provável \mathbf{x}^* para o primeiro estágio do problema, o problema do segundo estágio pode ser representado como

$$\min dy \quad (2.16)$$

s.a.

$$Fy \geq g - Ex^*$$

A variável \mathbf{y} representa a variável de decisão com relação à geração hidro e térmica no segundo estágio. O \mathbf{dy} representa o custo associado e $Fy \geq g - Ex^*$ representa a restrição do sistema de operação.

A variável de decisão \mathbf{x}^* do primeiro estágio afeta a segunda restrição. Por exemplo, o volume final do reservatório do primeiro estágio torna-se o volume inicial na restrição do segundo estágio. Assume-se então que o problema do segundo estágio é sempre possível para qualquer decisão \mathbf{x}^* dada.

O objetivo é minimizar a soma do custo de operação $cx + dy$. A metodologia de decomposição é baseada na seguinte observação.

1. O custo \mathbf{dy}^* do segundo estágio, onde \mathbf{y}^* é a solução ótima do problema pode ser visto como uma função $\alpha(x)$ da decisão \mathbf{x} do primeiro estágio que é

$$\alpha(x) = \min dy \quad (2.17)$$

s.a.

$$Fy \geq g - Ex$$

2. O problema de dois estágios 2.15 pode ser então reescrito como

$$\min cx + \alpha(x) \quad (2.18)$$

s.a

$$Ax \geq b$$

onde $\alpha(x)$ é o valor da solução ótima de 2.17 para cada \mathbf{x} . A estrutura do problema 2.18 é similar para a programação dinâmica recursiva, quando \mathbf{cx} representa o custo imediato e $\alpha(x)$ dá informações sobre o futuro (segundo estágio) em consequência da decisão \mathbf{x} .

No caso de problemas lineares é possível caracterizar a função $\alpha(x)$ fora do espaço de discretização, por essa razão se evita o problema de dimensionalidade associado com programação dinâmica.

O algoritmo de Benders é muito conveniente para o processo de decisão seqüencial, a informação sobre o custo futuro (segundo estágio) é carregada quando é necessário. O controle do grau de precisão é realizado através dos limites inferiores e superiores.

Associado a solução do problema do segundo estágio há um conjunto de multiplicadores simplex (variável dual) que mede a mudança no custo de operação do sistema causado pela mudança marginal na decisão do primeiro estágio.

Por exemplo, é possível medir o benefício incremental no segundo estágio resultando da disponibilidade da adição de um metro cúbico de reservação em qualquer um dos reservatórios do sistema. Estes multiplicadores são então usados para formar uma restrição linear escrita apenas em termos da variável x do primeiro estágio. Esta restrição, também chamada corte de Benders, corresponde a uma nova aproximação para $\hat{\alpha}(x)$.

O algoritmo de Benders é capaz de lidar com o problema estocástico no qual o problema do segundo estágio depende do efeito da variável aleatória.

2.2.1.2 Planejamento de Curto Prazo

A cadeia de processos é concluída com planejamento de curto prazo e o despacho do sistema. O planejamento da operação energética de curto prazo apresenta como objetivo a desagregação a nível de usinas individuais das metas calculadas pelos planejamentos de médio prazo e permitirá, através dessa desagregação, servir como base para a execução de uma programação semanal para as usinas.

Na otimização de curto prazo o modelo deverá produzir o despacho ótimo para todas as usinas no sistema interligado, que em conjunto com os intercâmbios internacionais e os custos marginais de operação de curto prazo serão utilizados no

processo de determinação do preço de curto prazo.

O planejamento de curto prazo recebe do planejamento de médio prazo a função de custo futuro que, adicionada às projeções diárias de demanda e afluência, possibilita a definição do despacho do sistema.

A formulação do problema de curto prazo, também exposto em SILVA (2001), é descrita a seguir:

$$\text{Min}F = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{\text{NUT}} \Phi_j(GT_{t,j}) + \alpha_{T+1}(X_{T+1}) \quad (2.19)$$

sujeito a:

$$\sum_{i=1}^{\text{NUH}} \psi_i(x_{t,i}, d_{t,i}) + \sum_{j=1}^{\text{NUT}} GT_{t,j} = M_t \quad (2.20)$$

$$x_{t+1,i} = x_{t,i} + y_{t,i} - (u_{t,i} + s_{t,i}) + \sum_{k \in M_i} (u_{t,k} + s_{t,k}) \quad (2.21)$$

$$\underline{GT}_{t,j} \leq GT_{t,j} \leq \overline{GT}_{t,j} \quad (2.22)$$

$$\underline{x}_{t+1} \leq x_{t+1,i} \leq \overline{x}_{t+1,i} \quad (2.23)$$

$$\underline{u}_{t,i} \leq u_{t,i} \leq \overline{u}_{t,i} \quad (2.24)$$

$$\underline{L}_{t,i} \leq u_{t,i} + s_{t,i} \leq \overline{L}_{t,i} \quad (2.25)$$

$$x_{T+1,i} = x^* \quad (2.26)$$

$$i = 1, \dots, \text{NUH} \quad j = 1, \dots, \text{NUT} \quad t = 1, \dots, T$$

onde:

$\alpha_{T+1}(X_{T+1}) =$ custo de operação do estágio T +1 em diante, como função do estado do sistema ao final do estágio T (início de T+1);

$\Phi_j(GT_{tj}) =$ função que representa o custo de geração da j-ésima usina termelétrica despachada no nível GT_{tj} , durante o estágio t;

$GH_{ij} =$ geração da i-ésima usina hidrelétrica durante o estágio t;

x^* volume meta, calculado no médio prazo, a ser atingido pela i-ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio T.

O problema de curto prazo por não apresentar tantas incertezas dos parâmetros é considerado determinístico e, além disso, apresenta uma trajetória ótima que corresponde à evolução para uma seqüência de afluências preestabelecidas.

Algumas das características apresentadas neste tipo de problema são a não-linearidade do problema ocasionada pela equação 2.19 e que as restrições 2.20 a 2.26

representem características de um problema de otimização de fluxo em rede.

A grande motivação para o aproveitamento da estrutura de redes é a redução do esforço computacional, obtida quando se resolve o problema com algoritmos específicos. (FINARDI,1999)

2.3 REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

As mudanças pelas quais passam o setor elétrico brasileiro, segundo HADDD (1999), tiveram início na Constituição Federal de 1988, precisamente com o artigo 145 que incumbe ao Poder Público, na forma de Lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Além desse início através da Constituição e de todo o aparato legal decorrente desta, outros fatos levaram à reestruturação do setor elétrico. Da combinação do aquecimento da economia com o Plano Real e da escassez de recursos do Estado para investir na expansão do setor resultou o esgotamento da capacidade dos reservatórios das hidrelétricas, prejudicando a qualidade das condições de atendimento ao mercado consumidor com um aumento do risco de déficit de energia.

A implantação do novo modelo institucional foi precedida por um conjunto de medidas legislativas e executivas. Os principais instrumentos regulatórios que surgiram posteriormente a Constituição, como exposto em PIRES (2001), são apresentados a seguir.

A Lei N° 8.631/93, que eliminou o regime de equalização tarifária e remuneração garantida, criou a obrigatoriedade da celebração de contratos de suprimento entre geradoras e distribuidoras de energia e promoveu um grande encontro de contas entre os devedores e credores do setor.

O Decreto N° 915/93, por sua vez, permitiu a formação de consórcios de geração hidrelétrica entre concessionárias e autoprodutores, e o Decreto 1.009/93, criou o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (SINTREL).

A Lei Nº 8.987/95, conhecida como Lei de Concessões, regulamentou o art.175, da Constituição Federal, para dispor sobre o regime de concessões e permissão dos serviços públicos, de forma a abranger, inclusive, os critérios e normas aplicáveis à respectiva licitação, cuja característica principal reside na desconsideração da exclusividade de atuação dos agentes. Esta lei ocasionou algumas alterações no setor, pois as concessões eram outorgadas às empresas estatais através de simples ato administrativo e as concessões outorgadas sem licitação, anteriormente à Constituição de 1988 e que não haviam sido iniciadas ou que estavam paralisadas, foram extintas.

A Lei nº 9.074/95 regulamentou os serviços de energia elétrica, estabelecendo regras jurídicas para compatibilizar as delegações operadas anteriormente à Constituição de 1988 com as novas normas vigentes. Conhecida como a Lei da Prorrogação das Concessões, segundo BETTEGA (1999), pois estipula em 35 anos, prorrogáveis por igual período o prazo das concessões de geração, e da mesma forma, em 30 anos para as concessões de distribuição e transmissão.

Esta lei criou, ainda, a figura jurídica do produtor independente de energia elétrica e estabeleceu a possibilidade dos consumidores livres terem direito à contratação de energia, inicialmente de produtores independentes e, após cinco anos, de qualquer concessionária ou produtora de energia.

O novo modelo institucional foi inaugurado pelas Leis nº 9.427/96, que extinguiu o DNAEE e instituiu a ANEEL como autoridade reguladora independente e imparcial para gerir a exploração dos serviços de energia elétrica, e a Lei nº 9.648/98, que definiu, dentre outras coisas, as regras de entrada, tarifas e a estrutura do mercado. Além disso, criou o Mercado Atacadista de Energia (MAE), o Operador Nacional do Sistema (ONS) e instituiu o agente comercializador de energia elétrica.

O objetivo do processo de reforma institucional foi assegurar os investimentos necessários para a expansão da oferta de energia e possibilitar que o setor fosse economicamente eficiente de forma a garantir suprimento confiável.

De acordo com DUKE ENERGY (2001), “as reformas basearam-se em quatro premissas básicas que são a introdução da competição nos segmentos de

geração e comercialização de energia elétrica, a desverticalização das empresas elétricas que realizavam as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, a garantia do livre acesso nos sistemas de transporte (transmissão e distribuição) e a retirada do governo das atividades empresariais”.

E, por fim, o desenvolvimento de mecanismos de incentivos nos segmentos que permanecem como monopólio natural (fornecimento de energia no mercado cativo e transmissão de eletricidade), incluindo, ainda, mecanismos de regulação técnica da rede de transmissão.

Muitas das políticas regulatórias, segundo PIRES (2001), foram propostas pela empresa de consultoria Coopers & Lybrand, dando origem à Lei nº 9.648/98, anteriormente citada, e impulsionando diversas privatizações de distribuidoras de energia elétrica. O serviço de consultoria da Coopers & Lybrand foi contratado, para auxiliar o Governo a desenvolver um novo modelo de funcionamento para o setor elétrico brasileiro, através do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB).

Os objetivos básicos do projeto eram a introdução de competição nos segmentos produção e comercialização, a criação de um ambiente transparente com regras claras baseadas em princípios econômicos para o funcionamento das empresas existentes e a entrada de capital privado para expansão e concretização de novos investimentos.

A Tabela 2.1 apresenta algumas modificações que foram sugeridas para o novo modelo no RE-SEB.

TABELA 2.1 - QUADRO COMPARATIVO

Modelo Antigo	Nova Modelo
Empresas estatais verticalizadas	Concessionárias divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização
Monopólios com competição inexistente	Competição na geração e comercialização
Consumidores cativos	Consumidores Livres e Cativos
Preços regulados pelo DNAEE	Preços livremente negociados

Fonte: ASMAE, 2001

Estudos feitos para encontrar alternativas que viabilizassem a referida expansão setorial apresentavam a privatização como a saída mais lógica. A partir desse momento, o Governo passou a intervir menos no Setor Elétrico desestimulando as empresas estatais e procurando atrair empreendedores privados através do Plano Nacional de Desestatização (PND).

A privatização desverticalizou parte das pesadas estruturas das empresas estatais, dividindo as empresas por suas atividades: geração, transmissão, distribuição e comercialização. A tabela da página seguinte mostra as empresas estatais que foram privatizadas até 1999.

Neste novo contexto do setor de energia uma das principais premissas era a desverticalização da indústria. O objetivo da desverticalização das empresas era tornar possível a criação de um mercado competitivo para a comercialização da energia, além de tornar eficaz o controle de custos e o estabelecimento de padrões de produtividade para as atividades de transmissão e distribuição.

As atividades de transmissão e distribuição no RE-SEB permaneceriam como monopólios naturais, mas ficariam sob a ação de agente regulador, tanto na parte técnica quanto econômica. As atividades de geração e comercialização, por sua vez, estariam participando de um ambiente competitivo, mas para que isso ocorresse tornou-se necessário que tais atividades tivessem acesso aos sistemas de transmissão e distribuição. Este livre acesso foi outra premissa do processo de mudança no mercado brasileiro de energia elétrica.

TABELA 2.2 -PROCESSO DE PRIVATIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (1995-1999)

Empresas	Data de Venda	Principais Acionistas	Participação no Mercado Nacional (%)
I. Distribuição Sul/Sudeste/Centro-Oeste			
1. Escelsa/ES	12/07/95	Iven (Brasil),** GTD (Brasil)	2,2
2. Light/RJ	21/05/96	EDF (França), AES (Estados Unidos), Houston (Estados Unidos)	9,0
3. Cerj	20/11/96	Endesa (Chile), Chilectra (Chile), Endesa (Espanha), EDP (Portugal)	2,4
4. RGE/RS	21/10/97	VBC (Brasil), CEA (Estados Unidos)	1.9
5. AES Sul	21/10/97)	AES (Estados Unidos)	2.4
6. CPFL/SP	01/11/97	VBC (Brasil), Bonaire (Brasil)	7.1
7. Enersul/MS	19/11/97	Iven (Brasil),** GTD (Brasil)	1.0
8. Cemat/MT	27/11/97	Grupo Rede/Inepar (Brasil)	0.95
9. Metropolitana/SP	15/04/98	EDF (França), AES (Estados Unidos), Houston (Estados Unidos)	13.7
10. Elektro/SP	16/07/98	Enron (Estados Unidos)	4.1
11. Bandeirante	17/09/98	VBC (Brasil), Bonaire (Brasil), EDP (Portugal)	9.2
II. Distribuição Norte/Nordeste			
12. Coelba/BA	01/07/96	Iberdrola (Espanha) Previ (Brasil)	3.3
13. Energipe/SE	01/12/97	Cataguases (Brasil), CM S (Estados Unidos)	0.6
14. Cosern/RN	01/12/97	Iberdrola (Espanha) Previ (Brasil)	0.9
15. Coelce/CE	02/04/98	Endesa(Chile), Chilectra (Chile), Endesa (Espanha), EDP (Portugal)	1,9
16. Celpa/PA	01/07/98	Grupo Rede/Inepar (Brasil)	1.2
17. Celpe/PE	17/02/2000	Iberdrola (Espanha) Previ (Brasil)	2.4
III. Geração			
18. Cachoeira Dourada/GO	05/09/96	Endesa (Chile)	0,03
19. Tractebel	15/09/98	Tractebel (Bélgica)	6.8
20. Paranapanema/SP	28/07/99	Duke-Energy (Estados Unidos)	4.9
21. Tietê/SP	27/10/99	AES (Estados Unidos)	5.6

Fonte: BNDES/PIRES

Obs: (*) Participação: Distribuidoras, por Energia Vendida e Geradoras, por Geração Bruta Total;

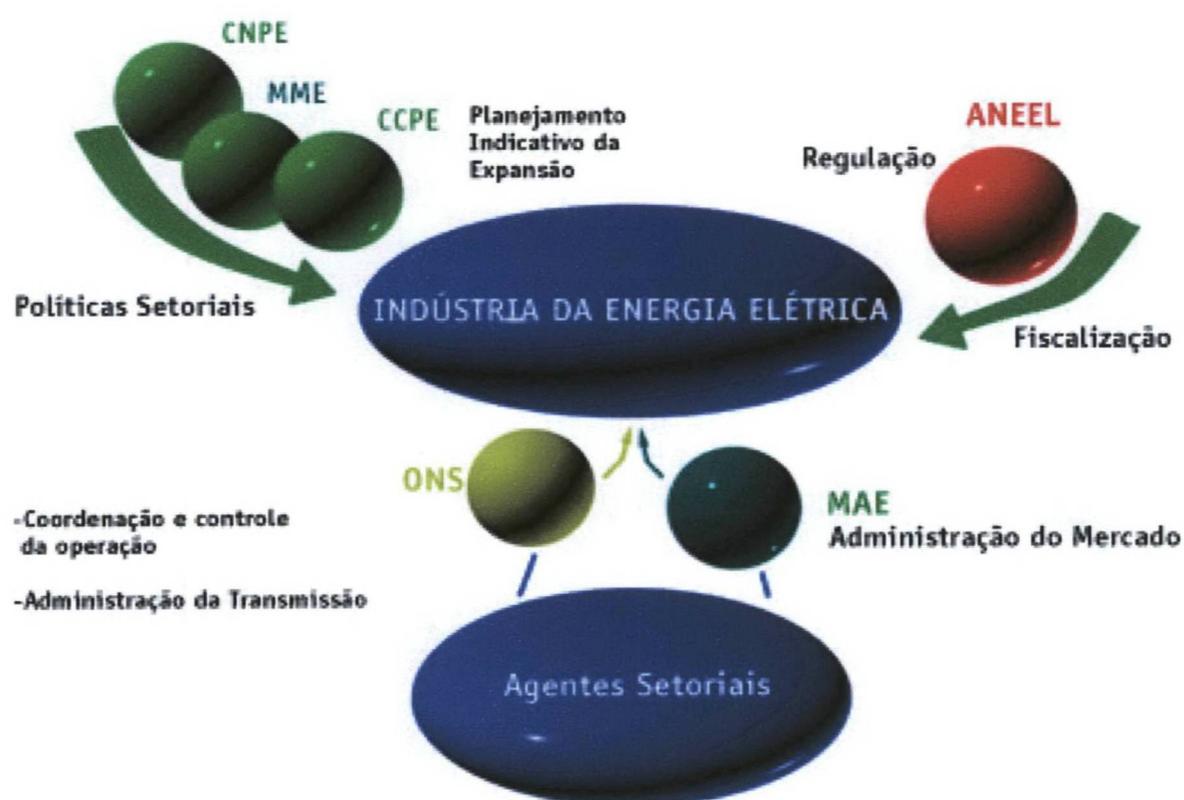
(**) A EDP (Portugal) adquiriu 73% do Grupo Iven em 25/08/99.

Para o bom funcionamento do mercado tornou-se fundamental a existência de uma rede de linhas de transmissão bem estruturada, principalmente para que novas fontes de geração sejam disponibilizadas para o mercado consumidor. Quaisquer que

fossem as empresas proprietárias dessas linhas o direito de transportar sua energia pertenceria a todos os produtores ou consumidores livres, mas mediante o pagamento de uma tarifa de uso de transmissão.

Para que a implementação fosse efetiva tornaram-se necessárias não apenas regras comerciais e uma estrutura de regulamentação técnica e econômica, mas também agentes e entidades específicas para exercer funções integradoras. A Figura 2.5 apresenta um esquema da articulação de cada agente do setor elétrico.

FIGURA 2.5 – AGENTES DO SETOR ELÉTRICO



Fonte: ONS (2002)

O ONS absorveu as principais atividades e atribuições do Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI) e do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCON) cabendo à sua responsabilidade administrar a operação da rede básica da transmissão nos sistemas interligados e gerir o constante despacho de carga das usinas conectadas entre si por meio da rede básica de transmissão, através do efetivo controle e coordenação dos procedimentos da operação do sistema, buscando sempre a otimização global do

sistema. Desta forma o ONS garante a manutenção dos ganhos sinérgicos da operação coordenada — criando condições para a justa competição entre os agentes do setor.

A operação do mercado de energia elétrica havia ficado a cargo da Administradora do Mercado Atacadista de Energia (ASMAE), mas toda sua estrutura foi substituída pelo Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) que é uma empresa de direito privado que foi criada através da Medida Provisória nº 29 de 7 de fevereiro de 2002. O MAE tem suporte legal e regras de funcionamento determinadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), previstas na Convenção de Mercado.

O MAE é responsável por todas as atividades requeridas à administração do Mercado, inclusive financeira, contábil e operacional, sendo as mesmas reguladas e fiscalizadas pela ANEEL. Neste ambiente se processam as atividades comerciais de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais e de um mercado de curto prazo, restrito aos sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro Oeste e Norte/Nordeste. Desta forma, o MAE viabiliza as transações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes de mercado.

O planejamento e previsão da expansão do mercado são desempenhados pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE) e a regulação do mercado pela ANEEL.

A ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalidade de atendimento aos consumidores e pelo controle das tarifas cobradas, de forma a preservar a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria para compatibilizar interesses. Também é de ser responsável pela criação de um ambiente que incentive a oferta plena de energia elétrica a todos os segmentos da sociedade, o investimento voluntário necessário à expansão do sistema através de um retorno financeiro adequado, promoção do desenvolvimento econômico do país e a redução das desigualdades regionais.

O CCPE, órgão sob controle do âmbito do Ministério de Minas e Energia,

tem como objetivos orientar as ações de governo para assegurar o fornecimento de energia elétrica nos padrões de qualidade e quantidade demandados pela sociedade, e oferecer aos agentes do mercado de energia um quadro de referência para seus planos de investimentos e estabelecer a expansão mais adequada da rede de transmissão. (RELATÓRIO DE PROGRESSO Nº. 2, 2002)

Os agentes de comercialização, para BORN e ALMEIDA em Planejamento e Operação do Sistema Interligado (1998), aproximam os produtores dos distribuidores, bem como dos grandes consumidores. Sem tais agentes, que aumentam a eficiência do mercado, consumidores de menor porte não poderiam usufruir os benefícios da competição, pois perderiam muito tempo em busca de informações sobre as melhores ofertas de energia.

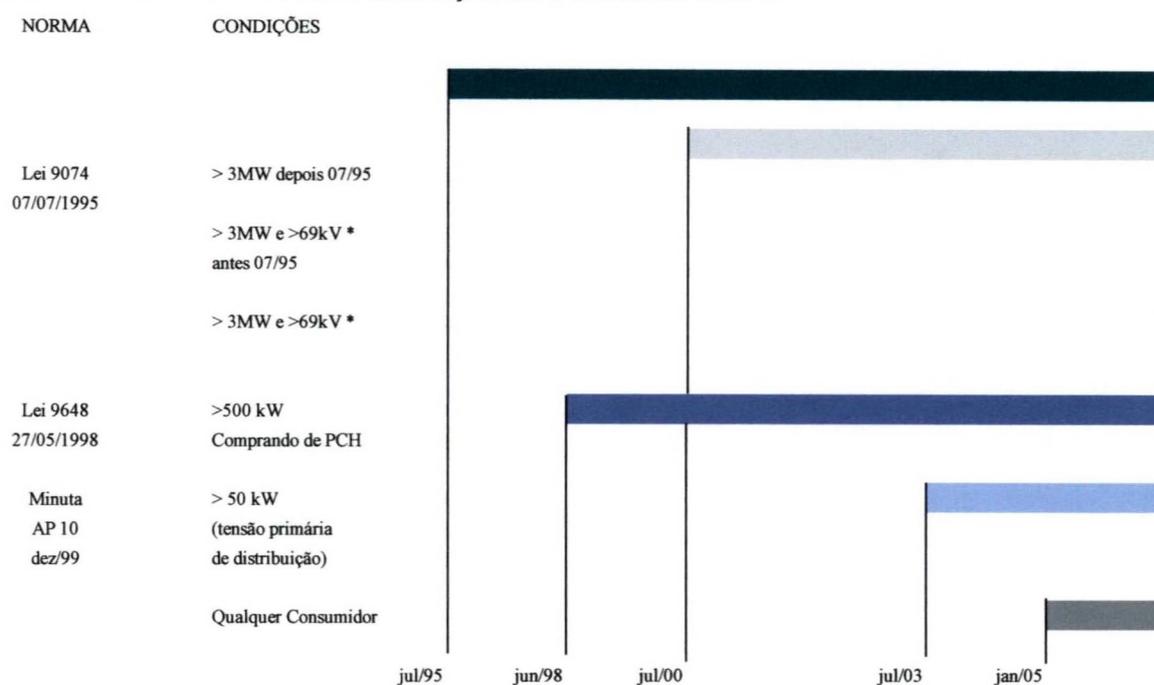
O agente de comercialização, portanto, é um agente isolado ou associado a uma empresa de geração ou distribuição e sua responsabilidade recai sobre as transações comerciais do mercado. Por isso, percebe-se que a atividade de comercialização pode ser realizada em conjunto com a atividade de distribuição ou geração.

Com o novo modelo, foi criada, também, a figura do consumidor livre que poderá escolher a sua empresa prestadora dos serviços de eletricidade. Acredita-se que as empresas elétricas vão oferecer cada vez mais vantagens de preços, qualidade e serviços adicionais para manter e conquistar clientes. Assim sendo, para fazer frente aos seus competidores, cada empresa deverá desenvolver ações para o aumento de produtividade e a redução dos custos, ao mesmo tempo em que os ganhos obtidos com essas iniciativas passarão a serem compartilhados com os consumidores finais.

No cronograma a seguir, Figura 2.6, observa-se o período para cada tipo de cliente usufruir o seu direito de escolha. Hoje esta escolha do consumidor é limitada a características de porte e tensão, tanto que apenas os consumidores com demanda superior ou igual a 3MW e tensão maior que 69kV, que são os consumidores livres, podem escolher seu fornecedor. Os consumidores cativos, de menor porte, ficam vinculados ao distribuidor ao qual estão conectados, sendo que apenas a partir de 2005

terão este direito de escolha.

FIGURA 2.6 – CRONOGRAMA DE LIBERAÇÃO DOS CLIENTES LIVRES



De acordo com DUKE ENERGY, “essa abertura gradual para os consumidores é vantajosa no preço e na qualidade dos produtos e dos serviços adicionais oferecidos pelas empresas geradoras, distribuidoras e comercializadoras”. Nesse novo modelo os preços deverão refletir as variações dos custos de produção e obedecer às leis de oferta e procura. Os ganhos potenciais para os consumidores finais estão diretamente associados ao gerenciamento de sua demanda e de seus contratos de energia elétrica. A variação nos preços da energia será o risco que o cliente livre correrá, sendo que para se proteger desse risco, o cliente livre terá duas opções. Uma se vale de informação suficiente para enfrentar a flutuação do preço através do gerenciamento de seu consumo ou através da contratação direta de mecanismos financeiros (derivativos), para estabilização deste preço. A outra seria o consumidor dispor de energia com preço constante, quer dizer, que este consumidor encontrasse uma empresa que assumisse o risco no seu lugar e oferecesse contratos que mantivessem o preço da energia elétrica em patamares razoáveis para o comprador. Independente da opção será necessário obter boas informações quanto à variação do preço de energia e olhar o horizonte de tempo considerado.

“Os instrumentos que regem as relações entre os agentes são os contratos bilaterais de curto e longo prazo e os contratos relacionados com as atividades de distribuição e transmissão. Mas para dar início às operações do novo mercado os contratos estabelecidos são os contratos iniciais, que são contratos de longo prazo firmados entre empresas geradoras e distribuidoras de energia. Permitirá a transição entre o regime de preços administrados anteriormente e o regime de preços estabelecidos livremente pelas negociações entre os agentes de mercado. Como quase toda a energia, chamada energia velha, produzida está comprometida nestes contratos, sobra apenas uma pequena parcela de todo o montante de energia para ser comercializada livremente no MAE”. (ASMAE, 2001)

Os contratos bilaterais são os contratos de compra e venda negociados entre o agente de produção com os agentes de consumo que refletem as expectativas em relação às condições futuras do mercado. No momento em que este tipo de contrato é realizado ambas as partes evitam as incertezas da variação do preço *spot*, agindo de uma forma mais conservadora para não correr o risco de estar exposto ao mercado de curto prazo (*hedge* financeiro).

A vantagem para o agente de produção é que ele assegurará remuneração dos custos de investimento e um lucro mínimo, mas não conseguirá alta remuneração quando o preço *spot* estiver elevado.

Com o objetivo de evitar o excesso de exposição à volatilidade do mercado, as empresas de distribuição são obrigadas a comprar pelo menos 85% de suas necessidades de energia para atendimento do mercado cativo através de contratos bilaterais de longo prazo (dois anos ou mais). Poderão, inclusive, atender às necessidades de sua demanda através de transações suplementares de curto prazo ou de compras feitas no mercado *spot*.

O processo de compra e venda a curto prazo é realizado, como dito anteriormente, no MAE. O marco inicial desse agente foi através da assinatura do Acordo de Mercado pelos agentes de mercado, um acordo de cunho multilateral, homologado pela ANEEL via Resolução nº 18 de janeiro de 1999. Os agentes do

mercado atacadista ficaram responsáveis pela elaboração das regras do MAE.

Este processo de homologação das Regras do MAE pela ANEEL resultou na Resolução N° 290, que estabelece diretrizes para implementação gradual das regras. Nesta resolução as regras do MAE devem ser implementadas segundo três etapas e datas de implementação.

A primeira etapa que iniciou em 1° de setembro de 2000 (etapa de implementação), se caracteriza pela definição no âmbito do MAE dos preços ex-ante de energia em base mensal.

A segunda etapa que foi 1° de julho de 2001 caracterizou-se pelo início da dupla contabilização, com preços e quantidades calculados ex-ante e ex-post, em base semanal.

A terceira etapa que seria até 1° de janeiro de 2002, mas ainda não se concretizou, caracteriza-se pelo início da definição de preços e quantidades em intervalos de uma hora, no máximo, mantida a dupla contabilização.

A Resolução N° 160, de 20 de abril de 2001, alterou a estrutura operacional do MAE, pois a forma de organização e do exercício das atribuições não estava motivando a atuação do mercado com a urgência que o serviço requeria, assim exigindo da ANEEL a implementação de procedimentos necessários ao pleno funcionamento do MAE.

A resolução n° 161, também de 20 de abril de 2001, estabeleceu o arranjo de garantias financeiras e as penalidades vinculadas à compra e venda de energia elétrica no âmbito do MAE.

No período de junho de 2001 a fevereiro de 2002, o país passou por um racionamento de energia elétrica provocado pelos baixos níveis registrados nos reservatórios que por sua vez resultaram da falta de implementação de novas usinas previstas no Plano Decenal de Expansão 1998-2008 para atender o crescimento do consumo previsto.

Dada a necessidade de rápidas providências para enfrentar a escassez de energia o governo federal criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica

(GCE), que teve como objetivo propor e implementar medidas de natureza emergencial, decorrentes da situação hidrológica crítica. Essas medidas visavam compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia elétrica, isto é, tomar todas as medidas necessárias para afastar a possibilidade de colapso do sistema elétrico bem como prover todas as condições para que o racionamento ocorresse com o menor impacto social e econômico possível.

Uma das primeiras medidas adotadas pela GCE foi o estabelecimento do Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica que define metas de consumo para os consumidores residenciais, rurais, comerciais e industriais. O início do racionamento foi o dia 1º de junho 2001 para as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do País.

A resolução nº 12, de 1º de junho de 2001 estabelece diretrizes para o cálculo do preço do MAE durante o período de racionamento. O preço da energia elétrica a ser praticado no MAE entre os agentes participantes dos submercados afetados pelas medidas de racionamento passou a ser igual ao custo do déficit de energia elétrica em vigor e o preço MAE passou a ser revisto semanalmente de forma a ser ajustado às condições de operação do sistema interligado.

A resolução nº 13, da GCE, estabelece as diretrizes para a comercialização da energia economizada além das metas de consumo estabelecidas para a indústria e o comércio. Ou seja, tal resolução possibilitou aos clientes restabelecer suas metas de consumo de acordo com o interesse financeiro ou com a viabilidade de redução de consumo e representou uma solução eficiente para maximizar a utilização da energia disponível.

No entanto, como expôs FERNANDES e BILLI (2001), esse procedimento levou grandes grupos industriais a cortar o consumo de energia, além da meta (que variou de 15% a 25%), para vender a energia excedente colaborando em conjunto com outros fatores para o desequilíbrio da balança comercial, pois as indústrias passaram a produzir menos e conseqüentemente a exportação diminuiu.

Devido à necessidade de reavaliar a funcionalidade do novo setor elétrico, ocasionada pelo racionamento, a GCE criou o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico através da resolução nº 18, de 22 de junho de 2001. A missão do Comitê foi encaminhar propostas para corrigir as disfunções existentes e aperfeiçoar o modelo do setor. Isto sempre tendo como base a preservação dos pilares do novo modelo brasileiro do setor energético.

O conjunto de medidas para a revitalização do setor brasileiro causou mudanças na estrutura do processo de desregulamentação do mercado brasileiro de energia, previsto a partir de 2003, quando 25% dos contratos iniciais seriam liberados. Tais medidas foram elaboradas pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico e apresentadas nos Relatórios de Progresso nº 1, nº 2, nº 3 e nº 4 (2002).

Diretrizes para o aperfeiçoamento do despacho e formação dos preços, uma nova função de custo do déficit e um mecanismo de aversão ao risco no cálculo da política operativa, foram algumas das medidas implementadas. A Tabela 2.3 mostra os valores de custo do déficit de energia elétrica, com vários patamares e penalidades maiores.

TABELA 2.3 – PATAMARES E VALORES DE DÉFICIT

Patamares % Redução de Carga – RC	Valores (R\$/MWh)
$0 \leq RC \leq 5\%$	553,00
$5\% < RC \leq 10\%$	1.193,00
$10\% < RC \leq 20\%$	2.493,00
$RC > 20\%$	2.833,00

Fonte: Resolução Nº 109 (2002)

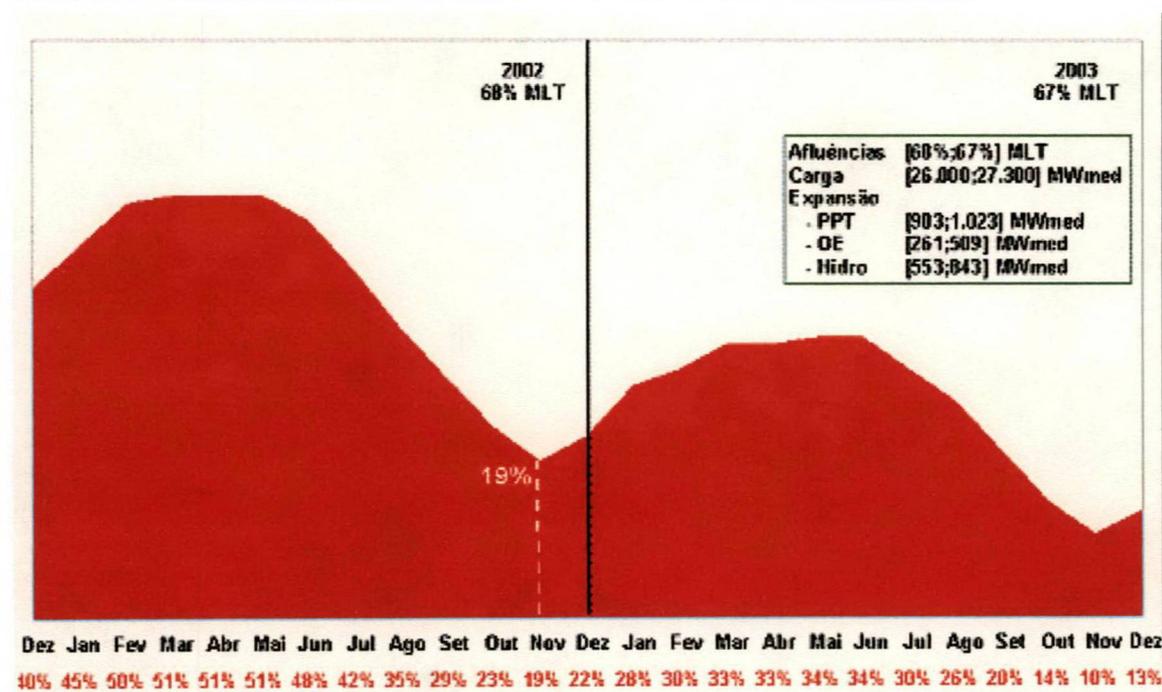
A curva de aversão ao risco estabelece um critério de operação das usinas térmicas visando maior segurança no caso dos níveis de armazenamento nos reservatórios estarem reduzidos. Em fevereiro de 2002, esta curva foi implementada provisoriamente como um ajuste externo ao modelo de cálculo da política operativa.

De acordo com ONS (2002), “esta curva representa a evolução ao longo do período dos requisitos mínimos de armazenamento de energia de cada subsistema, necessários ao atendimento pleno da carga, sob hipóteses pré-definidas de afluições,

intercâmbios inter-regionais e carga, e com toda a geração térmica (inclusive as térmicas emergenciais da CBEE) despachada em sua produção máxima, de forma a se garantir níveis mínimos operativos ao longo do período. Em outras palavras, para garantir o atendimento do mercado e assegurar a capacidade de recuperação dos reservatórios, os níveis de armazenamento do reservatório equivalente de uma região devem ser mantidos sempre acima da curva de aversão ao risco ao longo dos dois anos”.

A Figura 2.7 apresenta a curva bianual de segurança para o biênio 2002/2003, também denominada "curva de aversão ao risco".

FIGURA 2.7 – CURVA DE AVERSÃO AO RISCO DO SUDESTE/CENTRO-OESTE 2002/2003



FONTE: ONS (2003)

Na resolução nº 73, de 8 de fevereiro de 2002, ficaram estabelecidas as normas para a transição do MAE do período auto-regulado para o mercado regulado.

Os relatórios propuseram a revisão das energias asseguradas, que são a base para os contratos iniciais, com o objetivo de avaliar se as energias asseguradas são estimadas e baseadas em um nível de risco aceitável e dentro de um critério de equidade entre os agentes de geração. A revisão será realizada por um Grupo de Trabalho composto por representantes da Secretaria de Energia SEM, da Secretaria

Executiva do MME, CCPE, ANEEL, da Agência Nacional de Águas (ANA) e ONS. Em junho de 2002 foi apresentada uma proposta detalhada da ANA em que as novas usinas poderão ter seu benefício calculado pela próxima adição pois, segundo a mesma, a energia agregada ao sistema, para cada usina, será compartilhada pelo empreendedor e por todos os consumidores. Para o caso das usinas existentes, segue a metodologia proposta, mas como citado pela DUKE ENERGY (2002) “é primordial que se tenha uma base inicial de referência correta, que não prejudique o equilíbrio do MRE”.

Os relatórios indicaram que a realização dos leilões para venda de energia das empresas geradoras sob controle federal teve como motivação principal de assegurar a transparência na venda de energia por parte de empresas de economia mista, garantindo isonomia nos preços e de assegurar também a competição equilibrada entre empresas privadas e estatais, em particular, evitando ações de poder de mercado para deslocar competidores. Este mecanismo considerou o incentivo do processo de liberação dos consumidores, atenuar o impacto tarifário e permitir uma sinalização do preço da energia por parte do mercado.

Deverá ser vendido por meio dos leilões no mínimo 50% da energia a ser liberada dos contratos iniciais em 2003. Como no ano de 2003 serão liberados 25% dos contratos iniciais, conclui-se que as geradoras terão pelo menos 87,5% de sua energia contratada, sendo 12,5% por meio dos contratos bilaterais resultantes dos leilões e 75% por meio dos contratos iniciais.

A Medida Provisória nº 64, de 26 de agosto de 2002, deu respaldo ao que havia sido proposto nos relatórios, pois diz que a partir de 1º de janeiro de 2003, as concessionárias de serviço público de distribuição somente poderão estabelecer contratos de compra de energia elétrica por meio de leilões públicos ou por meio de licitação, na modalidade de leilão, na forma de regulamentação.

De acordo com o artigo apresentado na revista O EMPREITEIRO (2002), “esse mecanismo é a esperança de um preço razoável para energia nos próximos anos, porque, do contrário, será difícil estimular os grandes consumidores de energia a

deixar a confortável condição de cativo para se aventurar no ambiente livre”.

A diminuição da demanda e o aumento da oferta de energia associada às turbulências financeiras e incertezas regulatórias fizeram os investidores apresentar certa apreensão.

A questão entre o equilíbrio da oferta e da demanda é um dos pontos principais, pois o excedente de energia causa sérios problemas. Como ocorreu depois do racionamento quando, sem ter para quem vender a energia das novas usinas devido à sobra de energia no País, muitos investidores engavetaram projetos de geração.

O equilíbrio econômico-financeiro das empresas é outro ponto, pois segundo PEREIRA (2003) a turbulência do mercado, aliada à perda de receitas por causa do recuo no consumo para níveis semelhantes ao de 1999, piorou a situação das companhias, endividadas em dólar.

Além disso, as estatais federais cresceram, perturbando totalmente o princípio da competição na geração, conforme proposto no novo modelo do setor, pois Chesf, Furnas, Eletronorte e Eletrosul permaneceram verticalizadas e voltaram a ganhar recursos para tocar obras que antes estavam praticamente proibidas de realizar.

Para o setor, o programa do governo empossado em Janeiro de 2003 apresentou como proposta estimular a ampliação dos investimentos de empresas privadas na expansão do setor e garantir políticas que levam as empresas estrangeiras a realizar investimentos no país a partir de uma perspectiva justa de ganhos.

Portanto, as propostas serão na realidade os desafios do atual governo, que terá que superar o cenário momentâneo de sobra de energia, provocada pela redução do consumo, enquanto atrai o empreendedor privado e evita o impacto negativo na conta das empresas.

2.4 PREÇO *SPOT*

O preço *spot*, também denominado preço MAE, é um componente de alta volatilidade na comercialização da energia não contratada, sendo esta referente à

energia secundária e a parte não contratada de energia assegurada de cada gerador. Além disso, este preço serve de parâmetro de referência para fixação dos contratos de longo prazo.

O preço MAE, considerado numericamente igual ao CMO, poderá aumentar até o valor do custo de racionamento, que variará de acordo com a extensão do déficit e neste período todos os membros do MAE possuirá igual prioridade, independente dos contratos firmados.

Segundo ALBOUY (1983) o CMO depende dos custos evitados no futuro pela preservação do estoque de água e que são calculados pelo valor presente dos custos futuros de geração térmica, cortes de carga, importação ou redução voluntária de demanda evitada pelo uso marginal da água nos reservatórios.

Os estudos de tarifação a custos marginais partem da hipótese que os consumidores ao solicitar uma carga do sistema devem pagar pelo custo incremental incorrido pelo sistema para suprir esse acréscimo de carga.

No sistema elétrico atual o CMO é calculado pelo programa NEWAVE, que leva em consideração a incerteza associada à vazão afluente às usinas considerando quatro submercados interligados com um limite finito de intercâmbio.

O preço *spot* pela sua importância nesta pesquisa está apresentado com mais detalhe no Capítulo 3.

2.5 ANÁLISE DOS COMPONENTES PRINCIPAIS

O presente capítulo, Revisão Bibliográfica, até o momento apresentou o Sistema Elétrico Brasileiro com suas características, sua reestruturação e o preço de curto prazo praticado no setor.

Neste item, o objetivo é apresentar a ferramenta a ser utilizada na análise proposta no estudo. O método é a análise dos componentes principais (ACP); uma técnica de análise multivariada que permite realizar análises exploratórias e gerar hipóteses com as variáveis. Além disso, possibilita uma melhor compreensão da

estrutura de correlação.

O objetivo da análise é ver se poucos componentes explicam a maioria das variações nos dados originais. Caso isso aconteça, significa que algumas das variáveis originais são altamente correlacionadas contribuindo mais para a variância do sistema analisado. Assim, as análises subseqüentes poderão operar com um número menor de variáveis.

A relação entre um conjunto de p variáveis correlacionadas pode ser examinada através da transformação do conjunto de tais variáveis por um novo conjunto de variáveis não correlacionadas chamadas componentes principais. Estas novas variáveis são combinações das variáveis originais e derivadas em ordem decrescente de importância (variância). A transformação é uma rotação ortogonal no p -espaço e é chamada Análise dos Componentes Principais.

SAAD e TURGEON (1988) utilizaram o ACP com o objetivo de reduzir suficientemente o número de variáveis para permitir aplicação de PDE para determinação da política ótima de operação em longo prazo de um sistema de múltiplos reservatórios. Com a matriz de dados, a idéia do PCA é procurar n combinações lineares do tipo

$$\zeta_i = b_{i1}Z_1 + b_{i2}Z_2 + \dots + b_{in}Z_n = \sum_{j=1}^n b_{ij}Z_j = b_i^T Z \quad (2.27)$$

onde T é a transposta, que tem as seguintes características: (1) ζ_1 tem a maior variância possível, (2) ζ_2 é ortogonal com relação à ζ_1 e tem a segunda maior variância após ζ_1 , (3) ζ_3 é ortogonal e tem a terceira maior variância após ζ_1 e ζ_2 , e (4) assim por diante para as variáveis $\zeta_4, \zeta_5, \dots, \zeta_n$. A combinação linear, em outras palavras, permite que um conjunto de variáveis (Z_1, Z_2, \dots, Z_n) seja transformado em um conjunto de variáveis equivalentes ($\zeta_1, \zeta_2, \dots, \zeta_n$) que tem dois atributos interessantes, as variáveis são: (1) não correlacionáveis e (2) estão em ordem decrescente de variância.

Na equação a seguir Var denota a variância, E a esperança matemática e B a matriz $n \times n$ com elementos b_{ij} . Então, ζ_1 possui a maior variância e o valor de b pode ser escolhido para maximizar

$$\text{Var}(b^T Z) = E[b^T (Z - \mu)(Z - \mu)^T b] = b^T W b \quad (2.28)$$

s.a.

$$b^T b = 1 \quad (2.29)$$

onde $W = E(Z - \mu)(Z - \mu)^T$ é a matriz de covariância da observação e μ é a média de Z . A restrição tem sido adicionada simplesmente para obter uma solução única para o problema. Pode-se mostrar, usando multiplicador de Lagrange, que a solução para (2.28) e (2.29) é dada por

$$Wb = \lambda b \quad (2.30)$$

Onde λ é o multiplicador de Lagrange associado com a restrição. A última equação não terá problemas para ser reconhecida como sendo a forma geral de um problema de autovalor, no qual b_i é o autovetor correspondendo ao autovalor λ_i de W . Desde que (2.29) mantenha-se, a equação (2.30) pode ser reescrita como

$$\lambda = b^T W b \quad (2.31)$$

Escolhendo ζ_1 para maximizar a variância significa escolher os valores de $b_{11}, b_{12}, \dots, b_{1n}$, que é o vetor b_1 que corresponde ao maior autovalor de W . Sendo que λ_1 corresponde este autovalor.

O valor de b_2 não será igual ao conjunto do autovetor correspondendo ao segundo maior autovalor de W , porque neste ponto não é sabido se a variável ζ_2 , obtida será independente de ζ_1 . Em vez disso, outro problema de otimização será resolvido. Que é similar a (2.28) e (2.29), mas com a restrição adicional que

$$\begin{aligned} \text{Cov}(b^T Z, b_1^T Z) &= E[b^T (Z - \mu)(Z - \mu)^T b_1] \\ &= b^T W b_1 = \lambda_1 = \lambda_1 b^T b_1 = 0 \end{aligned} \quad (2.32)$$

Esta restrição garante que ζ_1 seja independente de ζ_2 tão quanto de $\zeta_3, \zeta_4, \dots, \zeta_{n-1}$, e ζ_n . Pode ser mostrado que maximizando (2.28) sujeita às restrições (2.29) e (2.32) será obtida a mesma solução que maximizando (2.28) sem restrições. Isto significa que os autovetores obtidos em (2.30) são independentes.

Uma importante propriedade da matriz $B = [b_1, b_2, \dots, b_n]$, determinada acima, é que esta matriz é ortogonal, o que significa:

$$\zeta = B^T Z \quad (2.33)$$

Então

$$Z = B\zeta \tag{2.34}$$

3 PREÇO *SPOT*

CARAMANIS et al (1982) apresenta um conceito de preço de energia denominado preço *spot*, que é o preço de compra e venda de energia elétrica determinado pelo equilíbrio de curto prazo das condições de oferta e demanda, e que é variável.

A teoria microeconômica mostra que, sob condições de concorrência perfeita, o equilíbrio dos preços se estabelece ao nível do custo marginal. Tratando-se no caso do preço *spot* de um equilíbrio no curto prazo, o custo marginal a ser considerado é o de curto prazo que também é conhecido como custo marginal de operação (CMO).

BITU e BORN (1993) mostram que a decisão de um consumidor em aumentar seu consumo (chamada decisão marginal de consumidor) implica em custos para os demais consumidores, que têm seus riscos de não serem atendidos ampliados. Portanto, idealmente o preço *spot* representa o custo marginal social, que inclui custos de racionamento e interrupções.

Segundo BORN e ALMEIDA, em Planejamento e Operação do Sistema Interligado (1998), “um mercado *spot* é caracterizado pela entrega imediata do produto”. Os mercados de energia não atendem inteiramente a esta descrição, uma vez que, nos mercados diários os preços para período horário ou patamar resultam conhecidos no dia anterior ao que se dá a entrega do produto. BORN e ALMEIDA comentam ainda que a Noruega e o Reino Unido possuem mercados *spot* típicos, sendo que os participantes do sistema, produtores, distribuidores, grandes consumidores, comercializadores e corretores, comercializam energia diariamente.

No Brasil embora a comercialização diária ainda não exista, uma variante de mercado *spot* já está implantada neste mercado e a energia “negociada” é sempre valorada ao preço MAE. Este, por sua vez, tem seus preços definidos com base nos custos marginais de curto prazo, calculados por modelos computacionais de otimização. Na primeira etapa de implementação, o preço MAE, era determinado em

base mensal pelo NEWAVE, considerando três patamares de carga, para cada submercado do sistema elétrico brasileiro. Na segunda etapa o preço *spot* passou a ser calculado em base semanal, pelo DESSEM.

A técnica utilizada pelo NEWAVE, que obtêm a solução ótima minimizando o custo global de operação, é a Programação Dinâmica Estocástica Dual (PDED).

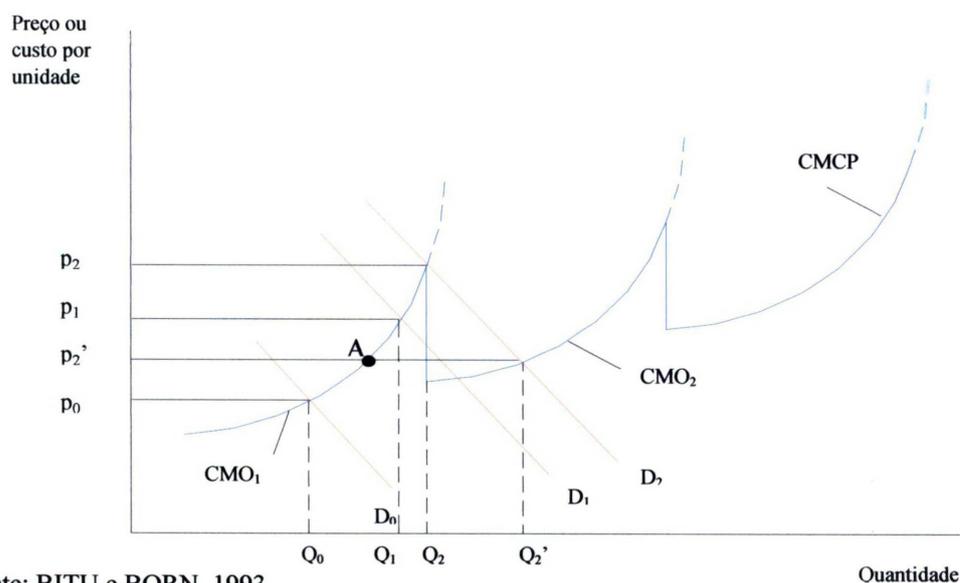
Na seqüência serão apresentadas a formação do preço MAE e respectiva implantação no sistema elétrico brasileiro.

3.1 FORMAÇÃO DO PREÇO *SPOT*

Segundo CREW e KLEINDORFER (1979) em BITU e BORN (1993) a confiabilidade é ótima quando se igualam o custo marginal de expansão (longo prazo) e o custo marginal de operação (curto prazo) do sistema. Isto significa que se o custo marginal de operação ultrapassa o custo marginal de expansão, o suprimento a uma unidade adicional de consumo deve ser feito pela expansão do sistema. A utilização intensiva do sistema existente custaria mais caro para a sociedade do que a construção de uma nova usina.

A figura a seguir a curva de CMCP, que é igual ao CMO, como função da quantidade fornecida.

FIGURA 3.1 – CURVA DE CUSTO MARGINAL DE CURTO PRAZO



Fonte: BITU e BORN, 1993

Considerando que, ao longo do tempo, a curva de demanda cresce de D_0 para D_1 , observa-se que o preço deve ser aumentado de p_0 para p_1 , de modo a equilibrar oferta e demanda no curto prazo. Quando a curva de demanda passa para D_2 o preço de equilíbrio de curto prazo é p_2 e a quantidade é Q_2 . Se nessa ocasião uma nova usina for implantada, a curva de evolução do custo marginal se desloca para o ramo CMO's e o novo equilíbrio se estabelece ao preço p_2' , sendo a quantidade gerada Q_2' correspondente à curva de demanda D_2' .

Portanto, o CMCP aumenta com o aumento da quantidade fornecida, até que o sistema receba adições de capacidade. Isto pode ocasionar uma redução no CMCP, pois o sistema pode então apresentar excesso de capacidade levando a diminuição da probabilidade de déficit e da geração térmica o que reduz o CMCP.

No caso da figura 3.1 houve evidentemente um atraso na data de entrada em operação da capacidade incremental o que resultou no formato de “dente de serra” da curva de evolução do custo marginal. A figura 3.1 ainda mostra que a expansão ótima do sistema corresponde a adição de novas unidades quando o CMLP se iguala ao CMCP o que ocorre no caso do ponto A quando as curvas CMO₁ e CMO₂ se cruzam.

No caso da diferenciação horo-sazonal verifica-se que no período de fora de ponta o CMCP é mais baixo que o CMLP, indicando que não há necessidade de expansão. No período de ponta o CMCP é maior que o CMLP, com isso é mais barato suprir a cargas adicionais no período de ponta, através da expansão do sistema.

Segundo CARAMANIS et al. (1982) “o preço *spot* sinalizado pelo custo marginal de curto prazo, depende de um grande número de variáveis operativas tais como a política de manutenção dos equipamentos, o consumo de combustível e uso da água dos reservatórios, o nível de produção de cada usina e o fluxo de energia na rede de transmissão e de distribuição”. A solução ótima desse problema fornece a confiabilidade do sistema minimizando o custo esperado de operação.

Como exposto em BITU e BORN (1993) “um adequado sinal de preço deve transferir ao consumidor a análise custo-benefício da tomada de suas decisões

marginais de consumo”. Portanto, os custos para a sociedade que têm suas origens no aumento de consumo incluem investimentos, gastos operacionais e o acréscimo nos custos esperados de interrupções e racionamentos.

A formulação do preço *spot*, apresentado em CARAMANIS et al.(1982), inicia-se com a teoria do bem-estar social que considera todos os fatores que possivelmente causariam o desequilíbrio do mercado e quais as soluções possíveis para a utilização ótima dos recursos que atendam a demanda.

O custo do combustível é considerado a partir do momento em que o operador opta pela utilização de térmicas para garantir o atendimento a demanda. Este custo é uma variável aleatória por depender das afluências futuras que são desconhecidas. Além disso, depende da alocação da produção de energia elétrica entre usinas, de parada de unidades, distribuição de demanda e limitação do sistema de transmissão.

Ao considerar o caso de sistemas com regularização plurianual, os déficits são normalmente de longa duração, haja vista que a reversão do quadro de escassez é lenta. Portanto, a expansão e operação do sistema deve ser contemplar a probabilidade e a magnitude dos déficits, de modo a encontrar o ponto de equilíbrio entre os custos de investimento e operacionais e os prejuízos incorridos pela sociedade, decorrentes da energia não suprida.

A função de bem-estar social representa o benefício total do produtor e do consumidor. A remuneração líquida de um gerador será a diferença entre a remuneração bruta (faturamento) e seu custo operativo total.

A curto prazo a função do bem estar social para curto prazo será:

$$BSC = E[R_j - C_j] = \sum_j E(R_j - C_j) \quad (3.1)$$

Sendo,

$$R_j = \sum_{s=T}^T \pi^S_j(s)Y^S_j(s) + \pi^V_j(s)Y^V_j(s) \quad (3.2)$$

BSC - Função do bem estar social para curto prazo;

C_j - Custo total do produtor, ou consumidor;

- R_j - Remuneração bruta para produtores e benefício para consumidor;
 $\pi^s_j(s)$ - Preço *spot*;
 $Y^s_j(s)$ - Energia produzida negociada no mercado *spot*;
 $\pi^v_j(s)$ - Preço de venda a longo prazo;
 $Y^v_j(s)$ - Energia produzida negociada por contrato de longo prazo.

O problema de maximização da função de bem-estar social pode ser escrito como:

$$\text{MAX} \quad BSC = E_t[\sum R_j - C_j] \quad (3.3)$$

s.a.

$$Y_{\min j}^s \leq Y_j^s(t) \leq Y_{\max j}^s \quad (3.4)$$

$$e(t) = \sum P_j(t) - L(t) \quad (3.5)$$

- $Y_j(t)$ - Energia produzida;
 $P_j(t)$ - Energia real gerada;
 $L(t)$ - Energia real perdida no sistema T&D;
 $e(t)$ - Consumo Total.

A técnica de otimização utilizada por CARAMINIS (1982), no problema de curto prazo é o método de Lagrange. A respectiva técnica é um modelo de otimização clássico e bastante geral para determinação de extremos com restrições (Loucks et al, 1981).

O procedimento do método de Lagrange considera um problema de otimização contendo n variáveis de decisão x_j e m equações de restrição ($m < n$).

$$\text{maximize (or minimize) } F(X) \quad (3.9)$$

s.a

$$g_i(x) - b_i = 0 \quad i = 1, 2, 3, \dots, m \quad (3.10)$$

onde X é o vetor de todos x_j . A chamada função lagrangeana $L(X, \lambda)$ é formado pela combinação linear da equação 3.10 com a função objetivo 3.9.

$$L(X, \lambda) = F(X) - \sum_{i=1}^m \lambda_i (g_i(X) - b_i) \quad (3.11)$$

Os coeficientes λ_i são chamados de multiplicadores de Lagrange. O sistema

de equações em $m + n$ incógnitas cujas raízes fornecem a solução ótima do problema é:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial L}{\partial x_j} = 0 \quad j = 1, 2, \dots, n. \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda_i} = 0 \quad i = 1, 2, \dots, m. \end{array} \right. \quad (3.12)$$

O significado do valor do multiplicador λ_i pode ser visto pela manipulação da equação 3.12. Multiplicando $\frac{\partial L}{\partial x_j}$, por dx_j para cada j e somando a equação resultante

$$\sum_{j=1}^n \frac{\partial F}{\partial x_j} dx_j - \sum_{i=1}^m \lambda_i \left(\sum_{j=1}^n \frac{\partial g_i}{\partial x_j} dx_j \right) = 0 \quad (3.13)$$

onde todas as derivadas parciais são estimadas para solução ótima. O primeiro termo da equação na equação 3.13 é a variação dF na função objetiva $F(X)$ resultante de pequenas mudanças dx_1, \dots, dx_m nas variáveis de decisão.

Os λ são chamados variáveis duais ou custos marginais que é um importante parâmetro econômico representando a influência de cada restrição no valor da função objetiva. Evidentemente que para as restrições que não são operativas na vizinhança da solução ótima o multiplicador de Lagrange é nulo.

3.2 PREÇO SPOT NO SISTEMA BRASILEIRO

Segundo CARAMANIS et al. (1982) “o preço *spot* para compra e venda de energia é determinado pelas condições de fornecimento e demanda a cada instante. Mas como no Brasil o preço *spot* não é calculado em um intervalo de horas ou um dia, e sim num intervalo mensal ou semanal, este termo não é apropriado”.

De acordo com BORN e ALMEIDA, em Planejamento e Operação do Sistema Interligado (1998), a empresa contratada Coopers & Lybrand não recomendou o estabelecimento imediato de uma bolsa de energia, com preços e quantidades livremente negociadas no mercado *spot*. A opção para a comercialização no curto prazo foi o regime *tight pool*, sendo que esta solução justifica-se devido à pequena

parcela de termelétricas no sistema interligado brasileiro e pelos complexos vínculos hidráulicos e elétricos existentes entre usinas de diferentes proprietários.

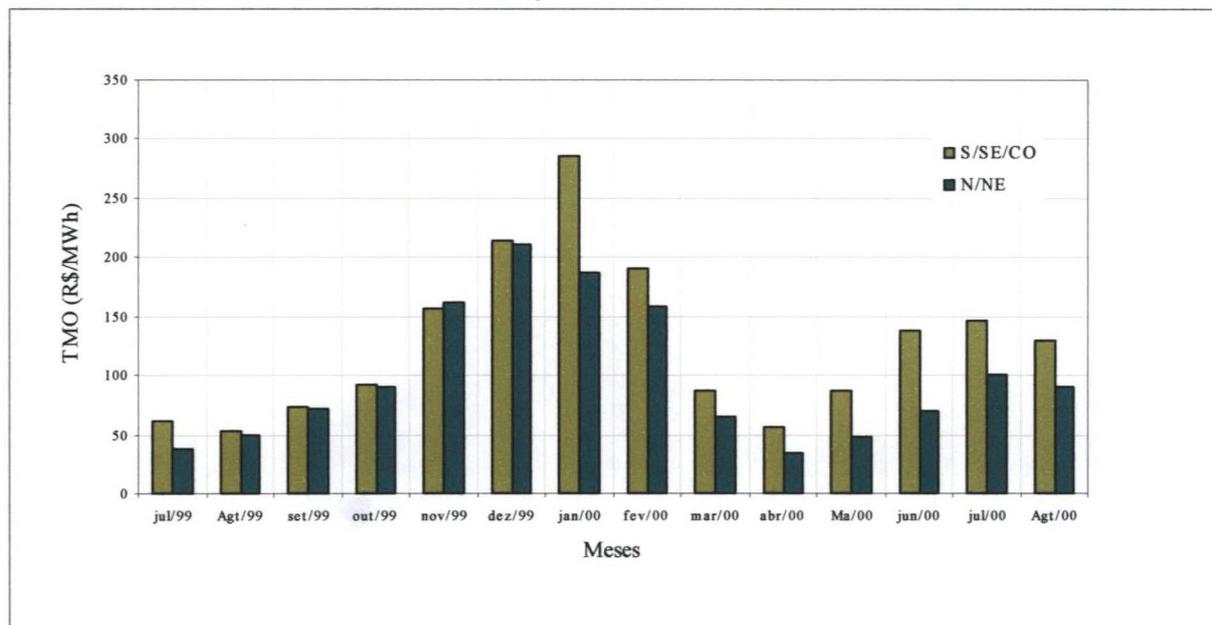
No caso brasileiro a predominância de usinas hidráulicas e a dependência das aflúências, faz com que os custos esperados da energia sejam também fortemente dependentes da probabilidade de déficit provocando grandes flutuações do custo marginal. Em poucos meses, o CMO pode variar desde praticamente zero até o custo do déficit.

Uma das intenções da reestruturação do setor elétrico é implementar uma gradativa mudança no cálculo do preço MAE. A evolução do cálculo de preços começa com preços mensais em três patamares na etapa de implementação, passando por preços semanais também em três patamares, na segunda etapa, até atingir a etapa final com preços diários em valores horários.

A partir da implementação do MAE, em setembro de 2000, o preço de energia a curto prazo passou a ser o preço *spot* também denominado preço MAE e avaliado pelo CMO.

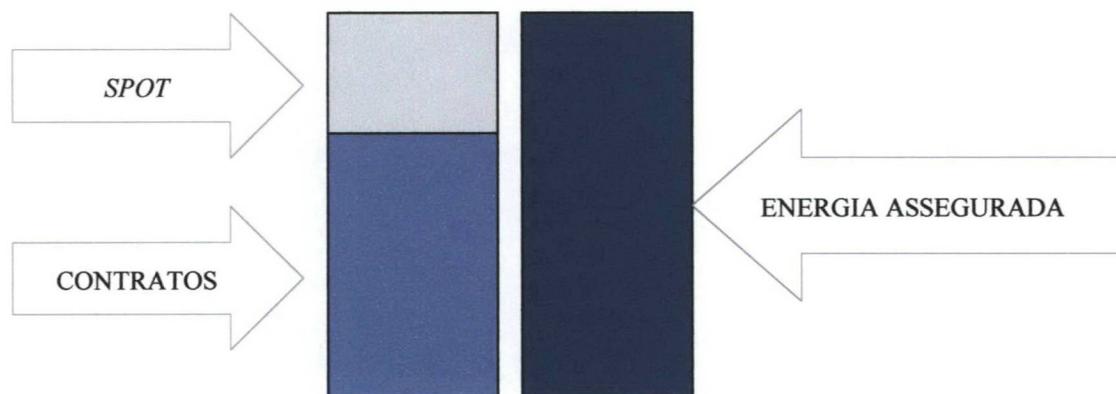
Antes da implementação do MAE o preço de energia elétrica utilizado na Contabilização e Faturamento da energia de curto prazo era igual às tarifas de energia elétrica no curto prazo ou Tarifa Marginal de Operação (TMO), para período de ponta e fora de ponta para cada subsistema interligado, determinados e publicados mensalmente pela ANEEL. Estas tarifas de energia elétrica no curto prazo eram determinadas com base no Custo Marginal Mensal de Operação, informado pelo ONS. O Gráfico 3.1 mostra as tarifas marginais de operação para o período de julho de 1999 a agosto de 2000.

GRÁFICO 3.1 – TARIFA MARGINAL DE OPERAÇÃO



Após a implantação do MAE o mercado *spot* é utilizado para a liquidação de todos os montantes de energia negociados que não estejam cobertos por contratos bilaterais registrados, como mostra a figura 3.2.

FIGURA 3.2 – CONTABILIZAÇÃO DO MAE



O preço *spot* será calculado para cada período de liquidação e será definido durante a implementação para captar as principais variações do custo marginal do sistema durante o mês, semana ou dia.

Na primeira etapa de implementação do MAE, o preço *spot* era determinado somente em base mensal, apurado antes da operação real do sistema (ex-ante), e considerando três patamares de carga, para cada submercado do sistema elétrico brasileiro.

TABELA 3.1 – PATAMARES DE CARGA

Patamar de Carga	2º Feira a Sábado	Domingos e Feriados
Pesada	18h à 21h	-
Média	7h às 18h e 21h às 24h	17h às 22h
Leve	0h às 7h	0h às 17h e 22h às 24h

A segunda etapa de implementação, prevista pela Resolução nº 290 da ANEEL para 1º de julho de 2001, caracterizou-se pelo início da dupla contabilização, com preços e quantidades calculados ex-ante e ex-post, em base semanal.

O despacho do sistema é efetuado em função dos dados técnicos submetidos ao ONS referentes à disponibilidade de cada unidade geradora às afluências e aos níveis dos reservatórios antes de cada período de despacho. A partir desses dados o ONS determina um pré-despacho e que consiste no seguinte (BETTEGA, 1999):

- a geração programada para cada unidade geradora sujeita ao despacho centralizado, tanto para os geradores hidrelétricos quanto para os termelétricos;
- a programação da redução de carga dos consumidores livres;
- a disponibilidade de cada unidade geradora;
- a programação dos fluxos de energia entre sub-mercados e das interligações internacionais;
- o CMO de cada sub-mercado (preço do MAE).

O preço do mercado *spot*, portanto, é originado do pré-despacho e define a tarifa pela qual a comercialização de curto prazo, verificada entre os agentes do despacho em tempo real, é valorizada.

O preço MAE será definido para quatro submercados no período de liquidação, que no caso são o Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. A conveniência de usar submercados no MAE advém da diversidade hidrológica dos limites de fluxo de energia entre sistemas interligados e das dimensões do país.

As diferenças entre os preços MAE destes submercados refletem os efeitos das restrições de transmissão, que limitam os fluxos de energia entre submercados.

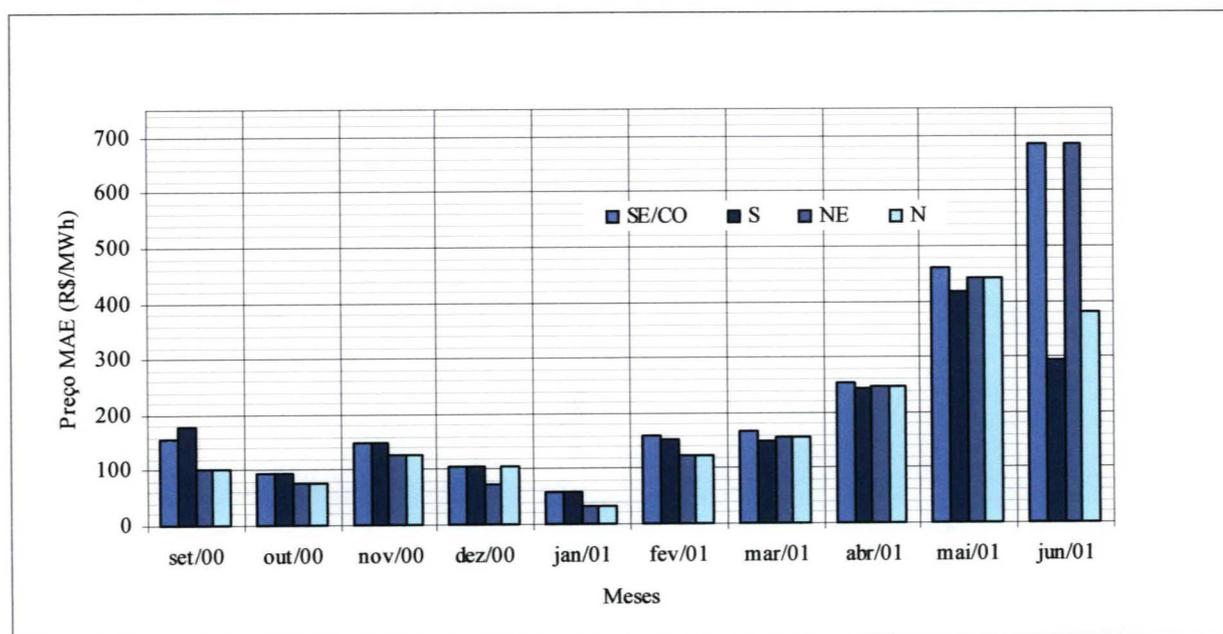
Dentro dos submercados as restrições internas de transmissão não são consideradas, o que resulta em um custo marginal único para cada submercado. Com a evolução do sistema interligado os limites de transmissão devem ser revistos periodicamente de forma a refletir alterações substanciais nas restrições de transmissão.

As Regras do MAE abordam ainda outras situações como o caso de não ocorrerem fluxos de energia entre submercados. Neste caso, o preço do MAE em cada submercado é determinado considerando o custo marginal de geração da energia e as perdas na transmissão associadas com o transporte de energia.

Quando os fluxos de energia ocorrem sem restrição entre dois submercados, o diferencial de preço entre eles refletirá as perdas na transmissão associadas aos fluxos entre seus respectivos centros de gravidade. A medição dos fluxos de energia, implica que os fatores de perda de transmissão (FPT) deverão ser aplicados à toda geração e demanda de tal forma que toda a energia em um submercado deverá ser expressa como fornecida no centro de gravidade daquele submercado.

O Gráfico 3.2 mostra as diferenças dos preços entre Sul/Sudeste e Norte/Nordeste. Como se observa, diferenças entre Sul/Sudeste ocorreram nos meses de setembro de 2000 e junho de 2001. O primeiro devido ao esgotamento (restrição) do limite de intercâmbio e, também, aos baixos valores de energias naturais afluentes no Sudeste de (37%) no mês de agosto. E em junho, durante o período de racionamento, o preço MAE para o Sudeste e Nordeste estabelecido pela Resolução nº 12 (1º de junho de 2001) era o valor de déficit (R\$ 684,00).

GRÁFICO 3.2 – PREÇO MAE NA PRIMEIRA ETAPA DE IMPLEMENTAÇÃO



No processo de formação do preço do MAE contemplam-se as condições normais de operação e as eventuais situações de racionamento de energia.

O preço *spot*, no caso de racionamento, será estabelecido segundo regras do MAE no patamar apropriado de uma função de racionamento definida. O objetivo é que seja um processo no qual o valor é derivado de uma função “degrau”, que varia com a porcentagem da carga total do sistema afetada pela redução involuntária de carga imposta. O valor do déficit será baseado numa medida econômica do valor da energia não suprida, ou seja, o valor que os consumidores estariam dispostos a pagar pela energia elétrica não suprida.

No caso da função de custo do racionamento ser definida em patamares, o racionamento ocorreria quando o CMO ultrapassasse o valor associado ao primeiro patamar.

Na situação de racionamento, presente em 2001, o CMO foi considerado igual ao valor do custo de racionamento, que no caso era R\$ 684,00/MWh igual ao valor máximo para o preço *spot*.

Dois modos alternativos de cálculo do preço do MAE estão contidos nas regras do MAE. O primeiro é tomar diretamente o custo marginal do processo de

otimização sem qualquer ajuste posterior. O segundo é utilizar o resultado dos modelos como base de cálculo para determinar o preço final do MAE. Neste caso fatores adicionais como inflexibilidade e condições de racionamento podem ser considerados, se estes não estiverem contemplados nos modelos.

O preço do MAE será determinado ex-post, baseado na disponibilidade real da geração e na carga verificada do sistema, mas também será calculado um preço indicativo ex-ante. O preço ex-ante poderá ser utilizado como base para contratos de curto prazo entre os Agentes do MAE, para que estes possam minimizar sua exposição ao preço ex-post. No entanto, apenas o preço ex-post é utilizado para determinar os pagamentos no MAE.

O preço do MAE (PM_{sj}) deverá ser determinado para cada submercado, “s” e para cada Período de Comercialização, “j”, de acordo com as seguintes regras:

$$PM_{sj} = \max(CMO_{sa}, CUSTO_MRE) \quad (3.14)$$

onde o Período de Comercialização, j, está associado no patamar, “a”.

Portanto, as regras estabelecem que o preço do MAE será o maior valor entre o CMO e o CUSTO_MRE, pago pelas trocas de energia no MRE e determinado pelo MAE. O “CMO” será determinado ex-ante pelo modelo NEWAVE na elaboração da programação sem restrições.

O processo completo de cálculo do Preço MAE consiste na utilização em cadeia dos modelos computacionais NEWAVE, DECOMP e DESSEM, que produzirão como resultado o CMO de cada submercado e o valor do intercâmbio entre eles. Na primeira etapa foi utilizado apenas o NEWAVE e na segunda etapa o NEWAVE e o DECOMP.

O impacto financeiro do custo da energia no mercado de curto prazo é determinado pela exposição a que o agente estará sujeito. A estimativa do preço da energia no curto prazo através da simulação do parque gerador e cálculo do custo marginal de operação do sistema, permite estabelecer essas soluções de compromisso para um determinado horizonte de estudo, onde se deseja firmar os contratos bilaterais.(CASTRO et al., 1999)

Como o montante de energia que cada gerador hidrelétrico do MRE tem direito de comercializar, independe de sua geração efetiva, observa-se que a energia assegurada pode ter três destinações (KLIGERMAN, 1999):

- caso o aproveitamento tenha sido contemplado à época da determinação dos Contratos Iniciais, firmados em 1998, toda a sua energia assegurada já estará contratada nos moldes tradicionais. Após este ano, de forma gradativa, 25% deste montante será liberado a cada ano para livre comercialização pelo agente gerador;
- a energia a ser livremente comercializada pode ser negociada em contratos bilaterais, com preços acordados entre o agente de geração e o comprador, que pode ser um agente comercializador, uma empresa distribuidora ou um consumidor livre para escolher seu fornecedor;
- a parte da energia assegurada que não tenha sido previamente contratada é liquidada ao preço do MAE, que é calculado com base em regras específicas.

A diferença entre a energia assegurada e a energia efetivamente gerada em cada aproveitamento será compensada primeiramente pelo MRE, de forma a atender os contratos de longo prazo, sendo que cada vez que o total de geração for inferior à energia assegurada do sistema, a energia atribuída a cada agente é ajustada para baixo, proporcionalmente, a sua energia assegurada. Após o ajuste no MRE as diferenças remanescentes são comercializadas no mercado de curto prazo.

Supondo que um agente comercializador decida contratar 100% de seu mercado, quer dizer, comercializar toda a sua demanda em contratos de longo prazo, com tarifa pré-definida durante o período de vigência do contrato. Se o preço *spot* for menor que a tarifa de contrato o comercializador teria um lucro menor que um comercializador que decidisse pela contratação mínima de 95% de seu mercado. No caso oposto, se o preço *spot* fosse maior do que o de contratação o agente comercializador não estaria protegido desta variação. No caso do comercializador com contratação mínima, nesse caso ele seria possivelmente obrigado a pagar tarifas muito

elevadas, até mesmo próximas do custo de déficit de energia, para os 5% de seu mercado não coberto por contrato. O impacto sobre os consumidores atendidos por ambos os agentes deverá ser nulo. (CASTRO et al., 1999)

Segundo CASTRO et al. (1999) as empresas geradoras, poderão cada uma comercializar 100% da energia assegurada que lhes forem atribuídas, não havendo restrição de percentual mínimo contratado.

Considerando dois geradores distintos, sendo que o primeiro decide contratar toda sua energia assegurada e o outro reservou uma parcela de sua energia assegurada para venda no mercado de curto prazo. O primeiro gerador não dispõe de flexibilidade para negociar energia no curto prazo, sua participação nesse mercado será restrita à eventual geração de energia secundária. A maior flexibilidade está disponível no segundo agente, pois sua parcela de energia não comprometida em contrato, poderá ser utilizada para:

- Complementar parte do seu contrato, se a energia que lhe é atribuída no momento da entrega for menor do que o total de sua energia assegurada;
- Suprimento à parcela de mercado que não dispõe de contrato;
- Ser vendida no mercado de curto prazo a outros geradores que apresentem disponibilidade inferior aos seus contratos.

Devido às situações a que ficam expostos os geradores e comercializadores, o conhecimento antecipado sobre o preço *spot* na comercialização será muito útil, pois permitirá amenizar o risco dos agentes comercializador e distribuidor e permitirá aos geradores uma maior flexibilidade de comercializar a sua energia. Caberá, então, a cada gerador encontrar um *mix* adequado para a venda de energia via contrato de longo prazo e mercado *spot*.

4 CENÁRIOS DE OPERAÇÃO

O modelo NEWAVE, que tem como objetivo calcular a política de operação do sistema hidrotérmico, apresenta o CMO como um de seus resultados.

O CMO calculado varia com os parâmetros que caracterizam o estado do sistema tais como o nível dos reservatórios, a condição hidrológica das aflúncias, os limites de intercâmbio, o custo de combustível e o custo de déficit. Entre esses parâmetros foram escolhidos aqueles que mais influenciam o CMO e que possibilitam definir cenários coerentes com a realidade. Cada cenário é caracterizado por um conjunto de valores para esses parâmetros.

Com os respectivos cenários definidos calculou-se o CMO, através do modelo NEWAVE procurando em seqüência relacionar o CMO com os parâmetros que caracterizam os dados de entrada.

A seguir serão apresentados o modelo NEWAVE, os parâmetros utilizados, os cenários definidos e o método de análise dos resultados.

4.1 NEWAVE

O modelo NEWAVE, desenvolvido pelo CEPTEL, é parte de um conjunto de modelos desenvolvidos para determinar o despacho ótimo do ONS e estabelecer o preço do MAE. O modelo exige determinadas especificações do equipamento de computação para sua utilização. As exigências do equipamento são as seguintes (i) Pentium III 750 MHz, (ii) 512 Mb de RAM e (iii) disco rígido de pelo menos 300 Mb de espaço disponível. Para máquinas com essas especificações o modelo gera os resultados em aproximadamente seis horas.

O computador utilizado no presente estudo apresentava as seguintes especificações (i) Pentium IV 1.1 GHz, (ii) com 256 Mb de RAM e (iii) com o disco rígido (HD) de 14,9 GB. Apesar da memória RAM do computador utilizado ser apenas a metade da especificação exigida, foi possível executar o modelo com sucesso para o

mesmo tempo de processamento.

O modelo NEWAVE é um modelo de planejamento de operação com representação semi-agregada das usinas hidrelétricas e cálculo da política de operação baseado em PDED. O NEWAVE é composto por quatro módulos computacionais, apresentados na Especificação Funcional da Versão 8.3, que são o Módulo de Cálculo de Sistema Equivalente, o Módulo de Energia Afluyente, o Módulo de Cálculo da Política de Operação Hidrotérmica e o Módulo de Simulação de Operação.

O Módulo de Cálculo de Sistema Equivalente determina para cada subsistema as energias armazenáveis máximas, séries históricas de energias naturais controláveis e a fio d'água, energia evaporada, capacidade de turbinamento, correções da energia controlável em função do armazenamento e perdas por limite de turbinamento nas usinas a fio d'água.

O Módulo de Energia Afluyente estima os parâmetros do modelo estocástico e gera séries sintéticas de energias afluentes que são utilizadas no módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica e para análise de desempenho no módulo de simulação da operação.

O Módulo de Cálculo da Política de Operação Hidrotérmica determina a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes, levando em consideração as incertezas nas afluências futuras, os patamares de demanda e a disponibilidade dos equipamentos. A função objetivo consiste em minimizar o valor esperado do custo de operação do sistema.

O Módulo de Simulação da operação simula a operação do sistema ao longo do período de planejamento, para distintos cenários de seqüências hidrológicas, falhas dos componentes e variações de demanda. Calcula índices de desempenho, tais como a média dos custos de operação, dos custos marginais, o risco de déficit e os valores médios de intercâmbio de energia.

4.2 PARÂMETROS

No conjunto de parâmetros que definem os cenários reais de operação destacam-se a energia armazenada, a energia natural afluyente, a demanda, os preços dos combustíveis, o custo do déficit, a entrada de novos projetos e a disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão.

No sistema hidroelétrico brasileiro talvez os parâmetros mais importantes referem-se à condição hidrológica compreendendo os níveis de armazenamento dos reservatórios e a tendência hidrológica futura representada pela afluência no mês anterior.

A demanda deve ser considerada a curto e a longo prazo. A curto prazo, segundo KLIGERMAN (1999), a demanda é relativamente inelástica, mas a volatilidade do custo marginal de curto prazo permite que sejam atingidas as regiões elásticas da curva de demanda, como no caso do racionamento. A longo prazo, a demanda aumenta com o passar dos anos, sendo este aumento estimado no Plano Decenal de Expansão e utilizado no modelo NEWAVE.

A incapacidade de atendimento de uma carga por usinas hidrelétricas a curto prazo poderá acarretar que o suprimento do mercado seja realizado por usinas térmicas. O custo dessa geração térmica é o CMO que será o valor a ser cobrado dos consumidores. A partir do momento que este que se iguala ao CMLP é mais econômico que novas usinas entrem em operação do que suprir a demanda por geração térmica adicional e mais cara.

A hidrologia desfavorável é outro fator que pode levar a utilização de usinas térmicas. Dependendo das afluências e do volume armazenado, a decisão operativa ótima poderá optar por despachar as usinas térmicas para garantir os estoques de água e reduzir a probabilidade de déficit no futuro. O despacho destas usinas sempre ocorrerá na ordem crescente do custo dos combustíveis.

A partir do momento em que a última usina for despachada considera-se o CMO igual ao custo de déficit que, segundo PIRES e PICCININI (1998), é um valor

que depende da a confiabilidade do sistema. Quando o custo do déficit é determinado a partir de uma confiabilidade pré-fixada é denominado custo de déficit implícito. Neste caso igualam-se o CMO e o CMLP para uma demanda que implica a confiabilidade dada e calcula-se o custo do déficit implícito correspondente.

O planejamento da entrada de novos projetos em conjunto com a projeção da demanda tem como meta a minimização dos custos operativos. Quando atrasar a entrada de novas usinas ocorrerá o desequilíbrio entre a demanda e a capacidade de geração de energia. O custo aumentará, pois haverá mais geração térmica e mais déficit.

Nos quatro subsistemas, que se complementam hidrologicamente, os riscos do não atendimento de uma usina aos contratos diminuem através do intercâmbio entre subsistemas e dentro do MRE no próprio subsistema. O intercâmbio entre subsistemas apresenta restrições, o que impede o repasse de toda energia excedente do subsistema superavitário para o deficitário aumentando e diferenciando o risco de atendimento à demanda em cada subsistema.

A intrínseca dependência dos custos operativos com relação a todos estes parâmetros mencionados é nítida. Entretanto, dentre todos os parâmetros que determinam o preço *spot* serão utilizados para definição dos cenários apenas os parâmetros energia armazenada inicial, energia afluyente prevista e intercâmbio, que se acredita que sejam mais relevantes.

A demanda não foi selecionada, pois como mostra o Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrelétrico de Energia Elétrica (2001) tal parâmetro está crescendo como previsto no Plano Decenal 1998/2008 e variações significativas ocorrem apenas quando existe um aquecimento na economia ou um racionamento. O custo de déficit considerado no trabalho é o do primeiro patamar conforme a Resolução nº 109. A entrada de novas usinas, a Indisponibilidade Forçada (TEIF) e a Indisponibilidade Programada (IP) dos equipamentos não foram alterados com relação ao planejado no Plano Decenal de Expansão.

4.3 DEFINIÇÃO DOS CENÁRIOS

Foram definidos dois grupos de cenários, o primeiro grupo tomando por base a situação do sistema em maio de 2001 e o segundo grupo considerando combinações arbitrárias da energia armazenada e energia afluenta, procurando-se associar valores do CMO a pontos no plano energia armazenada versus energia afluenta.

A base de dados para definição do primeiro grupo de cenários para posterior cálculo do CMO, foi obtida no site do antigo ASMAE. Adotou-se maio 2001 como mês-base, mesmo estando os níveis dos reservatórios, para Sudeste/Centro-Oeste (SE) e Nordeste (NE), isto é, baixos, próximos de 1/3 do máximo. Neste mês as afluições foram acima de 70% da média histórica, para quase todos os submercados com exceção do Nordeste que apresentou valores abaixo de 50% da média histórica.

A Tabela 4.1. apresenta as energias armazenadas iniciais, energia afluenta prevista e CMO para o mês base. O custo de déficit considerado no período era de R\$ 684,00/MWh.

TABELA 4.1 – CENÁRIO REAL PARA MAIO/2001

Descrição	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
Energia Afluenta Prevista (% da média histórica)	73,0	83,0	45,0	107,0
Energia armazenada Inicial (% do total)	32,2	77,8	33,3	83,7
CMO (R\$/MWh)	459,9	422,7	441,0	441,0

FONTE: Síntese das Informações Consideradas no Preço do MAE, 2001.

No primeiro grupo de cenários foram definidos trinta (30) cenários variando a energia armazenada inicial, a afluenta prevista e os limites do intercâmbio, conforme mencionado anteriormente. O custo de déficit considerado foi do primeiro patamar, R\$ 533,00/MWh equivalente a um risco anual médio de 5%, de acordo com a Resolução nº 109. Para a demanda e entrada de novas usinas mantiveram-se as projeções do Plano Decenal de Expansão.

Os primeiros quinze (15) cenários consideram apenas variações da energia armazenada inicial e da capacidade de intercâmbio, mantendo fixa a energia afluyente e os quinze (15) restantes consideram variações das energias afluentes previstas e capacidade de intercâmbio, mantendo fixa a energia armazenada inicial. No modelo NEWAVE a energia armazenada inicial pôde ser alterada no arquivo DGER, em porcentagem do armazenamento máximo, para os cenários que são apresentados na Tabela 4.2. As mesmas porcentagens foram também consideradas para os cenários de energia afluyente prevista, sendo neste caso referidas à média histórica.

Com relação aos intercâmbios consideram-se três tipos de intercâmbio:

- Com intercâmbio (CI): limites de intercâmbio atuais;
- Sem intercâmbio (SI): limites de intercâmbio nulos;
- Sem restrição (SR): limite de intercâmbio infinito.

TABELA 4.2 – PORCENTAGEM DE ENERGIA ARMazenADA E ENERGIA AFLUENTE POR CENÁRIOS

Cenários	Porcentagem (%)		
	Com Intercâmbio	Sem Intercâmbio	Sem restrição
1	30	30	30
2	40	40	40
3	50	50	50
4	60	60	60
5	70	70	70

Considerou-se, neste último caso, o maior valor possível e que preenchesse todos os campos deste parâmetro. O intercâmbio foi alterado no arquivo SISTEMA. A Tabela 4.3 apresenta os valores utilizados de intercâmbio para os três cenários de intercâmbio.

TABELA 4.3 – INTERCÂMBIO ENTRE SUBSISTEMAS

Cenários		Intercâmbio entre Subsistemas (MW)			
		Sudeste/Sul	Sudeste/S.F. ¹	Norte/S.F.	Nordeste/S.F.
Com intercâmbio	Export	2.900	1.000	9999	900
	Import	3.750	1.000	9999	1.400
Sem intercâmbio	Export	0	0	0	0
	Import	0	0	0	0
Sem restrição	Export	900.000	900.000	9999	900.000
	Import	900.000	900.000	9999	900.000

NOTA (1) : Sistema Fictício – representa a interligação em Imperatriz que é desprovido de geração e carga.

Nos cenários em que as energias afluentes previstas variam manteve-se a energia armazenada inicial do mês base (maio de 2001) e no caso dos cenários de variação da energia armazenada inicial, manteve-se a afluência prevista no mesmo mês.

As energias afluentes previstas utilizadas no trabalho são referenciadas à energia afluentes históricas médias e foram modificadas no arquivo EAFPAST apenas os valores para maio de 2001. As energias afluentes históricas médias utilizadas são apresentadas na Tabela 4.4.

TABELA 4.4 – HISTÓRICO DE ENERGIA AFLUENTE MÉDIA PREVISTA (MW MÉDIO)

Mês	Subsistemas			
	Sul	Sudeste	Norte	Nordeste
Janeiro	4.347	44.383	8.509	13.576
Fevereiro	4.821	47.068	11.492	14.514
Março	4.315	44.135	13.351	14.045
Abril	3.838	32.834	13.303	11.151
Maio	5.098	24.423	8.655	6.941
Junho	6.147	20.831	4.250	4.773
Julho	6.399	17.194	2.467	3.941
Agosto	5.625	14.290	1.735	3.380
Setembro	6.523	14.345	1.350	2.998
Outubro	7.350	17.400	1.513	3.353
Novembro	5.521	21.939	2.492	5.435
Dezembro	4.479	32.822	4.838	9.732

FONTE: ONS, 2002.

A Tabela 4.5 apresenta um resumo dos cenários que variam a energia armazenada inicial e a Tabela 4.6 apresenta um resumo dos dados fixos nos cenários.

TABELA 4.5 – QUADRO RESUMO PARA O CENÁRIO PARA ENERGIA ARMazenADA INICIAL

Submercado	Energia Armazenada Inicial (%)				
	1º Cenário	2º Cenário	3º Cenário	4º Cenário	5º Cenário
SE	30	40	50	60	70
S	30	40	50	60	70
NE	30	40	50	60	70
N	30	40	50	60	70

TABELA 4.6 – QUADRO RESUMO COM DADOS FIXOS

Submercado	Energia Afluente Prevista MW Médio	Custo de Déficit R\$/MWh	Demanda
SE	18.053	553,00	Plano Decenal
S	4.251	553,00	Plano Decenal
NE	3.152	553,00	Plano Decenal
N	9.269	553,00	Plano Decenal

Para cada uma dos cenários acima foram consideradas três tipos de intercâmbio totalizando, portanto 15 cenários com variação da energia armazenada inicial.

A Tabela 4.7 apresenta um resumo dos cenários que variam a energia afluente prevista e a Tabela 4.8 apresenta um resumo dos dados fixos nos cenários.

TABELA 4.7 – QUADRO RESUMO PARA O CENÁRIO DE ENERGIA AFLUENTE PREVISTA

Submercado	Cenários				
	30%	40%	50%	60%	70%
SE	7.326,9	9.769,2	12.211,5	14.653,8	17.096,1
S	1.529,4	2.039,2	2.549,0	3.058,8	3.568,6
NE	2.082,3	2.776,4	3.470,5	4.164,6	4.858,7
SE	7.326,9	3.462,0	4.327,5	5.193,0	6.058,5

TABELA 4.8 – QUADRO RESUMO COM DADOS FIXOS

Submercado	Energia Armazenada Inicial %	Custo de Déficit R\$/MWh	Demanda
SE	32,2	553,0	Plano Decenal
S	77,8	553,0	Plano Decenal
NE	33,3	553,0	Plano Decenal
SE	32,2	553,0	Plano Decenal

Para cada tabela representada foram considerados os três tipos de intercâmbio, expostos anteriormente, totalizando, portanto, 15 cenários para variação da energia afluyente.

No caso do segundo grupo de cenários foram definidos um total de 16 cenários que variam simultaneamente a energia armazenada inicial e a energia afluyente prevista expressas em porcentagem da energia armazenada máxima e da energia afluyente média. O limite de intercâmbio considerado foi o atual e o custo de déficit adotado foi o do primeiro patamar R\$ 533,00 correspondendo a um risco de 5%, de acordo com a resolução nº 109. Com relação aos parâmetros de demanda e entrada de novas usinas mantiveram-se as projeções do Plano Decenal de Expansão.

Para obtenção dos valores de CMO utilizou-se, como no caso dos cenários do primeiro grupo, o mês de maio de 2001 como base. Nas simulações do modelo NEWAVE a energia armazenada inicial pôde ser alterada no arquivo DGER para 25%, 50%, 75% e 100%, e as energias afluyentes previstas foram modificadas no arquivo EAFPAST para as mesmas porcentagens. A tabela a seguir apresenta as afluyências obtidas, para os respectivos cenários, a partir da energia afluyente histórica.

TABELA 4.9 – AFLUÊNCIA PREVISTA POR SUBMERCADO (MW MÉDIO)

Cenários	Subsistemas			
	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
25	6.106	1.275	1.735	2.164
50	12.212	2.549	3.471	4.328
75	18.317	3.823	5.208	6.491
100	24.423	5.098	6.941	8.655

Cada parâmetro, energia armazenada inicial e energia afluyente prevista, apresenta quatro pontos 25%, 50%, 75% e 100%, resultando portanto em 16 cenários. A Tabela 4.10 apresenta um resumo dos cenários.

TABELA 4.10 – QUADRO RESUMO DOS CENÁRIOS DO SEGUNDO GRUPO

Energia Armazenada Inicial %	Energia Afluyente Prevista %	Custo de Déficit R\$/Mwh	Intercâmbio	Demanda
100	100	553,00	Atual	Plano Decenal
100	75	553,00	Atual	Plano Decenal
100	50	553,00	Atual	Plano Decenal
100	25	553,00	Atual	Plano Decenal
75	100	553,00	Atual	Plano Decenal
75	75	553,00	Atual	Plano Decenal
75	50	553,00	Atual	Plano Decenal
75	25	553,00	Atual	Plano Decenal
50	100	553,00	Atual	Plano Decenal
50	75	553,00	Atual	Plano Decenal
50	50	553,00	Atual	Plano Decenal
50	25	553,00	Atual	Plano Decenal
25	100	553,00	Atual	Plano Decenal
25	75	553,00	Atual	Plano Decenal
25	50	553,00	Atual	Plano Decenal
25	25	553,00	Atual	Plano Decenal

Cada cenário apresenta porcentagens de energia armazenada inicial e energia afluyente prevista iguais para cada submercado. Portanto, se não houvesse restrições de intercâmbio os submercados se comportariam como um único mercado com custos de déficit iguais.

4.4 ANÁLISE DOS CENÁRIOS

Os cenários do primeiro grupo foram definidos para verificar como o modelo responde às mudanças realizadas em um dos parâmetros previamente selecionados (energia armazenada inicial, a energia afluyente prevista e o intercâmbio entre subsistemas) mantendo constante as demais. Todos os cenários tiveram como base o cenário real de maio de 2001 e consideraram o custo de déficit de R\$ 533,00.

Os cenários de energia afluyente prevista consideraram a sua variação tomando por base a energia afluyente histórica. Foram considerados constantes a energia armazenada, a demanda, o custo de combustível, a entrada de novas usinas, a indisponibilidade forçada e programada do mês de maio de 2001, conforme o Plano Decenal de Expansão.

Os cenários de energia armazenada inicial consideraram constantes a energia afluyente prevista, a demanda, o custo de combustível, a entrada de novas usinas, a indisponibilidade forçada e programada também referidos ao mês de maio, variando-se a energia armazenada como percentual da energia armazenada máxima.

Cada cenário de energia afluyente prevista e energia armazenada inicial considerou ainda três alternativas de intercâmbio que são intercâmbio atual, sem intercâmbio e sem restrição, conforme tabela 4.3 totalizando assim 30 cenários.

Utilizou-se o NEWAVE para cálculo do CMO, pois é o programa usado pelo setor elétrico para cálculo mensal. Os CMO a serem obtidos pelo NEWAVE foram organizados e avaliados de forma a garantir confiabilidade dos resultados. Com o intuito de investigar e analisar os dados será utilizada a análise multivariada.

A importância de cada variável poderá ser definida mais claramente se as variáveis de estado forem independentes, o que pode ser alcançado utilizando a técnica de análise multivariada.

A utilização da análise multivariada permite que a avaliação da influência das variáveis nos resultados seja feita de forma global e que seja possível observar as correlações entre elas.

Conforme CHATFIELD E COLLINS (1990), a análise multivariada constitui um acréscimo importante na área da estatística e apresenta uma grande variedade de técnicas. Afirmam, ainda, que a escolha do melhor método depende do tipo de dados, e do problema analisado.

A técnica é utilizada quando os dados são constituídos por um conjunto de “p” atributos que são avaliados em “n” objetos ou indivíduos componentes de uma amostra ou da própria população de interesse.

COOLEY e LOHNES (1971) citam uma importante distinção, quando variáveis múltiplas são consideradas em combinação, com um sistema de medida.

No método de análise multivariada o primeiro passo é organizar os dados e fazer uma avaliação prévia dos mesmos, pois dependendo da sua natureza poderá ser realizado um tratamento preliminar e ainda decidido o tipo de análise multivariada mais adequado no caso.

Em geral as informações são organizadas na forma de uma matriz de dados, sendo as linhas representadas por n -amostras e as colunas por m -variáveis (atributos). Cada variável é representada por um vetor coluna e cada amostra é representada por um vetor linha.

A adequada organização e avaliação dos dados é essencial para que a análise multivariada seja realizada de forma correta. Deve-se, ainda, investigar a forma como os dados foram gerados e a sua confiabilidade.

Outro fator importante é a representatividade do grupo de amostras disponíveis que se deseja analisar, pois não basta um conjunto extenso de dados com informações interessantes se o grupo de amostras não for representativo das variáveis cuja análise que se propõe fazer.

Um método de análise multivariada utilizado com muita eficiência para identificar as variáveis mais relevantes relacionadas com um determinado efeito é a análise de componentes principais (ACP)¹ que é um método de análise exploratória dos dados que descobre que tipo de informação é possível extrair deles, e assim definir as diretrizes para um tratamento mais profundo e a possibilidade de avaliar a construção de modelos de regressão.

Para os cenários do segundo grupo, a análise dos resultados procurou estabelecer formas simplificadas de estimar preliminarmente o CMO dos sistemas baseando-se na combinação das variáveis, energia armazenada e energia afluenta.

O método utilizado foi a análise visual, construindo-se gráficos que mostram

¹ O termo em inglês é *Principal Components Analysis* (PCA)

o CMO como função da energia armazenada e energia afluenta. Neste caso não se variou as condições de intercâmbio, considerando-se apenas a situação dos limites de intercâmbio atualmente existentes.

4.4.1 Análise de Componentes Principais (ACP)

A ACP, também conhecida como transformada de Hotelling, é uma técnica analítica que transforma um grupo de variáveis correlacionadas em um grupo de variáveis não correlacionadas.

A técnica da ACP foi utilizada na análise dos resultados obtidos para o primeiro grupo de cenários.

O procedimento da ACP consiste em substituir as variáveis explicativas originais por uma combinação linear das mesmas que, por sua vez, são linearmente independentes. Essas combinações das variações originais são chamadas de componentes principais (CP).

Deve-se observar que quando as variáveis explicativas analisadas por ACP apresentam distribuição normal, a transformada que se obtém também apresenta a característica de independência entre os componentes.

A vantagem dessa transformação é reduzir a dimensão dos dados originais permitindo uma visualização fácil das informações mais importantes contidas em um número menor de fatores (combinação das variáveis), ou componentes principais. Os componentes principais são dados por:

$$CP_j = a_{1j}X_1 + a_{2j}X_2 + \dots + a_{pj}X_p \quad (4.1)$$

ou

$$CP = \mathbf{A}^T \cdot \mathbf{X} \quad (4.2)$$

Onde,

$A_j^T = [a_{1j}, \dots, a_{pj}]$ - Matriz dos coeficientes que medem a importância de cada variável na j-ésima componente principal, ou seja, o peso que cada variável tem naquela combinação linear;

- X - Vetor das variáveis explicativas;
 PC - Componente Principal.

Os componentes principais são ortogonais entre si o que os torna totalmente não correlacionados, ou seja, os elementos fora da diagonal principal da matriz de covariância neste novo sistema serão iguais a zero. Por essa razão a matriz dos coeficientes \mathbf{A} é uma matriz ortogonal tal que $\mathbf{A}^T = \mathbf{A}^{-1}$

A matriz de covariância das PC será denominada Λ e é dada por uma matriz diagonal, cuja diagonal principal é dada pelos autovalores (λ_i) do problema $\mathbf{A}\mathbf{x} = \lambda_i \mathbf{x}$ e autovalores podem ser interpretados como a respectiva variância dos diferentes componentes. Os respectivos autovetores serão os componentes principais da equação 4.1. A variância de PC, por sua vez, pode ser expressa na forma $\mathbf{A}^T \Sigma \mathbf{A}$, sendo $\Sigma = \text{cov}(x)$ a matriz de covariância das variações x . Então,

$$\Lambda = \mathbf{A}^T \Sigma \mathbf{A} \quad (4.3)$$

Sendo \mathbf{A} uma matriz ortogonal $\mathbf{A}^T = \mathbf{A}^{-1}$ o que implica $\mathbf{A}^T \mathbf{A} = \mathbf{I}$, a equação pode ser reescrita da seguinte forma:

$$\Sigma = \mathbf{A} \Lambda \mathbf{A}^T \quad (4.4)$$

O gráfico dos autovetores poderá revelar agrupamentos ou tendências das variáveis analisadas, que poderiam ser de difícil visualização no caso das variáveis originais. Os componentes dos autovetores mostrarão quais variáveis originais tem maior importância na combinação linear de cada componente principal e os autovalores fornecem a importância relativa de cada componente principal.

A análise dos Componentes Principais vem do fato da soma dos autovalores corresponder a soma das distâncias ao centro de gravidade. Assim, a razão $\lambda_i / \sum \lambda_i$ dá a relativa participação dos λ_i na variação total.

5 RESULTADOS

O modelo de planejamento da operação, NEWAVE, obtém como um dos resultados os valores de CMO. Resultados obtidos a partir das variações da energia armazenada inicial, afluência e intercâmbio permitiram uma análise dos valores de CMO, de forma a observar a influência de cada um dos parâmetros ou de uma combinação destes nos resultados obtidos pelo NEWAVE perante as respectivas variações. As variações do CMO observadas permitiram obter um conjunto de valores, cada qual refletindo o comportamento dos submercados para cada um dos cenários.

Os valores do CMO, obtidos para cada um dos três patamares de carga foram submetidos a uma ponderação da qual resultaram valores médios que foram utilizados para a análise multivariada no caso do primeiro grupo de cenários e também para a elaboração dos gráficos no caso do segundo grupo de cenários.

5.1 RESULTADO DOS CENÁRIOS

Para obtenção do CMO o modelo NEWAVE levava aproximadamente seis horas nos casos com intercâmbio. Nos casos SI o tempo de processamento foi de em torno de doze horas.

O modelo obtém o CMO para cada um dos três patamares de carga que foram apresentados no Capítulo 3. Mas para apresentação e análise de tais resultados foi realizada uma média ponderada com relação à duração mensal dos patamares. A duração em cada patamar é apresentada a seguir para o mês de agosto que foi considerado um mês típico.

TABELA 5.1 – DURAÇÃO EM CADA PATAMAR

Mês	Patamares		
	Primeiro	Segundo	Terceiro
Agosto	0,1048	0,5229	0,3783

5.1.1 Primeiro Grupo de Cenários

Os resultados, considerando-se apenas a variação do parâmetro energia armazenada inicial, são apresentados na Tabela 5.2.

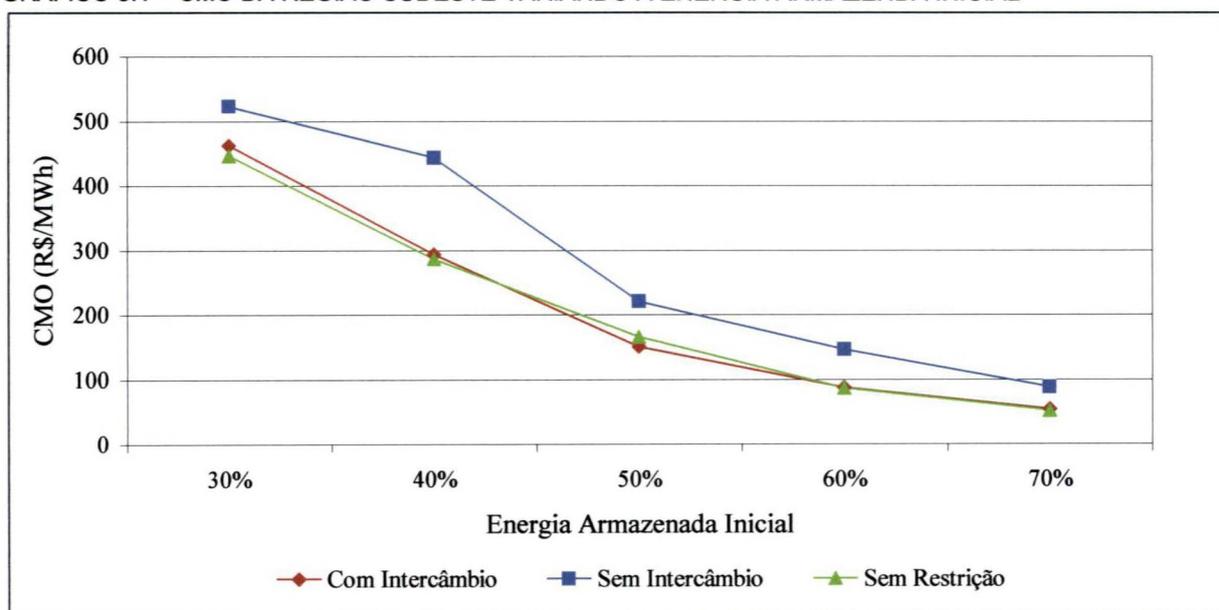
TABELA 5.2 – RESULTADO DO NEWAVE PARA CENÁRIOS DA ENERGIA ARMAZENADA INICIAL

Tipo de Intercâmbio	Cenários	Custo Marginal de Operação Médio			
		R\$/MWh			
		Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
Com Limite de Intercâmbio	1º	462,49	462,49	453,83	498,10
	2º	294,43	294,42	285,14	285,14
	3º	150,62	154,97	142,82	142,82
	4º	87,74	87,74	82,25	82,25
	5º	54,35	54,35	43,61	43,61
Sem Limite de Intercâmbio	6º	523,21	352,14	521,32	91,37
	7º	443,49	271,10	504,44	0,00
	8º	221,32	151,07	164,94	0,00
	9º	146,77	105,02	151,72	0,00
	10º	88,40	84,35	111,21	0,00
Sem Restrição	11º	447,05	447,05	447,05	447,05
	12º	287,13	287,13	287,13	287,13
	13º	165,70	165,70	165,70	165,70
	14º	86,83	86,83	86,83	86,83
	15º	52,44	52,44	52,44	52,44

Os gráficos a seguir são apresentados para melhor visualizar possíveis a variação do CMO em cada região em função da energia armazenada inicial.

O Gráfico 5.1 apresenta os valores de CMO para os cenários do Sudeste em função da energia armazenada inicial variável e da energia afluyente prevista.

GRÁFICO 5.1 – CMO DA REGIÃO SUDESTE VARIANDO A ENERGIA ARMAZENADA INICIAL

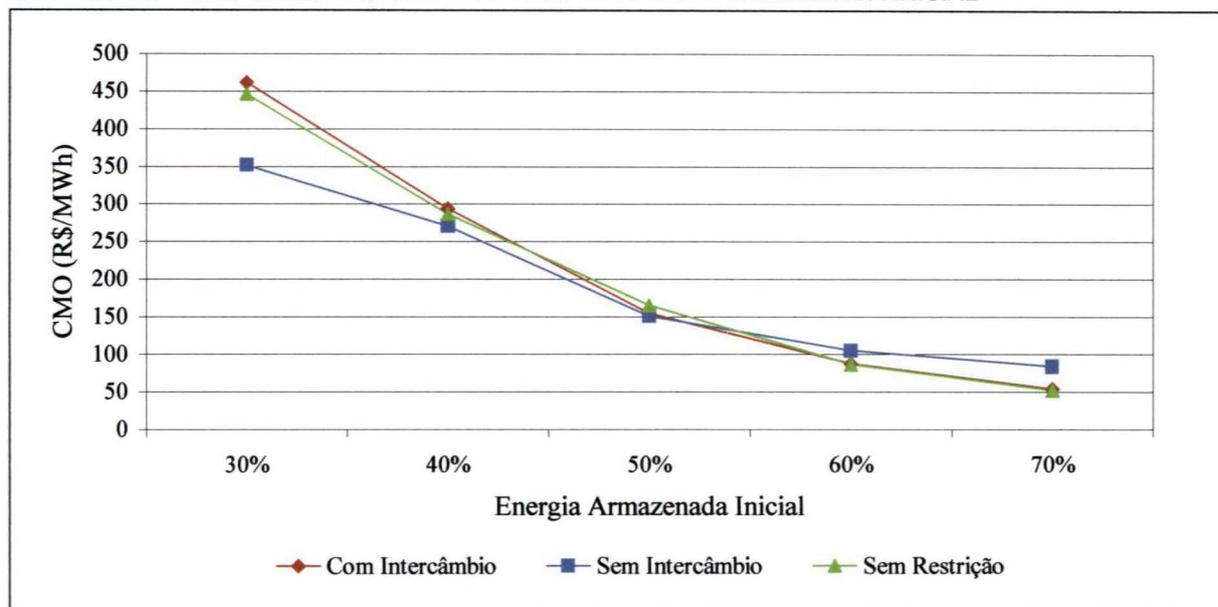


Os valores de CMO apresentam-se coerentes para cada tipo de intercâmbio, pois decrescem para aumentos da energia armazenada inicial.

No caso CI a região importa energia do Norte e Nordeste de 30% a 60% de energia armazenada inicial e para 70% de energia armazenada importa também da região do Sul. Para o caso SI o gráfico confirma o que se espera, ou seja, operando isoladamente, os valores de CMO apresentem-se superiores ao caso CI.

Para o caso de intercâmbio SR os valores de CMO são muito próximos ao caso CI o que seria uma indicação que a capacidade de intercâmbio é suficientemente elevada para poder considerar a operação integrada para a condição de energia afluyente considerada.

GRÁFICO 5.2 – CMO DA REGIÃO SUL VARIANDO A ENERGIA ARMAZENADA INICIAL

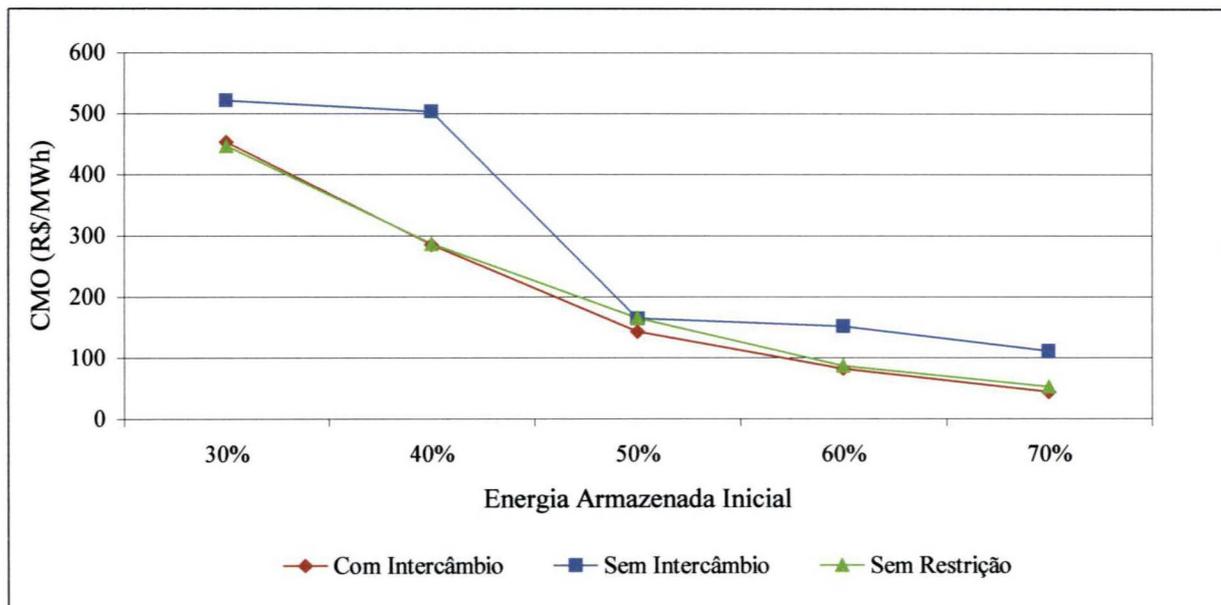


O gráfico 5.2 mostra os resultados para energia armazenada variável para o subsistema da região Sul. Para os casos de 30% e 40% de energia armazenada inicial, o CMO foi elevado mesmo considerando um valor de 83% de energia afluyente prevista no mês base, maio de 2001. Isto se deve ao fato do armazenamento no Sul ser pequeno e o suprimento da região Sul, no caso com intercâmbio, do armazenamento do Sul ser dependente do armazenamento no Sudeste e por ser importador de energia para estes casos e para 50% e 60%. Para 70% de energia armazenada inicial o Sul passa a ser exportador de energia para o Sudeste.

Quando o sistema está isolado observa-se que os valores de CMO são inferiores aos valores correspondentes ao caso CI para 30% a 50%. Aparentemente isso decorre do fato da energia afluyente prevista na região Sul ser bastante elevada e a ausência de intercâmbio limitar as exportações de energia para o Sudeste.

Os valores de CMO para os casos CI e SR foram bastante próximos. Como já comentado, isto se deve ao fato que o limite de intercâmbio atual ser suficientemente elevado para poder considerar os sistemas integrados. As situações em que o CMO para SR é superior ao caso CI possivelmente se deve às aproximações e simplificações do programa e também porque o programa permite reduzir o CMO para o sistema como um todo.

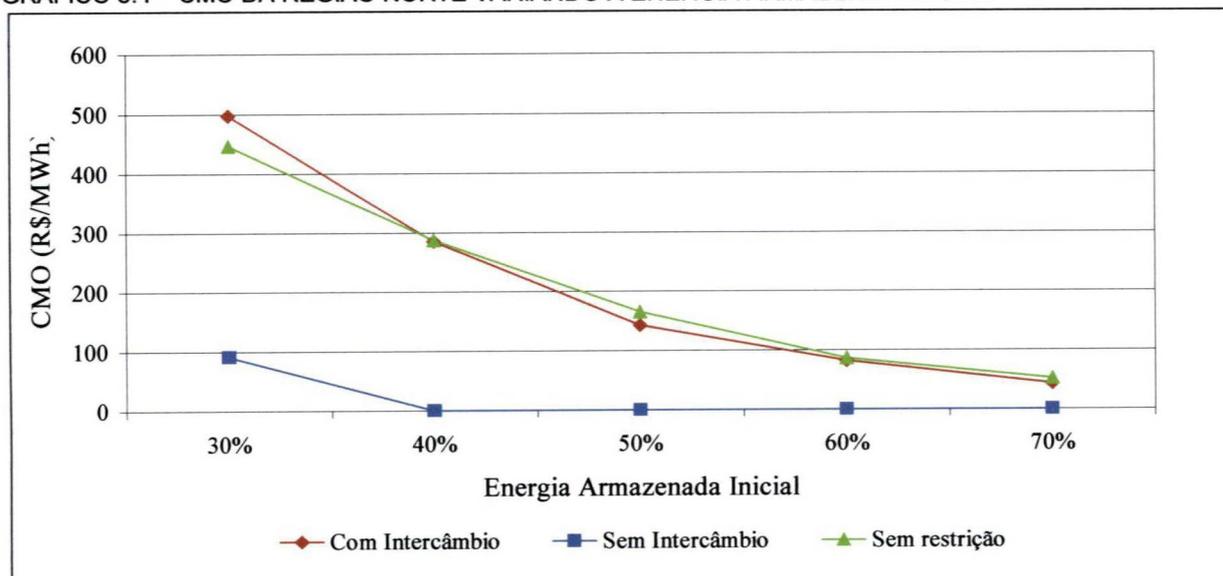
GRÁFICO 5.3 – CMO DA REGIÃO NORDESTE A ENERGIA ARMAZENADA INICIAL



O gráfico 5.3, que apresenta os resultados dos cenários com energia armazenada variável para o Nordeste mostra que para o caso SI, na região Nordeste, os valores de CMO foram elevados para energia armazenada baixa. Para energia armazenada inicial maior ou igual a 50% os valores CMO no caso do sistema isolado ficaram próximos, porém consistentemente mais altos do que nos casos CI e SR.

Outra vez observa-se que os valores do CMO para os casos CI e SR ficam muito próximos, indicando que a integração com a região Norte é suficientemente elevada para a operação integrada desses dois subsistemas.

GRÁFICO 5.4 – CMO DA REGIÃO NORTE VARIANDO A ENERGIA ARMAZENADA INICIAL



O gráfico 5.4 mostra como varia CMO da região Norte em função da variação da energia armazenada e para diferentes cenários de interligação.

Para os cenários SI valores foram inferiores ao dos demais cenários, devido ao fato da afluência ser muito favorável, em torno de 107%, da média e por ser exportador de energia para a região Nordeste e Sudeste.

Assim como nos casos anteriores, os valores do CMO para os casos CI e SR apresentam-se muito próximos ou com pequenas flutuações provavelmente devido às aproximações do programa.

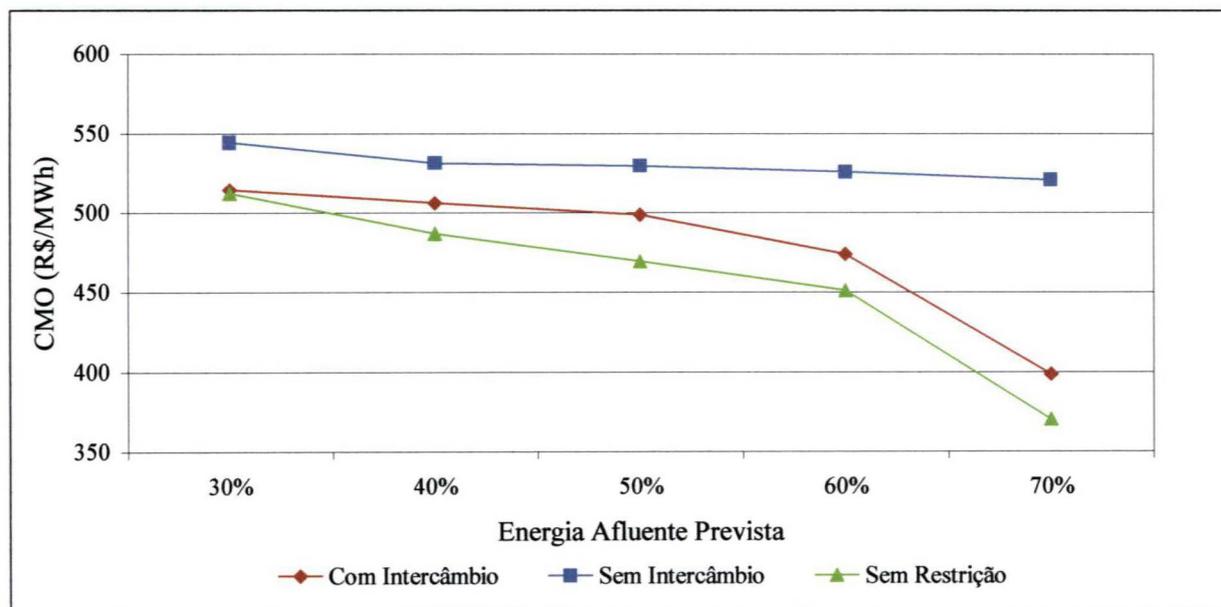
Os valores do CMO consideraram variações do parâmetro energia afluente prevista são apresentados na Tabela 5.3 para os diferentes cenários de interligação.

TABELA 5.3 – RESULTADO DO NEWAVE PARA CENÁRIOS DA ENERGIA AFLUENTE PREVISTA

Tipo de Intercâmbio	Cenários	Custo Marginal de Operação (R\$/MWh)			
		Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
Com Limite de Intercâmbio	1°	514,45	459,74	490,26	490,26
	2°	506,40	439,03	482,59	482,59
	3°	498,81	460,58	476,47	476,47
	4°	474,12	473,14	453,91	453,91
	5°	398,82	383,47	380,73	380,73
Sem Limite de Intercâmbio	6°	544,68	111,98	518,66	0,00
	7°	531,40	99,17	519,73	0,00
	8°	529,66	64,83	519,74	0,00
	9°	524,99	65,32	519,63	0,00
	10°	520,82	45,27	517,89	0,00
Sem Restrição	11°	512,34	512,34	512,34	512,34
	12°	486,81	486,81	486,81	486,81
	13°	469,54	469,54	469,54	469,54
	14°	451,06	451,06	451,06	451,06
	15°	370,23	370,23	370,23	370,23

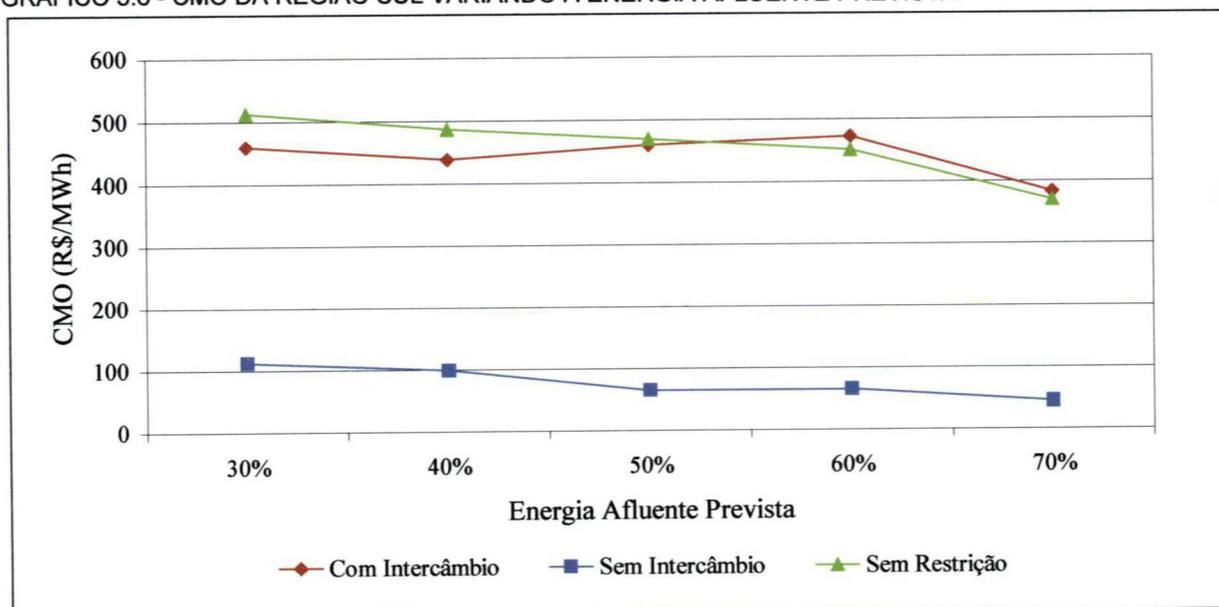
Como no caso de Energia Armazenada Inicial, são apresentados a seguir os gráficos para os casos de variação da Energia Afluente Prevista de forma a melhor visualizar os resultados.

GRÁFICO 5.5 - CMO DA REGIÃO SUDESTE VARIANDO A ENERGIA AFLUENTE PREVISTA



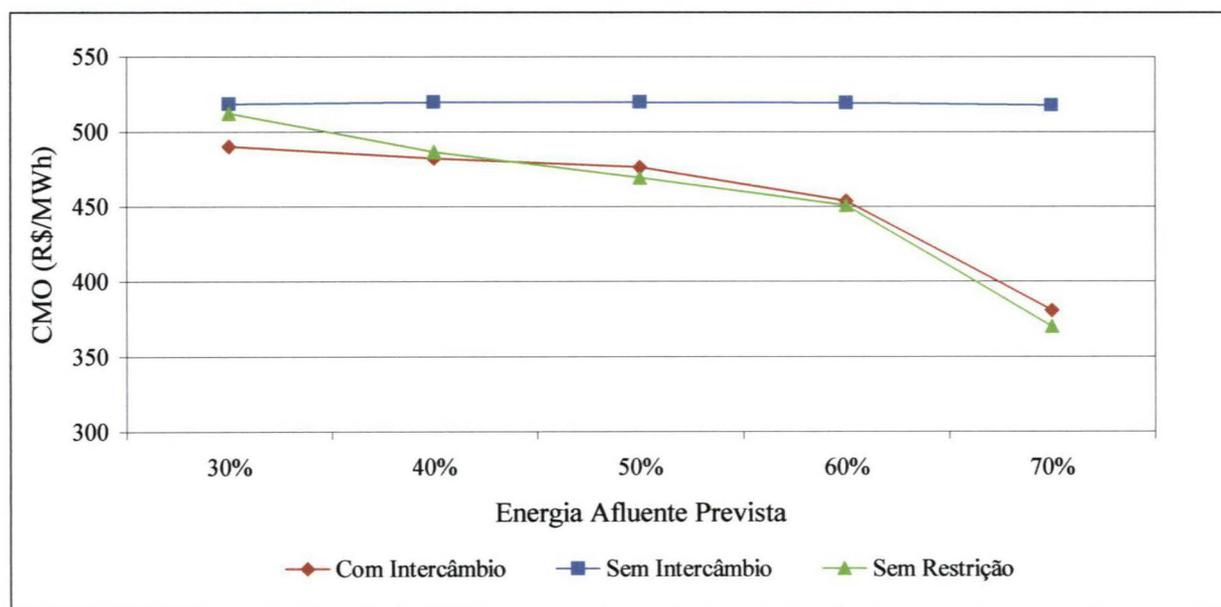
O gráfico 5.5 mostra que ao variar para o Sudeste a energia afluente prevista os valores do CMO apresentavam-se conforme o esperado. Para os cenários SR os CMO's foram menores que para os demais casos em toda a faixa de variação de energia afluente. Para o cenário SI o CMO foi superior aos outros casos evidenciando os benefícios da interligação. O nível do reservatório relativamente baixo (32,2%) certamente contribuiu para este comportamento do CMO, pois coloca a região na dependência de importações de energia de outras regiões.

GRÁFICO 5.6 - CMO DA REGIÃO SUL VARIANDO A ENERGIA AFLUENTE PREVISTA



O gráfico 5.6 mostra que no caso da região Sul os valores de CMO para o caso SI foram bem abaixo dos valores para os outros dois casos. Uma possível explicação para este fato é o elevado armazenamento do reservatório da região Sul (77,8%) no mês de maio e a possibilidade de exportação de sua energia.

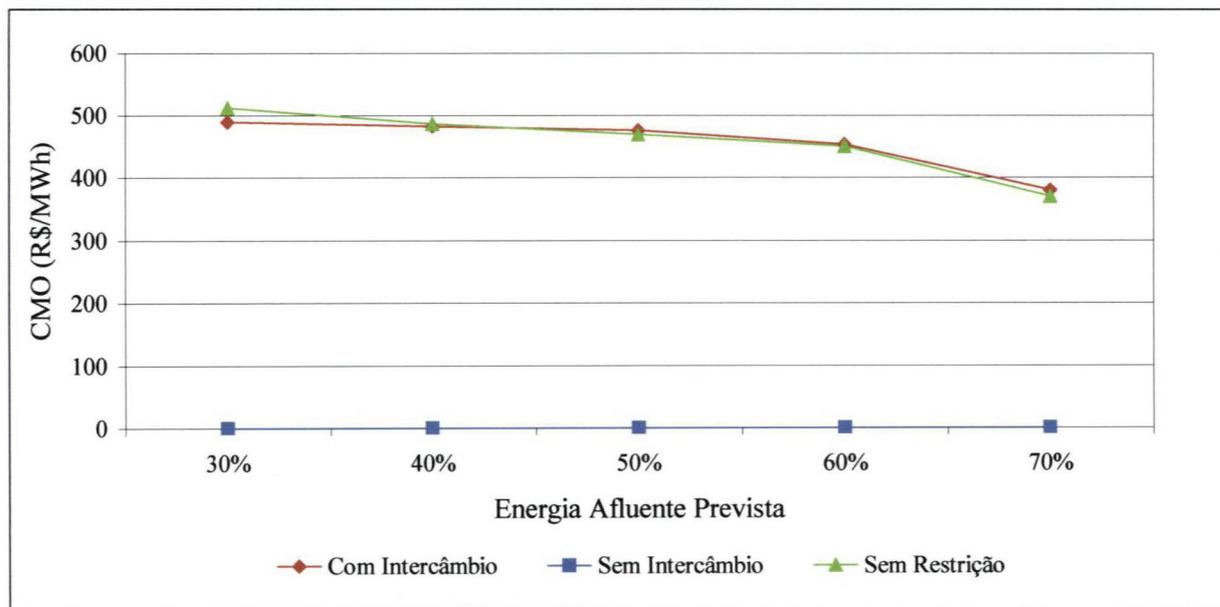
GRÁFICO 5.7 - CMO DA REGIÃO NORDESTE VARIANDO A ENERGIA AFLUENTE PREVISTA



Na região Nordeste, cujos resultados são mostrados no gráfico 5.7, assim como na região Sul em algumas situações os valores de CMO para o caso SR foram superiores aos do cenário CI.

Como era de esperar os CMO para o cenário de sistema isolado (SI) foram superiores aos dois outros casos, principalmente pelo fato do armazenamento estar baixo (33%). Os valores do CMO para o caso CI e SR apresentam-se bastantes próximos indicando que as restrições do Sistema de transmissão não são importantes para os casos analisados.

GRÁFICO 5.8 - CMO DA REGIÃO NORTE VARIANDO A ENERGIA AFLUENTE PREVISTA



O gráfico 5.8 mostra a variação do CMO na região Norte onde, devido ao elevado nível de armazenamento (88,7%) e mercado próprio baixo o CMO para o caso SI foi nulo. Para o caso CI a região tornou-se exportadora de energia aumentando o valor do CMO. Para o caso SR os valores do CMO praticamente coincidiu com o cenário CI, sendo as pequenas diferenças ocorridas provavelmente ao fato das aproximações do modelo.

Observou-se, ainda, que para as regiões Sul e Norte os valores do CMO foram superiores ao esperado, pois os reservatórios em ambas as regiões estavam em níveis superiores a 70%, e mesmo com as afluições mais elevadas não houve uma diminuição sensível nos valores de CMO que permaneciam superiores a R\$ 400/MWh. Neste caso, a situação crítica em outras regiões, Sudeste e Nordeste, supridas via exportação de energia, influenciavam o CMO nas regiões Sul e Norte.

Para verificação dos valores de CMO para o caso CI e SI foram realizadas algumas análises de consistência de tais dados. Evidentemente, no caso SR, os valores de CMO não poderiam ser superiores aos do caso CI em todas as regiões simultaneamente. No caso dos valores serem iguais, o valor de intercâmbio atual corresponderia ao limite de intercâmbio para uma operação plenamente integrada.

Primeiro, verificou-se se os dados de entrada para cada um dos cenários que

apresentassem alguma discordância. Após tal verificação, calculou-se o CMO para alguns valores intermediários de energia afluenta prevista e energia armazenada inicial. A tabela 5.4 apresenta os resultados para 40%, 45%, 50% e 55% de energia armazenada para os dois casos.

TABELA 5.4 – RESULTADO DO NEWAVE PARA CENÁRIOS DE VERIFICAÇÃO (R\$/MWH)

Cenário	Submercado	Energia Armazenada Inicial			
		40%	45%	50%	55%
Com Intercâmbio	SE	294,43	216,27	150,62	113,74
	S	294,43	220,99	154,97	115,28
	NE	285,14	214,21	142,82	107,14
	N	285,14	214,21	142,82	107,14
Sem restrição	SE	287,13	216,47	165,70	116,23
	S	287,13	216,47	165,70	116,23
	NE	287,13	216,47	165,70	116,23
	N	287,13	216,47	165,70	116,23

O valor do CMO para a condição SR deveria ficar abaixo dos valores CMO's para a condição CI. Isso ocorreu para 40% e 45% de energia armazenada inicial em alguns submercados, mas não se verificou para 50% e 55% de energia armazenada inicial em todas as regiões.

Como os custos marginais de operação são obtidos por um quociente de diferenças entre custos e demandas totais ($CMO = \Delta \text{ custo total} / \Delta \text{ demanda total}$) e este tipo de operação matemática é muito sensível a pequenos erros no custo de demanda total a incoerência poderia ter resultado de aproximações e erros de convergência.

Para contornar este problema a consistência dos resultados foi também analisada usando o custo de operação total. Neste caso evidentemente o custo de operação total deveria, no caso SR ser inferior ao cenário CI para a mesma configuração e valores iguais de energia armazenada e energia afluenta prevista.

A Tabela 5.5 e o Gráfico 5.9 mostram a coerência das simulações, usando o custo total como variável de referência.

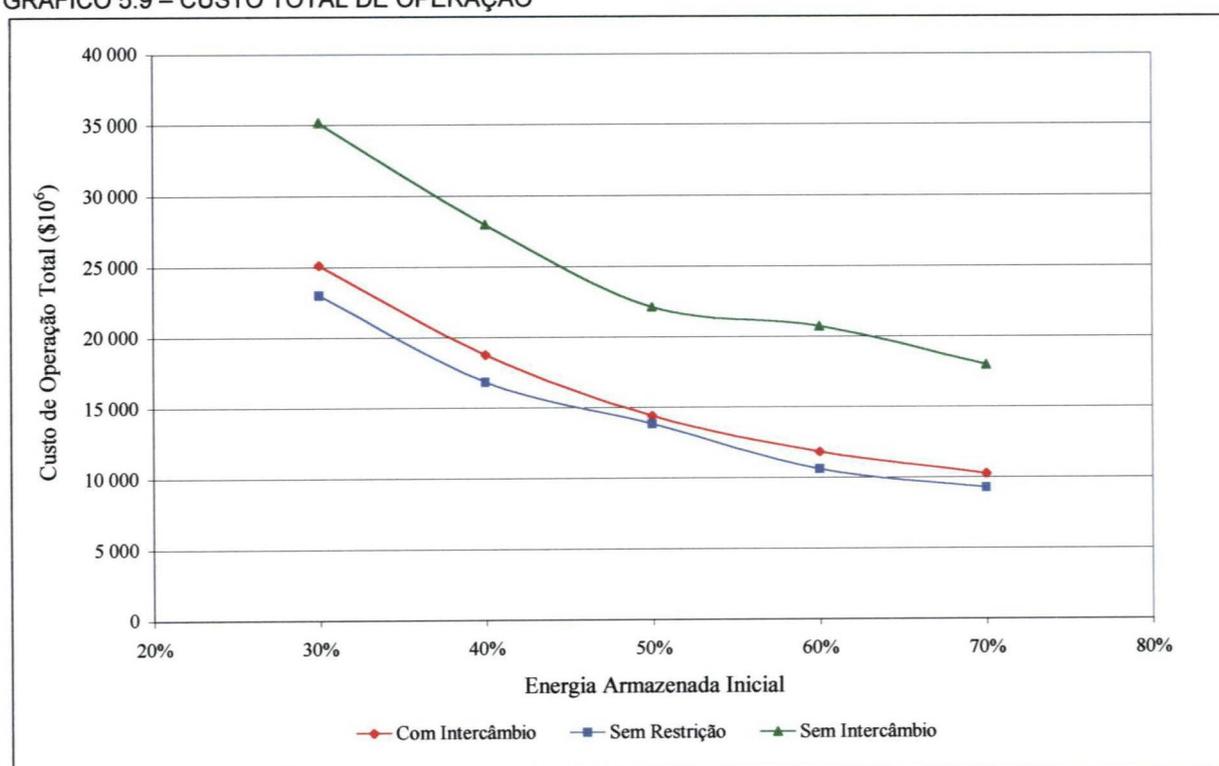
TABELA 5.5 – CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO PARA OS CENÁRIOS DE ENERGIA ARMazenADA INICIAL

Energia Armazenada Inicial	Custo Total (\$10 ⁶)	
	Com Intercâmbio	Sem Restrição
40%	18.774,15	16.848,46
50%	14.428,02	13.865,37

Observa-se com estes dados que o Custo de operação total é sempre superior para o caso SI e inferior para o caso SR.

Além disso, apresenta a tendência esperada de redução do custo para níveis de armazenamento maiores. Também, para o caso SI os resultados foram os esperados com custos totais sensivelmente superiores aos casos com interligação mostrando claramente os benefícios da operação integrada.

GRÁFICO 5.9 – CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO



Também foi comparado o custo total de operação para vários cenários de energia afluyente prevista e verificou-se que o custo total foi o mesmo para 30% até 70%. A tabela 5.6 apresenta os resultados para os três casos de intercâmbio.

TABELA 5.6 – CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO PARA OS CENÁRIOS DE ENERGIA AFLUENTE PREVISTA

	Com Intercâmbio	Sem Intercâmbio	Sem Restrição
Custo Total (\$10 ⁶)	20.737,01	32.605,24	18.663,70

Observa-se a coerência dos resultados com o custo total maior para o caso isolado, menor para o intercâmbio atual e mínimo para o cenário sem restrição de intercâmbio. Também a variação dos custos totais com a variação da energia afluyente foi coerente. O que difere com relação à variação da energia armazenada inicial é que entre 30% a 70% os valores de custo total foram os mesmos, pois os armazenamentos não alteraram.

5.1.1.1 Análise dos Resultados

A análise realizada refere-se a uma análise exploratória, como apresentado no Capítulo 4, que no caso seria fazer a avaliação inicial dos dados para descobrir que tipo de informação é possível extrair deles. Aquele capítulo mostrou ainda que o objetivo da análise dos componentes principais é descrever as relações entre as variáveis do problema com o menor número possível de fatores, além de indicar a qualidade de informação que cada fator contém através da variância descrita pelos componentes principais.

A análise dos resultados, através da Análise dos Componentes Principais (ACP), permitiu verificar quanto cada componente principal pode contribuir para a variância do sistema.

Para tal análise foram utilizadas rotinas do ambiente computacional MATLAB que apresenta a Análise dos Componentes Principais como um dos seus componentes.

a) Primeira Análise

O objetivo da primeira análise é tentar identificar quais as variáveis, que no caso são os submercados, estariam apresentando maior influência na variação dos

valores de CMO dos próprios submercados.

Para tanto, na condição CI e para os resultados obtidos com a variação da energia armazenada inicial, a matriz de dados é a apresentada a seguir. Esta matriz de dados possui linhas, que representam os resultados dos 5 cenários de variação de energia armazenada inicial, e colunas, que representam as variáveis, que são os quatro submercados.

TABELA 5.7 – MATRIZ DE DADOS PARA A CONDIÇÃO CI E PARA VARIAÇÃO DA ENERGIA ARMAZENADA INICIAL

Cenários \ Variáveis	Variáveis			
	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
30%	462,49	462,49	453,83	498,10
40%	294,43	294,42	285,14	285,14
50%	150,62	154,97	142,82	142,82
60%	87,74	87,74	82,25	82,25
70%	54,35	54,35	43,61	43,61

As demais matrizes de dados, considerando as condições, SI e SR, e também os resultados da variação da energia afluente prevista, foram construídas da mesma forma.

A tabela a seguir apresenta os resultados da ACP para os cenários que consideram os casos de variação de energia armazenada inicial e os três tipos de intercâmbio, referentes a cada submercado.

TABELA 5.8 - ANÁLISE DA VARIÂNCIA ATRAVÉS DA ANÁLISE DOS COMPONENTES PRINCIPAIS (%)

Parâmetros	Tipos de Intercâmbio	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
		Energia Armazenada Inicial	Com Intercâmbio	99,9230	0,0734
	Sem Intercâmbio	97,7800	1,7214	0,4829	0,0103
	Sem Restrição	100,0000	0,0000	0,000	0,0000
Energia Afluente Prevista	Com Intercâmbio	95,2158	4,7835	0,0006	0,0000
	Sem Intercâmbio	98,3232	1,6102	0,0667	0,0000
	Sem Restrição	100,00	0,0000	0,0000	0,0000

O componente principal nesta análise é o Sudeste, que apresentou contribuição elevada para a variância devido ao CMO neste subsistema variar segundo

seu próprio armazenamento e por ser pouco sensível a variações do armazenamento no subsistema vizinho.

A região Sul, por sua vez, apresentou pequena contribuição para a variância contribuindo pouco no cálculo do CMO. A região Sul, como apresenta KLIGERMAN (1999), depende fundamentalmente da energia armazenada na região Sudeste, e não do armazenamento da própria região Sul.

No caso de energia afluyente prevista, o Sudeste continuou a apresentar contribuição para a variância superior a 90%, o Sul com variância entre 1,5% e 5% aproximadamente e os demais subsistemas com importância muito baixa. A importância de cada um desses subsistemas se deve à sazonalidade marcante existente no sistema interligado brasileiro, com exceção do Sul que não apresenta sazonalidade definida. O Nordeste, por apresentar comportamento semelhante ao Sudeste, apresentou pequena contribuição para variância.

Observa-se que a diferença entre a existência ou não de intercâmbios se explica exatamente pela diversidade hidrológica no sistema elétrico brasileiro, que possibilita, no caso com intercâmbio, fazer uso da complementaridade hidrológica e obter, conseqüentemente, importantes ganhos na capacidade de atendimento do sistema. Tanto que os CMO dos subsistemas Nordeste e Norte, após interligação em 1999, são fortemente associados às regiões Sudeste e Sul.

Na ausência de troncos de interligação, não ocorrem ganhos de integração e, portanto, o CMO apresenta grandes oscilações entre subsistemas, pois não existe um mecanismo de compartilhamento de risco entre subsistemas.

No caso sem restrição, como os valores da CMO são iguais entre submercados, sua contribuição para a variância do sistema é de 100%.

b) Segunda Análise

Com o objetivo de dar respaldo a análise anterior, uma segunda análise mais específica foi realizada que considera em separado cada cenário de variação, mas que

considera todos os intercâmbios.

A matriz de dados possui linhas, que representam os resultados dos 3 cenários referentes aos tipo de intercâmbio, e colunas, que representam as variáveis, que são os quatro submercados.

TABELA 5.9 – MATRIZ DE DADOS PARA OS TRÊS TIPOS DE INTERCÂMBIO E PARA 30% ENERGIA ARMAZENADA INICIAL

Cenários	Variáveis			
	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
CI – 30%	462,49	462,49	453,83	498,10
SI – 30%	523,21	352,14	521,32	91,37
SR – 30%	447,05	447,05	447,05	447,05

As demais matrizes de dados, considerando os demais cenários de variação e também os resultados da variação da energia afluenta prevista, foram construídas da mesma forma.

A tabela a seguir apresenta os resultados para o parâmetro energia armazenada inicial.

TABELA 5.10 - ANÁLISE DA VARIÂNCIA ATRAVÉS DA ANÁLISE DOS COMPONENTES PRINCIPAIS (%)

Parâmetro	Cenários	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
Energia Armazenada Inicial	30%	99,633	0,367	0,000	0,000
	40%	99,947	0,052	0,000	0,000
	50%	96,974	3,026	0,000	0,000
	60%	99,796	0,203	0,000	0,000
	70%	98,577	1,423	0,000	0,000

A Tabela 5.10 mostra que o Sudeste, em quase todos os cenários, apresenta maior importância, em torno de 99%, com exceção do cenário 03 que considera 50% de energia armazenada inicial e onde o Sul apresenta uma importância um pouco maior, 3,026% em comparação aos demais. Mas, ainda assim o Sudeste prevalece pela variância de 96,974%. A região Sul, comparada com o Nordeste e Norte, apresenta maior importância.

TABELA 5.11 - ANÁLISE DA VARIÂNCIA ATRAVÉS DA ANÁLISE DOS COMPONENTES PRINCIPAIS (%)

Parâmetro	Cenários	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte
Energia Afluente Prevista	30%	99,738	0,262	0,000	0,000
	40%	99,672	0,327	0,000	0,000
	50%	99,803	0,197	0,000	0,000
	60%	99,829	0,170	0,000	0,000
	70%	99,695	0,305	0,000	0,000

A Tabela 5.11 mostra que o Sudeste, em todos os cenários, apresenta contribuição para a variância do CMO dos submercados superior a 99% e o Sul, por sua vez, apresentou importância muito baixa, não chegando em 1%.

Portanto, confirma-se a análise anterior que mostra que o Sudeste é o submercado que apresenta maior influência no cálculo do CMO pelas características apresentadas a seguir.

Essa grande influência pode ser explicada por uma série de fatores:

- i) A sua demanda de energia é muito superior aos consumos dos demais submercados. No Sul e no Nordeste o consumos correspondem a aproximadamente 25% e 22% da demanda da região Sudeste;
- ii) A região possui grandes reservatórios de regularização e uma grande capacidade hidrelétrica instalada. Além disso, os seus rios apresentam sazonalidade marcante. Os meses de novembro a abril no Sudeste correspondem a estação de chuvas e os meses de maio a outubro constituem a estação seca. A região Sul ao contrário não apresenta sazonalidade definida, apresentando invernos que podem ser muito secos ou extremamente chuvosos.
- iii) Esse padrão distinto da sazonalidade contribui para a complementaridade hidrológica aproveitada pelo sistema interligado o que é uma característica única do setor elétrico brasileiro. Grandes ganhos sinérgicos da capacidade de geração são obtidos através destas características e que são realizados por fluxos de energia geralmente na direção Sul-Sudeste

durante o período de maio a novembro e na direção Sudeste-Sul, durante o período de dezembro a abril.

- iv) O Sudeste não depende do armazenamento de outros submercados por possuir os maiores reservatórios do sistema capazes de proporcionar um elevado grau de regularização. O armazenamento no Sul e no Nordeste corresponde apenas a aproximadamente 9% e 30% do armazenamento no Sudeste de modo que ambos os submercados são dependentes do armazenamento na região Sudeste. O Sul pelo pequeno armazenamento e o Nordeste pelo fato da sua principal bacia hidrográfica situar-se parcialmente na região Sudeste.

5.1.2 Segundo Grupo de Cenários

O segundo grupo de cenários considera uma variação simultânea na energia armazenada inicial e na energia afluyente prevista obtendo-se um valor do CMO para cada combinação dessas variáveis e para cada subsistema.

Nas saídas do modelo os valores do CMO são apresentados para os três patamares, mas para apresentação e análise de tais resultados foi realizada uma média ponderada com relação à duração mensal dos patamares como já foi explicado no item 5.1. No caso do segundo grupo de cenários considerou-se apenas uma alternativa para a capacidade de intercâmbio igual ao valor atual.

Os resultados obtidos, variando a energia armazenada inicial e a energia afluyente prevista, são apresentados na Tabela 5.12.

TABELA 5.12 – CMO VARIANDO A ENERGIA ARMAZENDA INICIAL E ENERGIA AFLUENTE PREVISTA

EAI %	EAP %	Custo Marginal de Operação R\$/ MWh			
		Sudeste	Sul	Norte	Nordeste
100	100	6,17	6,17	0,00	0,00
100	75	14,34	14,34	9,11	9,11
100	50	24,21	24,21	15,37	15,37
100	25	45,70	48,48	39,00	39,00
75	100	23,45	23,45	17,51	17,51
75	75	41,57	41,57	31,45	31,45
75	50	70,61	73,29	52,99	52,99
75	25	172,74	172,74	160,61	172,74
50	100	60,84	60,84	57,61	57,61
50	75	144,03	144,03	144,10	144,10
50	50	300,45	303,88	293,35	293,35
50	25	488,92	515,54	468,21	534,50
25	100	359,02	357,77	475,00	475,00
25	75	519,50	519,50	517,97	519,50
25	50	538,75	539,85	636,25	636,25
25	25	551,29	578,66	834,50	834,50

Os gráficos 5.10, 5.11 e 5.12 apresentam esses resultados em forma de gráfico apresentando isolinhas do CMO como função da energia armazenada inicial e energia afluenta prevista para os subsistemas Sudeste, Sul e Norte/Nordeste que apresentaram valores idênticos para o CMO. Nota-se em todos os gráficos uma variação consistente do CMO com as variáveis energia armazenada inicial e energia afluenta prevista, com um aumento do valor do CMO para uma redução nas energias armazenadas ou afluenta. Verifica-se, ainda, que a variação do CMO é mais sensível a uma variação na energia armazenada do que na energia afluenta.

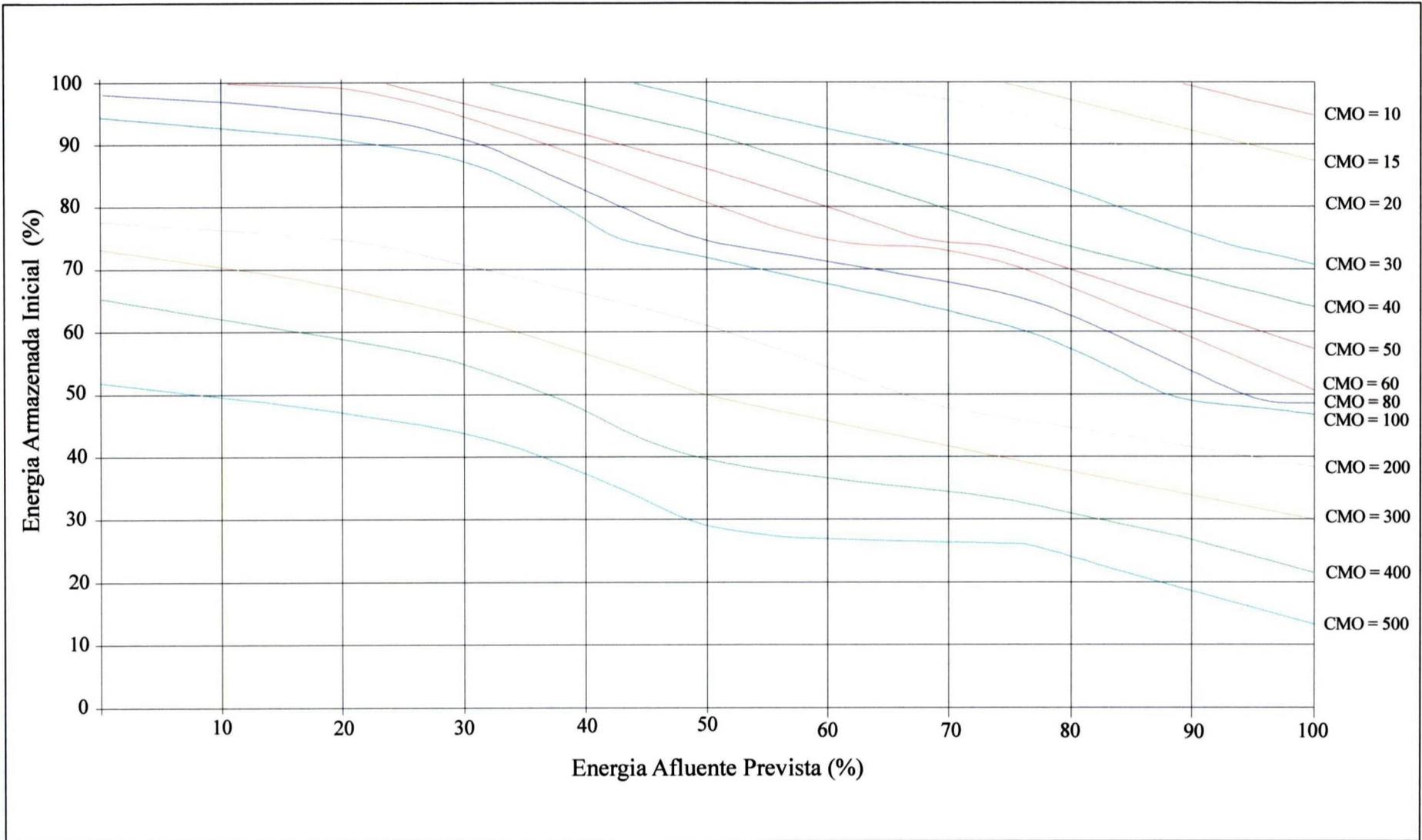
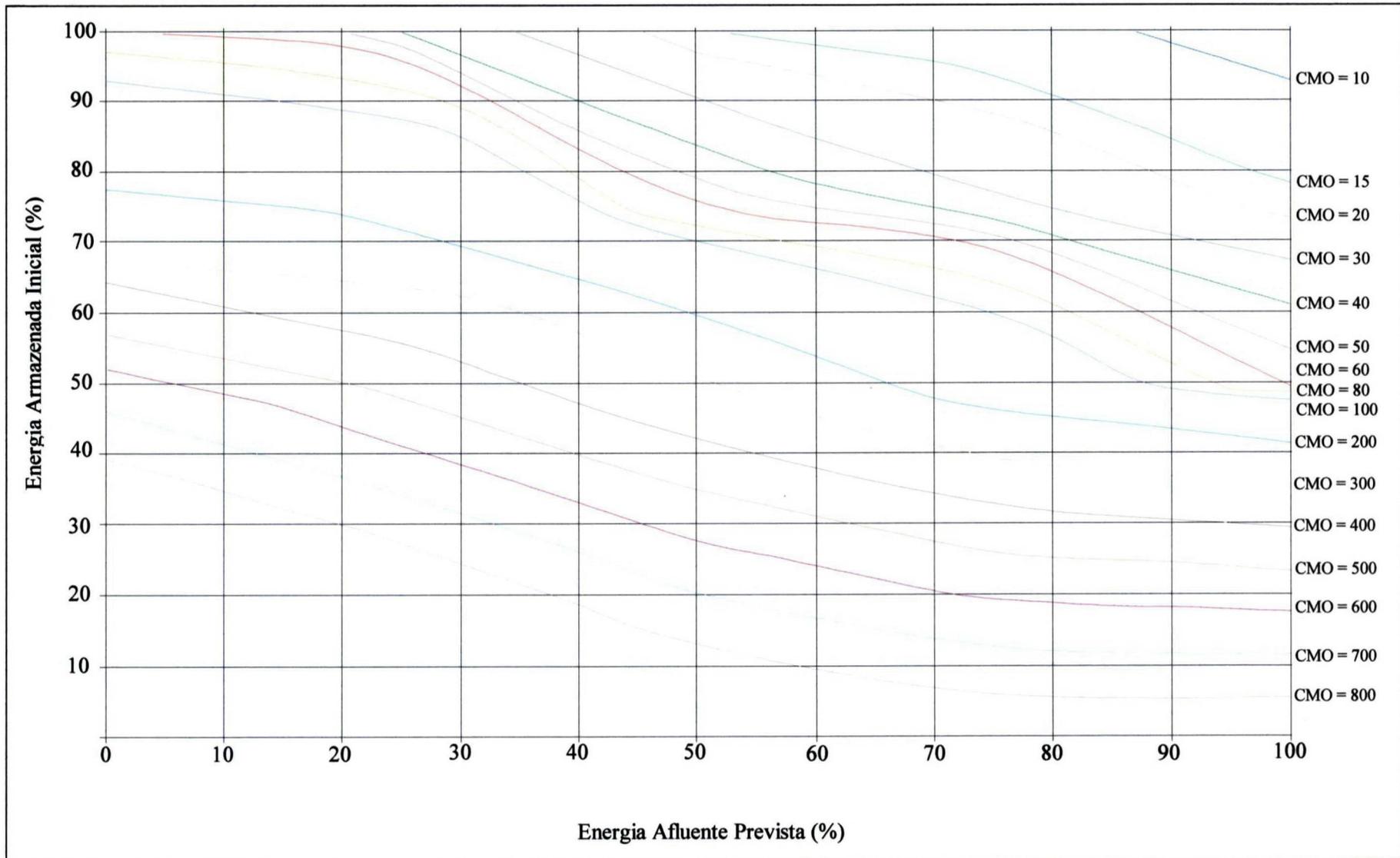


GRÁFICO 5.12 - REGIÃO NORDESTE E NORTE



Se os valores de CMO obtidos no primeiro grupo de cenários forem plotados nos gráficos dos respectivos submercados verifica-se, no caso do Sudeste, que os valores de CMO ficaram próximos das curvas correspondentes. Portanto, comportamento do Sudeste está bem representado pelo gráfico 5.10.

Por outro lado, no caso da região Sul, muitos dos pontos não ficaram tão próximos das curvas correspondentes, confirmando assim a análise realizada com a APC em que o despacho das usinas do Sul é dependente do armazenamento no Sudeste e, conseqüentemente, no caso dos cenários do primeiro grupo o baixo nível de armazenamento no Sudeste influencia o CMO na região Sul mesmo estando esta região com nível de armazenamento próprio e afluência elevadas.

No caso do Nordeste e Norte os resultados dos cenários do primeiro grupo também apresentaram algumas inconsistências com as curvas, o que significa que os valores do CMO para os dois submercados são mutuamente dependentes e também são associados ao armazenamento do Sudeste devido ao intercâmbio e a conexão hidráulica.

Portanto, no caso do segundo grupo de cenários a energia armazenada inicial e a energia afluenta prevista são igualmente distribuída entre as regiões o que não acontece no caso do primeiro grupo.

Estas observações reforçam o sugerido para os quatro submercados na Resolução nº 6 do CNPE, que era considerar ao invés de quatro submercados apenas dois submercados Sul/Sudeste e Norte/Nordeste de forma a permitir um aumento de competição nos leilões de energia elétrica.

Os resultados deste estudo, através da análise de influência dos parâmetros de energia armazenada inicial, energia afluenta prevista e limites de intercâmbio na geração do CMO, contribuem para a credibilidade da conveniência da redução do número de submercados e mostra que apenas os gráficos Sudeste e Nordeste poderiam ser considerados para a estimativa do CMO.

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

6.1 CONCLUSÕES

Com uma análise breve dos resultados obtidos no NEWAVE verificou-se que para o caso com intercâmbio e sem restrição os valores obtidos para o CMO foram muito próximos, o que leva a acreditar que os limites de intercâmbio não impõem limitações importantes à operação integrada dos subsistemas e, portanto, a igualdade do CMO entre regiões.

De um modo geral observa-se que os valores do CMO foram coerentes, pois para porcentagens crescentes de energia armazenada inicial e energia afluenta prevista, os valores de CMO foram decrescentes. Porém, comparando os casos com intercâmbio e sem restrição algumas inconsistências foram verificadas, mas que podem ser atribuídas a aproximações e erros de convergência do modelo.

Observa-se, ainda, a dependência dos CMO em um subsistema aos valores de armazenamento e afluência nos subsistemas vizinhos e que a distribuição do armazenamento entre subsistemas influi nos custos marginais de operação. Isso é particularmente importante no caso da região Sul que é fortemente dependente do armazenamento na região Sudeste. Este submercado, por sua vez, apresenta maior influência para o cálculo do CMO, como confirmado pela análise dos componentes principais, devido às suas próprias características.

Os gráficos apresentados, que relacionam os parâmetros energia armazenada inicial e energia afluenta prevista, mostram que realmente ferramentas mais simples podem ser apresentadas de forma que a entrada destas sejam poucos parâmetros.

A recomendação da Resolução nº 6 do CNPE no sentido de considerar apenas dois subsistemas, Sudeste/Sul e Nordeste/Norte, em lugar dos quatro atualmente considerados faz sentido. Este procedimento, recomendado particularmente no caso dos sistemas Sudeste e Sul, tende a simplificar a representação computacional

do sistema elétrico e conseqüentemente o planejamento e a operação do sistema elétrico brasileiro. Leva em consideração as características específicas das usinas da região Sul, desprovida de grandes reservatórios de regularização, uma vez que foram planejadas e construídas com base na integração das regiões Sul e Sudeste.

6.2 RECOMENDAÇÕES

A presente pesquisa pode ser considerada um estudo exploratório para tentar interpretar os resultados do modelo NEWAVE e entender melhor a dependência do parâmetro CMO das variáveis de estado do sistema que são essencialmente energia armazenada inicial e energia afluyente prevista. Também, a dependência do CMO aos limites de intercâmbio foi analisada.

Entretanto, as restrições de tempo e recurso disponíveis limitaram o escopo desta pesquisa ficando em aberto várias questões a serem analisadas em trabalhos futuros. Entre essas recomendações destacam-se:

- a) Expansão da análise para as demais variáveis;
- b) Ampliar o estudo para outros horizontes;
- c) Métodos mais simplificados para cálculo do CMO.
- d) Análise da influência do valor e da estrutura do custo de déficit nos resultados.
- e) Análise da variabilidade do risco de déficit do nível de armazenamento e da demanda.
- f) Influência da distribuição do armazenamento e da energia afluyente entre subsistemas sobre o valor do CMO.
- g) Avaliação do erro amostral e de convergência do modelo NEWAVE;

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALBOUY, Y. **Analisis de costos marginales y diseño de tarifas de electricidad y água.** Banco Interamericano de Desarrollo, 1983. p. 232.

ANA. **Relatório da comissão de análise do sistema hidrelétrico de energia elétrica,** 2001. Disponível em: <http://www.ana.gov.br> > Acesso em: dez. 2001.

ANEEL. **Medida provisória Nº 29, de 7 de fevereiro de 2002.** Dispõe sobre a autorização para a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, pessoa jurídica de direito privado, e dá outras providência. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br> > Acesso em fev. 2002.

_____. **Resolução nº 160, 20 abril de 2001.** Altera a estrutura administrativa do MAE, cria o conselho do MAE – COMAE, e extingue o Cômite Executivo – COEX. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br> > Acesso em: jan. 2002.

_____. **Resolução nº 161, 20 de abril de 2001.** Estabelece o arranjo de garantias financeiras e as penalidades vinculadas à compra e venda de energia elétrica, no âmbito do MAE. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br> > Acesso em:jan. 2002.

_____. **Resolução nº 162, 20 de abril de 2001.** Autoriza a Administradora do MAE, atuar como Agente Administrativo de Serviços do MAE, estabelece suas atribuições e submete seus regulamentos e atos normativos à aprovação da ANEEL. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br> > Acesso em: jan. 2002.

_____. **Resolução nº 170, 04 de maio de 2001.** Estabelece as condições especiais para comercialização temporária de energia elétrica oriunda de excedentes de centrais cogeradoras, autoprodutores e centrais geradoras. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br> > Acesso em: jan. 2002.

_____. **Resolução nº 290, 3 de agosto de 2001.** Homologa as regras do MAE e fixa as diretrizes pra implantação gradual. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br> > Acesso em: janeiro, 2002.

_____. **Resolução nº 73, 8 de fevereiro de 2002.** Estabelece as normas para a transição do Mercado Atacadista de Energia Elétrica do período auto-regulado para o Mercado regulado. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br> > Acesso em: fev. 2002.

ASMAE. **Síntese de informações considerados no preço do MAE.** Outubro, 2000. Disponível em: <http://www.asmae.com.br> > Acesso em: jun. 2001.

_____. **Síntese de informações considerados no preço do MAE.** Novembro, 2000. Disponível em: <http://www.asmae.com.br> > Acesso em: jun. 2001.

_____. **Síntese de informações considerados no preço do MAE.** Dezembro, 2000. Disponível em: <http://www.asmae.com.br> > Acesso em: jun. 2001.

_____. **Síntese de informações considerados no preço do MAE.** Janeiro, 2001. Disponível em: <http://www.asmae.com.br> > Acesso em: jun. 2001.

_____. **Síntese de informações considerados no preço do MAE.** Fevereiro, 2001. Disponível em: <http://www.asmae.com.br> > Acesso em: jun. 2001.

_____. **Síntese de informações considerados no preço do MAE.** Março, 2001. Disponível em: <http://www.asmae.com.br> > Acesso em: jun. 2001.

_____. **Síntese de informações considerados no preço do MAE.** Abril, 2001. Disponível em: <http://www.asmae.com.br> > Acesso em: jun. 2001.

_____. **Síntese de informações considerados no preço do MAE.** Maio, 2001. Disponível em: <http://www.asmae.com.br> > Acesso em: jun. 2001.

_____. **Síntese de informações considerados no preço do MAE.** Junho, 2001. Disponível em: <http://www.asmae.com.br> > Acesso em: jun. 2001.

_____. **Visão geral das regras do MAE : Etapa de Implementação.** Agosto/2000.

APINE. **Regras do MAE I : formação de preço do MAE.** Brasília, 1998;

BAJAY, S.V. et al. **Avaliação da metodologia de cálculo de energia assegurada de usina hidrelétricas.** Disponível em: <http://www.ana.gov.br> > Acesso em: jan. 2000.

BARROS, G. Ermínio aprova fim de 'palpiteiros elétricos'. **Folha de São Paulo**, 13 de janeiro 2002, Folha Dinheiro, p. 1.

BETTEGA, R. **O impacto da comercialização no mercado spot de energia na análise de viabilidade de hidrelétricas.** Curitiba: 1999. p 221 Dissertação (Mestrado em Engenharia Hidráulica) – Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

BESSA, M.R. **Optimization of the operation of multireservoir systems: a great lakes case study.** Ontario: 1998. p. 289 Tese (Doctor of Philosophy in Systems Design Engineering) University of Waterloo.

BITU, R; BORN, P. H. S. **Tarifas de energia elétrica : aspectos conceituais e metodológicos.** São Paulo: MM Editora, 1993. p 173.

BORN, P. **Comercialização de energia.** Reforma do Setor Elétrico. Foz do Iguaçu: COPEL, 1996. p. 216-240.

BORENSTEIN, C. R.; CAMARGO, C.C.B. **O setor elétrico no Brasil: dos desafios do passado às alternativas do futuro.** Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997. p. 318.

BORN, P. H.; ALMEIDA, Á. A. Artigo: **Mudanças estruturais no setor elétrico: Formação e Regulação de Preços.** S.l : s.n., 1998. p 8. in: Planejamento e Operação do Sistema Interligado , de Marcílio U. Nagayama.

CANAMBRA. **Power study of south Brazil: Appendices XV-XVI-XVII.** 1969. Appendice XVII.

CARAMANIS, M.C. et al. **Optimal spot pricing: practice and theory.** IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-101. n. 9, Set. 1982.

CARVALHO NETO, J. C. Apresentação: **Comercialização de energia.** Seminário Oportunidades de Negócios em Hidrelétricas, Abril/2001.

CASTRO, R; RAMOS, D.S. ; LYRA FILHO, C. **Comercialização de energia no ambiente competitivo do setor elétrico brasileiro.** XV SNPTEE, 1999.

CEPEL. **Projeto NEWAVE – Modelo estratégico de geração hidrotérmica: manual do usuário.** Versão 8.3.

CEPEL. **NEWAVE** – Especificação Funcional. Versão 8.3.

CNPE. **Resolução nº 6, de 21 de agosto de 2002**. Propõe diretrizes para regulamentar a redução do número de submercados de energia elétrica. Disponível em: <http://www.canalenergia.com.br> > Acesso em ago. 2002.

_____. **Resolução nº 5, de 21 de agosto de 2002**. Propõe diretrizes para proteção do consumidor quanto a preços, qualidade e oferta de energia nos Leilões públicos de energia elétrica. Disponível em: <http://www.canalenergia.com.br> > Acesso em ago. 2002.

COLLINS, A. J; CHATFIELD, C. **Introduction to multivariate analysis**. London: Chapman and Hall, 1980. p. 246.

COMITÊ BRASILEIRO DE BARRAGENS. **Conceitos para projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) – Comercialização de Energia**. Núcleo Regional, s.d. Rio de Janeiro.

COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO. **Relatório de progresso Nº 1**: 9 de janeiro de 2002. Disponível: <http://www.energiabrasil.gov.br> > Acesso em: jan. 2002.

COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELÉTRICO. **Relatório de progresso Nº 2**: 30 de janeiro de 2002. Disponível: <http://www.energiabrasil.gov.br> > Acesso em: fev, 2002.

COOLEY, W.W.; LOHNES, P.R. **Multivariate data analysis**. Florida: Robert e Krieger, 1971. p 364.

DUKE ENERGY. Disponível em: <http://www.duke-energy.com.br> . Acesso em: 2001.

ELETROBRÁS – Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos. **Plano Decenal de Expansão 1999/2008**. Rio de Janeiro: Eletrobrás/GCPS, mar. 1999. p. 403.

A **ENERGIA** Elétrica no Brasil : da 1º lâmpada à ELETROBRÁS. Rio de Janeiro: Biblioteca do Exército, 1977. p. 244.

FERNANDES, F. ;BILLI, M. Venda de energia compromete exportação. **Folha de São Paulo**, 29 de julho 2001, Folha Dinheiro, p. 1.

FILL, H.D.O.A. Estudos Energéticos. **Revista paranaense de desenvolvimento**. nº 67, Curitiba: Banco de Desenvolvimento do Paraná, 1979, p. 96.

FINARDI, E. C. **Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos utilizando processamento de alto desempenho**. Florianópolis, 1999. f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Catarina.

FORTUNATO, L. A. M. et al. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica**. Niterói: Universidade Federal Fluminense, EDUFF, 1990. p. 227.

GCE. **Resolução nº 12, 1º de junho de 2001**. Estabelece diretrizes para o cálculo do preço do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE durante o período de racionamento. Disponível em: <http://www.energiabrasil.gov.br> > Acesso em jun. 2002.

_____. **Resolução nº 13, 1º de junho de 2001**. Dispõe sobre diretrizes para comercialização de excedentes de redução de metas dos consumidores do Grupo A e B e

dá outras providências. Disponível em: <http://www.energiabrasil.gov.br> > Acesso em jun. 2002.

_____. **Resolução nº 109, 24 de janeiro de 2002.** Estabelece diretrizes e critérios para cálculo do Custo Marginal de Operação – CMO e para a política de operação energética e despacho de geração termelétrica do Programa Mensal de Operação – PMO, bem como para formação de preço no mercado de energia elétrica. Disponível em: <http://www.canalenergia.com.br> > Acesso em jan. 2002.

_____. **Resolução nº 18, 22 de junho de 2002.** Disponível em: <http://www.energiabrasil.gov.br> > Acesso em jun. 2002.

HADDD, J. **Aspectos legais da reestruturação do setor elétrico brasileiro: quem ganha e quem perde.** XV SNPTEE, 1999.

KLIGERMAN, A. S. **Avaliação da instabilidade do preço do mercado de energia elétrica obtido a partir do custo marginal de curto prazo.** Rio de Janeiro: 1999. 95 f. MBA (ELETROBRÁS) Universidade Federal do Rio de Janeiro.

MIKAMI, H. ; FERREIRA, L. R. **Planejamento e operação do sistema interligado.** Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica. Curitiba: UFPR/COPEL, 2000.

MACHADO, J.F. P. **Operação complementar de usinas termoelétricas no contexto da teoria estocástica dos reservatórios.** Curitiba, 1992. p 130. Dissertação (Mestrado em Engenharia Hidráulica) – Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

NAGAYAMA, M. **Planejamento e operação do sistema interligado.** Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica. Curitiba: UFPR/COPEL, 2000.

O INFERNO astral do setor elétrico. **O Empreiteiro.** p.48-50, jun. 2002.

OLIVEIRA, A. **Reforma do setor elétrico: que podemos aprender com a experiência alheia?** Rio de Janeiro, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1997.

PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L.M.V.G. Stochastic optimization of a multireservoir hydroelectric system: a decomposition approach. **Water Resources Research**, v. 21, n. 6, p. 779-792, June, 1985.

PEREIRA, M. V. F.; KLIGERMAN, A S. Operação ótima de subsistemas hidrotérmicos equivalentes utilizando programação dinâmica estocástica dual. **Eletroevolução-Sistema de Potência**, Vol.1, n.1, p.62-67, out./dez. 1994.

PEREIRA, R. **Retomada de investimentos é a principal missão.** Fonte: Duke Energy, Disponível em: <http://www.duke-energy.com.br> > Acesso em: jan.2003.

PINHEIRO MACHADO, José F. **Operação complementar de usinas termoelétricas no contexto da teoria estocástica dos reservatórios.** Curitiba: UFPR, CEHPAR, 1992. 130 p. Dissertação (Mestrado), UFPR.

PIRES, J. C. L. et al. **O Cenário macroeconômico e as condições de oferta de energia elétrica no Brasil.** Fonte: BNDES. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/publica/td.htm> > Acesso em: jun. 2001.

PIRES, J. C. L. **Desafios da reestruturação do setor elétrico.** Fonte: BNDES, 2000. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/publica/td.htm> > Acesso em: jun. 2001.

PIRES, J. C. L. ; PICCININI, M. S. **Mecanismos de regulamentação tarifária do sistema elétrico**: a experiência internacional e o caso brasileiro. Fonte: BNDES, 1998. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/publica/td.htm> > Acesso em: ago. 2000.

RODRIGUES, A.P.; DIAS, D.S. **Estado e energia elétrica**: experiências internacionais de desregulamentação e o caso brasileiro. Rio de Janeiro: Instituto Liberal, 1994. p 147.

SAAD, M.; TURGEON, A. Application of Principal Component Analysis to Long-Term Reservoir Management. **Water Resources Research**. Washington, V.24, n.7, p.907-912, 1988.

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

SPINELLO, A. J. **Setor Elétrico Brasileiro**: reestruturação e privatização: uma avaliação preliminar. Curitiba: UFPR : COPEL, 1999. p 43 Monografia (Curso de Pós-Graduação em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica). Departamento de Hidráulica e Saneamento – Setor de Tecnologia - Universidade Federal do Paraná.

UMBRIA, F. C. **Modelo de previsão de preços de suprimento de energia elétrica no contexto do novo ambiente competitivo do setor elétrico brasileiro**. Curitiba, 1999. p. 136. Dissertação (Mestrado em Engenharia Hidráulica) – Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

VASCONCELLOS, M.A.S; GARCIA, A.M.E. **Fundamentos de economia**. São Paulo: Saraiva, 1999. p. 240.

VENTURA FILHO, A. et al. **A complementação térmica no sistema gerador brasileiro predominantemente hidroelétrico** : conceituação, dimensionamento e adequação. IX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belo Horizonte, 1987.

ANEXO

**ANEXO 01 - ESPECIFICAÇÃO FUNCIONAL
MODELO NEWAVE**

ESPECIFICAÇÃO FUNCIONAL
MODELO NEWAVE

ÍNDICE

1. OBJETIVO	1
2. MARCO CONCEITUAL	2
2.1 OBJETIVOS DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO A MÉDIO PRAZO	2
2.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	4
2.2.1 SISTEMAS PURAMENTE TÉRMICOS	4
2.2.2 SISTEMAS HIDROTÉRMICOS	5
2.2.3 OPERAÇÃO DE SISTEMAS INTERLIGADOS	7
3. O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO - VISÃO GERAL	9
3.1 SUBSISTEMAS ISOLADOS	9
3.2 SUBSISTEMAS INTERLIGADOS	12
4. MODELO PROPOSTO - NEWAVE	14
5. MODELAGEM DOS COMPONENTES DO SISTEMA	15
5.1 SISTEMA DE GERAÇÃO HIDROELÉTRICO - REPRESENTAÇÃO AGREGADA	15
5.1.1 ENERGIA ARMAZENÁVEL MÁXIMA	16
5.1.2 ENERGIA CONTROLÁVEL	16
5.1.3 ENERGIA A FIO D'ÁGUA	17
5.2 SISTEMA DE GERAÇÃO TÉRMICO	17
5.3 INTERRUÇÃO DO FORNECIMENTO	18
5.4 LIMITES DE INTERCÂMBIO	18
5.5 DEMANDA	18
5.6 ENERGIA AFLUENTE	19

6 MODELO DE ENERGIAS AFLUENTES	20
6.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	20
6.2 ALGORITMO DE SOLUÇÃO	21
6.3 DADOS DE ENTRADA	22
6.4 RESULTADOS FORNECIDOS	22
7 CÁLCULO DA POLÍTICA DE OPERAÇÃO	23
7.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	23
7.1.1 FUNÇÃO DE CUSTO IMEDIATO	24
7.1.2 FUNÇÃO DE CUSTO FUTURO	26
7.1.3 RESTRIÇÕES OPERATIVAS	28
7.2 ALGORITMO DE SOLUÇÃO DO PROBLEMA	29
7.2.1 PASSO I - SELEÇÃO DE UM CONJUNTO DE ESTADOS	30
7.2.2 PASSO II - CÁLCULO DAS FUNÇÕES DE CUSTO FUTURO	30
7.3 SUBPROBLEMA DE OPERAÇÃO EM CADA ETAPA	32
7.3.1 ALGORITMO DE SOLUÇÃO	33
7.4 DADOS DE ENTRADA	33
7.4.1 DADOS GERAIS	33
7.4.2 DADOS DA CONFIGURAÇÃO HIDROTÉRMICA	34
7.4.3 DADOS DAS USINAS HIDROELÉTRICAS	34
7.4.4 DADOS DAS USINAS TÉRMICAS	34
7.4.5 PROGRAMA DE MANUTENÇÃO	35
7.4.6 DEMANDA	35
7.4.7 DADOS DE VAZÕES	35
7.4.8 DADOS DE INTERCÂMBIO ENTRE SUBSISTEMAS	35
7.5 RESULTADOS FORNECIDOS	35
8 SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO	37
8.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E PROCEDIMENTO DE SOLUÇÃO	37

8.2 DADOS DE ENTRADA	38
8.3 RESULTADOS FORNECIDOS	38
<u>REFERÊNCIAS</u>	40

1. OBJETIVO

O objetivo deste Relatório é especificar a metodologia proposta para o planejamento da operação a médio prazo de subsistemas hidrotérmicos interligados, bem como os algoritmos de solução, a forma de desenvolvimento, as limitações e simplificações adotadas e os dados de entrada e saída dos modelos computacionais que a implementarão.

2. MARCO CONCEITUAL

2.1 *Objetivos do Planejamento da Operação a Médio Prazo*

O objetivo básico do planejamento da operação de um sistema hidrotérmico é determinar metas de geração para cada usina, a cada etapa, que atendam a demanda e minimizem o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento. Este custo é composto pelo custo variável de combustível das usinas térmicas e pelo custo atribuído às interrupções de fornecimento de energia, representado por uma função de penalização dos déficits de energia (custo do déficit).

Além deste objetivo básico, os modelos de planejamento da operação são utilizados para um amplo espectro de estudos de planejamento, como os mencionados a seguir:

- *informações sobre o consumo de combustível* - através da simulação da operação do sistema para distintos cenários de hidrologia e demanda, se estimam a média e variância do consumo de combustível e os valores extremos deste consumo. Esta informação é importante para a programação financeira das empresas.
- *estudos de políticas comerciais* - os modelos de política de operação são utilizados para avaliar o efeito de contratos de intercâmbio com sistemas vizinhos. Para cada alternativa de contrato, se calcula a política de operação, e se avaliam os ingressos resultantes da venda de energia, sua variância, valores máximos e mínimos etc.
- *estudos de política tarifária* - além da política ótima, os modelos de planejamento da operação calculam os *custos marginais* do sistema, isto é, a variação do custo de operação médio com respeito a variações incrementais da demanda em cada etapa. Esta informação é básica para estudos de política tarifária, determinação de preços de intercâmbio com os sistemas vizinhos, e a determinação de tarifas de pedágio pelo uso do sistema de transmissão da empresa por terceiros.

- *estudos de política de racionamento* - os modelos de planejamento da operação representam o efeito de diferentes políticas de racionamento de energia, em termos de duração, profundidade e impactos econômicos e financeiros.
- *realimentação ao planejamento da expansão* - além dos custos marginais associados a variação da demanda, os modelos de planejamento da operação calculam os custos marginais de capacidade, isto é, a redução do custo de operação médio com respeito a reforços incrementais da capacidade de cada equipamento de geração ou transmissão. A comparação destes benefícios incrementais com os custos incrementais de investimento de cada equipamento permite identificar os candidatos mais rentáveis para a expansão do sistema.

A política de operação depende dos cenários de operação futuros. Alguns dos parâmetros que definem estes cenários são apresentados a seguir:

- condições hidrológicas
- demanda
- preços de combustível
- custos de déficit
- entrada de novos projetos
- disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão

A previsão destes parâmetros é muito complexa, e sujeita a uma grande *incerteza*. Esta incerteza pode ser representada através de duas formas básicas: *forma explícita* - a distribuição de probabilidades do parâmetro é representada diretamente no cálculo da política de operação; *forma implícita* - o efeito da incerteza do parâmetro é representada através de análises de sensibilidade ou utilização de valores médios.

O sistema hidroelétrico brasileiro apresenta duas características principais: os reservatórios apresentam capacidade de regularização pluri-annual e os períodos secos,

períodos em que as aflúências aos reservatórios são baixas, podem apresentar duração de alguns anos. Dessa forma, é fundamental representar de forma precisa o efeito da estocasticidade das aflúências no planejamento da operação a médio prazo.

No âmbito deste projeto, propõe-se representar de forma explícita somente a incerteza associada a hidrologia. As demais incertezas serão representadas de forma implícita.

2.2 Formulação do Problema

2.2.1 Sistemas Puramente Térmicos

Em sistemas de geração compostos somente de unidades térmicas, o custo de cada usina depende basicamente do custo de combustível. Portanto, o problema de operação consiste em determinar a combinação de usinas que minimize o custo total de combustível (carvão, óleo, nucleares, etc.) necessário para atender a demanda.

Em sua versão mais simples, este problema é resolvido colocando as usinas em ordem crescente do custo de produzir um MWh adicional (o custo incremental) e ajustando a operação às flutuações da demanda. Ainda que existam fatores adicionais que tornam este problema mais complexo (perdas de energia, limitações nas linhas de transmissão, custos de partida, limites na taxa de variação da produção energética, etc.), o problema de operação de um sistema térmico tem características básicas, resumidas a seguir:

- é *desacoplado* no tempo, quer dizer, uma decisão de operação hoje não tem efeito no custo de operação do próximo estágio;
- as unidades têm um *custo direto* de operação, quer dizer, o custo de operação de uma unidade não depende do nível de geração de outras unidades; além disso, a operação de uma unidade não afeta a capacidade de geração ou a disponibilidade de outra unidade;
- a *confiabilidade* do fornecimento de energia depende somente da *capacidade total* de geração disponível e não da estratégia de operação das unidades do sistema.

2.2.2 Sistemas Hidrotérmicos

Ao contrário dos sistemas puramente térmicos, sistemas com uma porcentagem substancial de geração hidroelétrica podem utilizar a energia armazenada "grátis" nos reservatórios do sistema para atender a demanda, substituindo assim a geração dispendiosa das unidades térmicas.

Entretanto, o volume de água afluente aos reservatórios é desconhecido, pois depende basicamente das afluições que irão ocorrer no futuro. Além disso, a disponibilidade de energia hidroelétrica é *limitada* pela capacidade de armazenamento nos reservatórios. Isto introduz uma *relação* entre uma decisão de operação em uma determinada etapa e as *conseqüências futuras* desta decisão. Por exemplo, se decidirmos utilizar energia hidroelétrica para atender o mercado hoje e no futuro ocorrer uma seca, poderá ser necessário utilizar geração térmica de custo elevado ou, mesmo, interromper o fornecimento de energia. Por outro lado, se optarmos por fazer uso mais intensivo de geração térmica, conservando elevados os níveis dos reservatórios e ocorrerem vazões altas no futuro, poderá haver vertimento no sistema, o que representa um desperdício de energia e, em conseqüência, um aumento desnecessário no custo de operação. Esta situação está ilustrada na Figura 1.

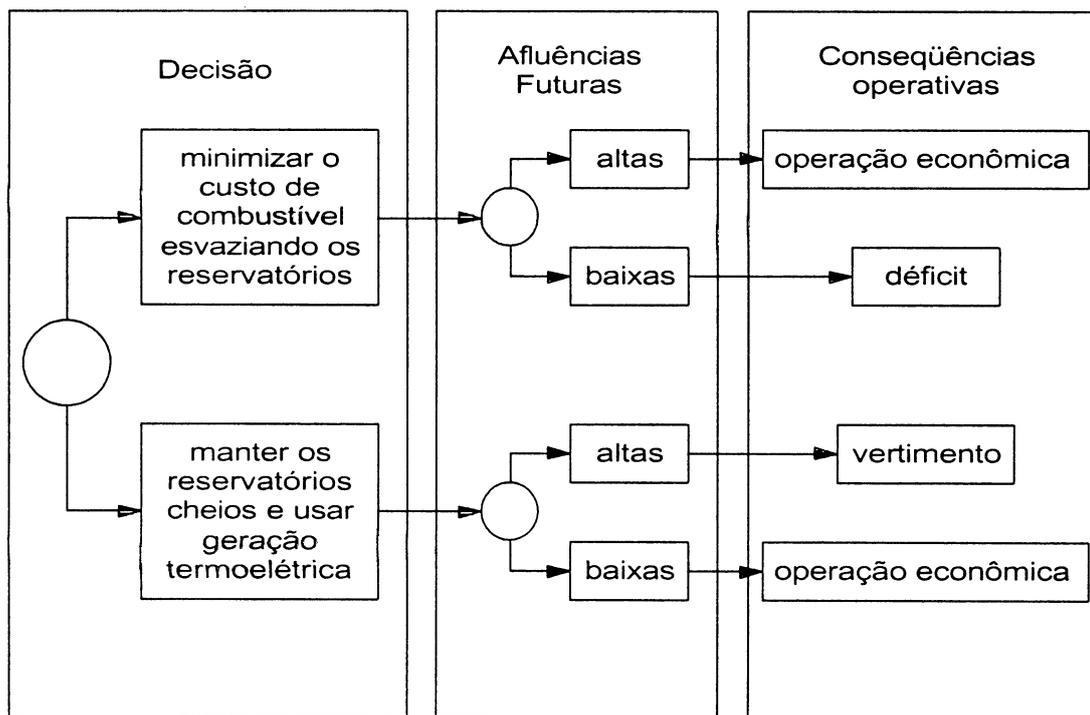


Figura 1 - Processo de Decisão para Sistemas Hidrotérmicos

O problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos possui características que podem ser assim resumidas [1]:

- é *acoplado no tempo*, ou seja, é necessário avaliar as conseqüências futuras de uma decisão no presente. A solução ótima é um *equilíbrio* entre o benefício presente do uso do água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das unidades térmicas.
- a este problema dinâmico se agrega o problema da irregularidade das vazões afluentes aos reservatórios, que variam sazonalmente e regionalmente. Ademais, as previsões das afluências futuras são, em geral, pouco precisas. A incerteza com respeito as vazões, aliada a incerteza com respeito à demanda de energia, faz do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos um problema essencialmente *estocástico*.

- é *acoplado no espaço*, ou seja, há interdependência na operação de usinas hidroelétricas, pois a quantidade de água liberada em uma usina afeta a operação de outra situada a jusante.
- o valor da energia gerada por uma hidroelétrica somente pode ser medido em termos da economia resultante nos custos de geração térmica ou déficits evitados e não diretamente como uma função apenas do estado da usina.
- os objetivos de economia de operação e confiabilidade de atendimento são claramente *antagônicos*: a máxima utilização da energia hidroelétrica disponível a cada etapa é a política mais econômica, pois minimiza os custos de combustível. Entretanto, esta política é a menos confiável, pois resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível. Entretanto, isto significa utilizar mais geração térmica e, portanto, aumentar os custos de operação. O equilíbrio entre os custos de operação e a confiabilidade é obtido através do *custo do déficit*, que representa o impacto econômico associado à interrupção do fornecimento. A determinação do custo do déficit é um problema muito complexo, porém fundamental para a determinação da política de operação mais adequada para o sistema. Se o custo do déficit é muito baixo, resulta em uma utilização excessiva dos reservatórios e, portanto, em maiores riscos de racionamento no futuro. Se o custo de déficit é muito alto, resulta em uma utilização excessiva dos recursos termoeletrônicos do sistema e, portanto, em custos de operação elevados.

2.2.3 Operação de Sistemas Interligados

A existência de interligações com os sistemas vizinhos permite uma redução dos custos de operação, através do intercâmbio de energia e um aumento da confiabilidade de fornecimento, através da repartição das reservas.

Em sistemas hidrotérmicos, é necessário determinar o *valor* da geração hidroelétrica. Como discutido anteriormente, o valor da energia hidroelétrica é o valor da geração térmica que

se poderia substituir hoje ou no futuro. Este valor é calculado como uma etapa do processo de determinação da política ótima.

Com este conceito, pode-se representar uma hidroelétrica como uma "térmica" cujo "custo marginal de operação" é o valor da água. Entretanto, é importante observar que este valor *não se mede de maneira isolada* em cada usina, pois depende da operação *conjunta* do sistema. Em outras palavras, se a política ótima hidrotérmica de cada empresa for calculada de maneira isolada, os intercâmbios de energia posteriores, mesmo baseados nos valores da água de cada empresa, *não resultam* na operação mais econômica possível.

Dessa forma, para obter os ganhos operativos máximos de um sistema hidrotérmico interligado, é necessário operar o sistema de maneira *integrada*, isto é, *otimizando conjuntamente* a operação de todos os subsistemas, com o objetivo de minimizar o custo de operação total.

3. O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO - VISÃO GERAL

3.1 *Subsistemas Isolados*

Em 1977, o CEPEL e a Eletrobrás completaram o desenvolvimento de um modelo computacional de otimização baseado na técnica de programação dinâmica estocástica, PDE [2]. O objetivo do modelo é definir a proporção ótima de utilização dos recursos hidráulicos e térmicos na operação do sistema a cada mês, a partir da minimização dos custos de operação no horizonte de estudo e de uma análise probabilística do comportamento das afluições. Como já foi dito, a decisão sobre quando utilizar os estoques de energia representados pela água armazenada nos reservatórios está intrinsicamente ligada à incerteza quanto às afluições futuras, devendo resultar de uma análise probabilística de seu comportamento. Além disso, a decisão operativa mais adequada dependerá obviamente das condições do sistema. Por exemplo, quando os reservatórios estiverem cheios, haverá certamente menor necessidade de geração térmica do que quando os níveis de armazenamento forem baixos. Assim, é preciso determinar uma estratégia de operação, isto é, uma decisão operativa para cada mês em função dos possíveis estados do sistema naquele período.

A definição do estado do sistema deve incluir todos os parâmetros que afetam os custos operativos. Em sistemas hidroelétricos, pelo menos dois tipos de informação devem ser representados: os níveis de armazenamento dos reservatórios e dados indicativos da tendência hidrológica futura do sistema. Um parâmetro adequado para representar esse tipo de informação consiste nas afluições aos reservatórios nos meses anteriores.

Como a estratégia de operação deve ser calculada para todas as possibilidades de combinações de níveis dos reservatórios e tendências hidrológicas, o problema da operação ótima do sistema torna-se rapidamente intratável do ponto de vista computacional. O

número de estados cresce exponencialmente com o número de reservatórios e, mesmo em sistemas com apenas dois ou três reservatórios, é necessário adotar simplificações.

No caso do sistema brasileiro, que tem cerca de 70 reservatórios, torna-se necessário desenvolver métodos capazes de fornecer a solução aproximada do problema de operação a um custo computacional aceitável. A solução adotada consiste em reduzir o número de variáveis de estado através da agregação dos diversos reservatórios. A metodologia empregada pode ser assim resumida: agregar os reservatórios do sistema em um reservatório equivalente de energia; agregar as afluições ao sistema em afluições energéticas equivalentes; representar as afluições por um modelo estocástico adequado; usar a técnica de programação dinâmica estocástica para obter a estratégia de operação.

A utilização da técnica de agregação de reservatórios e afluições baseia-se no fato de que o custo de operação do sistema pode ser considerado uma função da geração total de hidroeletricidade e não das gerações individuais de cada usina. O modelo de agregação adotado representa, em energia, a capacidade de armazenamento de um "reservatório equivalente", por meio de uma avaliação da energia produzida pelo esvaziamento de todos os reservatórios do sistema, dados os seus níveis iniciais e uma regra de esvaziamento. De forma análoga, as afluições aos diversos reservatórios são representadas por afluições energéticas ao sistema. Os resultados deste modelo (chamado "modelo a sistema equivalente") foram validados pelo confronto com os resultados de modelos de simulação que representam as características individuais de cada usina hidroelétrica.

As séries de afluições hidrológicas constituem um ponto crítico nos estudos de otimização e nas simulações da operação do sistema. Os dados históricos de afluições médias mensais cobrem em geral um período de 60 anos, insuficiente para a elaboração de cálculos estatísticos importantes para a descrição de seu comportamento. Através do emprego de modelos estocásticos é possível analisar os dados históricos como uma realização (amostra) de um processo estocástico e estimar os parâmetros desse processo. Esses

parâmetros são usados no modelo de otimização para se determinar a distribuição condicionada de probabilidades das afluições futuras e, em modelos de simulação, para se produzir séries sintéticas de afluições que permitam a estimação de índices de performance probabilísticos, tais como o risco anual de déficit.

O relacionamento entre os modelos utilizados é apresentado na Figura 2.

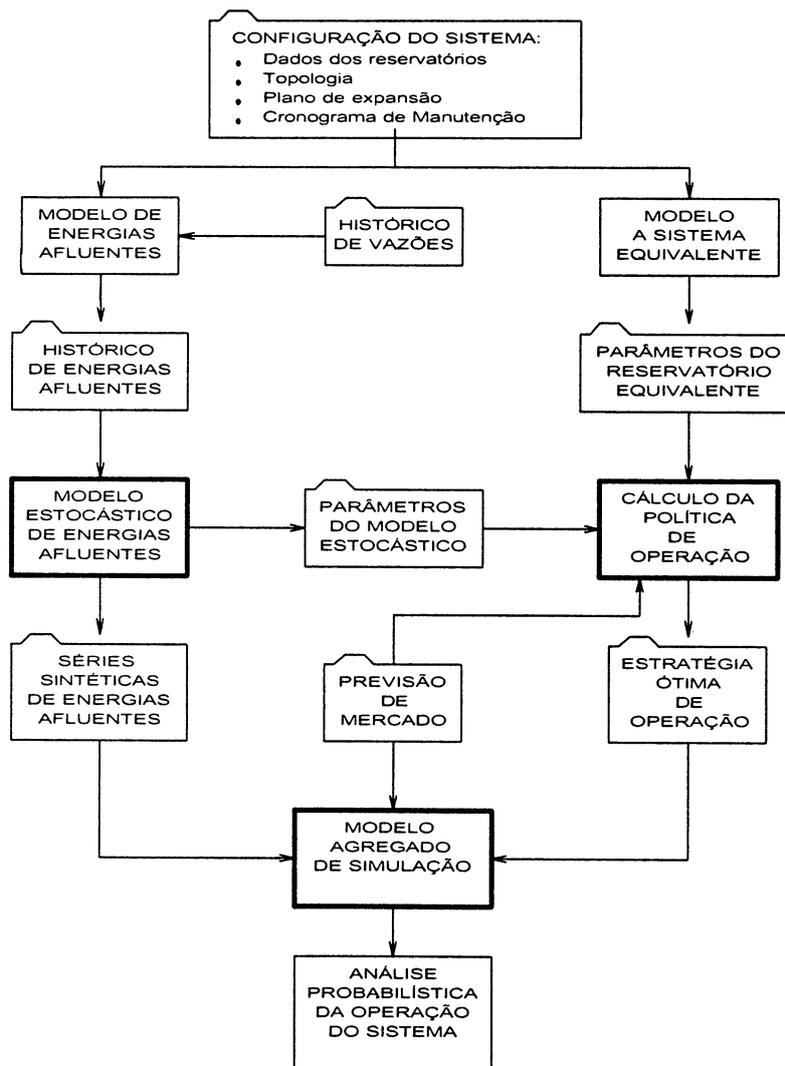


Figura 2 - Esquema de relacionamento entre os modelos

O modelo de cálculo da política de operação hidrotérmica utiliza, portanto, os resultados do modelo a sistema equivalente e do modelo estocástico de afluências. A função objetivo consiste em minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento. A variável de decisão é o montante de geração térmica. Os possíveis estados do sistema em cada mês são dados pela combinação de valores de duas variáveis: energia armazenada no reservatório equivalente no início do mês e afluência energética no mês anterior. A cada mês define-se, para cada estado do sistema, o valor de geração térmica que assegura o custo total mínimo de operação.

3.2 Subsistemas Interligados

O modelo acima descrito foi concebido para ser empregado para um único sistema equivalente. Com o desenvolvimento do parque gerador, o planejamento da operação passou a sentir necessidade de representar os intercâmbios de energia entre os subsistemas das regiões Sul/Sudeste e Norte/Nordeste. Devido à necessidade de discretização do espaço de estados, mesmo para um número reduzido de subsistemas interligados a resolução explícita da recursão de programação dinâmica estocástica tornou-se inviável.

Tendo em vista esta maldição da dimensionalidade, diversas implementações baseadas em procedimentos heurísticos sub-ótimos foram desenvolvidos e vêm sendo empregadas nos estudos estratégicos. Por exemplo, o método de trocas de energia a equicusto, baseado num processo iterativo, está atualmente sendo utilizado no modelo BACUS [3]. Isto significa que o intercâmbio de energia entre os subsistemas não é modelado como variável de decisão. A política de operação é obtida para cada subsistema individualmente. A seguir, a partir de uma simulação global considerando-se as políticas de operação calculadas, obtém-se o intercâmbio médio entre os subsistemas. Este valor é então adicionado à demanda do subsistema fornecedor e subtraído da demanda do subsistema receptor, e novas políticas de operação são obtidas individualmente. A este modelo pode-se fazer duas críticas principais:

1. a utilização do intercâmbio médio como simplificação à modela-lo como variável de decisão pode levar ao seguinte resultado: se na fase de simulação em metade das séries hidrológicas o intercâmbio foi de 1000 MW no sentido do subsistema A para o subsistema B e na outra metade o intercâmbio foi de 1000 MW no sentido contrário, o intercâmbio médio que será incorporado ao cálculo da política de operação será zero.
2. na etapa de cálculo das políticas de operação o modelo estocástico adotado para representar a tendência hidrológica é um modelo auto-regressivo de ordem um. Este modelo provou ser incapaz de reproduzir secas severas ocorridas no passado, e conseqüentemente a política de operação calculada é otimista [4]. Já na fase de simulação o modelo estocástico adotado baseia-se em um modelo auto-regressivo ajustado às vazões anuais que são posteriormente desagregadas em mensais [5].

Em 1987, Pereira, [6] desenvolveu a técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica, PDDE, que evita os problemas de dimensionalidade devidos a discretização do espaço de estados, viabilizando a obtenção da estratégia ótima de operação para sistemas hidrotérmicos interligados. Este trabalho deu origem a um projeto desenvolvido pelo CEPEL e financiado por 19 empresas do GCOI [7] [8]. Sua validação, até 1998, ficou a cargo do Subcomitê de Estudos Energéticos, através do Grupo de Trabalho de Metodologia e Critérios (GTMC). A partir da implementação da nova estrutura do Setor Elétrico, coube ao ONS realizar através do Subgrupo Especial de Validação de Modelos – Médio Prazo (SGEVM-MP) os testes suplementares para as novas necessidades de uso e validação final do modelo.

4. MODELO PROPOSTO - NEWAVE

Este projeto propõe implementar um modelo de planejamento de operação com representação agregada do parque hidroelétrico e cálculo da política de operação baseado em PDDE. A representação dos diversos componentes do sistema será feita conforme descrito na Seção 4.1. O modelo será composto por quatro módulos computacionais:

1. *módulo de cálculo do sistema equivalente* – Calcula os subsistemas equivalentes de energia: energias armazenáveis máximas, séries históricas de energias controláveis e energias fio d'água, parábolas de energia de vazão mínima, energia evaporada, capacidade de turbinamento, correção da energia controlável em função do armazenamento e perdas por limite de turbinamento nas usinas fio d'água.
2. *módulo de energias afluentes* - Estima os parâmetros do modelo estocástico e gera séries sintéticas de energias afluentes que são utilizadas no módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica e para geração de séries sintéticas de energias afluentes para análise de desempenho no módulo de simulação da operação.
3. *módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica* - Determina a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes, tendo em conta as incertezas nas afluências futuras, os patamares de demanda e a indisponibilidade dos equipamentos.
4. *módulo de simulação da operação* - Simula a operação do sistema ao longo do período de planejamento, para distintos cenários de seqüências hidrológicas, falhas dos componentes e variações da demanda. Calcula índices de desempenho, tais como a média dos custos de operação, dos custos marginais, o risco de déficit e os valores médios de intercâmbio de energia.

5 MODELAGEM DOS COMPONENTES DO SISTEMA

Neste capítulo, apresentam-se os parâmetros de modelagem dos componentes do sistema geração/transmissão. Estes parâmetros em geral variam por estágio, o que permite representar mudanças no sistema (p. ex., a entrada de novas unidades geradoras no sistema) ou na situação de operação (p. ex., a restauração de usinas térmicas afeta sua taxa de saída forçada).

5.1 Sistema de Geração Hidroelétrico - Representação Agregada

As usinas hidroelétricas convertem a energia potencial da água armazenada nos reservatórios em energia cinética, a qual é utilizada para acionar um conjunto turbina/generador. As usinas hidroelétricas se dividem em usinas com capacidade de regulação e usinas a fio d'água. Observa-se que esta classificação depende do tipo de estudo e da duração das etapas. Por exemplo, uma usina com capacidade de regulação semanal seria considerada como a fio d'água no cálculo da política de operação de médio prazo. Entretanto, a representação de seu armazenamento seria importante no cálculo da decisão de operação de curto prazo.

No modelo agregado, o parque gerador hidroelétrico de cada região é representado por um reservatório equivalente de energia, com as seguintes características:

- a capacidade de armazenamento do reservatório equivalente é estimada pela energia produzida pelo esvaziamento completo dos reservatórios do sistema de acordo com uma política de operação estabelecida. Normalmente, adota-se a hipótese de operação em paralelo, isto é, os armazenamentos e deplecionamentos são feitos paralelamente em volume.
- a energia total afluenta EAF_i , ao reservatório equivalente se divide em duas partes:

1. *energia controlável*, associada às vazões afluentes as usinas com reservatório e que pode ser armazenada no reservatório equivalente,
2. *energia de fio d'água*, associada às usinas sem reservatório.

Os componentes do modelo equivalente são descritos a seguir.

5.1.1 Energia Armazenável Máxima

A energia armazenável máxima \overline{EA} é definida como a energia total produzida pelo esvaziamento completo dos reservatórios do sistema a partir do volume armazenado máximo, sem considerar novas afluições e de acordo com uma regra de operação:

$$\overline{EA} = \sum_{i=1}^R \overline{V}_i \left(\rho_i(h_i) + \sum_{j=1}^{J_i} \rho_j(h_j) \right) \quad (1)$$

onde:

\overline{EA} energia armazenável máxima

R conjunto de usinas com reservatório

\overline{V}_i capacidade de armazenamento do reservatório i

$\rho_i(h_i)$ produtividade da usina i , função da altura de queda líquida h_i

J_i conjunto de usinas a jusante do reservatório i

5.1.2 Energia Controlável

A energia controlável é a energia que pode ser efetivamente incorporada ao reservatório equivalente de energia, até o limite \overline{EA} . Esta energia é estimada como o produto do volume afluente natural a cada reservatório com a soma de sua produtibilidade e as de todas as usinas a fio d'água existentes entre o reservatório e o próximo reservatório a jusante.

$$EC_t = \sum_{i=1}^R \left[AN_{i,t} \left(\rho_i(h_i) + \sum_{j=1}^{FR_i} \rho_j(h_j) \right) \right] \quad (2)$$

onde:

EC_t energia controlável no estágio t

$AN_{i,t}$ volume afluyente natural ao reservatório i na estágio t

FR_i conjunto de usinas a fio d'água entre i e o próximo reservatório a jusante

5.1.3 Energia a fio d'água

A energia a fio d'água corresponde à energia afluyente às usinas a fio d'água, a qual não pode ser armazenada. Esta energia é calculada multiplicando-se a produtibilidade da usina pela diferença entre o volume afluyente natural e o volume afluyente natural às usinas com reservatório situadas imediatamente a montante. Estes volumes são limitados pelo limite de turbinamento máximo em cada usina a fio d'água.

$$EF_t = \sum_{i=1}^F \rho_i(h_i) \min\{I_i; \bar{Q}_i\} \quad (3)$$

onde:

EF_t energia a fio d'água na estágio t

F conjunto de usinas a fio d'água

I_i volume incremental afluyente, dado por:

$$I_i = AN_i - \sum_{j=1}^{M_i} AN_j$$

M_i conjunto de reservatórios imediatamente a montante de i

\bar{Q}_i capacidade de turbinamento da usina i

5.2 Sistema de Geração Térmico

As usinas térmicas são representadas por grupos de térmicas com custos semelhantes (classes térmicas). Os parâmetros básicos das classes térmicas são apresentados a seguir:

- geração máxima
- geração mínima
- custo incremental de operação (\$/MWh)

- fator de disponibilidade médio devido a saídas forçadas e programa de manutenção

5.3 Interrupção do Fornecimento

O déficit de fornecimento de energia é representado como uma unidade térmica de capacidade igual à demanda, com custo de operação igual ao custo atribuído à interrupção de fornecimento de energia. Este custo pode ser variável de acordo com a profundidade do déficit, prevendo-se um máximo de três segmentos lineares.

5.4 Limites de Intercâmbio

O intercâmbio entre sistemas vizinhos é representado através de:

- limites de intercâmbio (MW)
- coeficientes de perdas
- fator de disponibilidade devido a saídas forçadas

Os limites de intercâmbio são calculados através de estudos de fluxo de potência e estabilidade. Supõe-se que as empresas dispõem de ferramentas computacionais e metodologia para este tipo de estudo.

Não se representam aspectos de tensão nem os eventuais limites de transmissão interna (por exemplo, necessidade de suporte de reativo).

5.5 Demanda

A demanda é representada como blocos {potência; duração} ao longo do estágio. Prevê-se até três patamares de demanda por estágio nos modelos de cálculo de política de operação e simulação da operação. Observa-se que a representação da demanda é "cronológica", e não de tipo "curva de duração de carga". Desta forma, representa-se a diversidade espacial das demandas em sistemas vizinhos.

Supõe-se que as empresas tenham modelos e metodologia para transformar os dados de demanda horária nos blocos de energia.

5.6 Energia Afluente

A partir dos registros históricos de vazões naturais afluentes a cada usina hidroelétrica é possível construir uma série histórica de energias afluentes ao reservatório equivalente. Devido ao comprimento limitado desta série histórica, ajusta-se um modelo estocástico para produzir séries sintéticas de energias afluentes que serão empregadas para o cálculo da política ótima e simulação da operação. Propõe-se o emprego de um modelo autorregressivo periódico de ordem variável PAR(p), descrito na Seção 6.

6 MODELO DE ENERGIAS AFLUENTES

6.1 *Formulação do Problema*

O único cenário de energias afluentes disponível na prática é o registro de energias afluentes observado no passado, a chamada *série histórica*, cujo registro é, no entanto, insuficiente para compor uma amostra de tamanho necessário para estimar índices de desempenho com incertezas aceitáveis. Entretanto, as características básicas da série histórica podem ser capturadas por modelos estocásticos capazes de produzir séries sintéticas de energias afluentes, diferentes da série histórica mas igualmente prováveis. Dessa forma, a informação contida na série histórica pode ser melhor extraída.

Séries hidrológicas de intervalo de tempo menor que o ano, tais como séries mensais, têm como característica o comportamento periódico das suas propriedades probabilísticas, como por exemplo a média, a variância, a assimetria e a estrutura de autocorrelação. A análise deste tipo de séries pode ser feita pelo uso de formulações auto-regressivas cujos parâmetros apresentam um comportamento periódico. A esta classe de modelos costuma-se denominar modelos auto-regressivos periódicos [9]. Estes modelos são referenciados por modelos PAR(p), onde p é a ordem do modelo, ou seja, o número de termos auto-regressivos do modelo. Em geral, p é um vetor, $p = (p_1, p_2, \dots, p_s)$, onde cada elemento fornece a ordem de cada período.

Este modelo apresenta duas características importantes: a exemplo dos modelos de desagregação (como o MSH, [5]), é capaz de produzir secas tão severas quanto aquelas observadas no registro histórico, [10], e sua formulação permite expressá-lo em função das variáveis de estado a cada estágio, o que viabiliza a sua utilização com a metodologia de PDDE. Assim, o mesmo modelo estocástico pode ser empregado tanto no módulo de determinação da política de operação ótima quanto no módulo de simulação da operação.

6.2 Algoritmo de Solução

O modelo PAR(p_1, p_2, \dots, p_s) pode ser descrito matematicamente por:

$$\Phi^m(B) \left(\frac{(Z_t - \mu_m)}{\sigma_m} \right) = a_t \quad (4)$$

onde:

Z_t é uma série sazonal de período s

s é o número de períodos ($s = 12$ para séries mensais)

N é o número de anos

t é o índice do tempo, $t = 1, 2, \dots, sN$, função do ano T ($T = 1, 2, \dots, N$) e do período m ($m = 1, 2, \dots, s$)

μ_m é a média sazonal de período s

σ_m é desvio-padrão sazonal de período s

$\Phi^m(B)$ é o operador auto-regressivo de ordem p_m

$$\Phi^m(B) = (1 - \phi_1^m B - \phi_2^m B^2 - \dots - \phi_{p_m}^m B^{p_m}),$$

B^i aplicado a Z_t resulta em Z_{t-i} ($B^i Z_t = Z_{t-i}$)

p_m é a ordem do operador auto-regressivo do período m

a_t série de ruídos serialmente independentes com distribuição normal, média zero e variância $\sigma_a^{2(m)}$

A cada subsistema será ajustado um modelo PAR(p) que preserva a estrutura de correlação temporal mensal. A correlação espacial entre os subsistemas será representada pela série de ruídos, a_t , multivariada.

Na metodologia para ajuste de modelos estocásticos a séries temporais, proposta por Box e Jenkins [11], a estratégia de seleção do modelo é dividida em três etapas. A primeira etapa, denominada *identificação do modelo*, consiste em escolher, tentativamente, a ordem do modelo. A segunda etapa, *estimação do modelo*, refere-se à estimação dos parâmetros do

modelo. A terceira etapa, *verificação do modelo*, consiste em, através de testes estatísticos, verificar se as hipóteses assumidas durante as etapas anteriores são atendidas. Maiores detalhes podem ser encontrados em [11], [12], [9] e [10].

6.3 Dados de Entrada

Os dados de entrada incluem:

- série de energias afluentes históricas por subsistema
- número de séries sintéticas desejadas
- horizonte de estudo
- ordem máxima do modelo

6.4 Resultados Fornecidos

Para cada subsistema:

- arquivo com as séries sintéticas de energias afluentes
- parâmetros do modelo auto-regressivo ajustado a cada estágio

7 CÁLCULO DA POLÍTICA DE OPERAÇÃO

7.1 Formulação do Problema

O objetivo deste módulo é determinar, para cada estágio do período de planejamento, os intercâmbios entre os subsistemas e as metas de geração para os subsistemas equivalentes e usinas térmicas do sistema que reduzam ao mínimo o valor esperado dos custos de operação.

O problema de operação hidrotérmica pode ser resolvido por programação dinâmica estocástica (PDE), representada pela seguinte equação recursiva:

$$\alpha_t(X_t) = E_{A_t|X_t} \left\{ \min_{U_t} \left[C_t(U_t) + \frac{1}{1+\beta} \alpha_{t+1}(X_{t+1}) \right] \right\} \quad (5)$$

s.a. restrições operativas a cada estágio t
para $t = T, T-1, \dots, 1$; para todo X_t

A recursão (5) é feita para cada estágio t do período de estudo. O horizonte de estudo se representa por T e β é a taxa de desconto. A duração de cada estágio e do horizonte dependem das características do sistema. Para o sistema brasileiro, que dispõe de reservatórios de capacidade de regulação pluri-anual, propõe-se utilizar estágios mensais e um horizonte de estudo de até dez anos.

As variáveis de estado X_t incluem as características do problema que afetam a decisão de operação. No caso de sistemas hidrotérmicos, existem tipicamente duas classes de variáveis de estado:

- armazenamento nos reservatórios de energia de regulação anual e pluri-anual, EA_t
- informação hidrológica, H_t

O vetor EA_t representa as energias armazenadas nos reservatórios equivalentes no início do estágio t . Os componentes do vetor são representados por $\{EA_t(i), i = 1, \dots, NS\}$, onde i representa o i -ésimo subsistema.

Por sua vez, o vetor H_t representa as energias naturais afluentes aos reservatórios equivalentes nos estágios anteriores, $t-1, t-2, t-3$ etc. O número de estágios passados que se representam está diretamente associado à *ordem* do modelo estocástico de energias e varia para cada sistema.

A_t é o vetor de energias afluentes incrementais durante o estágio t . $A_t | X_t$ representa a distribuição de probabilidades da afluência A_t condicionada ao estado do sistema X_t .

As variáveis de decisão do problema em cada etapa t incluem as energias turbinadas e vertidas nos reservatórios equivalentes e a geração das unidades térmicas em cada patamar da curva de carga. O vetor U_t representa a energia hidroelétrica produzida pelos volumes turbinados nas usinas. $C_t(U_t)$ é o custo imediato associado à decisão U_t e $\alpha_t(X_t)$ representa o valor esperado do custo de operação do estágio t até o final do período de planejamento sob a hipótese de operação ótima.

7.1.1 Função de Custo Imediato

A geração térmica e os intercâmbios representam-se de maneira indireta através da *função de custo imediato* $C_t(U_t)$. Esta função representa o custo de geração térmica necessário para complementar o atendimento da demanda na etapa t . Este complemento é a diferença entre a demanda e a energia hidroelétrica produzida U_t .

O cálculo de $C_t(U_t)$ é formulado como um problema de programação linear:

$$C_t(U_t) = \min \sum_{k=1}^K \Delta_k \sum_{j=1}^J C_j(G_{tk}(j)) \quad (6)$$

sujeito a

$$U_{tk}(i) + \sum_{j=1}^{J_i} G_{tk}(j) + \sum_{r \in \Omega_i} (f_{tk}(r, i) - f_{tk}(i, r)) = D_{tk}(i) \quad (7)$$

$$\underline{G}_{tk}(j) \leq G_{tk}(j) \leq \overline{G}_{tk}(j) \quad (8)$$

$$\underline{U}_{tk}(i) \leq U_{tk}(i) \leq \overline{U}_{tk}(i) \quad (9)$$

$$\sum_{k=1}^K U_{tk}(i) \leq U_t(i) \quad (10)$$

$$f_{tk}(i, r) \leq \overline{f}_{tk}(i, r) \quad (11)$$

para $k = 1, \dots, K$; para $i = 1, \dots, NS$; para $j = 1, \dots, J$

onde:

$U_{tk}(i)$ energia hidroelétrica produzida pelo subsistema i no patamar k (MWh)

k representa os patamares de carga $k, k = 1, \dots, K$

Δ_k duração do patamar k

j representa as usinas térmicas $j, j = 1, \dots, J$

$G_{tk}(j)$ geração da térmica j no patamar k (MWh)

$\underline{G}_{tk}(j)$ e $\overline{G}_{tk}(j)$ limites mínimo e máximo de geração de j no patamar k (MWh)

$\underline{U}_{tk}(i)$ e $\overline{U}_{tk}(i)$ limites mínimo e máximo de energia turbinada pelo subsistema i no patamar k (MWh)

C_j custo de geração da térmica j (\$/MWh)

D_{tk} demanda líquida (descontada a energia a fio d'água) no patamar k (MWh)

$f_{tk}(i, r)$ intercâmbio de energia do subsistema i para o subsistema r no patamar k (MWh)

$\overline{f}_{tk}(i, r)$ limite de intercâmbio de energia do subsistema i para o subsistema r no patamar k (MWh)

Ω_i conjunto de subsistemas diretamente conectados ao subsistema i

A restrição (7) representa o balanço de energia em cada patamar. As restrições (8) e (9) representam respectivamente os limites de geração térmica e hidroelétrica em cada patamar. A restrição (10) representa o fato que a soma das energias turbinadas ao longo dos patamares não deve exceder a energia turbinada meta U_t .

A função de custo imediato para distintos valores de U_t está representada na Figura 3. Observa-se que o custo de complementação térmica diminui à medida que as energias turbinadas aumentam.

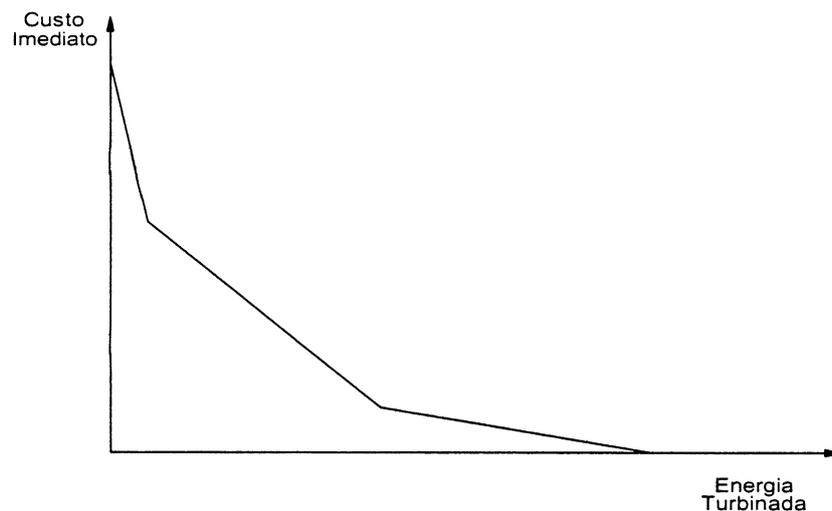


Figura 3 - Função de Custo Imediato

7.1.2 Função de Custo Futuro

A função $\alpha_{t+1}(EA_{t+1}, H_{t+1})$ representa o valor esperado do custo de operação da etapa $t+1$ até o horizonte T , a partir do armazenamento EA_{t+1} e é por isso conhecida como *função de custo futuro*. Observa-se que o custo de operação depende dos valores das variáveis de estado EA_{t+1} e H_{t+1} .

Em termos matemáticos, a função de custo futuro se representa como uma função linear por partes:

$$\alpha_{t+1}(EA_{t+1}, H_{t+1}) = \min \alpha_{t+1}$$

sujeito a (12)

$$\alpha_{t+1} \geq \sum_{i=1}^{NS} \pi_1(i) EA_{t+1}(i) + \sum_{i=1}^{NS} \lambda_1(i) H_{t+1}(i) + \bar{\delta}_1$$

$$\alpha_{t+1} \geq \sum_{i=1}^{NS} \pi_2(i) EA_{t+1}(i) + \sum_{i=1}^{NS} \lambda_2(i) H_{t+1}(i) + \bar{\delta}_2$$

...

$$\alpha_{t+1} \geq \sum_{i=1}^{NS} \pi_p(i) EA_{t+1}(i) + \sum_{i=1}^{NS} \lambda_p(i) H_{t+1}(i) + \bar{\delta}_p$$

onde:

- α_{t+1} variável escalar que representa o custo futuro
- p número de segmentos da função linear por partes
- $\bar{\pi}$ coeficiente associado a variação das energias armazenadas, que mede a sensibilidade da função valor esperado do custo futuro do estágio $t+1$ até T em relação a variação incremental da energia armazenada no estágio t
- $\bar{\lambda}$ coeficiente associado a variação das energias afluentes, que mede a sensibilidade da função valor esperado do custo futuro do estágio $t+1$ até T em relação a variação incremental da tendência hidrológica
- $\bar{\delta}$ termo constante da restrição linear

A função de custo futuro permite comparar o custo de utilizar os reservatórios na etapa t , através da energia turbinada U_t (função de custo imediato $C_t(U_t)$), ou "guardar" a água para uma utilização futura. A Figura 4 representa as duas funções para distintos valores de U_t . Observa-se que o custo futuro aumenta com a energia turbinada na etapa, já que isto implica em esvaziar os reservatórios.

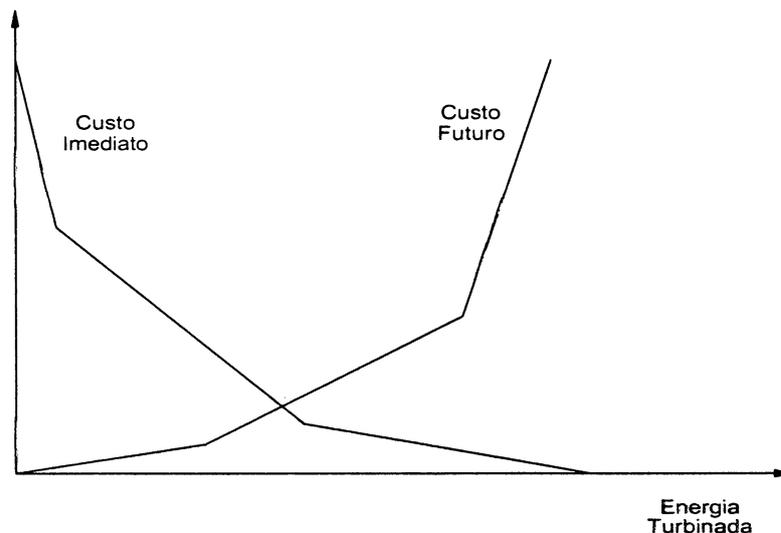


Figura 4 - Funções de Custo Imediato e Custo Futuro

A recursão (5) requer como dado de entrada a função de custo futuro para a última etapa, $\alpha_{T+1}(EA_{T+1}, H_{T+1})$. Como esta *função terminal* não está disponível, utiliza-se o procedimento descrito a seguir:

- a) adicionam-se ΔT anos ao período de estudo. Este número de anos adicionais é um valor aproximado que procura traduzir o período de regulação dos reservatórios do sistema.
- b) a configuração do sistema, os dados de demanda e o modelo estocástico de vazões nestes anos adicionais se mantêm iguais aos da última etapa, T .
- c) a recursão (5) se aplica a este período de estudo estendido, com $T + \Delta T$ anos. A função de custo terminal para este estudo, $\alpha_{T+\Delta T+1}$, é inicializada com zero.

7.1.3 Restrições Operativas

A seguir, formulam-se as restrições operativas da recursão (5).

a) Balanço de Energia

Este balanço representa a conservação da energia nos reservatórios equivalentes: a energia armazenada no reservatório no final da etapa t (início da etapa $t+1$) é igual a energia

armazenada no início da etapa, mais a energia controlável afluente, menos a energia defluente do reservatório (gerada e vertida):

$$EA_{t+1}(i) = EA_t(i) + EC_t(i) - U_t(i) - EV_t(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, NS \quad (13)$$

b) Limites de Armazenamento

$$\underline{EA}(i) \leq EA_{t+1}(i) \leq \overline{EA}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, NS \quad (14)$$

onde $\underline{EA}(i)$ e $\overline{EA}(i)$ são respectivamente os limites máximo e mínimo de armazenamento.

c) Limites nos Turbinamentos

Os limites máximos de turbinamento representam os limites de geração nas usinas hidroelétricas, e correspondem às restrições (9) do problema de cálculo da função de custo imediato.

$$\underline{U}_t(i) \leq U_t(i) \leq \overline{U}_t(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, NS \quad (15)$$

onde $\underline{U}_t(i)$ e $\overline{U}_t(i)$ são respectivamente os limites máximo e mínimo de turbinamento.

Estes limites máximos e mínimos de defluência representam respectivamente restrições de capacidade de turbinamento em cada estágio e restrições de navegação e/o irrigação.

7.2 Algoritmo de Solução do Problema

Em teoria, o problema (5) poderia ser resolvido por um algoritmo de programação dinâmica estocástica (PDE). Entretanto, como já foi visto, o esforço computacional do algoritmo PDE cresce exponencialmente com o número de variáveis de estado do problema e só é computacionalmente factível até um máximo de três ou quatro variáveis. No caso da operação integrada atual dos subsistemas brasileiros, existirão pelo menos dez variáveis de

estado - cinco para o armazenamento em cada sistema e cinco para a tendência hidrológica correspondente.

Devido a isto, propõe-se a utilização da técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). Esta técnica permite obter os mesmos resultados da PDE tradicional, sem necessidade de discretização das variáveis de estado. Uma descrição detalhada da técnica de PDDE pode ser encontrada em [7]. Apresenta-se, a seguir, uma descrição dos passos principais do procedimento PDDE, que se baseia na execução iterativa dos seguintes passos:

- I. Seleção de um conjunto de estados em cada etapa
- II. Cálculo das funções de custo futuro em cada etapa

7.2.1 Passo I - Seleção de um Conjunto de Estados

Neste passo, seleciona-se um conjunto de estados $\{(EA_t, H_t)_l, l = 1, \dots, L\}$ para cada estágio t do período de estudo. Estes estados são obtidos através da *simulação* da operação do sistema para um conjunto de L seqüências de energias afluentes. O procedimento de simulação está descrito na Seção 8 deste Relatório.

Além das seqüências de energias afluentes, a simulação de operação requer as funções de custo futuro $\alpha_{t+1}(EA_{t+1}, H_{t+1})$ em cada etapa. Na primeira iteração do algoritmo PDDE, estas funções são inicializadas com zero; nas iterações seguintes, correspondem às funções de custo futuro produzidas no Passo II.

7.2.2 Passo II - Cálculo das Funções de Custo Futuro

Este cálculo é implementado através do seguinte algoritmo:

- a. percorrer as etapas no sentido inverso do tempo: $t = T, T-1, \dots, 1$

- b. percorrer os estados $\{(EA_t, H_t)_l, l = 1, \dots, L\}$ selecionados no Passo I do algoritmo PDDE
- c. discretizar o vetor de energias afluentes da etapa t , condicionado a $(H_t)_l$
 $\{(EAF_t)_n, n = 1, \dots, N\}$
- d. conhecidos o vetor de energias armazenadas iniciais $\{(EA_t)_l, l = 1, \dots, L\}$ e o vetor de energias afluentes $\{(EAF_t)_n, n = 1, \dots, N\}$, resolver o subproblema de operação para a etapa t :

$$z_n = \min \left[C_t(U_t) + \frac{1}{1+\beta} \alpha_{t+1}(EA_{t+1}, (H_{t+1})_n) \right] \quad (16)$$

sujeito a restrições nos vetores de estado e decisão

- e. calcular o valor esperado do custo futuro associado ao estado $(EA_t, H_t)_l$ e as derivadas deste valor esperado com respeito a variações incrementais nos valores do estado:

$$\alpha_t((EA_t, H_t)_l) = \sum_{n=1}^N p_n z_n \quad (17)$$

$$\overline{\pi_{tl}}(i) = \sum_{n=1}^N p_n \pi_n(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, NS \quad (18)$$

$$\overline{\lambda_{tl}}(i) = \sum_{n=1}^N p_n \lambda_n(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, NS \quad (19)$$

onde:

p_n probabilidade do vetor de energias afluentes $(EAF_t)_n$

z_n valor ótimo do subproblema de operação (16)

$\pi_n(i)$ derivada de z_n com respeito a energia armazenada inicial $(EA_t(i))_l$ do subsistema i

$\lambda_n(i)$ derivada de z_n com respeito à energia afluente $(H_t(i))_l$

Os valores $\alpha_t((EA_t, H_t)_l)$, $\overline{\pi_{tl}}(i)$, e $\overline{\lambda_{tl}}(i)$ são respectivamente o termo independente e os coeficientes da l -ésima restrição linear que compõe a função de custo futuro na etapa t .

7.3 Subproblema de Operação em cada Etapa

Substituindo as expressões (6) a (12) no subproblema de operação (16), obtém-se o problema de programação linear no Quadro 1.

Quadro 1

Subproblema de Operação

função objetivo	$z_t = \min \sum_{k=1}^K \Delta_k \sum_{j=1}^J C_j (G_{tk}(j)) + \frac{1}{1+\beta} \alpha_{t+1}$
restrições nos vetores de estado e decisão	$EA_{t+1}(i) + U_t(i) + EV_t(i) = EA_t(i) + EC_t(i)$ $EA_{t+1}(i) \leq \overline{EA}_{t+1}(i)$ $\underline{U}_t(i) \leq U_t(i) \leq \overline{U}_t(i)$
função de custo futuro	$\alpha_{t+1} \geq \sum_{i=1}^{NS} \pi_1(i) EA_{t+1}(i) + \sum_{i=1}^{NS} \lambda_1(i) H_{t+1}(i) + \overline{\delta}_1$ $\alpha_{t+1} \geq \sum_{i=1}^{NS} \pi_2(i) EA_{t+1}(i) + \sum_{i=1}^{NS} \lambda_2(i) H_{t+1}(i) + \overline{\delta}_2$ <p style="text-align: center;">...</p> $\alpha_{t+1} \geq \sum_{i=1}^{NS} \pi_p(i) EA_{t+1}(i) + \sum_{i=1}^{NS} \lambda_p(i) H_{t+1}(i) + \overline{\delta}_p$
atendimento da demanda em cada sistema	$U_{tk}(i) + \sum_{j=1}^J G_{tk}(j) + \sum_{r \in \Omega} (f_{tk}(r, i) - f_{tk}(i, r)) = D_{tk}(i)$ $\underline{G}_{tk}(j) \leq G_{tk}(j) \leq \overline{G}_{tk}(j)$ $\underline{U}_{tk}(i) \leq U_{tk}(i) \leq \overline{U}_{tk}(i)$ $\sum_{k=1}^K U_{tk}(i) \leq U_t(i)$ $f_{tk}(i, r) \leq \overline{f}_{tk}(i, r)$ <p>para $k = 1, \dots, K$; para $i = 1, \dots, NS$; para $j = 1, \dots, J$</p>

7.3.1 Algoritmo de Solução

O algoritmo de solução do problema de programação linear é o Simplex. Propõe-se utilizar um pacote comercial como o OSL ou equivalente. Este algoritmo produz, além da solução de mínimo custo, os multiplicadores simplex, ou variáveis duais, associados às restrições do problema. Estes multiplicadores correspondem aos custos marginais de curto prazo com respeito a variações da demanda e aos limites de capacidade dos componentes.

7.4 Dados de Entrada

Os dados de entrada se compõem das seguintes classes:

- dados gerais
- dados dos subsistemas
- dados das usinas hidroelétricas
- dados das usinas térmicas
- dados de intercâmbio entre subsistemas
- programa de manutenção
- dados de demanda
- dados de vazões

7.4.1 Dados Gerais

Os dados gerais incluem:

- horizonte do estudo
- duração de cada estágio
- número de subsistemas
- taxa de atualização financeira
- função de custo de interrupção

- opções do algoritmo PDDE (número de estados L , de discretizações do vetor de energias afluentes N , etc.)
- opções de impressão dos resultados

7.4.2 Dados da Configuração Hidrotérmica

Para cada subsistema:

- usinas hidroelétricas que o compõem;
- usinas térmicas que o compõem;
- função de custo do déficit.

7.4.3 Dados das Usinas Hidroelétricas

Os dados das usinas hidroelétricas incluem:

- subsistema a que pertence;
- índice da usina a jusante;
- índice do posto de vazões;
- potência instalada;
- volume armazenado máximo;
- volume armazenado mínimo;
- vazão turbinada máxima;
- vazão defluente mínima.

7.4.4 Dados das Usinas Térmicas

Para cada unidade térmica:

- classe térmica a que pertence;
- potência instalada;
- geração máxima;
- geração mínima;

- fator de disponibilidade;
- custo de operação.

7.4.5 Programa de Manutenção

Para cada etapa, índices das unidades em manutenção que definem a porcentagem de disponibilidade, de cada usina, em função do programa de manutenção sob análise.

7.4.6 Demanda

- número de patamares da curva de carga;
- duração de cada patamar;
- demanda em cada patamar, para cada estágio.

7.4.7 Dados de Vazões

- Arquivo contendo as vazões históricas naturais afluentes aos aproveitamentos para ser utilizado pelo modelo estocástico de energia
- Arquivo contendo as vazões a serem desviadas, por exemplo, para fins de irrigação ou abastecimento de água.

7.4.8 Dados de Intercâmbio entre Subsistemas

Para cada subsistema:

- limites máximo e mínimo de intercâmbio com os sistemas vizinhos, para cada etapa e para cada patamar de demanda;
- coeficientes de perda para cada tronco de interligação.

7.5 Resultados Fornecidos

Este módulo produz a política ótima para operação de subsistemas hidrotérmicos interligados. Esta política é descrita através de uma função de custo futuro para cada estágio do período de planejamento, que relaciona o estado do sistema (energias armazenadas e tendência hidrológica em cada subsistema) com o valor esperado do custo de operação a partir daquele estágio até o horizonte de planejamento. Esta função pode ser usada como

dado de entrada para os modelos utilizados para planejamento da operação a médio prazo e os modelos de simulação a usinas individualizadas.

8 SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO

8.1 Formulação do Problema e Procedimento de Solução

Uma vez obtida a política de operação ótima, representada pelas funções de custo futuro α_t , faz-se uma *simulação* da operação do sistema ao longo do período de estudo, para distintas seqüências de vazões. O procedimento de simulação está descrito a seguir:

- a) percorrer as etapas $t = 1, 2, \dots, T$;
- b) ler de arquivo um vetor de energias afluentes para a etapa t , (EAF_t) ;
- c) ler de arquivo a função de custo futuro da etapa t , $\alpha_{t+1}(EA_{t+1}, H_{t+1})$;
- d) ler de arquivo o vetor de energias armazenadas finais da etapa $t-1$ (energias armazenadas iniciais da etapa t , (EA_t));
- e) conhecidos o vetor de energias armazenadas (EA_t) , o vetor de energias afluentes (EAF_t) e a função de custo futuro $\alpha_{t+1}(EA_{t+1}, H_{t+1})$, resolver o subproblema de operação da etapa t :

$$z_t = \min \left[C_t(U_t) + \frac{1}{1 + \beta} \alpha_{t+1} \right]$$

sujeito a restrições nos vetores de estado e decisão

as restrições do subproblema e algoritmo de solução são os mesmos do subproblema de operação da Seção 7.3 **Error! Bookmark not defined.**;

- f) colocar em arquivo os resultados da solução do problema (custo de operação, volumes finais, etc.). Regressar ao passo (a).

O procedimento (a)-(f) se repete para diversas seqüências de energias afluentes, retiradas do registro histórico, ou produzidas por um modelo estocástico. A Figura 5 ilustra os principais passos do procedimento.

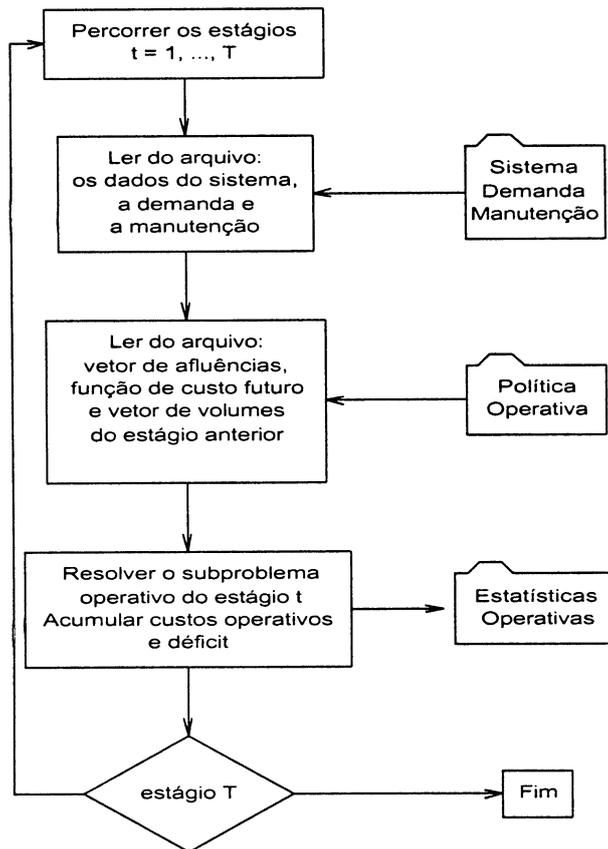


Figura 5 - Simulação da Operação

8.2 Dados de Entrada

Os dados de entrada para o modelo de simulação de operação são basicamente os mesmos do modelo de cálculo da política de operação.

8.3 Resultados Fornecidos

As informações resultantes da execução do modelo de simulação de operação incluem:

- custo de operação total para cada estágio (para cada seqüência, média, variância e valores extremos)

- custo de operação por unidade térmica e classe térmica para cada estágio (para cada seqüência e média)
- geração por unidade térmica para cada patamar e estágio (para cada seqüência e média)
- energias armazenadas finais, turbinadas e vertidas nos reservatórios equivalentes para cada estágio (para cada seqüência e média)
- energia gerada em cada reservatório equivalente para cada patamar e estágio (para cada seqüência e média)
- risco de déficit para cada ano
- energia não fornecida para cada ano (para cada seqüência, média, variância e valores extremos)
- custos marginais de demanda para cada patamar e estágio (para cada seqüência, média, variância e valores extremos);
- custos marginais de disponibilidade de energia em cada subsistema por estágio e seqüência (valor da água);
- custos marginais associados às capacidades de geração das usinas térmicas e aos limites de armazenamento e turbinamento dos reservatórios equivalentes para cada estágio (para cada seqüência e média);
- intercâmbio com cada sistema vizinho para cada patamar e estágio (para cada seqüência, média, variância, e valores extremos);
- custo das compras e vendas de energia para cada estágio (para cada seqüência, média, variância e valores extremos).

REFERÊNCIAS

1. Terry, L. A. et al., "Coordinating the Energy Generation of the Brazilian National Hydrothermal Electrical Generating System", *Interfaces* 16, Jan-Feb 1986, pp 16-38.
2. Terry, L. A. et al., "Modelo a Sistema Equivalente - Descrição Geral." *Relatório Técnico CEPEL 1705/80*, 1980.
3. ELETROBRÁS, DOS/DEOP, *BACUS, Balanço a Equicusto*, DOS/DEOP, 1985.
4. CEPEL, Uso do Modelo Estocástico de Vazões Mensais no Estudo da mais Severa Seca Ocorrida no Local de Barramento de Furnas, *Relatório Técnico*, 1978.
5. Kelman, J., Oliveira, G.C., Maceira, M.E.P., "Modelo de Séries Hidrológicas (MSH) - Manual de Metodologia", *Relatório Técnico CEPEL nº 242/92*.
6. Pereira, M. V. F., "Optimal Stochastic Operations of Large Hydroelectric Systems", *Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 11, Nº 3, pages 161-169, July/1989.
7. Maceira, M.E.P., "Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Auto-regressivos Periódicos", *Relatório Técnico CEPEL 237/93*, 1993.
8. Maceira, M.E.P., Marcato, A. L. M., Duarte, V. S. , "Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes - NEWAVE. Manual do Usuário", *Relatório Técnico CEPEL 623/2000*, 2000.
9. Salas, J. D., Delleur, J. W., Yevjevich, V. e Lane, W. L., *Applied Modeling of Hydrologic Time Series*, Water Resources Publications, 1980.
10. Maceira, M. E. P., *Operação Ótima de Reservatórios com Previsão de Afluências*, Tese de Mestrado, COPPE/UFRJ, março/1989.
11. Box, G. E. P., e Jenkins, G. M., *Time Series Analysis - Forecasting and Control*, Holden-Day Inc., 1970.
12. Maceira, M.E.P., Mercio, C. M., "Stochastic Streamflow Model For Hydroelectric Systems", 5th PMAPS International Conference – Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Vancouver, Canada, setembro, 1997.