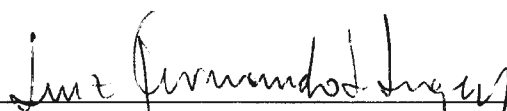


IMPERATIVOS DA DESCENTRALIZAÇÃO E COORDENAÇÃO DA OPERAÇÃO
ENERGÉTICA NO ÂMBITO DA REFORMA INSTITUCIONAL DO SETOR
ELÉTRICO BRASILEIRO

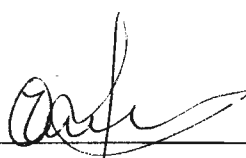
Jorge Marques de Azevedo Filho

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM
PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

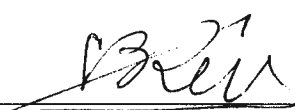
Aprovada por:



Prof. Luiz Fernando Loureiro Legey, Ph.D.



Prof. Lucio Guido Tapia Carpio, D.Sc.



Prof. Lineu Belico dos Reis, D.Eng.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2000

MARQUES DE AZEVEDO FILHO, JORGE

Imperativos da Centralização e Coordenação da Operação Energética no Âmbito da Reforma Institucional do Setor Elétrico Brasileiro [Rio de Janeiro] 2000

xv, 244 p. 29,7 cm (COPPE, M.Sc., Planejamento Energético, 2000)

Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

- 1. Energia Elétrica**
- 2. Sistemas Elétricos de Potência**
- 3. Operação Eletroenergética**
- 4. Sistemas Hidrotérmicos**
- 5. Reforma do Setor Elétrico**
- 6. Coordenação da Operação**
- 7. Supervisão da Operação**
- 8. Operador Nacional do Sistema**
- 9. Mercado Atacadista de Energia**

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

A meu pai,
Jorge Marques de Azevedo,
cujo exemplo de honestidade e trabalho
norteou nossas vidas.

AGRADECIMENTOS

À Ly, minha mulher, por sua paciência chinesa e por seu amor, carinho e compreensão.

Ao Prof. Luiz F. L. Legey, orientador que norteou esta Tese, pelo incentivo constante e confiança em nosso trabalho.

Ao Prof. L. Guido Tapia C., por seu apoio na fase final de elaboração da Tese.

Ao Prof. Lineu Belico dos Reis, amigo e companheiro de muitas jornadas em diferentes fases de nossas vidas, por seu incessante estímulo na consecução de mais este objetivo.

Aos meus queridos irmãos, irmã, cunhado e cunhadas, que convenceram este Velho Marinheiro a - após mais de trinta anos singrando os mares revoltos da Engenharia de Sistemas de Potência e da Economia Energética - enfrentar o oceano desconhecido do Mestrado.

Aos meus queridos filhos – Jorge, Isabel, Guilherme e Alexandre - que sempre acreditaram na persistência do pai.

À minha mãe, por suas críticas, sempre pertinentes.

Aos professores do Programa de Planejamento Energético da COPPE, Emílio La Rovère, Luiz Pinguelli Rosa, Roberto Schaeffer, Danilo de Souza Dias, Maurício Tolmasquim e outros, pela visão holística da Ciência que nos proporcionaram, abrangendo, entre outros, os campos de Energia e Meio Ambiente, Física, Engenharia Elétrica, Estatística, Economia, Avaliação de Projetos e Modelos Computacionais.

Ao Ministro Rodolpho Tourinho Neto, amigo de longa data, pela oportunidade que nos proporcionou de colaborarmos em sua brilhante gestão à frente do Ministério de Minas e Energia, através da qual tivemos o ensejo de ampliar nossa visão geral do Setor, mormente no que concerne à operação do sistema elétrico brasileiro.

Ao Eng^o Xisto Vieira Filho, M.Sc., amigo, mestre e incentivador, pelos conhecimentos técnicos que nos foram transmitido e sem cujo apoio esta Tese seria impossível.

Ao Eng^o Franklin Hernán Campero Quezada - amigo e companheiro de inúmeras missões no Brasil, Equador, Argentina, Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicarágua, Costa Rica, Panamá, Guiana e Estados Unidos (Washington, D.C. e Naples, FL), atuando pela HIDROSERVICE, PROMON, Banco Mundial, ICC e BID - pela oportunidade que nos deu de absorver um pouco de seu inigualável conhecimento e experiência na área de Economia Energética.

À Dra. Josefina Krapienis e aos Eng^{os} Aluizio Alm Rodrigues, José Luiz Abreu de Carvalho e Joaquim Batista da Silva Júnior, amiga e amigos verdadeiros que nunca nos faltaram, tanto nas horas boas como nos tempos difíceis.

Aos estimados colegas do Ministério de Minas e Energia, da ELETROBRÁS, do CEPEL, da HIDROSERVICE e do Programa de Planejamento Energético da COPPE, pela sua inestimável colaboração. De tantos e tão amigos, impossível nomeá-los todos sem cometer alguma injustiça.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

IMPERATIVOS DA DESCENTRALIZAÇÃO E COORDENAÇÃO DA OPERAÇÃO
ENERGÉTICA NO ÂMBITO DA REFORMA INSTITUCIONAL DO SETOR
ELÉTRICO BRASILEIRO

Jorge Marques de Azevedo Filho

Março/2000

Orientador: Luiz Fernando Loureiro Legey

Programa: Planejamento Energético

Este trabalho mostra como ocorreu a evolução da operação energética – seus procedimentos e seus modelos computacionais – ao passar-se, no Brasil, de uma fase em que o planejamento e a operação deixam de ser realizados de forma cooperativa por órgãos colegiados de empresas estatais para um novo marco institucional em que os agentes, sob a égide do mercado, atuam de forma mais competitiva. Inicialmente, dá-se uma visão global da operação de um sistema hidrotérmico e apresentam-se os novos atores em função da reforma institucional do Setor Elétrico Brasileiro. Em seguida, mostra-se a concepção do software e o encadeamento lógico associado às atividades de operação energética. E, “last, but not least”, ilustra-se como ficou a operação energética na atual fase de transição para o novo marco institucional. Conclui-se, então, que mudaram os atores, mas a concepção, o conceito e o encadeamento lógico dos modelos matemáticos da operação energética permaneceram os mesmos.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

IMPERATIVES OF THE CENTRALIZATION AND COORDENATION OF THE
POWER SYSTEM'S ENERGY OPERATION ON THE CONTEXT OF THE
BRAZILIAN POWER INSTITUTIONAL REFORM

Jorge Marques de Azevedo Filho

March/2000

Advisor: Luiz Fernando Loureiro Legey

Department: Energy Planning

This work presents the Brazilian energy operation evolution – its proceedings and software models – from a phase where the planning and operation were done in a cooperative way by state owners companies to a new institutional stage where the agents acts in a more competitive way, in a market environment. First, the work gives a global overview of a hydro thermal power system operation and introduces the new actors generated in function of the Brazilian power system institutional reform. In continuation, the works shows the energy operation's logical chain and software conception. And, last but not least, the work illustrates how is running the Brazilian energy operation on the new institutional environment. The conclusion is that, actors changes, but the conception and logical chain of the energy operation's mathematical models remains the same.

ÍNDICE

PARTE I – INTRODUÇÃO

CAPÍTULO 1 - OBJETIVO DA TESE	2
CAPÍTULO 2 - SISTEMA INTEGRADO DE OPERAÇÃO DE UM SISTEMA HIDROTÉRMICO	3
CAPÍTULO 3 - BREVE HISTÓRICO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	12
3.1 O GCOI	12
3.2 A Reforma do Setor Elétrico Brasileiro	16

PARTE II

A CONCEPÇÃO DO SOFTWARE ASSOCIADO ÀS ATIVIDADES DE OPERAÇÃO ENERGÉTICA

CAPÍTULO 1 - OBJETIVO DA PARTE II	26
CAPÍTULO 2 - DESCRIÇÃO DOS PROCEDIMENTOS DA ÁREA ENERGÉTICA PARA PLANEJAMENTO E PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO E CONTABILIZAÇÃO ENERGÉTICA	29
2.1 Introdução	29
2.2 Planejamento da Operação	30

2.2.1	Considerações Gerais	30
2.2.2	Estudos Plurianuais de Operação	30
2.2.2.1	Considerações Gerais	30
2.2.2.2	Descrição dos Procedimentos	31
2.2.3	Plano Anual de Operação	44
2.2.4	Plano Mensal de Operação	44
2.2.5	Políticas Semanais de Operação	45
2.3	Programação Semanal da Produção	45
2.3.1	Considerações Gerais	45
2.3.2	Programas Computacionais	48
2.3.3	Procedimentos para Elaboração do Programa Semanal de Produção do Sistema	50
2.3.3.1	Procedimentos Gerais	50
2.3.3.2	Procedimentos de Utilização dos Programas Computacionais	50
2.3.4	Fluxo de Informações entre Arquivos	67
2.4	Programação Diária da Produção	67
2.4.1	Objetivos	67
2.4.2	Descrição Geral	69
2.4.3	Procedimentos	72

2.4.4	Fluxo de Informações	86
2.2	Contabilização Energética	86
2.5.1	Considerações Gerais	86
2.5.2	Determinação dos Intercâmbios Contratuais	88
2.5.3	Determinação dos Intercâmbios Havidos entre as Empresas	89
CAPÍTULO 3 - DESCRIÇÃO DOS PROGRAMAS DE APLICAÇÃO		92
3.1	Introdução	92
3.2	Programas dos Modelos de Apoio	92
3.2.1	Modelo de Previsão de Demandas	92
3.2.1.1	Considerações Gerais	92
3.2.1.2	Descrição dos Arquivos do Modelo de Previsão de Demandas	93
3.2.1.3	Programa de Registro de Estatísticas Básicas	99
3.2.1.4	Programa de Cálculo de Coeficientes de forma	100
3.2.1.5	Programa de Previsão de Demandas Diárias	101
3.2.1.6	Programa de Previsão Semanal de Demanda	103
3.2.1.7	Programa de Previsão Mensal de Demandas	104
3.2.1.8	Programa de Previsão Plurianual de Demandas	106
3.2.2	Modelo de Previsão de Vazões	107
3.2.2.1	Considerações Gerais	107

3.2.2.2	Registro de Dados Básicos e Atualização dos	108
3.2.2.3	Previsão de Vazões Afluentes Semanais	110
3.2.2.4	Definição de Estados e Probabilidades de Transmissão	111
3.2.2.5	Definição de Séries Hidrológicas Típicas	112
3.2.2.6	Descrição de Arquivos	113
3.2.3	Outros Modelos de Apoio	114
3.3	Programas para os Modelos Energéticos	116
3.3.1	Condições Gerais	116
3.3.2	Modelo Estratégico de Operação	117
3.3.2.1	Decrição Geral	117
3.3.2.2	O Modelo	118
3.3.3	Modelo de Distribuição Ótima de Reservas Energéticas	121
3.3.3.1	Descrição Geral	121
3.3.3.2	Modelo de Distribuição ótima de Reservas Energéticas	123
3.3.4	Modelo de Simulação Mensal da Operação	131
3.3.5	Modelo de Simulação Semanal da Operação	135
3.3.6	Modelo de Simulação Energética de Bacias	136
3.3.7	Despacho Mensal do Parque Termelétrico	140
3.3.7.1	Descrição Geral	140
3.3.7.2	Descrição do Procedimento	142

3.3.7.3 Resultados Obtidos	143
3.3.8 Programa de Despacho Semanal do Parque Termelétrico	144
3.3.8.1 Descrição Geral	144
3.3.8.2 Descrição do Método	146
3.3.8.3 Aplicações do Programa	152
3.3.8.4 Resultados do Programa	152
3.3.9 Despacho Simulado do Parque Hidrelétrico	152
3.3.9.1 Objetivo do Programa	152
3.3.9.2 Método de Otimização	153
3.3.9.3 Método Baseado em Normas Empíricas	155
3.3.9.4 Análise da Solução	157
3.3.9.5 Dados de Entrada	157
3.4 Programas para a Contabilização Energética	158
3.4.1 Condições Gerais	158
3.4.2 Programa para o Cálculo dos Intercâmbios a serem Contratados	159
3.4.3 Cálculo dos Intercâmbios Havidos entre Empresas	162

PARTE III

PROCEDIMENTOS DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA NO

ÂMBITO DO NOVO MODELO INSTITUCIONAL DO

SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	166
CAPÍTULO 2 – APRESENTAÇÃO DOS PROCEDIMENTOS DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA	173
2.1 Considerações Gerais	173
2.1 Apresentação dos Submódulos	174
2.2.1 Planejamento Anual da Operação Energética (Submódulo 1.1)	174
2.2.2 Programa Mensal da Operação Energética (Submódulo 1.2)	175
2.2.3 Avaliação Energética de Médio Prazo (Submódulo 1.3)	175
2.2.4 Definição das Usinas Despachadas de Forma Centralizada (Submódulo 1.4)	176
2.2.5 Cálculo do Custo Incremental de Geração de Usinas Termelétricas (Submódulo 1.5)	177
2.2.6 Política de Abastecimento de Combustíveis para Usinas Térmicas (Submódulo 1.6)	177
2.2.7 Cálculo da Energia e Potência Asseguradas (Submódulo 1.7)	178

CAPÍTULO 3 - ESTÁGIO ATUAL DE DESENVOLVIMENTO DOS

MODELOS DE SOFTWARE PARA A OPERAÇÃO ENERGÉTICA	180
3.1 Introdução	180
3.2 O Modelo Newave	180
3.3 O Modelo Suishi	182
3.4 O Modelo Gevazp	185
3.5 O Modelo Decomp	186
3.6 Os Modelos Cheias	188
3.7 O Modelo Previvaz/Previvazh	191
3.8 O Modelo Despro	192
3.9 O Modelo Cahora	193
3.10 O Modelo Previcar	194
3.11 O Modelo Predesp	195
3.12 O Modelo Dessem	196
3.13 O Modelo Sapre	199

CAPÍTULO 4 - CONCLUSÕES	201
--------------------------------	------------

PARTE IV - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Referências Bibliográficas	203
----------------------------	-----

ANEXO I – VISÃO GERAL DAS REGRAS DE MERCADO

Visão Geral das Regras de Mercado	208
-----------------------------------	-----

PARTE I

INTRODUÇÃO

CAPÍTULO 1

OBJETIVO DA TESE

O objetivo da Tese é mostrar como ocorreu a evolução da operação energética – seus procedimentos e seus modelos computacionais – ao passar-se, no Brasil, de uma fase em que o planejamento e a operação deixam de ser realizados de forma cooperativa por órgãos colegiados de empresas estatais (federais e estaduais) para um novo marco institucional em que os agentes, sob a égide do mercado, atuam de forma mais competitiva.

Para tal, a Tese foi dividida em três partes:

1. Nesta Parte I dá-se uma visão global da operação de um sistema hidrotérmico e apresentam-se os novos atores em função da reforma institucional do Setor Elétrico.
2. Na Parte II mostra-se a concepção do software e o encadeamento lógico associado às atividades de operação energética.
3. Na Parte III ilustra-se como ficou a operação energética e o respectivo software nesta fase de transição para o novo marco institucional.

Complementarmente, no Anexo I é apresentada uma visão geral das regras do Mercado Atacadista de Energia.

O que se conclui é que **mudaram os atores, mas a concepção, conceito e o encadeamento lógico dos modelos matemáticos da operação energética permaneceram os mesmos.**

CAPÍTULO 2

SISTEMA INTEGRADO DE OPERAÇÃO DE UM SISTEMA HIDROTÉRMICO

As atividades de operação de sistemas elétricos de potência podem ser agrupadas nas seguintes áreas (mostradas na Figura I.2.1):

- **Planejamento da Operação** – englobando os estudos e análises operacionais, com um horizonte (no caso do Brasil) de 5 anos a 1 semana à frente em direção ao futuro.
- **Programação da Operação (ou Pré-Despacho)** – englobando as atividades operacionais desenvolvidas dentro de um horizonte de uma semana à frente até o dia que antecede a operação propriamente dita.
- **Supervisão e Coordenação em Tempo Real (ou Despacho)** – englobando as atividades que vão desde a operação em tempo real até algumas horas à frente.
- **Análise e Estatística Pós-Operativa** – englobando as atividades de análise dos resultados da operação, armazenando os dados estatísticos que irão realimentar as áreas cima mencionadas.
- **Contabilização e Faturamento Energético.**

É fundamental que se considere a operação em seu conceito integrado. Caso contrário, não se consubstanciariam as relevantes economias da operação integrada, teoricamente obtíveis através do planejamento da operação. Ou seja, a programação e o despacho devem contemplar e executar exatamente as estratégias fixadas nas fases anteriores dos estudos.

ATIVIDADES TÍPICAS DA OPERAÇÃO INTEGRADA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO	PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO	SUPERVISÃO E CONTROLE	ANÁLISE ESTATÍSTICA DA OPERAÇÃO	CONTABILIZAÇÃO E FATURAMENTO ENERGÉTICO
5 ANOS - 1 SEMANA	1 SEMANA - 1 DIA	Tempo - Real	Pós - Operação	Pós - Operação
ESTUDOS ENERGÉTICOS . Plurianual . Plano Mensal . Outros Estudos Específicos ESTUDOS ELÉTRICOS . Longo Prazo . Médio Prazo	PROGRAMAÇÃO DA PRODUÇÃO (SEMANAL E DIÁRIA) . Programação da Geração . Programação da Manutenção ESTUDOS ELÉTRICOS A CURTO PRAZO . Programação de Tensão e Reativos . Coordenação da Manutenção das LTs . Análises de Sensibilidade	SUPERVISÃO DA GERAÇÃO . Operação em TLB . Emergência e Reprogramação . Supervisão da Manutenção da Geração SUPERVISÃO DA TRANSMISSÃO . Monitoramento de Reserva Operativa . Estimador do Estado . Análise de Segurança em Tempo Real . Coordenação da Tensão e Reativos . Supervisão da Manutenção das LTs	RELATÓRIOS DE OPERAÇÃO (MENSAIS, SEMANAIS E DIÁRIOS) . Dados Relevantes . Ocorrências . Situação Hidroenergética . Estatísticas ANÁLISE DA PERAÇÃO . Desempenho do Sistema . Operação em TLB . Reserva Operativa . Perturbações . Desempenho Sistemas SCADA	COMTABILIZAÇÃO ENERGÉTICA . Potência Assegurada . Energia Assegurada . Energia Secundária . Intercâmbio de Emergência FATURAMENTO ENERGÉTICO . Potência Assegurada . Energia Assegurada . Outros Intercâmbios

FIGURA I.2.1 - ATIVIDADES TÍPICAS DA OPERAÇÃO INTEGRADA DE HIDROTÉRMICOS

Dentro deste contexto de atividades e decisões em cascata, do longo para o curto prazo, o planejamento da operação (executado pelo ONS) recebe influência da área de planejamento da expansão do sistema elétrico (realizado pelo CCPE) e, por seu lado, exerce influência direta sobre as atividades de programação, despacho e contabilização energética (exercidas pelo ONS). Esta última atividade, por sua vez, fornece os dados para a atividade de contabilização e liquidação financeira (executada pelo MAE). Este inter-relacionamento entre atividades é mostrado na Figura I.2.2.

Nos Quadros I.2.1 a I.2.5 estão apresentados os principais modelos matemáticos e módulos de software utilizados no Sistema Integrado de Operação.

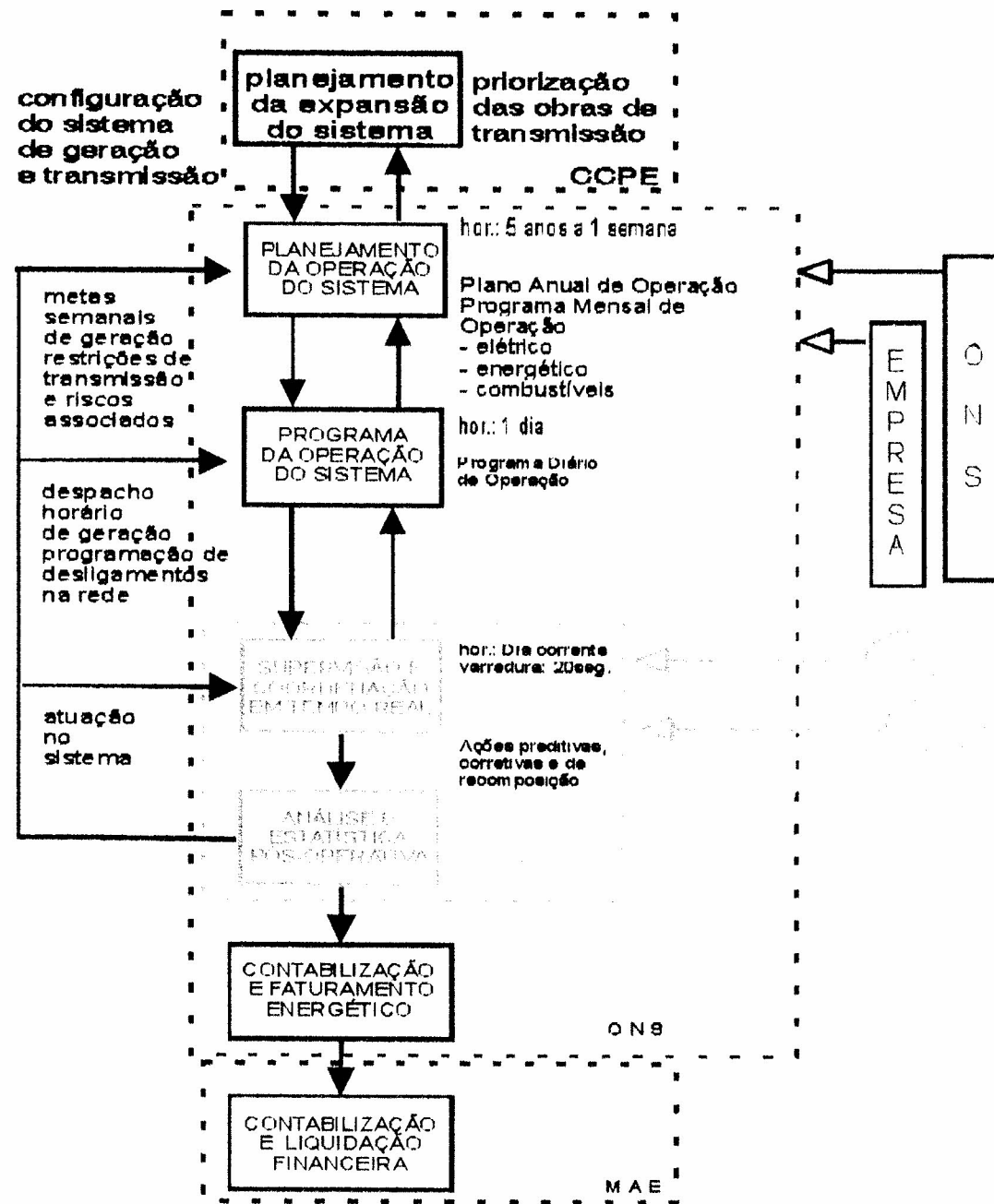


FIGURA 1.2.2 - INTERRELACIONAMENTO ENTRE AS ATIVIDADES DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO E DE OPERAÇÃO INTEGRADA

QUADRO I.2.1

PRINCIPAIS MODELOS MATEMÁTICOS UTILIZADOS NO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA

IDENTIFICAÇÃO	OBJETIVO	CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS
Modelo de Distribuição Ótima das Reservas Energéticas	Tem dois objetivos principais: permitir a transformação das afluências hídricas em afluência energética total ao sistema e distribuir uma certa reserva energética decidida entre os reservatórios individuais do sistema.	É um modelo que trabalha de forma interativa com o Modelo Estratégico da Operação. Duas técnicas alternativas são previstas: programação não linear e programação dinâmica por aproximação sucessivas.
Modelo Estratégico da Operação	Estabelecer as estratégias para o gerenciamento ótimo da reserva hidroenergética do sistema (reservatório equivalente).	Baseia-se na utilização de programação dinâmica regressiva estocástica, aplicada a reservatórios regionais equivalentes.
Modelo de Simulação de Operação	Simular as estratégias definidas pelo modelo anterior, para determinadas condições de demanda, afluência e equipamentos disponíveis.	Utiliza simulação determinística com sub-rotinas de otimização da colocação de usinas na curva de carga. Utiliza curvas de carga diárias e mensais (modificadas de cargas)
Modelo de Apoio	Preparar a informações de diversos tipos que sejam requeridas pelos três modelos fundamentais acima citados.	Os Principais Modelos são: • Cálculo de Indisponibilidade. • Série de Afluências (Sintéticas) • Previsão de Demanda • Fatores de Forma de Carga

QUADRO I.2.2

PRINCIPAIS MODELOS MATEMÁTICOS UTILIZADOS NA PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA

IDENTIFICAÇÃO	OBJETIVO	CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS
Modelo de Simulação Hidroenergética de Bacias Hidrográficas	Calcular níveis finais de reservatórios em cascata, para esquemas dados de geração e afluências hídricas previstas. Como opção, pode se calcular a geração para níveis finais dados (metas).	Utiliza a técnica de simulação determinística, considerando o balanço hídrico da bacia de acordo com o tempo de viagem da água e com as restrições dos reservatórios e das usinas. Trabalha em etapas horárias, diárias e semanais.
Modelo de Previsão Probabilidade de Afluências Hídricas	Calcular as afluências hídricas intermediárias mais prováveis dos reservatórios e das usinas do sistema	Usa a decomposição das vazões em seus componentes de tendência, sazonalidade, auto-correlação e de aleatoriedade. Trabalha em etapas diárias e semanais.
Modelo de Previsão Probabilística de Carga Elétrica dos Sistemas	Prever as cargas horárias do sistemas, em termos probabilísticos, para a semana e para o dia seguinte.	Baseia-se na utilização dos dados obtidos através do sistema em tempo real e na aplicação de um modelo multiplicativo para representar a demanda: tendência, variação estacional, ponderação de dias típicos, curvas de cargas diárias e componente aleatório.
Modelo de Programação do Despacho de Cargas	Programar o despacho de cargas horárias para a semana próxima e/ou dia seguinte.	As usinas hidrelétricas são despachadas de modo a minimizar as perdas do sistema; o parque termelétrico complementar é despachado em função de seus custos incrementais.

QUADRO I.2.3

PRINCIPAIS MÓDULOS DE SOFTWARE UTILIZADOS NOS ESTUDOS ELÉTRICOS A LONGO E MÉDIO PRAZOS

IDENTIFICAÇÃO	OBJETIVO	CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS
Fluxo de Potência Ótima	Calcular a solicitação da rede, em regime permanente, para determinadas condições da geração, carga e configuração definidas pelo usuário.	Utiliza uma técnica otimização estática que consiste em minimizar uma determinada função objetivo respeitando, simultaneamente, as equações clássicas de fluxo de potência em corrente alternada e as restrições de desigualdade derivadas de limites de cargas de equipamentos e limites operacionais da rede.
Análises de Segurança	Analisar a segurança do sistema interligado, em regime permanente, sob o critério de contingência simples.	Opera sobre a solução de um caso, originado do fluxo de potência ótima, utilizando uma técnica de fluxo de potência, de alta rapidez, para simular um conjunto de contingências pré-definidas.
Estabilidade Transitória	Analisa o comportamento dinâmico do sistema de potência quando ocorre um distúrbio.	Utiliza um algoritmo eficiente para solucionar, de forma interativa, as equações diferenciais que representam a parte dinâmica do sistema em conjunto com as equações de rede.
Cálculo de Curto-Circuito	Determinar a potência de curto-circuito em qualquer barra da rede para dimensionar a capacidade de ruptura dos disjuntores e ajustar os reles de proteção.	O modelo do circuito pela matriz de impedância é a base da solução. O módulo de software para a matriz e durante sua construção elimina as barras não necessárias aos estudos de curto-circuito.

QUADRO I.2.4

PRINCIPAIS MÓDULOS DE SOFTWARE UTILIZADOS NOS ESTUDOS ELÉTRICOS DE CURTO PRAZO E/OU SUPERVISÃO EM TEMPO REAL.

IDENTIFICAÇÃO	OBJETIVO	CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS
Configurador da Rede⁽²⁾ Estimador do Estado⁽²⁾ Previsão de Carga das Barras^{(1) (2)} Simulação da Rede em Tempo Real⁽²⁾ Análise de Segurança^{(1) (2)} Fluxo de Potência Ótimo⁽¹⁾ Reprogramação Corretiva^{(1) (2)}	Manter atualizado o modelo da rede para sua utilização por outros módulos em tempo real (Estimador do Estado, Previsão de Carga das Barras, Solução da Rede em Tempo Real, Análise da Segurança). Calcular a solução completa do fluxo de potência para a parte observável do sistema interligado. Prever a carga das barras para uma hora determinada. Calcular a solução completa do fluxo de potência para a rede definida no Banco de Dados. Esta solução será utilizada pelos Módulos de Análise de Segurança e da Reprogramação Corretiva. Analisar a segurança do sistema interligado, em regime permanente, sob o critério de contingência simples. Calcular a solução da rede, em regime permanente, para determinadas condições de geração, carga e configuração de rede definidas pelo usuário. Recomendar a estratégia corretiva para eliminar as violações de restrições existentes no sistema de potência.	O método de solução utiliza o algoritmo de ajuste dos mínimos quadrados. Utiliza uma técnica de fluxo de potência especial para calcular a solução da rede externa ao Módulo de Estimador de Estado. Opera sobre a solução de um caso, originado do fluxo de Potência Ótimo, utilizando uma técnica de Fluxo de Potência, de alta rapidez, para simular um conjunto de contingências pré-definidas. Utiliza uma técnica de otimização estática que consiste em minimizar uma determinada função objetivo respeitando, simultaneamente, as equações clássicas de fluxo de potência em corrente alternada e as restrições derivadas de limites de carga dos equipamentos e limites operacionais da rede. Utiliza um método generalizado capaz de resolver uma ampla gama de problemas operacionais com uma grande variedade de variáveis de controle.

(1) Módulo utilizado nos estudos elétricos de curto prazo.

(2) Módulo utilizado na supervisão em tempo real.

QUADRO 1.2.5

PRINCIPAIS MODELOS MATEMÁTICOS UTILIZADOS NAS ANÁLISES PÓS-OPERACIONAIS

IDENTIFICAÇÃO	OBJETIVO	CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS
Determinação dos Intercâmbios Energéticos a Serem Contratados(*)	Calcular os valores adicionais da potência e energia asseguradas que as empresas devem contratar cada ano, em função dos incrementos da demanda e das entradas e saídas de equipamentos..	O cálculo é feito com base nos intercâmbios que existiriam caso ocorresse um período hidrológico crítico. Estes intercâmbios são obtidos mediante uma operação simulada do sistema de modo a atender a carga com o máximo de segurança.
Definição dos Intercâmbios Energéticos a Serem Faturados(*)	Determinar os intercâmbios reais de potência assegurada, energia assegurada e energia secundária (potência fora da hora da ponta e energia substitutiva da geração termelétrica).	O cálculo baseia-se na comparação dos intercâmbios reais com os intercâmbios contratuais, determinando-se o uso feito pelo sistema dos diferentes usos de produção e classificando os intercâmbios nas parcelas definidas nos contratos.
Programas e Apoio à Estatística da Operação Energética	Utilizar as informações estatísticas do Banco de Dados para efetuar as análises de desempenho energético e elaborar os relatórios da operação.	Programas computacionais para armazenar, revisar e tornar consiste a informação do Banco de Dados; assim como para preparar as informações requeridas nos diversos níveis da empresa.

(*) Estes Módulos serão modificados a partir da entrada em funcionamento das Regras do Mercado do MAE.

CAPÍTULO 3

BREVE HISTÓRICO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

3.1 O GCOI

A história da geração de energia elétrica no Brasil já ultrapassa um século. A primeira usina termelétrica foi construída em Campos (RJ), nos idos de 1883, mas foi em Juiz de Fora (MG) que, em 1889, se implantou a primeira usina hidrelétrica do País, pioneira também na América do Sul.

Na década de 60, após desgastantes crises no suprimento de energia, que afetaram profundamente os grandes centros industriais – à época São Paulo e Rio de Janeiro – deu-se início à interligação das então dispersas empresas de energia elétrica das Regiões Sul e Sudeste. Enfrentava-se, assim o problema decorrente do mau aproveitamento dos recursos energéticos, acentuado pelos prolongados períodos de estiagem que desestabilizavam o suprimento, ora em uma região, ora em outra.

Pela Portaria MME nº 65, de 16.01.1969, o Poder Concedente estabeleceu os princípios básicos norteadores da criação do Comitê Coordenador para Operação Interligada – CCOI, do qual a ELETROBRÁS participou como coordenadora técnica. O CCOI congregava, então, as empresas geradoras e distribuidoras da Região Sudeste. Em 1971, de forma análoga, foi criado o CCOI da Região Sul. Era da responsabilidade desses dois comitês a coordenação operacional dos recursos de geração e transmissão das duas regiões. Estes comitês, entretanto, não tinham uma estrutura formal tão rígida como a dos GCOIs abaixo mencionados.

Ainda no início dos anos 70 sobrevém a crise mundial do petróleo. Com o avanço das interligações cresce a interdependência elétrica e energética das empresas estaduais e regionais. Diante deste quadro, o Governo Brasileiro promulga a Lei 5.899, de 05.07.1973 – denominada Lei de Itaipu - criando os Grupos Coordenadores para

Operação Interligada -GCOI, das Regiões Sul e Sudeste. Regulamentada em novembro do mesmo ano a citada Lei, entre outras disposições, designa a ELETROBRÁS como coordenadora do Comitê Executivo do novo órgão e responsável pelo suporte técnico e administrativo necessário ao seu funcionamento. Em 1985, ambos os grupos se fundiram no Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI.

No final da década de 70, a CHESF e a ELETRONORTE, concessionárias regionais do Nordeste e Norte, passaram a integrar o sistema interligado sob a coordenação do GCOI. Na mesma época e similarmente ao GCOI, foi criado, para as Regiões Norte e Nordeste, o CCON – Comitê Coordenador de Operações do Norte/Nordeste.

Em resumo, pode-se afirmar que, com a promulgação da Lei 5.899, de 05.07.1973, consolidou-se o trabalho da ELETROBRÁS nas atividades relativas à coordenação operacional do sistema interligado brasileiro.

E, se por um lado, os resultados obtidos através da coordenação setorial vinham sendo satisfatórios – principalmente por minimizar a produção a partir dos derivados de petróleo – por outro, o desenvolvimento tecnológico e a experiência internacional de coordenação da operação de sistemas interligados apontaram para a necessidade de se contar com recursos condizentes com o porte e características do sistema elétrico interligado brasileiro.

Reforçando esta antevisão estava a crescente complexidade operacional do sistema com o advento de uma série de eventos marcantes, quais sejam:

- Ampliação dos troncos de transmissão em 460 e 500 kV na região Sudeste;
- Introdução dos sistemas de transmissão em 500 kV nas regiões Sul, Nordeste e Norte;
- Entrada em operação das centrais nucleares;
- Entrada em operação da Usina Hidrelétrica de Itaipu;
- Implantação dos sistemas de transmissão associados à Usina de Itaipu em 750 kV (corrente alternada) e ± 600 kV (corrente contínua);

- Interligações regionais em 500 kV entre regiões Sul-Sudeste e Norte-Nordeste (e atualmente Norte-Sul);
- Aproveitamentos hidrelétricos de grande porte nos rios Paranaíba, Grande, Paraná e Tocantins abrangendo diferentes empresas;
- Existência de reservatórios de acumulação plurianual;
- Interligações internacionais com países vizinhos;
- Operação de turbinas a gás.

Considerando todos esses fatores, a ELETROBRÁS tomou a decisão de realizar estudos visando definir os requisitos e implantar um Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada – SINSC.

A princípio foram feitos o levantamento e análise das informações necessárias ao projeto, junto à ELETROBRÁS e às empresas interligadas. Em seguida, identificadas e analisadas as funções em nível de sistema, ou seja, aquelas cuja execução requer a coordenação entre duas ou mais empresas.

Mister se faz assinalar que a análise crítica dos procedimentos operacionais e a avaliação do impacto da expansão do sistema elétrico sobre as funções em nível de sistema constituíram-se em etapas decisivas para a identificação dos requisitos da operação interligada.

Com base nessas definições, puderam ser estabelecidos os requisitos funcionais do Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação. A estrutura básica recomendada foi do tipo hierárquico (ver Figura I.3.1), sustentando em seu nível mais elevado o Centro Nacional de Supervisão e Coordenação (CNOS) – implantado e operado pela ELETROBRÁS – e em nível imediatamente abaixo os Centros de Operação das empresa controladoras de área: FURNAS, ELETROSUL, CHESF, ELETRONORTE, CESP, COPEL, CEMIG, CEEE, LIGHT, ELETROPAULO e ITAIPU BINACIONAL. O CNOS utiliza recursos operacionais – operando em tempo real e apoiado em uma extensa rede de aquisição de dados – interligando-se aos Centros de Operação de Sistemas (COS) das empresas envolvidas no processo.

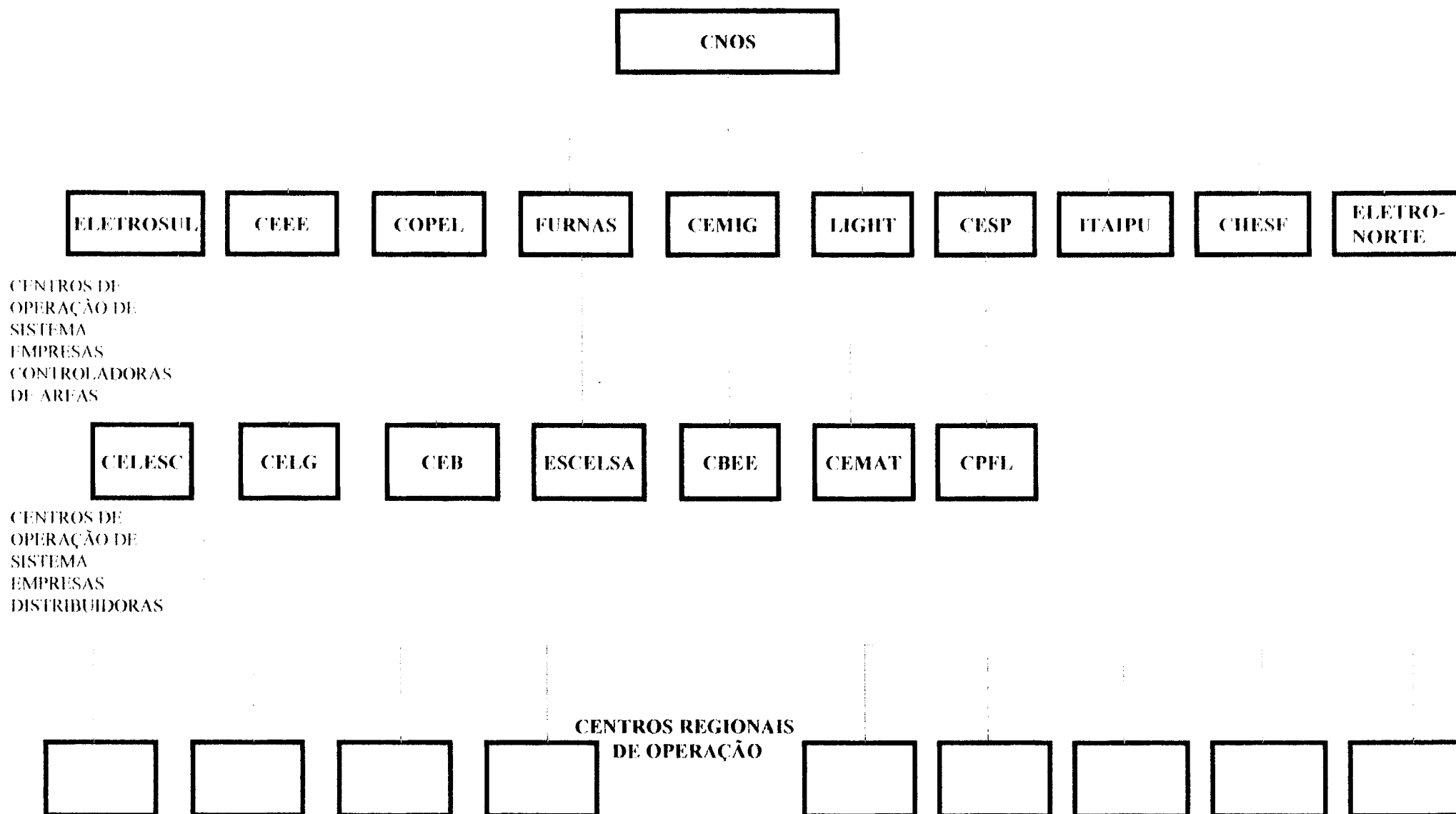


FIGURA I.3.1 - ESTRUTURA HIERÁRQUICA DO SISTEMA NACIONAL DE SUPERVISÃO E COORDENAÇÃO

E, finalmente, para atender à necessidade de supervisão e coordenação da operação em tempo real, foi criado o Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada – SINSC, pelo Decreto 93.309, de 21.01.1986.

Este sistema – envolvendo a ELETROBRÁS e as principais empresas elétricas do Brasil – foi implementado e construído. E, pode-se afirmar, sem sombra de dúvidas, que, graças ao mencionado Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação – SINSC, o sistema elétrico interligado brasileiro não tem entrado, ainda, em colapso.

3.2 A REFORMA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O modelo existente até a primeira metade da década de 90 - em que a quase totalidade das empresas elétricas pertenciam aos Governos Federal ou Estaduais – exauriu-se, entre outras razões, por absoluta insuficiência de recursos financeiros para implementar as obras necessárias, tanto para aprimorar a operação como para garantir a expansão do sistema

Pode-se afirmar que a reforma do setor elétrico brasileiro deu-se a partir de 1993 quando, pressionado cada vez mais por uma perspectiva de crise no setor e contando com a liderança de Eliseu Resende no comando da ELETROBRÁS, uma primeira medida fundamental foi adotada: o encaminhamento e aprovação, no Congresso, da Lei 8.631/93, com justiça cognominada “Lei Eliseu”.

Esta lei teve como objetivo maior resolver a inadimplência intra-setorial e que, a partir de 1985, estava se agravando ano a ano.

A “Lei Eliseu” equacionou o problema das dívidas, regulamentou o saneamento financeiro, a desigualização tarifária, a extinção do regime de remuneração garantida e a obrigação do contrato de suprimento de energia elétrica, propiciando maior liberdade tarifária às concessionárias.

Também em 1993, o Decreto 915/93, objetivando o aumento da capacidade instalada no

País, permitia a formação de consórcios para construção de usinas hidrelétricas, sendo que a energia produzida devia ser utilizada para consumo próprio e o eventual excesso negociado com a respectiva empresa concessionária. Daí surgiram obras como Itá e Machadinho, no Rio Uruguai.

Em 1985, a Lei 8.987/95 regulamentava os preceitos de licitação para concessões, previstos na Constituição de 1988. Esta lei acabou com o princípio de concessão “cativa” de novas instalações na área de concessão de uma dada concessionária. De alguma forma, começava-se a falar em competição no setor elétrico.

Ainda em 1995, a Lei 9.045/95 implantava a figura do Produtor Independente de Energia, introduzindo um agente novo no arcabouço setorial. Esta lei definiu, também, questões referentes às condições para concessões novas e para prorrogação das concessões existentes, além de estipular critérios de definição das instalações de transmissão.

Estes quatro instrumentos citados – Lei 8.631 (acerto de contas), Decreto 915 (formação de consórcios), Lei 8.975 (licitação para concessões) e Lei 9.074 (Produtor Independente) - representaram o “despertar” do setor para sua realidade e prepararam o caminho para um verdadeiro e amplo projeto de reordenamento.

Estes procedimentos legais culminaram com a definição da Lei 9.427, de 26.12.1996, e do Decreto 2.335, de 06.10.1997, que criam a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, órgão regulador dos serviços de energia elétrica no Brasil.

Ainda em 1997, são assinadas as Portarias DNAEE 459 e 540 que regulamentam as condições para o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, bem como a comercialização de energia a curto prazo.

Em 1998, a MP 1.531, de 05.03.1998, e a decorrente Lei 9.648, de 27.05.1999, alteram dispositivos da legislação pertinente do setor elétrico e autorizam o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS e de suas subsidiárias, abrindo ainda mais o mercado para um ambiente competitivo.

Cabe citar, ainda, as oitos primeiras resoluções publicadas pela ANEEL, como suporte ao novo modelo setorial:

1. **Resolução 244, de 30.07.1998** - Estabelece os critérios de cálculo dos montantes de energia e demanda de potência a serem considerados nos contratos iniciais.
2. **Resolução 245, de 31.07.1998** – Estabelece os critérios para composição da Rede Básica dos Sistemas Elétricos Interligados.
3. **Resolução 248, de 07.08.1998** – Estabelece as condições gerais da prestação de serviços de transmissão, de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão de energia elétrica, vinculadas à celebração dos contratos iniciais.
4. **Resolução 249, de 11.08.1998** – Estabelece condições de participação dos agentes no Mercado Atacadista de Energia – MAE e as diretrizes para estabelecimento do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.
5. **Resolução 261, de 13.08.1998** – Estabelece os percentuais de redução do reembolso previsto na Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC.
6. **Resolução 264, de 13.08.1998** – Estabelece condições para contratação de energia elétrica por consumidores livres.
7. **Resolução 265, de 13.08.1998** – Estabelece condições para o exercício da atividade de comercialização de energia elétrica.
8. **Resolução 266, de 13.08.1999** – Estabelece limite ao repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados para aquisição de energia elétrica por parte dos concessionários e permissionários de distribuição

Publicada em 28.05.1998, a Lei 9.648/1998, consagra, definitivamente, o novo modelo setorial brasileiro. Os quatro artigos que o fazem são, a seguir, descritos na íntegra:

“Art.12. Observando o disposto no art. 10, as transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados serão realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia – MAE, instituído mediante Acordo de Mercado a ser firmado entre os interessados.

§ 1º - Cabe à ANEEL definir as regras de participação no MAE, bem como os mecanismos de proteção aos consumidores.

§ 2º - A compra e venda de energia que não for objeto de contrato bilateral será realizada a preços determinados conforme as regras do Acordo de Mercado.

§ 3º - O Acordo de Mercado, que será submetido à homologação da ANEEL, estabelecerá as regras comerciais e os critérios de rateio dos custos administrativos de suas atividades, bem assim a forma de solução das eventuais divergências entre os agentes integrantes, sem prejuízo da competência da ANEEL para dirimir os impasses.

Art. 13 – As atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados serão executadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, pessoa jurídica de direito privado, mediante autorização da ANEEL, a ser integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores a que se referem os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995.

Parágrafo único. Sem prejuízo de outras funções que lhe forem atribuídas em contratos específicos celebrados com os agentes do setor elétricos, constituirão atribuições do Operador Nacional do Sistema Elétrico:

- a. planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;*
- b. a supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos;*
- c. a supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais e das interligações internacionais;*
- d. a contratação e a administração dos serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares;*
- e. propor à ANEEL as ampliações das instalações da rede básica de transmissão, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem licitados ou autorizados;*
- f. a definição de regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica dos sistemas interligados, a serem aprovadas pela ANEEL.*

MP foi cassada pelo Supremo Tribunal Federal, encerrando-se abruptamente as atividades, tanto do GCOI como do CCON

E, “last, but not least”, através da Portaria nº 150 do MME, de 10.05.1999, foi criado o derradeiro ator do novo quadro institucional do Setor, qual seja: o Agente Planejador, denominado de Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE. Desta maneira, ajusta-se o processo de planejamento do Setor Elétrico Brasileiro ao novo contexto institucional, em especial às disposições estabelecidas pela Lei 9.648, de 27.05.1998, segundo as quais o planejamento da expansão da geração passou a ser indicativo.

O CCPE, presidido pela Secretaria de Energia, conta com participação de todos os agentes do mercado, e é uma atribuição do Ministério de Minas e Energia, uma vez que o planejamento do Setor é uma atividade inerente e intransferível do Estado. Assim, o monitoramento dos programas e obras em andamento, de responsabilidade dos agentes, passou a ser uma função de fundamental importância para que o Governo possa atuar tempestivamente, no sentido de induzi-los a realizar os investimentos necessários para atender a demanda, ou adotar medidas especiais que a situação venha a exigir.

Os artigos que definem as atribuições do CCPE são transcritos na íntegra a seguir:

“O Ministro de Estado de Minas e Energia, no uso de suas atribuições e considerando....., resolve:

Art. 1º - Criar o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE, com a atribuição de coordenar a elaboração do planejamento da expansão dos sistemas elétricos brasileiros, de caráter indicativo para a geração, consubstanciado nos Planos Decenais de Expansão e nos Planos Nacionais de Energia Elétrica de longo prazo, a partir do ciclo anual de planejamento 1999, correspondente ao horizonte decenal 2000/2009.

§ 1º - O CCPE, sempre que necessário, poderá atualizar e ajustar os planos mencionados no caput deste artigo.

§ 2º - O CCPE terá também a atribuição de elaborar e apresentar pareceres e

proposições relativos a questões específicas afetas à expansão do sistema.

§ 3º - O planejamento da expansão da Transmissão, elaborado pelo CCPE, terá caráter determinativo do que se refere às obras consideradas por este Comitê como inadiáveis, para garantia das condições de atendimento do mercado, constituindo estas obras o Programa Determinativo da Transmissão.

Art. 3º - Os titulares de concessão, permissão e autorização, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE deverão fornecer todas as informações necessárias às atividades de planejamento, na forma e nos prazos estabelecidos pelo Conselho Diretor do CCPE.

Parágrafo único. A emissão ou descumprimento das condições em que estas informações devem ser prestadas, bem como daquelas necessárias ao acompanhamento dos cronogramas das obras em andamento e de evolução do mercado, de responsabilidade dos agentes, será considerada falta deliberada em detrimento de interesses estratégicos nacionais, originando as ações pertinentes por parte do Poder Concedente.

Art. 4º - A elaboração do Plano Decenal 2000/2009, para o ciclo anual 1999, será ainda da responsabilidade do GCPS⁽¹⁾, observando-se os procedimentos que vinham sendo adotados no ciclo anterior e contando com as prerrogativas definidas no art. 3º.

§ 1º - A elaboração do Plano Decenal 2000/2009, ciclo anual 1999, será acompanhado por um Comitê Supervisor, constituído pelo Secretário de Energia do Ministério de Minas e Energia, que será o seu Presidente, pelo Diretor de Planejamento e Engenharia da ELETROBRÁS, e pelo Diretor-Geral da ANEEL.

§ 2º - O GCPS extinguir-se-á, automaticamente, quando concluir os trabalhos do Plano Decenal 2000/2009.

⁽¹⁾ O GCPS – Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos, ente anteriormente responsável pelo planejamento da expansão, coordenado pela ELETROBRÁS, foi estruturado a partir das empresas estatais federais e estaduais, ao tempo que estas dividiam a responsabilidade pela execução das obra planejadas.

Art. 5º - O monitoramento dos programas de expansão da oferta, em execução, para verificar ou assegurar sua consistência e a dos seus cronogramas com as necessidades do mercado, será da responsabilidade do Secretário de Energia – SEM/MME que contará, para este fim, com os recursos e suporte técnico da ELETROBRÁS.

Parágrafo único. Sendo os programas de expansão da oferta em execução respostas dos agentes privados às oportunidades oferecidas pelo Planejamento da Expansão, tanto no que se refere à geração como à transmissão, o processo de seu monitoramento terá acesso assegurado a todas as informações que necessitar, de forma a permitir a tomada de providências tempestivas do Poder Concedente, para que os programas em execução possam ser ajustados ou complementados para garantir o plena atendimento das necessidades do mercado.”

Tem-se, pois, agora uma visão dos novos atores dentro da reforma do marco institucional do Setor Elétrico, quais sejam: o ente regulador (ANEEL), o órgão operador (ONS), o mercado atacadista (MAE), o agente planejador (CCPE), os agentes – públicos e privados – geradores, transmissores, distribuidores e comercializadores de energia elétrica, a ELETROBRÁS, a PETROBRÁS, a GASPETRO e outros.

Nesta fase de transição, o planejamento e a operação deixam de ser realizados de forma cooperativa por órgãos colegiados, como o GCPS e o GCOI/ CCON. Parte-se, portanto, para um novo marco institucional em que os agentes, sob a égide do mercado, atuam (monitorados pela ANEEL), de forma competitiva e democrática, em fóruns como o ONS e MAE.

Assim, tem-se, mais que nunca, o Setor Elétrico como um organismo vivo em fase de mutações e que necessita ajustes em seu processo de emancipação para um modelo competitivo baseado no mercado. Desta maneira, o ONS ainda confunde suas verdadeiras funções; o CCPE está apenas iniciando sua atuação; a ANEEL vive um processo de aprendizado; e somente recentemente (em 29.02.2000) as Regras de Mercado foram aprovadas pelo MAE, aguardando a homologação pela ANEEL.

È um momento histórico que, se bem conduzido, levará a um Setor Elétrico mais forte, mais confiável, mais seguro e mais competitivo, criando condições para ter-se um Brasil mais desenvolvido e socialmente justo.

PARTE II

A CONCEPÇÃO DO SOFTWARE ASSOCIADO ÀS ATIVIDADES DE OPERAÇÃO ENERGÉTICA

CÁPÍTULO 1

OBJETIVO DA PARTE II

O objetivo principal desta Parte II da Tese é o de apresentar o anteprojeto do software necessário à execução das tarefas associadas às atividades de Planejamento, Programação e Análise da Operação.

É importante ressaltar que esta Parte II da Tese se concentrou apenas nos aspectos relativos à operação energética. Isto porque o software para operação elétrica foge ao tema desta Tese, normalmente os mesmos estão incluídos nos pacotes de fabricantes fornecedores de sistemas de supervisão e controle em tempo real e são válidos para sistemas elétricos dos mais diferentes países. Já o software para operação energética é único e específico para o Brasil, face às peculiaridades do parque hidrotérmico nacional caracterizado pela forte participação da hidroeletricidade e pela existência de reservatórios de acumulação plurianual.

A atividade de Programação da Operação foi dividida em: Programação da Produção, cujas ferramentas computacionais estão descritas nesta Parte II; e Estudos Elétricos a Curto Prazo o qual, como explicitado acima, não foi contemplado nesta Tese.

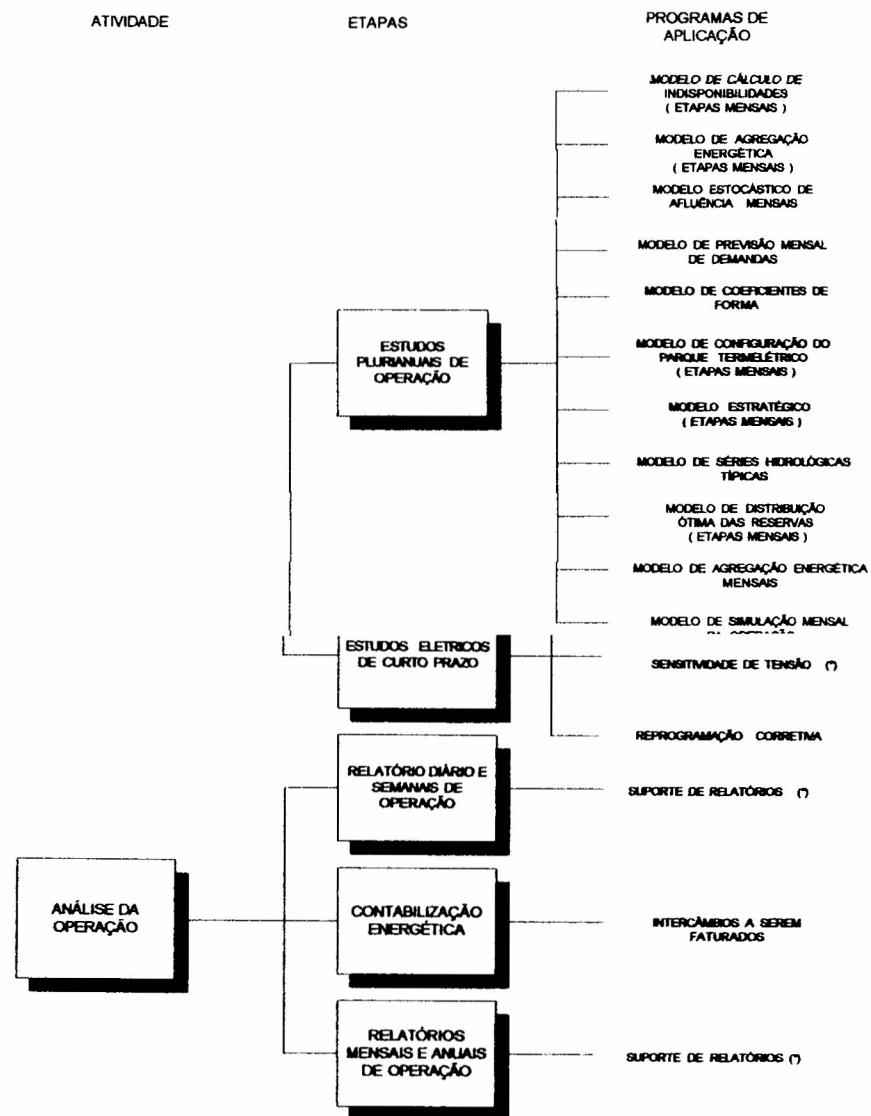
A atividade de Análise da Operação engloba, fundamentalmente, as tarefas associadas à preparação de relatórios de operação, em bases diárias, semanais, mensais e anuais, e a contabilização energética. Do ponto de vista do software, somente a contabilização energética foi incluída neste documento.

No que se refere aos relatórios diários e semanais de operação, os programas de suporte necessários fazem parte do software de aplicação do Sistema de Supervisão em Tempo Real, não estando incluídos neste documento. Por outro lado, os relatórios mensais e anuais de operação são produzidos no sistema computacional "off-line", utilizando os dados recebidos pelo Sistema de Supervisão em Tempo Real. Os programas de aplicação necessários à produção de tais relatórios são de natureza simples, razão pela

qual não constam deste documento.

A Figura II.1.1 apresenta uma visão global do software de aplicação para as atividades de Planejamento, Programação e Análise de Operação.

AO GLOBAL DO SOFTWARE DE APLICAÇÃO PARA O
 TO, PROGRAMAÇÃO E ANÁLISE DA OPERAÇÃO



NOTA 1 - OS PROGRAMAS DE APLICAÇÃO INDICADOS COM (*) NÃO ESTÃO INCLUIDOS NESTE DOCUMENTO

FONTE: ELETROBRÁS

CAPÍTULO 2

DESCRIÇÃO DOS PROCEDIMENTOS DA ÁREA ENERGÉTICA PARA PLANEJAMENTO E PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO E CONTABILIZAÇÃO ENERGÉTICA

2.1 INTRODUÇÃO

Tendo em vista a extensão e a maior complexidade de metodologia proposta na área energética para o Planejamento e Programação da Operação e Contabilização Energética, comparativamente à área elétrica, considerou-se oportuno apresentar, neste capítulo, uma descrição detalhada dos procedimentos, para utilização das ferramentas computacionais necessárias à execução de cada uma das etapas que compõem as mencionadas atividades. Objetiva-se deste modo, definir de forma clara o tipo e origem das informações utilizadas, bem como o tipo e destino dos resultados de cada etapa. Para tanto, os procedimentos foram agrupados nas seguintes etapas:

- Planejamento da Operação englobando a realização dos estudos plurianuais de operação e a elaboração do Plano Anual, do Plano Mensal e das Políticas Semanais de Operação.
- Programação Semanal da Produção.
- Programação Diária da Produção.
- Contabilização Energética.

Muito embora as ferramentas computacionais utilizadas estejam descritas com maior detalhe no Capítulo 4.3 desta Parte II, inclui-se, neste capítulo, uma descrição funcional de cada um dos modelos e programas usados visando uma melhor compreensão dos procedimentos. Por outro lado, os procedimentos foram desdobrados em passos sequenciais, estando perfeitamente identificados os modelos e programas

computacionais utilizados, bem como os dados de entrada e os resultados obtidos em cada passo de execução.

2.2 PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

2.2.1 Considerações Gerais

O software da área energética para o Planejamento da Operação compreende os modelos e programas computacionais necessários à execução dos Estudos Plurianuais e à elaboração do Plano Anual, do Plano Mensal e das Políticas Semanais da Operação.

2.2.2 Estudos Plurianuais de Operação

2.2.2.1 Considerações Gerais

Os estudos plurianuais são elaborados para um período de cinco anos. Para o primeiro ano desse período são realizados estudos mais detalhados necessários à preparação do próximo Plano Anual. O período restante é usado para fornecer as informações necessárias aos estudos comerciais das empresas (orçamento, tarifas, estoque de combustíveis etc.) e aos estudos elétricos do sistema interligado.

Nos estudos plurianuais de operação são usados critérios similares aos que serão utilizados posteriormente no Plano Anual, nos Planos Mensais, na Programação de Produção e finalmente, na Supervisão da Operação em Tempo Real. Porém, no caso dos estudos plurianuais os critérios são usados de forma mais global, utilizando-se etapas mensais.

Na realização dos estudos plurianuais pode-se identificar quatro tipos de atividades:

- Compilação de toda a informação requerida no processo de planejamento plurianual (hidrologia, demandas e características físicas e operacionais das usinas existentes e programados).

- Processamento dos modelos de apoio para determinar as previsões de demanda, as séries hidrológicas e os programas de disponibilidade eletromecânica dos equipamentos.
- Processamento dos modelos destinados a estabelecer as estratégias que deverão ser usadas ante as ocorrências aleatórias de demandas e afluições.
- Processamento dos modelos destinados a simular as tomadas de decisões frente a ocorrência de hidrologias típicas, de acordo com as estratégias já definidas.

2.2.2.2 Descrição dos Procedimentos

Os procedimentos, mostrados seqüencialmente na Figura II.2.1, são os seguintes:

a. Iniciação do Processo

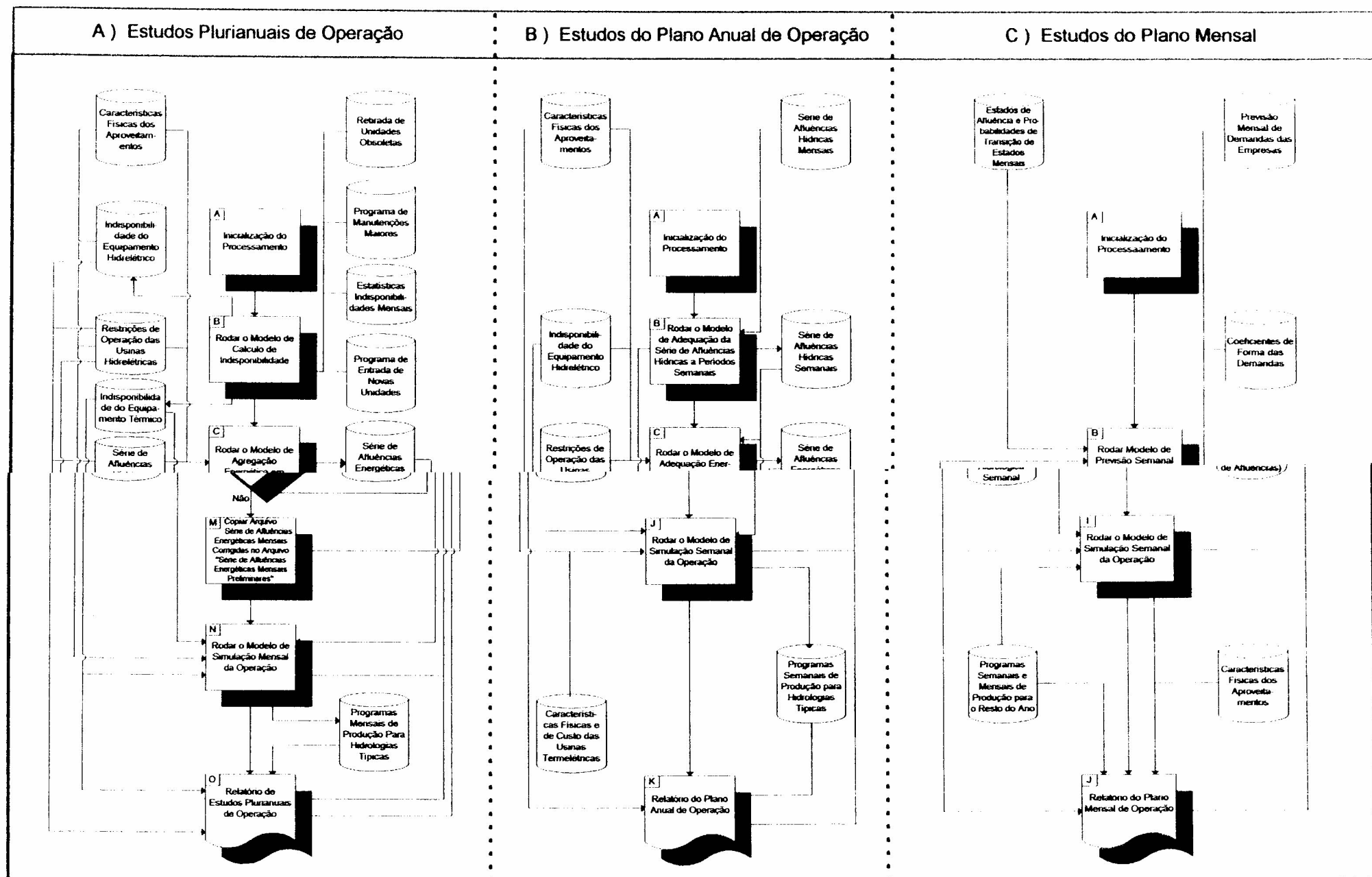
Os estudos plurianuais têm que ser iniciados antes do final de cada ano (i.e. começo de novembro), para estarem disponíveis antes do início do próximo ano. Todas as informações provenientes das empresas e de outras instituições devem estar disponíveis.

b. Processar o Modelo de Cálculo de Indisponibilidades

As instalações a serem consideradas nos estudos plurianuais são as existentes e aquelas programadas para entrar em serviço no próximo quinquênio.

O Modelo de Cálculo de Indisponibilidades determina o programa de indisponibilidade de potência de cada usina hidrelétrica e grupo termelétrico para o quinquênio em consideração.

Para se obter a capacidade fora de serviço dispõe-se da programação de manutenção dos equipamentos mais importante. As saídas por manutenções menores, não programadas, e falhas são estimadas a partir das estatísticas existentes para equipamentos similares.



FONTE: ELETROBRÁS

O cálculo da indisponibilidade total é feito superpondo, às saídas para manutenções programadas, as outras indisponibilidades calculadas com base em coeficientes estatísticos e no programa de retirada de equipamentos por obsolescência. O resultado é arquivado para uso nas etapas seguintes do processo.

c. Processar o Modelo de Agregação Energética

O Modelo de Agregação Energética; tem por objetivo calcular a série preliminar de afluições energéticas, para definir o conjunto de estados de afluições hídricas, através de um valor energético agregado, e determinar as probabilidades de transição entre os estados definidos.

A afluição energética é função das afluições hídricas consideradas e dos níveis dos reservatórios. Os níveis, por sua vez, dependerão da trajetória futura da reserva hidroenergética do sistema e da distribuição desta reserva nos reservatórios individuais. Contudo, esta informação não é conhecida, constituindo-se na incógnita do problema. Portanto é necessário proceder por aproximações sucessivas.

O Modelo de Agregação Energética tem os seguintes dados de entrada:.

- Série de afluições hídricas médias mensais intermediárias das bacias.
- Características físicas dos aproveitamentos.
- Indisponibilidades dos equipamentos hidrelétricos.
- Restrições de operação das usinas hidrelétricas.

As duas últimas informações não seriam necessárias se o modelo não utilizasse a geração como passo intermediário para o cálculo da afluição energética; ou seja se o cálculo fosse baseado apenas no nível inicial do mês e nas afluições hídricas.

A saída de modelo corresponde à série de aflúências energéticas em função da reserva hidroenergética do sistema, para cada ano do período plurianual. Esta saída pode ser visualizada como uma matriz do seguinte tipo, para cada ano “n” do período de estudo de “n” anos:

Ano n

Nível da Reserva	Meses da Série Hidrológica			
	1	2	..t	T
R	-	-	-	-
.	-	-	-	-
.	-	-	-	-
.	-	-	-	-
r	-	-	$A(n, r, t)$	-
.	-	-	-	-
.	-	-	-	-
.	-	-	-	-
O	-	-	-	-

Trata-se, então de uma estrutura similar àquela obtida para um reservatório individual, onde a aflúência energética é calculada em função do nível do reservatório e do número de usinas a jusante.

O modelo emprega uma norma de operação que deve ser analisada e que pode variar de muito simples até mais sofisticada. O caso mais simples é considerar que todos os reservatórios estão num nível constante definido, por exemplo, como a cota mais freqüente, cota máxima, cota média, etc.

O primeiro grau de complexidade consiste na adoção da variação de nível dos reservatórios em função da variação dos níveis da reserva hidroenergética, por exemplo: proporcionalidade entre níveis individuais e nível total da reserva energética, estrutura de alocação da reserva nos reservatórios individuais (obtida da experiência com otimizações anteriores e operação real), etc.

Metodologias mais complicadas podem ser usadas com base, por exemplo, na otimização da operação individual dos reservatórios e na alocação da reserva de modo a se ter equiprobabilidade de vertimentos.

Como o cálculo é preliminar, estima-se que não será necessário adotar uma grande sofisticação nesta etapa do processo e simplificações similares às incorporados no Modelo a Reservatório Equivalente existente são aceitáveis, embora isto tenha que ser verificado na prática.

O importante, nesta altura, é definir-se funcionalmente o modelo; maiores detalhes são providos no Capítulo 3 desta Parte II.

d. Processar o Modelo Estocástico de Afluências Mensais

Até o passo anterior, foram definidas as séries de afluentes hídricas individuais e o conjunto de (R.N) séries de afluentes energéticas ao sistema.

O Modelo Estocástico tem três funções, aplicáveis tanto às séries individuais como às séries energéticas globais. Tais funções são:

- Definir os estados de afluência a serem considerados em cada mês.
- Calcular as funções de transição entre os estados de etapas consecutivas.
- Determinar as probabilidades de transição entre estados.

Para isso é utilizado um modelo Markoviano de primeira ordem como descrito no Capítulo 3 desta Parte II.

Os dados de entrada do modelo são:

- Série de afluentes, hídricas mensais de cada reservatório e usina (arquivo básico).

- Série de afluições energéticas mensais obtidas no passo "c" (arquivo intermediário).

Os resultados para os afluições individuais são do seguinte tipo:

Função de Transição: $q_{(k,t)} = f[q_{(k,t-1)}]$

Matriz de Probabilidade de Transição:

Estados do mês t-1	Estados do Mês t		
	$q_{(k,t,1)} \text{ ---}$	$q_{(k,t,j)} \text{ ---}$	$q_{(k,t,E)}$
$q_{(k,t-1,1)}$		-	-
$q_{(k,t-1,i)}$	-----	$P_{k,t} (i / j)$	-----
$q_{(k,t-1,E)}$		-	-

Onde:

$q_{(k,t)}$: afluição hídrica ao reservatório "k" no mês "t" (variável contínua, para $k \in \{1, k\}$ e $t \in \{1, 12\}$).

$q_{(k,t,j)}$: estado qualquer "j" da variável $[q_{(k,t)}]$ (variável discreta, para j ou $i \in \{1, E\}$).

$P_{k,t} [i / j]$: probabilidade de ocorrência da afluição "j" no mês "t" se ocorreu o estado "i" no mês (t-1).

A determinação das afluições energéticas globais exige cálculos mais complexos.

Para um nível de reservas hidroenergéticas "r" e para a configuração do sistema num ano "n" do período em estudo, dispõe-se de uma série de afluições energéticas. Pode-se, então definir um conjunto de estados de afluição, para cada mês, e as

probabilidades de transição entre os estados de meses consecutivos.

Dado que a afluência energética é função da reserva hidroenergética e da configuração do sistema, dinâmica no tempo, para um par de estados consecutivos, correspondentes a determinados conjuntos de afluências hídricas individuais, ter-se-ia probabilidades diferentes de acordo com a reserva e o ano considerado. Ou seja, haveria (R,N) conjuntos de 12 funções de transição como as definidas anteriormente. Teoricamente, isto é objetável porque as probabilidades de transição entre estados de afluências hídricas são independentes do sistema de conversão energética.

O Modelo Estocástico de Afluências Mensais deve incorporar um critério simples para determinar as matrizes de probabilidades de transição mais representativas. Com base nos resultados obtidos, mister se faz analisar se esta simplificação é preferível ou então, aceitar que o cálculo deverá se repetir para cada nível de reserva e configuração do sistema. Os resultados do modelo podem ser representados como segue:

Função de Transição: $A(n, r, t) = f[A(n, r, t-1)]$

Matriz de Probabilidades de Transição:

Estados do Mês t - 1	Estados do Mês t		
	A (n, r, t, 1) ---	A (n, r, t, j) ---	A (n, r, t, E)
A (n, r, t - 1, 1)		-	
		-	
		-	
A (n, r, t - 1, i)	-----	$P_{n,t}(i, j)$	-----
A (n, r, t - 1, E)		-	
		-	
		-	

Onde:

$A(n, r, t)$: afluência energética no mês "t" para o nível de reserva "r" e configuração de

sistema do ano "n" do período de estudo (variável contínua para $\in \{1, N\}$, $r \in \{1, R\}$ e $t \in \{1, 12\}$).

$A(n, r, t, j)$: estado qualquer "i" do variável $A[n, r, t]$ (variável discreta para j ou $i \in \{1, E\}$).

$P_{n,t}(i, j)$: probabilidade de ocorrência da afluência energética "j" no mês "t" do ano "n" se ocorreu o estudo "j" no mês (t-1).

e. Processar o Modelo de Previsão Mensal de Demandas

O Modelo de Previsão Mensal de Demandas calcula a energia e demanda máxima, para cada mês do próximo quinquênio. A estimativa é feita para a área de influência do sistema interligado global, e também para as regiões ou áreas de controle.

A metodologia baseia-se no cálculo convencional de uma correlação múltipla entre o consumo elétrico e índices macroeconômicos, projetando-se a demanda futura com base nos índices estabelecidos como metas nos planos quinquenais de desenvolvimento.

Os dados de entrada são:

- Série histórica de demandas mensais (energia e demanda máxima).
- Série histórica de índices macro e sócio econômicos
- Índices estabelecidos como metas para os próximos cinco anos.

O resultado obtido constitui-se em uma previsão global regionalizada, que eventualmente poderia ser probabilizada.

f. Compatibilização da Previsão Mensal de Demandas

As previsões de demanda das empresas são confrontadas com a previsão global, obtida no passo anterior, e com a previsão de mais longo prazo usadas para os estudos de expansão do sistema (planejamento de desenvolvimento e programas de obras).

Desta compatibilização é obtida uma previsão oficial para ser utilizada nos estudos plurianuais de operação.

g. Processar o Modelo de Coeficientes de Forma

O Modelo de Coeficientes de Forma tem a finalidade dupla de:

- Elaborar uma série histórica de coeficientes de forma da demanda do sistema.
- Prever os valores típicos para o futuro, em função da evolução dos coeficientes através do tempo.

Com o objetivo de evitar um arquivo histórico das demandas horárias excessivamente extenso, o cálculo dos coeficientes de forma é feito todos os meses, substituindo-se o arquivo de dados brutos por séries de dados já elaborados. Portanto, o processamento deste modelo ao final de cada ano implica na necessidade de se atualizar a série, incorporando os últimos dados e calculando a previsão para os anos futuros.

Os coeficientes de forma previstos são:

- Fator de variação sazonal mensal.
- Número de dias médios úteis do ano.
- Número de dias médios úteis de cada mês.
- Coeficiente de ponderação dos domingos e feriados, sábados e segundas feiras, com

relação aos dias médios úteis.

- Coeficientes de distribuição horária da demanda para cada dia típico definido.

Como subproduto, o modelo calcula as curvas de carga percentuais para o mês (curva integral de cargas) e para os dias da semana (curva diária de carga), as quais serão utilizadas nos estudos de simulação.

h. Processar o Modelo de Simulação do Parque Termelétrico

Este modelo simplesmente calcula o custo que representa a produção de diferentes níveis de energia termelétrica no mês, considerando o equipamento disponível, as características físicas e operativas das usinas e as restrições de operação definidas por condições de segurança do sistema. O modelo basicamente simula um despacho bastante simplificado do parque termelétrico disponível, para vários níveis de geração térmica, de modo a minimizar o custo variável total de geração.

i. Processar o Modelo Estratégico em Etapas Mensais

O Modelo Estratégico, conforme descrito no Capítulo 3 desta Parte II, determina as decisões de reserva energética ao final de cada mês (ou, como alternativa, a geração termelétrica do mês), em função da reserva energética existente e da tendência da afluência global do sistema. A função objetivo consiste em minimizar o valor presente esperado do custo variável (praticamente combustível), considerando-se uma operação ótima futura do sistema a partir da data em que se toma a decisão.

Os dados de entrada do modelo são:

- Níveis de geração termelétrica e correspondente custo variável de operação.
- Previsão mensal de cargas do sistema.

- Níveis possíveis de afluência energética e probabilidades de transição entre estados mensais.
- Restrições de operação das usinas termo e hidrelétricas.
- Programa de enchimento de novos reservatórios.

O resultado, como já foi indicado, é constituído pelas matrizes de decisões estratégicas: reserva energética a ser atingida ao final do mês ou geração termelétrica a ser programada no mês. Ambas decisões ficam subordinadas ao estado da afluência energética e à reserva do sistema.

j. Processar o Modelo de Séries Hidrológicas Típicas

Este modelo faz parte dos programas definidos sob o nome genérico de previsão de vazão. Sua função é a de determinar as séries hidrológicas típicas que serão utilizadas no modelo de simulação da operação, a partir da série histórica de afluências hídricas, do programa de enchimento de novos reservatórios e da série de afluências energéticas mensais do sistemas. O critério metodológico é o de determinar as séries individuais equiprováveis correspondentes a certa garantia global do sistema.

k. Processar o Modelo de Distribuição Ótima das Reservas Hidrelétricas

Este modelo, como descrito no Capítulo 3 desta Parte II, simula a tomada de decisões estratégicas ótimas para uma certa afluência sequencial, determinando a trajetória dos níveis de reserva energética através do período em estudo. Posteriormente, o modelo calcula a forma em que é conveniente alocar esta reserva energética nos reservatórios individuais do sistema.

Os dados de entrada para este modelo são:

- Características físicas dos aproveitamentos.

- Programas de indisponibilidades dos equipamentos hidrelétricos.
- Restrições de operação das usinas hidrelétricas.
- Programa de enchimento de novos reservatórios
- Matrizes de decisão estratégicas.
- Séries típicas das afluências energéticas e hídricas individuais.
- Estados de afluência energética e probabilidade de transição

A saída é dada pela matriz de distribuição da reserva entre os reservatórios individuais.

I. Processar o Modelo de Agregação Energética Mensal

Uma vez distribuída a reserva energética nos reservatórios individuais, dispõe-se de estrutura ótima dos níveis dos reservatórios, para as séries de afluências típicas.

Em função das afluências hídricas e dos níveis dos reservatórios, é possível calcular, agora de forma exata, a afluência energética do sistema. Estes valores podem ser comparados com os calculados inicialmente no passo “c”, descrito anteriormente.

Os dados de entrada para este modelo são:

- Características físicas e operacionais das instalações disponíveis.
- Séries das afluências hídricas típicas.
- Matrizes de distribuição da reserva energética

O resultado é dado pelo conjunto de séries de afluências energética mensais

correspondente às séries de afluições hídricas típicas.

Se a diferença entre esse resultado e o obtido preliminarmente no passo “c” não for significativa, o processo continua. Caso contrário, deve-se corrigir os valores iniciais e recomeçar o procedimento a partir do passo “d”.

m. Transferir os Resultados para o Arquivo

n. Processar o Modelo de Simulação Mensal da Operação

Este modelo é rodado com o fito de se determinar os programas de produção que resultariam da aplicação das estratégias de operação, ante condições hidrológicas específicas.

Os dados de entradas deste modelo são:

- Características físicas das usinas termo e hidrelétricas.
- Programas de indisponibilidades de equipamentos termo e hidrelétricos.
- Restrições de operação das usinas.
- Matriz de decisão em termos de geração termelétrica esperada.
- Curvas de carga do sistema.
- Matrizes de distribuição da reserva entre os reservatórios individuais.
- Séries hidrológicas típicas a serem simuladas.

A descrição deste modelo é apresentada no Capítulo 3 desta Parte II.

o. Relatório dos Estudos Plurianuais de Operação

Este relatório contém todas as informações básicas utilizadas nos estudos, assim como os resultados obtidos. Seu conteúdo pode ser visualizado na figura II.2.1.

2.2.3 Plano Anual de Operação

O Plano Anual de Operação é elaborado conjuntamente com os estudos plurianuais. Para tanto, é somente necessário considerar o primeiro ano do período estudado e detalhá-lo em etapas semanais. Uma grande parte dos programas computacionais não precisa ser processada novamente, já que é possível utilizar-se os resultados obtidos nos estudos plurianuais. Por outro lado, alguns modelos deverão ser reprocessados em sua opção semanal. No entanto, os procedimentos são praticamente similares àqueles descritos para os estudos plurianuais; razão pelo qual não são aqui repetidos. Através da Figura II.2.1 pode-se identificar quais são tais procedimentos.

Como resultado do Plano Anual são determinados, também, os intercâmbios garantidos a serem contratados cujos procedimentos são descritos no Item 2.5 desta Parte II.

2.2.4 Plano Mensal de Operação

Conforme referido em relatórios anteriores, a filosofia da metodologia proposta implica que a maior parte dos estudos seja realizada na elaboração dos estudos plurianuais e do Plano Anual. Deste modo, os estudos mensais normalmente não exigirão a atualização dos estudos plurianuais e do Plano Anual e nem reprocessamento dos modelos mais importantes, mas tão somente a tomada de decisão baseada nas condições atuais do sistema e nas estratégias determinadas no Plano Anual, frente às variáveis que representem tais condições.

Porém, no caso de algumas das hipóteses fundamentais adotadas nos estudos do Plano Anual terem sido alteradas, dever-se-á processar novamente o Modelo Estratégico. Normalmente, será necessário processar o Modelo de Distribuição de Reserva, já que os

resultados da distribuição ótima dependerão dos níveis iniciais estimados para o próximo mês e das hidrologias individuais previstas para as semanas seguintes.

Os procedimentos para utilização da ferramentas definidas estão mostrados na Figura II.2.1.

2.2.5 Políticas Semanais de Operação

Dentre as atividades sob responsabilidade do grupo de Planejamento da Operação foi também incluída o acompanhamento sistemático das estratégias fixadas no Plano Mensal. Com efeito, antes do grupo de Programação da Produção iniciar a elaboração da programação da próxima semana, o grupo de Planejamento da Operação tem possibilidade de analisar as estabelecidas no Plano Mensal e, face à evolução da operação e das condições do sistema, ratificar ou modificar as políticas definidas no referido plano.

2.3 PROGRAMAÇÃO SEMANAL DA PRODUÇÃO

2.3.1 Considerações Gerais

Dispõe-se das metas semanais contidas no Relatório de Políticas Semanais, elaborado pelo pessoal de Planejamento da Operação, e que confirmam ou modificam as políticas estabelecidas originalmente no Plano Mensal. As metas semanais a serem alcançadas são:

- Reserva energética do sistema que é conveniente armazenar nos reservatórios ao final da próxima semana.
- Geração termelétrica complementar necessária para, partindo do nível inicial da reserva energética, atingir a reserva energética final com as afluências previstas para a semana.

- Distribuição da reserva energética do sistema nos reservatórios individuais, ou seja níveis de água a serem atingidos ao final da semana.

Como informação adicional, o Relatório de Políticas Semanais confirma ou retifica os seguintes dados estabelecidos no Plano Mensal:

- Disponibilidades dos equipamento de geração.
- Custos variáveis de operação das usinas termelétricas e seus custos de partida e parada.
- Valor econômico absoluto e marginal da reserva energética do sistema ao final da próxima semana.
- Valor marginal absoluto e marginal da reserva hídrica nos reservatórios individuais do sistema ao final da próxima semana.

Os valores econômicos das reservas foram obtidos através do Modelo Estratégico de Operação e do Modelo de Distribuição Ótima da Reserva, representando o benefício, em valor presente, das substituições termelétricas futuras que elas permitem, expresso em termos de esperança matemática. O cálculo benefício-custo dos modelos se baseia num sistema de preços relativos (relação de preços sociais das kcal obtidas com urânio, carvão e petróleo). Não interessa, portanto, as variações que possam existir nos preços de mercado a curto prazo. Em geral, não será necessário atualizar as curvas do valor estratégico das reservas se não houver modificações acentuadas das disponibilidades dos equipamentos termelétricos previstos para o futuro nos Planos Mensais.

Além das metas e das informações associadas já indicadas, o CNOS dispõe dos dados enviados pelas empresas, verificados em nível de sistema, e de informações preparadas pela área de estudos elétricos; basicamente:

- Níveis dos reservatórios estimados para o início da próxima semana.

- Afluências médias diárias a cada reservatório previstas para a próxima semana.
- Disponibilidades horárias das unidades de geração hidrelétricas e termelétrica.
- Restrições de operação das usinas hidrelétricas e termelétricas.
- Programa de produção semanal estabelecido para Itaipu e estimado para as pequenas usinas hidrelétricas do sistema, segundo as afluências previstas (geração horária).
- Previsão de cargas líquidas de cada área de controle para a próxima semana (carga horária).
- Programa de produção do último dia da semana em cursos (status do parque termelétrico: carga das usinas ao final do dia).
- Distribuição típica das cargas das usinas para as horas de máxima e mínima demandas do sistema (valores estabelecidos no Plano Mensal).

O conjunto de informações acima permitiria, em teoria, a aplicação de um método de otimização com o objetivo de se determinar a melhor distribuição horária da produção de cada usina na próxima semana. Porém, para sistemas basicamente hidrelétricas e, mais ainda, do porte e complexidade do sistema interligado do Brasil, tais métodos revelam-se ineficientes.

Com efeito, seria computacional inviável desenvolver um modelo tão detalhado que permitisse representar, hora a hora, o conjunto de equações de fluxo de potência, de coordenação hídrica (balanço de água nas bacias com reservatórios em cascata), de restrições operacionais e de balanço energético do sistema. Por outro lado, se o modelo for relativamente global e o sistema possuir grandes reservatórios, o custo incremental de operação irá variar de forma desprezível a curto prazo.

Esta característica faz o ótimo cair numa zona de indiferença econômica (i.e. várias

distribuições da geração hidrelétricas numa certa hora são economicamente equivalentes contanto que não se alterem os valores de produção diária ou semanal).

Desta maneira, poder-se-ia sacrificar as condições operacionais do sistema (experiência do pessoal de operação e intercâmbio de opiniões com funcionários das empresas envolvidas) por um ganho econômico inexistente ou desprezível.

Pelo anteriormente exposto, preferiu-se a adoção de um procedimento interativo homem-máquina, que permita ao usuário utilizar programas e modelos computacionais mais simples e com possibilidade de visualização dos resultados intermediários.

A estrutura do procedimento, descrita no Item 2.3.2, é modular; quer dizer, os modelos de simulação e otimização utilizadas podem evoluir no tempo, indo do mais simples ao mais sofisticado, sem afetar os procedimentos nem os equipamentos a serem especificados.

2.3.2 Programas Computacionais

A programação da produção feita semanalmente visa:

- Explicitar, através de metas concretas, as estratégias de operação fixadas no Plano Mensal, e atualizados no relatório “Políticas Semanais de Operação”, estabelecendo claramente sua viabilidade.
- Prover subsídios às empresas fornecendo-lhes informações sobre a situação global do sistema que serão utilizadas pelas mesmas na preparação das programações semanais e diárias.

O primeiro objetivo permite fornecer às empresas as seguintes metas específicas:

- Produção termelétrica recomendável para cada dia da próxima semana, para cada usina importante do sistema (as usinas de menor porte deverão ser agregadas numa

usina equivalente; entretanto, as usinas de maior porte com unidades não homogêneas deverão ser especificadas por unidade).

- Produção hidrelétrica recomendável para cada dia da próxima semana, para cada usina importante de sistema e níveis que deverão ser atingidas ao final da semana (inclusive a evolução diária esperada).

Além das metas acima, a programação da produção determina as restrições de operação dentro das quais as empresas deverão enquadrar sua própria programação:

- Programação máxima e/ou mínima de usinas que estejam envolvidas na segurança e confiabilidade do sistema.
- Programa horário de produção de Itaipu, necessário ao cálculo das parcelas que as empresas deverão receber e programar de acordo com cláusulas contratuais.
- Intercâmbios mínimos que devem ser programados para garantir a segurança de cada área.

Finalmente, a programação da produção fornece às empresas as seguintes informações de apoio à preparação de suas programações semanais e diárias:

- Programa tentativo de produção horária das usinas.
- Intercâmbios horários líquidos esperados entre áreas de controle.
- Descargas das usinas hidrelétricas localizadas nas bacias que requerem coordenação de operação hídrica.

2.3.3 Procedimentos para Elaboração do Programa Semanal de Produção do Sistema

2.3.3.1 Procedimentos Gerais

O pessoal das unidades de programação das empresas responsáveis pelas áreas de controle deverá preparar cada dia seus programas horários de despacho de cargas para o dia seguinte. Porém, a programação dos dias de sábado, domingo e segunda-feira é realizada na sexta-feira anterior. Portanto, se a semana a ser programada é definida de sábado a sexta-feira, as empresas contam com um programa semanal atualizado, no qual podem basear suas programações diárias, antecipadas para os dias de sábado, domingo e segunda. Além disso, as programações desses dias fazem parte do programa semanal que as empresas devem elaborar, não acarretando duplicação de atividades.

2.3.3.2 Procedimentos de Utilização dos Programas Computacionais

Descreve-se a seguir os procedimentos de utilização dos programas computacionais necessários à elaboração do Programa Semanal de Produção do Sistema, conforme mostrado na Figura II.2.2.

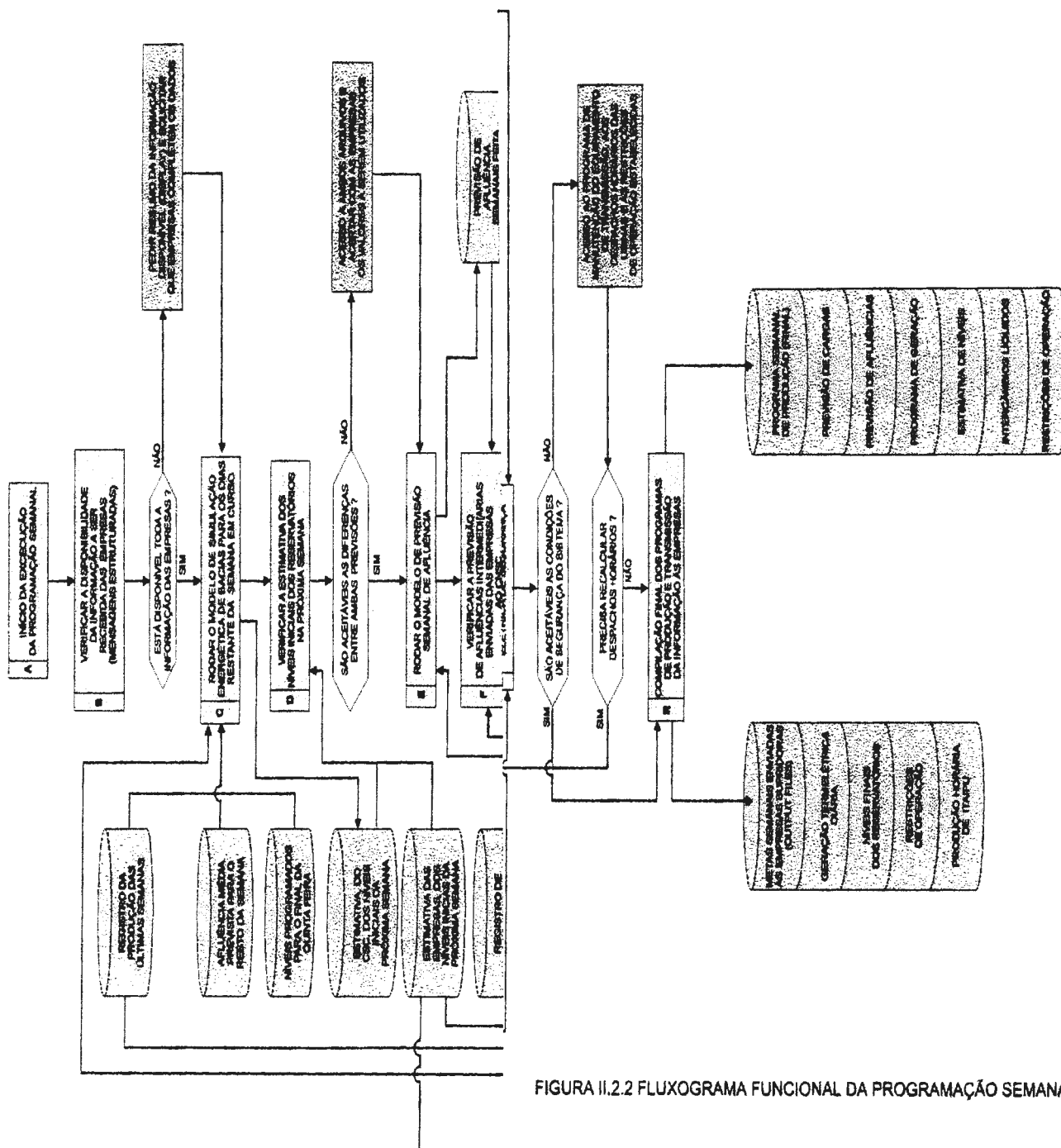
a. Início da Execução da Programação Semanal

O usuário chama o display de controle de execução referente à “Programação Semanal da Produção”, e entra com os dados de identificação (nome do usuário e data de início da semana que será programada).

b. Verificar a Disponibilidade da Informação

É feita uma verificação para comprovar se foram recebidas as seguintes informações de cada uma das empresas para a próxima semana:

- Níveis dos reservatórios estimados para o início da próxima semana (zero hora do próximo sábado).



- Previsão das afluências laterais médias diárias.
- Programa de produção horária de Itaipu
- Previsão de produção horária das pequenas usinas agregadas em cada área de controle.
- Previsão das cargas horárias de cada área de controle.

Deve-se verificar, também, se estão disponíveis as seguintes informações:

- Estatística de produção horária das usinas de cada empresa, intercâmbios horários entre área de controle e carga própria da empresa, correspondente às quatro últimas semanas.
- Afluência médias previstas para os dias restantes da semana (os valores referentes a quarta e quinta-feira estão já programados; entretanto, a afluência da sexta deverá ser obtida por interpolação com os valores previstos para o sábado próximo).
- Níveis programados para o fim da quinta-feira (programa diário de produção já compatibilizado).
- Estatística de afluências médias diárias das últimas quatro semanas.
- Restrições de operação das usinas hidro e termelétricas
- Disponibilidades de equipamentos de geração e transmissão.
- Níveis finais programados para a semana (metas individuais).
- Programa de produção das usinas termelétricas na próxima sexta-feira (meta entregue no programa semanal vigente).

- Tabela de custos de produção das usinas termelétricas (partida, parada e incrementais).
- Restrições operacionais resultantes dos contratos vigentes de intercâmbios.

c. Processar o Modelo de Simulação Energética de Bacias

A partir dos níveis finais já programados para a quinta-feira, das afluências laterais previstas para a sexta-feira, das descargas dos reservatórios nas últimas semanas (registro da produção e vertimentos das usinas) e da produção programada para a próxima sexta-feira, contida no programa semanal vigente (o programa diário não está ainda disponível), são estimados os níveis iniciais da próxima semana (zero hora do sábado próximo).

O Modelo de Simulação Energética de Bacias é processado com a opção de calcular níveis finais a partir da geração. O cálculo é feito em etapas de um dia.

d. Verificar a Estimativa de Níveis Iniciais

Para evitar possíveis erros de cálculo ou de transmissão de dados, a estimativa dos níveis iniciais da próxima semana feita pelas empresas é comparada com a estimativa obtida no passo anterior.

Se as diferenças entre ambas estimativas não forem aceitáveis, o usuário analisa, junto com o pessoal das empresas, os dados que possam ter dado origem à discrepância: afluências, geração e vertimentos no resto da semana.

e. Processar o Modelo de Previsão Semanal de Afluências

Inicialmente, poder-se-á dispor de um programa muito simples que calcule uma faixa de afluências prováveis para a próxima semana, em função dos valores históricos das últimas semanas. No futuro dever-se-á examinar a viabilidade de se implementar um

cálculo mais sofisticado que utilize informações obtidas por um sistema de coleta de dados hidrometeorológicos.

Nesta etapa, portanto, o Modelo de Previsão Semanal de Afluências do CNOS necessita, como única informação, a série de afluências laterais diárias dos últimas semanas; esses dados são enviados dia a dia pelas empresas.

f. Verificar a Previsão de Afluências Intermediárias,

Como procedimento geral, o usuário conta com a possibilidade de ter acesso à previsão de afluências enviadas pelas empresas e aos valores de tendência calculados no CNOS. Se a diferença entre ambos valores for superior a uma cifra predeterminada o usuário entrará em contato com a empresa para verificar a existência de erros ou obter esclarecimentos que justifiquem tais diferenças.

g. Processar o Modelo de Previsão Semanal de Cargas,

O CNOS disporá de um programa que calcula as cargas horárias próprias de cada área de controle previstas para a próxima semana, em função dos coeficientes de forma da demanda das últimas semanas (componente de tendência, ciclos, sazonalidades e desvios aleatórios).

A vantagem de dispor deste modelo é que os desvios de uma previsão feita em nível de sistema são menores que os correspondentes a uma previsão em nível das empresas. O CNOS está, portanto, em condições de prever demandas regionais devidamente compatibilizadas com a demanda global do sistema. Tal metodologia é bem melhor que a de simples agregação dos demandas previstas pelas empresas.

O usuário pode, então, processar este modelo e obter os valores mais prováveis para cada área de controle.

h. Verificar a Previsão de Cargas Horárias

O programa compara ambas previsões, as enviadas pelas empresas e a calculada pelo CNOS.

O usuário conta com as seguintes alternativas:

- Solicitar às empresas que revisem a previsão. Esta opção é necessária quando todos os valores devem ser modificados por apresentarem erros.
- Solicitar verbalmente revisões específicas ou propor modificações de alguns valores, mantendo o resto da previsão da empresa.
- Aceitar a previsão da empresa, embora não seja compatível com a previsão do CNOS, se a empresa tem razões para fundamentar os valores previstos.
- Propor a previsão do CNOS se não for possível acertar os valores com as empresas, já que se considera que neste caso o CNOS está melhor preparado para elaborar uma boa previsão.

Se não existirem diferenças importantes o CNOS aceitará as previsões das empresas e o processo continua.

i. Processar o Modelo de Simulação Energética de Bacias

A partir dos níveis iniciais e das afluências intermediárias previstas e verificadas nos passos anteriores, são considerados os níveis finais estabelecidos como metas para a semana, as disponibilidades e restrições de operação das instalações das empresas, a produção horária programada para Itaipu e os limites de geração das usinas por razões de segurança do sistema. As restrições operacionais enviadas pelas empresas visam manter a segurança das obras e atender as limitações das instalações (geração máxima e mínima, máximas variações de carga na usina, queda mínima admissível, golpe de

ariete máximo, etc.).

Considera-se que para Itaipu a meta não é o nível do reservatório, mas a produção horária estabelecida para a próxima semana pela empresa e que deve ser absorvida pelo mercado brasileiro com prioridade total . Portanto, esta é a informação que deve estar contida no relatório enviado pela ITAIPU BINACIONAL.

Com as informações anteriores é processado o modelo de Simulação Energética de Bacias, Este modelo, usado para etapa semanal, permite determinar a geração hidrelétrica semanal das usinas em função dos níveis e das afluências ou determinar níveis finais dos reservatórios em função das afluências e da geração. Esta última opção é utilizada para o caso de Itaipu.

Pode ocorrer que os níveis finais programados não possam ser atingidos para as afluências previstas. Neste caso o usuário tem possibilidade de visualizar as diferenças e contactar o pessoal da área elétrica do CNOS e/ou os programadores das empresas envolvidas para tentar reduzir os limites de geração mínima impostos às usinas. Se for o caso, também poderá ser revista a política de enchimento de volumes mortos de novos reservatórios que estejam contribuindo para a diminuição das vazões úteis.

No caso oposto, em que os níveis finais programados tenham sido ultrapassados, o usuário poderá verificar a possibilidade de tentar gerar mais, analisando, em conjunto com o pessoal da área elétrica e com os programadores das empresas, a viabilidade de modificar os limites superiores das restrições de geração ou adiar os programas de manutenção de equipamentos utilizáveis.

Nos casos em que existam vertimentos, por terem sido atingidos os níveis máximos ou outras condições, o usuário poderá tentar correções similares às do caso anterior.

Fica, por último, a alternativa de realocação da reserva energética aumentando os níveis programados para as usinas de montante, procurando diminuir as descargas ao reservatório analisado. Este tipo de modificações deve ser feito com a participação do pessoal de Planejamento da Operação, já, que são necessários critérios de valor

econômico das reservas individuais (critérios esses que estão considerados no Modelo de Simulação Energética de Bacias).

Em função das modificações introduzidas, o usuário dispõe da opção de processar novamente o Modelo de Simulação Energética de Bacias. Neste caso, deverão ser especificadas as bacias a serem simuladas já que não necessariamente terão que ser revisadas todas as bacias do sistema.

Como foi indicado, o programa de produção de Itaipu é considerado como meta. Dada a influência das descargas das usinas a montante em sua operação, Itaipu é considerada no modelo de simulação, permitindo verificar a viabilidade de execução do programa de geração. Caso não seja conveniente manter o esquema de produção, o usuário pode comunicar-se com ITAIPU BINACIONAL para acertar as modificações aconselháveis. As vazões afluentes a Itaipu dependem da geração das usinas a montante nos dias anteriores, razão pela qual é necessário contar-se com tais informações.

j. Cálculo da Geração Termelétrica Semanal

A geração termelétrica, total requerida pelo sistema na próxima semana é calculada pelo balanço:

$$\begin{array}{l} \text{Produção} \\ \text{termelétrica} \\ \text{semanal} \end{array} = \sum_{k=1}^k \sum_{i=1}^7 \sum_{j=1}^{24} (C_{kij} - h_{kij}) - \sum_{n=1}^N H_n$$

onde:

C_{kij} = carga própria da área "k", no dia "i" e na hora "j".

h_{kij} = produção programada para a usina equivalente às pequenas usinas da área "k", no dia "i" e na hora "j".

H_n = produção semanal da usina hidrelétrica "n".

O primeiro valor é obtido do arquivo que contém as previsões horárias enviados pelas empresas e verificadas pelo CNOS. O segundo valor é obtido do arquivo de programação horária da produção das pequenas usinas de cada área, enviada pelas empresas. O terceiro valor é obtido como resultado da simulação energética de bacias, processada no passo anterior.

Este programa também verifica a viabilidade da produção termelétrica semanal, em complementarão à geração hidrelétrica, com o objetivo de se atingir as reservas hidroenergéticas ótimas.

A geração termelétrica semanal deve ser igual ou superior ao mínimo requerido por razões de segurança elétrica e deve ser inferior ou igual à máxima geração colocável na curva de demanda com os equipamentos disponíveis (fator máximo de utilização).

Se a produção termelétrica semanal calculada está dentro destes limites, o processo pode continuar.

Caso contrário, o usuário dispõe das seguintes opções:

- Produção termelétrica inferior ao mínimo requerido:
 - Tentar reduzir os mínimos necessários através de consulta prévia às empresas e à área de estudos elétricos. Esta alternativa é pouco usual já que os critérios de segurança foram decididos com base em estudos cuidadosos.
 - Diminuir a geração hidrelétrica das usinas com maiores valores marginais da água. Isto obriga o usuário a usar seu critério e conhecimento dos valores marginais indicados no Plano Mensal e recomeçar o processo no passo “j”: simulação energética de bacias para a geração hidrelétrica revisada .

- Produção termelétrica superior ao máximo possível:
- Tentar adiar os programas de manutenção de equipamentos termelétricos, através de consulta prévia as empresas envolvidas.
- Aumentar a geração hidrelétrica das usinas que tenham os menores valores marginais da água e recomeçar o processo a partir do passo "i".

k. Processar o Modelo de Despacho Termelétrico Semanal

Este modelo distribui a geração termelétrica semanal, já globalmente viabilizada, entre as unidades disponíveis utilizando os blocos horários definidos.

As informações de entrada utilizadas são:

- Geração termelétrica decidida para a semana (do passo anterior).
- Usinas que estão em operação ao final semana em curso (programa semanal vigente).
- Restrições de operação das unidades e usinas disponíveis.
- Disponibilidades de equipamentos de geração.
- Estrutura de custos de operação (partida, parada e custos variáveis).

Dada a rigidez da operação das usinas a vapor e de combustível nuclear, e pelo fato da geração termelétrica complementar ser necessária somente por razões energéticas e não de ponta, a alocação é feita em blocos horários em função dos custos de operação das usinas. Obtém-se como resultado a geração horária de cada grupo e usina termelétrica.

Normalmente, esta distribuição será viável, mas existe a possibilidade de ocorrerem

inviabilidades de tipo horária, por limitações nas propriedades físicas das usinas (tempo de sincronização, restrições de variação de carga, etc.).

Neste caso o usuário tem acesso à programação para tentar eliminar a individualidade.

Se as correções são feitas sem modificar o total termelétrico a gerar, o processo pode continuar; caso contrário, deve-se modificar a geração hidrelétrica e recommear do passo “j”.

l. Processar o Modelo de Reservas Hidroenergéticas

De acordo com o despacho das usinas hidrelétricas, já compatibilizado com o despacho das usinas termelétricas, procede-se ao cálculo da reserva energética ao final da próxima semana, para determinar o valor marginal de tal reserva.

O cálculo da reserva hidroenergética é função exclusivamente dos níveis finais programados para a semana, os quais são conhecidos nesta etapa do procedimento.

m. Ajuste Econômico do Despacho Termelétrico

A decisão de gerar uma certa produção termelétrica, para manter uma reserva hidroenergética ao final da semana, foi baseada, até agora, no fato de se dispor de uma certa configuração dos equipamentos termelétricos. Entretanto, se ocorrer na última hora a saída de serviço de uma usina termelétrica de grande porte (i.e. nuclear), a manutenção da decisão de geração termelétrica semanal e do estado final da reserva energética pode não mais vir a ser a ótima. Isto porque a mesma quantidade de energia termelétrica terá que ser gerada agora com um parque térmico mais caro. Para estes casos eventuais precisa-se então de um procedimento de ajuste de modo a diminuir a geração termelétrica e a reserva hidroenergética final, de forma a obter-se um custo incremental termelétrico relativamente similar ao valor marginal da reserva hidroenergética.

Dado que o valor marginal da reserva hidroenergética do sistema é pouco sensível às variações de níveis durante a semana, o procedimento de ajuste é simples.

Pela sua rigidez de operação e supondo que os custos incrementais das termelétricas variem linearmente entre a mínima carga, definida por requisitos de segurança, e a máxima, definida por disponibilidade de equipamento, deve-se:

- Colocar no nível máximo de geração aquelas unidades cujo máximo custo incremental seja igual ou menor que o valor marginal da reserva hidroenergética.
- Colocar no nível mínimo de geração aquelas unidades cujo mínimo custo incremental seja superior ao valor marginal da reserva hidroenergética.

Este programa faz a avaliação do ganho obtido por este ajuste em relação ao despacho já estabelecido o qual está compatibilizado com a geração hidrelétrica. Se o ganho for superior a certo valor percentual predeterminado, o usuário pode escolher este último despacho ajustado. Neste caso a geração termelétrica semanal muda e o usuário terá que fazer os ajustes na geração hidrelétrica e recomeçar o processo a partir do passo “j”.

n. Processar o Modelo de Despacho Hidrelétrico Semanal

Nesta etapa dispõe-se da seguinte informação:

- Cargas horárias do sistema.
- Despacho horário das usinas termelétricas.
- Despacho horário de Itaipu.
- Despacho horário das pequenas usinas hidrelétricas.
- Geração semanal programada para cada usina hidrelétrica principal.

- Restrições de operação das usinas hidrelétricas.
- Disponibilidades dos equipamentos de geração hidrelétrica.

Com tais informações pode-se determinar a curva de carga residual a ser coberta pela geração hidrelétrica e distribuir horariamente a geração semanal estabelecida.

A distribuição horária da geração hidrelétrica não tem influência nas economias energéticas estratégicas as quais estão vinculadas à reserva hidroenergética. Portanto, pode ser adotado um procedimento empírico que imponha estruturas típicas de geração das usinas; alternativamente, pode ser utilizado um algoritmo para distribuir a geração de modo a minimizar as perdas de transmissão do sistema.

Qualquer que seja o procedimento, funcionalmente o resultado deve ser o despacho horário das usinas.

Se o despacho horário das usinas hidrelétricas for viável o processo pode continuar, caso contrário o usuário deve fazer as revisões necessárias. As situações que podem se apresentar são:

- Déficit horário por falta de potência disponível nas usinas. Neste caso o usuário tem as seguintes opções:
 - Consultar as empresas sobre possíveis modificações no programa de manutenção do equipamento hidrelétrico.
 - Consultar o pessoal de estudos elétricos sobre possibilidade de aumentar os limites superiores de geração das usinas que estejam limitadas.
 - Modificar o despacho termelétrico aumentando a geração no bloco horário correspondente. Neste caso a geração hidrelétrica também será modificada, e o processo deve ser reiniciado a partir do passo “j”.

- Acertar com ITAIPU BINACIONAL a modificação do seu programa de produção. Isto também obriga reiniciar o processo a partir de “j”.
- Déficit energético semanal por geração termelétrica insuficiente. Este caso pode ocorrer somente por erro no cálculo da complementação termelétrica ou por déficit energético real do sistema. O usuário deve revisar o cálculo a partir do passo “j” ou distribuir o racionamento na melhor forma possível.

o. Processar o Modelo de Simulação Energética de Bacias

Neste ponto do processo o despacho horário dos parques hidrelétricos e termelétricos já foi fixado. O Modelo de Simulação Energética de Bacias é processado com os níveis da semana, as previsões de afluições semanais e a geração diária obtida do programa de produção de Itaipu e das hidrelétricas restantes. O objetivo é calcular a trajetória diária dos níveis dos reservatórios.

Normalmente não haverá problemas neste cálculo, porém, deve-se verificar se os níveis máximos normais de operação não são ultrapassadas (o que tornaria necessário programar operação de comportas de vertedouros) e se não ocorrem vertimentos diários evitáveis. Neste caso o usuário conta com as opções seguinte:

- Realocar a geração hidrelétrica, distribuindo a geração em outras usinas e gerando mais naquelas com possibilidades de verter. Se as correções são importantes o processo tem que ser reiniciado do passo “j”.
- Diminuir a geração termelétrica e aumentar a geração das usinas hidrelétricas que têm vertimentos. Em geral, esta opção não existe já que os custos marginais da água armazenada nos reservatórios estão bem calculados e a geração das usinas hidrelétricas com altas possibilidades de vertimentos está no valor máximo possível. O processo deveria ser reiniciado do passo “j”.
- Aceitar as condições de vertimentos, por não existir maneira de evitá-las, e advertir

as empresas.

p. Cálculo e Verificação dos Intercâmbios Energéticos Líquidos

Para cada área de controle é calculado o programa horário de intercâmbios líquidos, mediante a expressão:

$$\begin{bmatrix} \text{Intercâmbios} \\ \text{Líquidos} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Geração} \\ \text{Total} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \text{Parcela} \\ \text{de Itaipu} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \text{Carga} \\ \text{Própria} \end{bmatrix}$$

As informações de entrada disponíveis, preparadas nos passos anteriores e utilizadas nesta etapa, são:

- Previsões de carga horária das áreas.
- Despacho horário da usinas hidrelétricas.
- Despacho horário das usinas termelétricas.
- Programa de produção horária das pequenas usinas.
- Programa de produção horária de Itaipu.
- Condições contratuais vigentes entre as empresas.

Se os intercâmbios líquidos forem viáveis o processo pode continuar. Caso contrário, o usuário tem as seguintes opções:

- Se o valor não se afastar muito do ótimo, modificar o programa de geração das usinas hidrelétricas e reiniciar o processo no passo “o”, salvo no caso de modificações pequenas.

- Se a inviabilidade é grande, contactar o pessoal de Planeamento da Operação do CNOS e propor acordos operacionais temporários entre as empresas.

q. Realizar a Análise de Segurança Elétrica

Sob o ponto de vista energético, a programação semanal da produção está praticamente terminada. Porém, é conveniente que o pessoal de estudos elétricos analise a programação com o objetivo de garantir que a segurança do sistema esteja em um nível aceitável.

As informações disponíveis para esta análise são:

- Previsões de carga horárias das áreas.
- Despacho horário das usinas hidrelétricas
- Despacho horário das usinas termelétricas.
- Programa de produção horária das pequenas usinas.
- Programa e produção horária das pequenas usinas.
- Programa de produção horária de Itaipu.
- Programa de manutenção de equipamentos de transmissão.

Se o pessoal de estudos elétricos achar necessário aprofundar a análise, tem a sua disposição todos os programas do Subsistema de Análises de Redes. Caso existam problemas de segurança o pessoal de estudos elétricos pode propor:

Revisar os programas de indisponibilidades de equipamentos de transmissão.

- Revisar as restrições de operação das usinas. Neste caso o processo deveria ser reiniciado nos passos “k” ou “n”.

Esta atividade permite também que o CNOS possa aconselhar as empresas sobre aspectos de coordenação de níveis de tensão.

r. Compilação Final dos Programas de Produção

Os objetivos desta última atividade são os seguintes:

- Armazenar as informações básicas e os resultados da programação no arquivo final para que fique à disposição dos supervisores de operação do CNOS.
- Transmitir às empresas as metas semanais já viabilizadas.

As informações copiadas no arquivo final são as seguintes:

- Previsão de cargas de cada área de controle.
- Previsão de afluências médias diárias.
- Programas de geração horária das usinas termelétricas.
- Programa de geração horárias das usinas hidrelétricas.
- Programa de geração horária de Itaipu.
- Programa de geração horária das pequenas usinas.
- Programa diário de níveis iniciais e finais.
- Programa de intercâmbios líquidos.

As informações que são copiadas nos arquivos de saída, para serem enviadas às empresas como meta semanal, são as seguintes:

- Níveis dos principais reservatórios do sistema que deveriam ser atingidos ao final da próxima semana (metas individuais).
- Níveis finais prováveis a serem atingidos dadas as condições iniciais dos reservatórios e as afluências prevista para a semana.
- Geração termelétrica diária por tipo de unidade e/ou usina (meta energética).
- Programa de produção horária de Itaipu.
- Restrições de operação das usinas termelétricas e hidrelétricas.

2.3.4 Fluxo de Informações entre Arquivos

A Figura II.2.3 mostra um diagrama simplificado dos fluxos de informações entre os arquivos de entrada, de trabalho e de saída, para o procedimento de programação semanal acima exposto.

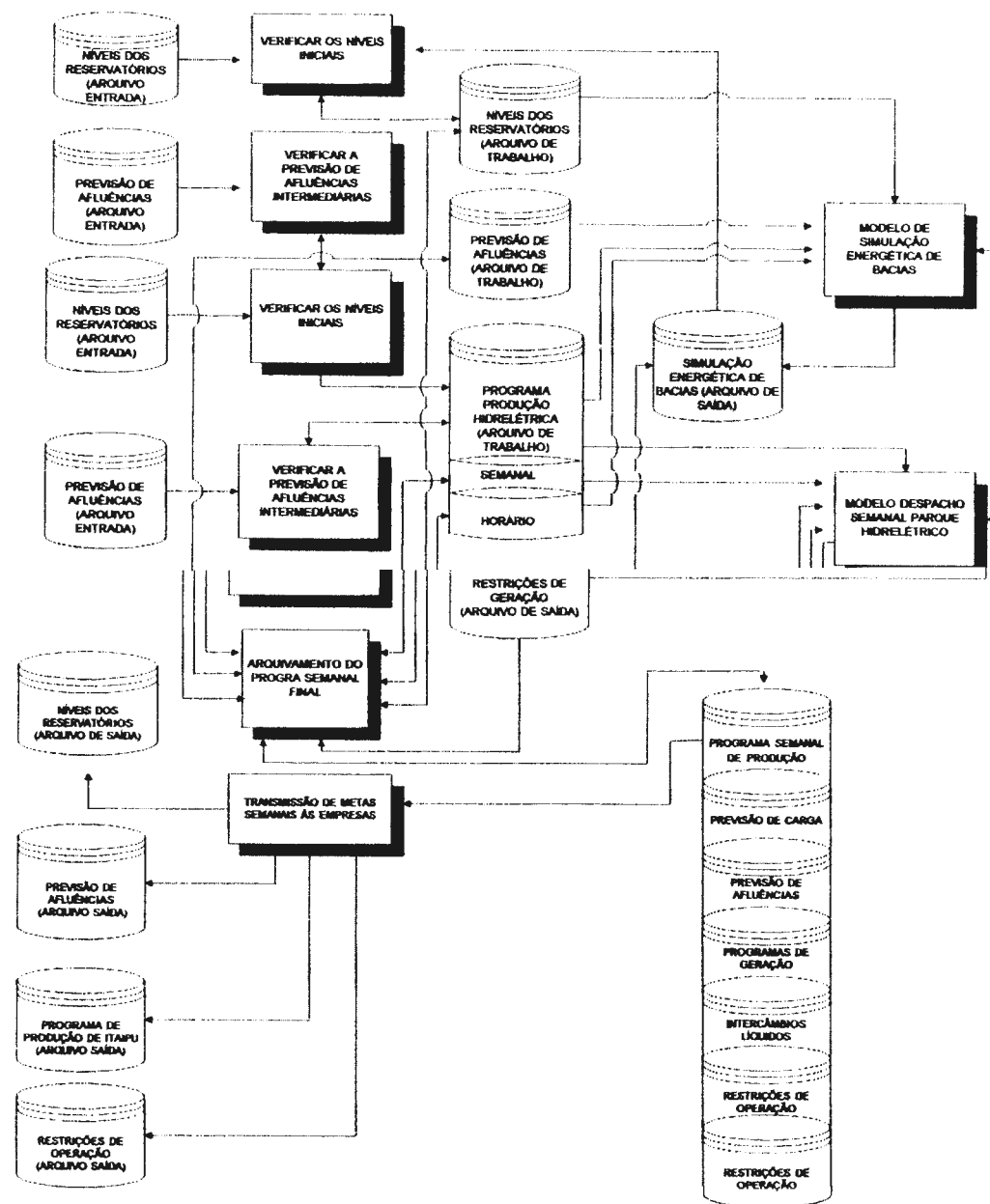
2.4 PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA PRODUÇÃO

2.4.1 Objetivos

No período da manhã de cada dia útil, as empresas supridoras preparam seu “Programa Diário de Produção de Empresa” (PDPE) para o dia seguinte. Os PDPE para os sábados, domingos e segundas são elaborados pelas empresas na sexta-feira anterior.

O Centro Nacional de Supervisão e Coordenação (CNOS) recebe, imediatamente após o meio dia, os PDPE das empresas e efetua a análise de compatibilização das informações

FIGURA II.23 - FLUXO DE INFORMAÇÕES DA PROGRAMAÇÃO SEMANAL



básicas, a verificação do cumprimento das metas diárias pré-estabelecidas no “Programa Semanal de Produção do Sistema” (PSPS) e a comprovação de que todas as restrições operacionais e condições de segurança estão sendo atendidas.

No caso em que algum destes requisitos não esteja sendo cumprido, o pessoal de programação do CNOS acerta as modificações que se fizerem necessárias, em conjunto com o pessoal do Centro de Operação de Sistemas (COS) das empresas envolvidas.

Portanto, dentro da flexibilidade que tem as empresas para programar de maneira autônoma a produção de suas usinas, a função do CNOS é a de compilar, verificar e modificar eventualmente os PDPE enviados pelas empresas, retornando às mesmas o “Programa Diário de Produção do Sistema” (PDPS), devidamente compatibilizado em nível de sistema.

Esta função de coordenação se faz necessária para garantir a qualidade e economicidade da operação do sistema, assim como a coerência dos dados comuns, utilizados pelas empresas inter-relacionadas operacionalmente.

2.4.2 Descrição Geral

Os trabalhos básicos desenvolvidos pelo CNOS na atividade de programação diária são:

- Receber as seguintes informações diárias:
 - Previsão de cargas horárias de cada área de controle;
 - Programa de geração horária de cada usina hidrelétrica e de cada unidade termelétrica importantes do sistema;
 - Programa de produção horária da usina de Itaipu;
 - Programa de intercâmbios horários estabelecidos entre as empresas;

- Níveis iniciais estimados e finais programados para cada reservatório importante;
 - Previsão de afluências laterais intermediárias ou reservatórios e usinas importantes do sistema (vazão médias diárias);
 - Programa de geração horária agregada do conjunto de usinas pequenas pertencentes a cada área de controle;
 - Capacidade de geração disponível e sincronizada em cada hora para as diferentes áreas de controle;
 - Programa de recebimento da parcela da geração de Itaipu correspondente a cada empresa, de acordo com cláusulas contratuais;
 - Vertimentos estimados para o próximo dia;
 - Programa de transferências horárias de reserva pronta e girante entre áreas de controle;
 - Programa de indisponibilidades de componentes importantes dos sistemas de transmissão.
- Analisar a coerência das seguintes informações enviadas pelas empresas
 - Previsão de cargas;
 - Previsão de afluências;
 - Programa de intercâmbios;
 - Balanço energético de cada área;

- Balanço hídrico das bacias;
- Programa de transferência de reserva;
- Verificar o cumprimento das restrições de operação
- Disponibilidades dos equipamentos;
- Produções máxima e mínima a serem mantidas nas usinas
- Programação da produção total de Itaipu e sua alocação de acordo com os contratos;
- Reservas operacionais a serem mantidas nas áreas;
- Condições elétricas admissíveis;
- Comprovar atendimento das seguintes metas programadas:
 - Produção termelétrica diária;
 - Evolução da reserva energética;
 - Níveis finais a serem atingidos pelos reservatórios.

Além destas tarefas, o pessoal de programação da produção do CNOS analisa, dia a dia, a evolução da operação da semana para revisar, se for necessário, as metas que no PSPS foram estabelecidas para os dias seguintes. Caso existam modificações nas metas de geração termelétrica ou níveis a serem atingidos ao final da semana em curso, o CNOS comunica estas modificações às empresas.

Dentro desse procedimento, o CNOS processará três programas computacionais principais: Modelo de Previsão de Cargas, Modelo de Simulação Energética de Bacias e Modelo de Requisitos de Reservas Operacionais. Estes programas são descritos funcionalmente no Capítulo 3 desta Parte II. Os procedimentos restantes para a coordenação do programa diária são simples cálculos e comparações.

2.4.3 Procedimentos

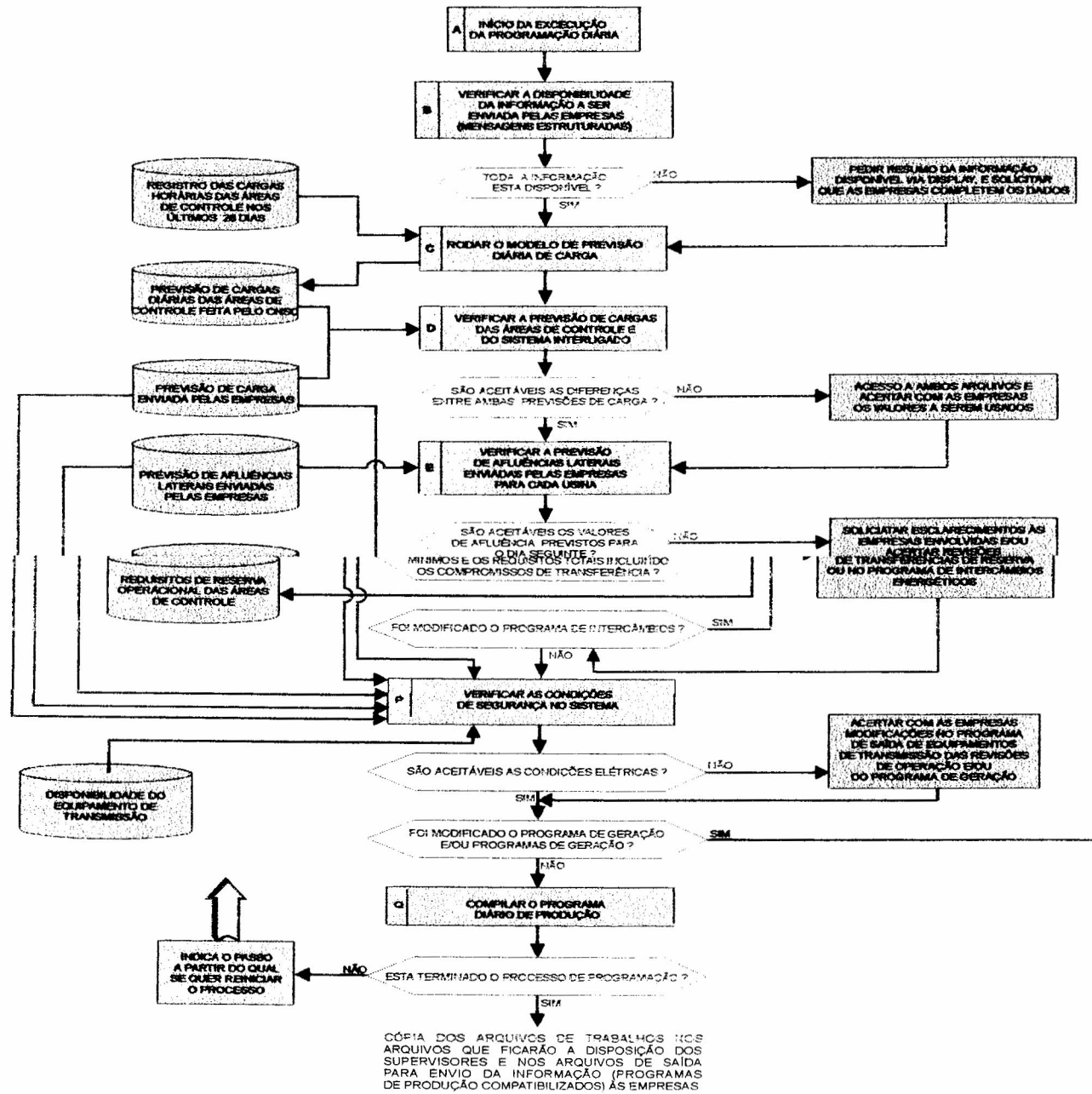
Para executar as tarefas de coordenação da programação diária, o pessoal de Programação da Operação do CNOS deverá dispor de um programa computacional, de uso interativo, o qual possibilitará a execução sequencial dos cálculos e das verificações. Os procedimentos envolvidos no processo estão esquematizados na Figura II.2.4, onde:

- no lado esquerdo estão mostrados os arquivos de trabalho que contém cópias das informações transmitidas pelas empresas e os arquivos de saída contendo resultados do processamento;
- na parte central estão identificados os vários passos que compõem a elaboração da programação diária pelo CNOS;
- no lado direito estão mostradas as opções disponíveis ao usuário nos passos de execução da programação diária.

Por simplicidade de exposição não se inclui na Figura II.2.4 a definição dos arquivos de entrada e saída de informações de e para as empresas. O fluxo de informação entre as empresas e o CNOS é descrito no Subitem 2.4.4 desta Parte II.

Os passos de execução da programação diária, de acordo com a Figura II.2.4, são:

FIGURA II.2.4 FLUXOGRAMA FUNCIONAL DA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA



a. Início da Execução

O usuário chama o display de controle de execução da “Programação Diária da Produção” e entra os dados de identificação (nome do usuário e data do dia cuja programação será preparada).

b. Verificar a Disponibilidade das Informações

É feita uma verificação para comprovar se foram recebidos todos os dados de cada uma das empresas. As seguintes sete informações são transmitidas pelas empresas:

- Previsão de cargas;
- Previsão de afluências;
- Estimativas de vertimentos;
- Programa de produção (potência horária disponível, potência horária sincronizada e geração horária de cada usina hidrelétrica e unidade termelétrica).
- Programa de intercâmbios (intercâmbios energéticos e transferências de reserva pronta e girante).
- Níveis de reservatório (iniciais estimados e finais programados).
- Indisponibilidades de equipamento (grupos geradores e componentes maiores dos sistemas de transmissão).

c. Processar o Modelo de Previsão Diária de Cargas

É fato comprovado que a previsão de cargas para um sistema global leva a resultados melhores que a agregação das previsões regionais, já que neste último os desvios se

superpõem. Definiu-se então um modelo no CNOS que utiliza as informações históricas das cargas horárias do sistema ocorridas nas últimas quatro semanas, para se obter uma previsão de cargas horárias para o próximo dia, a nível de sistema, e previsões regionais compatíveis com aquela. O cálculo baseia-se na decomposição estática da série histórica em componentes de tendência, cíclica e aleatória, e a aplicação das relações para se obter as cargas mais prováveis.

d. Verificar a Previsão de Cargas

As previsões de cargas enviadas pelas empresas são comparadas com a previsão do CNOS . Se as diferenças horárias forem inferiores a uma porcentagem pré-determinada, definida como parâmetro do programa e ajustável segundo resultados empíricos para cada área de controle, o usuário aceita as previsões das empresas e o processo pode continuar. Caso contrário, o programador pode analisar as discrepâncias e solicitar esclarecimento às empresas.

Dentro da filosofia básica do procedimento de programação diária, o CNOS não pode modificar os valores sem a prévia anuência das empresas. Se as correções necessárias forem importantes (i.e. erro inicial na transmissão dos dados), a empresa deve enviar uma nova mensagem para que o processo possa continuar. Pequenas correções podem ser acertados verbalmente.

As diferenças podem ser devidas a engano nas cifras enviadas ou variações explicáveis nas condições de tendência da carga (i.e. ligação de clientes especiais). No primeiro caso a previsão do CNOS poderia ser adotada, se a empresa assim concordasse. No segundo caso, a previsão original da empresa é mantida, o CNOS fica devidamente informado das novas condições e o processo pode continuar.

e. Verificar a Previsão de Afluências

As empresas enviam ao CNOS as previsões de afluências laterais consideradas na sua programação. Esta informação é importante para a coordenação da operação conjunta de usinas de propriedades de empresas diferentes.

Dado que o CNOS não dispõe, pelo menos inicialmente, de um sistema centralizado de informações hidrometeorológicas, a verificação das previsões enviadas pelas empresas consiste na simples observação da informação recebida, de modo a detectar qualquer anomalia.

No futuro poderia se justificar um programa computacional que permita ao CNSC confrontar as previsões enviadas pelas empresas com as estimativas próprias, estabelecendo-se um procedimento similar ao descrito para as previsões de carga.

No caso das previsões de afluências apresentarem alguma particularidade, o usuário poderá pedir esclarecimento às empresas para ficar informado da situação.

f. Verificar a Programação Termelétrica

Esta verificação tem três objetivos:

- Comprovar se as informações disponíveis no CNOS sobre as indisponibilidades de equipamentos termelétricos estão atualizadas e são coerentes com as capacidades disponíveis programadas.
- Comprovar se as restrições de geração por motivos operacionais e segurança estão sendo respeitadas.
- Comprovar se a geração diária programada para cada usina e/ ou unidade térmica está dentro das metas estabelecidas na programação semanal.

O primeiro objetivo é importante já que uma mudança na configuração do parque termelétrico pode implicar na necessidade de se processar os estudos elétricos visando a realocação da geração térmica mínima devida às condições de segurança. A coerência das informações é necessária para permitir as verificações que se seguem.

O segundo objetivo básico é o de manter as condições de segurança e qualidade de serviço estabelecidas pela área de estudos elétricos.

O terceiro objetivo é menos importante já que desvios diários não necessariamente representam desvios das metas semanais estabelecidas. Porém é útil que o CNOS acompanhe diariamente o cumprimento das metas energéticas semanais.

O programa de verificação tem, então, três testes a executar:

- Para cada unidade e usina, a potência disponível programada deve coincidir com os valores de disponibilidades que foram fornecidos no programa semanal de manutenção das empresas. Caso contrário, o usuário pode ratificar esta nova informação com empresa, atualizar o arquivo de indisponibilidades e comunicar modificações importantes à área de estudos elétricos.
- Para cada unidade e usina, a geração horária programada tem que ficar compreendida entre valores mínimos e máximo permitidos por razões de segurança e/ou capacidades disponíveis. Caso contrário, o usuário deve sugerir às empresas revisões ou como alternativa aceitar a programação depois de esclarecida a situação com a empresa e com a área de estudos elétricos.
- Para cada unidade e usina, a geração acumulada na semana até o dia anterior mais programada para o dia em curso e mais a estabelecida no programa de produção do próximo dia pode diferir da meta estabelecida no PSPS numa quantidade não superior a uma porcentagem especificada no programa computacional (parâmetro do programa). Caso contrário, o programador deve contactar com o pessoal de

planejamento da Operação e/ou acertar modificações da programação térmica com as empresas.

O procedimento requer, em geral, revisões simples que podem ser acertadas verbalmente.

g. Verificar a Alocação da Geração de Itaipu

De acordo com as condições contratuais, a geração de Itaipu tem prioridade de colocação no sistema e as empresas têm a obrigação de programar sua parcela dentro de sua área de responsabilidade . Se a empresa tiver excedentes de energia secundária própria e, por acordo com FURNAS, receber menos energia de Itaipu que o valor estabelecido, então a parcela contratual deverá ser considerada como recebida, no programa de produção, e a diferença terá que ser tomada como fornecimento de energia secundária a ser armazenada nos reservatórios de FURNAS e faturada como tal.

Portanto, deve-se comprovar que cada empresa está programando exatamente a parcela que lhe corresponde contratualmente . Caso o resultado desta verificação seja negativo, o usuário pode exigir á empresa a programação adequada ou tentar acertar com ITAIPU uma modificação de sua programação em benefícios da operação do sistema .

h. Verificar a Programação de Intercâmbios

Segundo os contratos de intercâmbios existentes entre empresas, os programas de produção contém um balanço que inclui as compras e vendas horárias de energia. Esta verificação tem por objetivo simplesmente comprovar se ocorreu uma coordenação recíproca e adequada entre as empresas contratantes e se, portanto, são iguais as exportações e importações programadas entre áreas de controle.

Se houver engano nos cifras de intercâmbio, o usuário pode solicitar ás empresas envolvidas o acerto dos valores comuns. Eventualmente as empresas deverão corrigir a

programação inicial das usinas hidrelétricas, caso em que terá que ser enviada uma nova mensagem com a nova programação, ou então, acertar correções menores verbalmente.

i. Verificar o Balanço Energético

Esta verificação tem por objetivo simplesmente detectar algum erro aritmético no balanço energético horário dos programas, o qual poderia ter sido causado, inclusive, pelas correções nas etapas anteriores. Como ainda não fora verificada a programação do parque hidrelétrico, se detectado o erro dever-se-á solicitar à empresa a revisão do programa de geração hidráulica, de modo a fechar o balanço.

O balanço horário fica definido, então, como

$$\begin{bmatrix} \text{Geração} \\ \text{Hidrelétrica} \\ \text{Requerida} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Carga} \\ \text{Horária} \\ \text{Prevista} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Vendas} \\ \text{Horárias} \\ \text{Programadas} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Compras} \\ \text{Horárias} \\ \text{Programadas} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Geração} \\ \text{Horária} \\ \text{Térmica} \end{bmatrix}$$

Deverá ser comparada a geração hidrelétrica programada com a geração hidrelétrica requerida, calculada no balanço anterior. No caso da diferença entre ambos valores ultrapassar um máximo admissível, o usuário deve acertar com a empresa revisões verbais, se o caso é simples, ou esperar uma nova mensagem, se a programação exige modificações simultâneas em várias usinas.

j. Verificar a Programação das Usinas Hidrelétricas

Esta verificação é similar à realizada para as usinas termelétricas e os objetivos são:

- Comprovar se as informações disponíveis no CNOS sobre as indisponibilidades de equipamentos hidrelétricos estão atualizados e são coerentes com as capacidades disponíveis programadas

- Comprovar se estão sendo respeitadas as restrições de geração devidas a razões operacionais e de segurança.

Se as capacidades programadas não coincidirem com as disponibilidades existentes no arquivo do CNOS, de acordo com o programa de manutenção semanal, o usuário deve ratificar a informação com a empresa, atualizar o arquivo do CNOS e comunicar as modificações importantes ao grupo de estudos elétricos. Se existirem restrições violadas, o usuário deve informar à empresa para que seja reprogramada a produção das usinas hidrelétricas.

A possível reprogramação horária das usinas hidrelétricas não envolverá, em geral, uma modificação da geração hidrelétrica total, já que se pode efetuar compensações entre as usinas. Mas, se a geração hidrelétrica total tiver que ser modificada, e dado que a produção termelétrica fora já fixada, o usuário deverá reiniciar o processo a partir do passo “h”; ou seja, verificar os novos intercâmbios requeridos.

k. Processar o Modelo de Simulação Energética de Bacias

Tendo já sido definida a geração das usinas hidrelétricas é necessário processar o Modelo de Simulação Energéticas de Bacias, com o objetivo de se obter os níveis para o fim do dia.

Neste caso o modelo opera com uma etapa equivalente a um dia, tendo como entradas principais, os níveis iniciais estimados, as afluições laterais previstas e a geração programada.

Embora o cálculo de simulação seja independente para cada bacia, dada à sua rapidez, é preferível processá-lo para todas as bacias ainda que processamentos anteriores já tenham verificado alguns dos balanços parciais. Porém, o usuário tem opção de não utilizar este passo quando achar desnecessário.

I. Verificar os Níveis Finais

Esta verificação tem dois objetivos:

- Verificar se os níveis finais programados são coerentes com as afluências previstas e com a geração programada.
- Verificar se a alocação da reserva energética é adequada .

A primeira verificação consiste em comparar os níveis programados pelas empresa com os obtidos da simulação. As diferenças podem ser devidas enganos nos cálculos das empresas (pouco favorável), ou a correções feitas na programação hidrelétricas nas etapas anteriores do cálculo. Se as diferenças são superiores a um certo valor percentual, o CNOS comunica às empresas os valores que devem ser considerados.

Definidos os níveis finais esperados, o usuário deve comparar a distribuição final da reserva energética com a distribuição ótima proposta na programação semanal. Dada a grande capacidade de regularização, não será necessário fazer correções se existirem diferenças pouco importante. Em geral, os desvios deverão ser comunicados às empresas para que sejam corrigidos na programação dos dias seguintes, de modo a coligar as metas estabelecidas para a semana .

Os casos possíveis são :

- Os níveis programados são iguais aos obtidos pela simulação e são admissíveis como distribuição de reserva; o processo de programação contínua.
- Os níveis programados são iguais aos obtidos pela simulação, mas não são admissíveis como distribuição de reserva; neste caso é solicitado à empresa uma reprogramação do parque hidrelétrico e se reinicia o processo a partir do passo “k”.

- Os níveis programados e calculados são diferentes e os primeiros devem ser mantidos (ótima distribuição de reserva); neste caso a ação é similar à anterior .
- Os níveis programados e calculados são diferentes e os segundos devem ser mantidos; neste caso comunica-se às empresas e continua-se com a programação hidrelétrica estabelecida.

m. Verificar o Programa de Transferência de Reservas

Esta verificação é simples e similar à realizada para intercâmbios energéticos. Consiste em comprovar se a reserva operacional que uma área de controle está transferindo a uma outra área é a programada por esta última, ou seja, verifica-se a ocorrência ou não de uma adequada coordenação entre as empresas nas transferências de alocação de reserva operacional (girante e pronta).

Se o seu resultado da verificação é negativo, o usuário solicita que as empresas envolvidas acertem os valores comuns.

n. Processar o Modelo de Requisito de Reserva

Anteriormente, as reservas operacionais a serem alocadas em cada área de controle são calculadas, mensalmente, com base em normas aprovadas pelo GCOI. Portanto, estes valores estão incluídos nos contratos entre empresas e são dados fixos para a semana.

As normas poderiam ser mudadas no futuro, inclusive, poder-se-ia aplicar um cálculo dinâmico no qual a reserva a ser alocada em cada área seja função das condições operacionais de cada instante.

Definiu-se como Modelo de Requisito de Reserva, em termos amplos, o cálculo que, em função das normas estabelecidas pelo GCOI, estabelece os requisitos de reserva operacional horária de cada área de controle, para o próximo dia.

Este modelo determina os requisitos da reserva girante horária, calculando a reserva de regulação, em função da demanda, e a reserva de geração, em função de maior unidade disponível ou sincronizada no sistema e nas áreas. Calcula também a reserva pronta requerida em função da demanda de ponta de cada área. No caso mais simples, o modelo será somente uma tabela de valores .

o. Verificar as Reservas Operacionais

Esta verificação tem por objetivo comprovar se as reservas programadas em cada área são pelo menos iguais às requeridas por responsabilidade própria da área e por transferência de parte da responsabilidade de reserva de outras áreas. A comprovação é feita em três etapas :

- A reserva girante programada em cada área de controle (potência sincronizada menos geração programada) não deve ser inferior à reserva de regulação requerida pela área em cada hora.
- A reserva girante programada em cada área de controle não deve ser inferior à reserva girante requerida pela área, mais a locação necessária por transferência de parcelas de reservas de outras áreas e menos as parcelas de reserva transferidas às outras áreas.
- A reserva pronta programada (potência horária disponível, menos potência térmica não sincronizada, menos potência total sincronizada e mais eventuais excedentes de reserva girante) não deve ser inferior à reserva pronta requerida pela área, mais alocação necessária por transferência de parcelas de reservas de outras áreas e menos as parcelas de reserva transferidas às outras áreas.

De acordo com os testes anteriores, se uma área tem reserva girante programada inferior ao valor requerido para regulação, os usuários deve pedir a sincronização de valores maiores de potência. Se isto não for possível a empresa deverá reduzir a geração

programada e , portanto, modificar os intercâmbios. Esta última situação embora não freqüente, obriga a reiniciar o processo a partir do passo “ h”

Se a reserva girante programada na área, mais a parcela alocada em outra área e menos a parcela comprometida para outras áreas for inferior á reserva girante requerida, a empresa deverá sincronizar maiores valores de potência, modificar as transferências de reserva ou aumentar as compras energéticas. Neste último caso, o processo deve ser reiniciado a partir do passo “ h “.

Finalmente, se a reserva pronta da área for inferior à requerida, o usuário deverá solicitar à empresa que modifique o esquema de transferência de reservas ou reduza sua geração. Neste último caso o processo deve ser reiniciado a partir do passo “ h”, salvo o caso em que as correções sejam pequenas e simples .

p. Verificar as Condições de Segurança

Antes de compilar em definitivo o programa diário de produção, e dado que pode ter havido modificações na disponibilidade de equipamentos ou de outras características do sistema, é necessário verificar se a situação é aceitável ou mister se fazem estudos elétricos complementares.

Estes estudos empregam, com ferramentas, os programas de Análise de Redes e incluem as seguintes atividades principais :

- Verificar se para certas horas típicas, o fluxo de potência do sistema é viável, ou seja, se as restrições elétricas são atendidas com valores da variáveis dentro dos limites aceitáveis Esta atividade consiste em executar o Fluxo de Potência (FP) utilizando as seguintes informações disponíveis:
 - Programa de Geração;
 - Previsão de Cargas;

- Programa de intercâmbio de potência (informação entrada pelo usuário);
 - Configuração do sistema e posicionamento dos “taps” de transformadores;
 - Intercâmbios programados entre áreas de controle ;
- Para o fluxo de potência viável, verificar a segurança do sistema com o critério de contingência simples. Esta atividade requer a execução do programa de Análise de Segurança para o conjunto de contingências pré-definidas.
 - Determinar as contingências que provocam violações das restrições e executar a Reprogramação Corretiva para estabelecer as soluções necessária à eliminação ou diminuição dos efeitos indesejáveis.

Em função dos resultados dos estudos anteriores, as seguintes ações podem ser tomadas:

- Revisar o programa de manutenção dos equipamentos do sistema de transmissão .
- Reprogramar a geração, intercâmbios energéticos ou transferências de reserva entre áreas de controle.
- Orientar as empresas na coordenação dos níveis de tensão.

As ações anteriores não são realizadas automaticamente pelo programa, sendo necessária uma interação entre o pessoal da área elétrica, os programadores do CNOS e os programadores do COS das empresas, para estabelecer as revisões requeridas.

Caso as modificações necessárias por razões elétricas dêem origem à reprogramação da produção e ou intercâmbios, será necessário reiniciar o processo de programação a partir de alguns dos passos iniciais. Porém, estima-se que esta situação não será freqüente.

Se não forem detectados problemas de segurança, o usuário pode prosseguir para o passo final de compilação.

q. Compilar o Programa Diário de Produção

Nesta última etapa do procedimento o usuário tem a opção de reiniciar o processo a partir de algumas das etapas prévias ou considerar como definitivo o programa e providenciar que as informações finais sejam enviadas aos COS das empresas e colocadas à disposição dos supervisores do CNOS. A partir deste momento termina a responsabilidade do usuário encarregado da elaboração da programação diária.

2.4.4 Fluxo de Informações

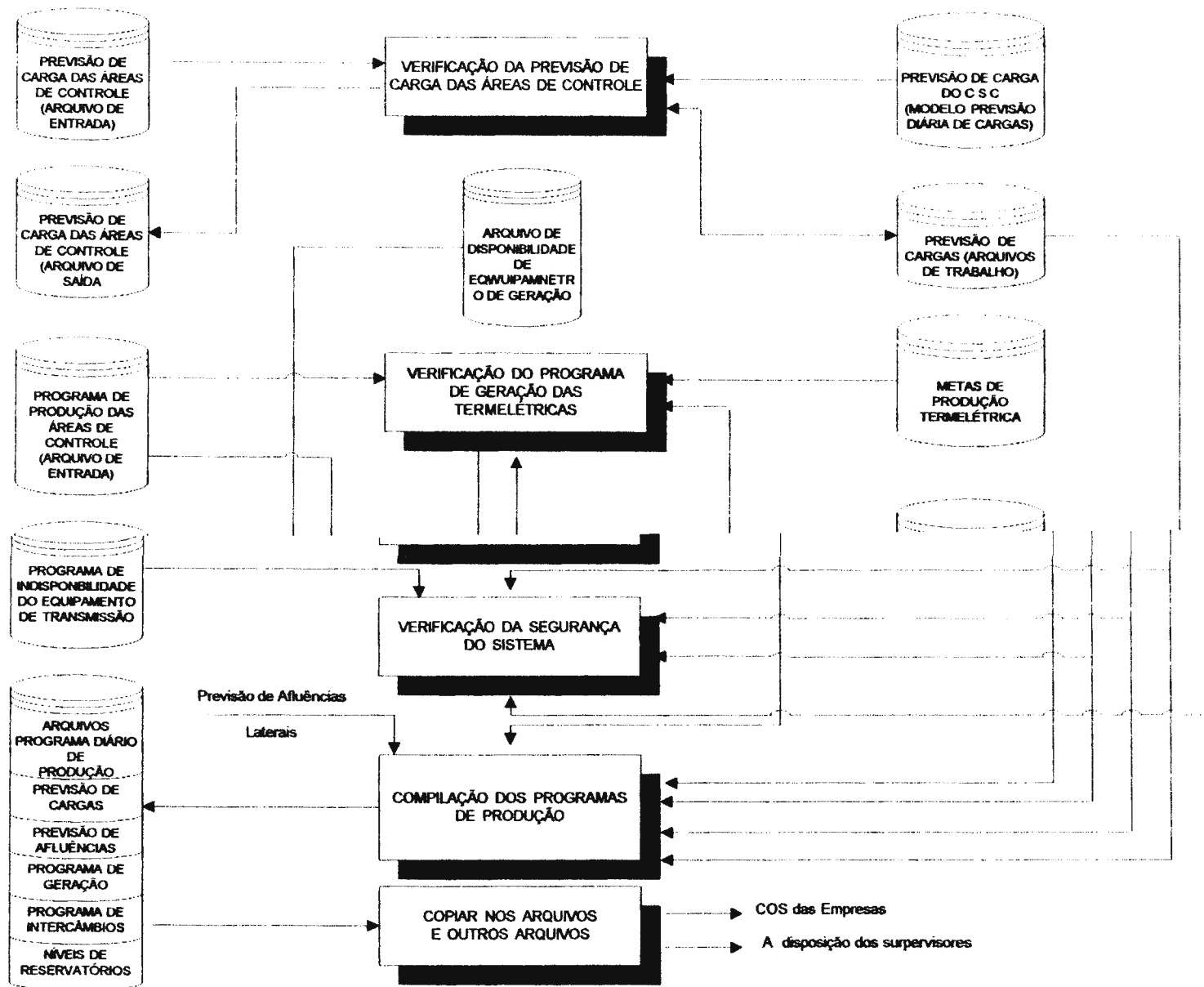
De acordo aos procedimentos definidos no item anterior, existe um fluxo entre os arquivos de entrada (com as informações enviadas - pelas empresas), os arquivos de saída (com informações fornecidas às empresas) e os arquivos de resultados dos modelos processados no CNOS. Em forma simplificada este fluxo de informação está representado na Figura II.2.5.

2.5 CONTABILIZAÇÃO ENERGÉTICA,

2.5.1 Considerações Gerais

O software para Contabilização Energética compreende dois programas computacionais: o primeiro estabelece os valores de intercâmbios garantidos e prováveis que as empresas deverão contratar cada ano; o outro calcula e classifica os intercâmbios mensais havidos entre empresas.

XO DE INFORMAÇÕES DA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA



FONTE: ELETROBRÁS

2.5.2 Determinação dos Intercâmbios Contratuais,

Essa atividade consiste na determinação, para o próximo ano, dos valores de intercâmbios garantidos. e prováveis a serem contratados entre as empresas.

O primeiro tipo de intercâmbio corresponde aos valores de potência e energia garantidas que devem ser contratadas por cada empresa de modo que, face a uma eventual ocorrência hidrológica desfavorável e/ou saída forçada de equipamentos (parcela de reserva estática), tenha suprimentos garantidos que lhe permitam atender seu mercado com a segurança estabelecida.

O segundo tipo de intercâmbio se refere ao cálculo das possíveis substituições termelétricas e a determinação dos correspondentes transações de energia secundária e potência fora das horas de ponta.

O procedimento desenvolve-se nas seguintes etapas

:

a. Inicialização do Processo

Compreende a obtenção de:

- Características, normas e bases para a determinação dos contratos de energia garantida.
- Resultados de simulação da operação.

a. Cálculo dos Intercâmbios Garantidos a Serem Contratados

São comparados os requisitos de intercâmbios garantidos futuros com os valores contratuais e calculados os novos valores a serem contratados.

Isso é feito com base nos resultados dos estudos de operação simulada para o próximo ano e nas características dos contratos vigentes. Determinam-se, desta maneira, os

incrementos que as empresas devem contratar para o próximo ano, para manter a garantia de suprimento a seus mercados.

b. Cálculos dos Novos Contratos Garantidos

O cálculo dos novos fornecimentos garantido é feito em função dos valores vigentes no ano em curso e dos intercâmbio determinados no passo anterior.

Dado que o faturamento mensal corresponde ao pagamento dos custos fixos de investimentos que tiveram que ser feitos para atender os requisitos do sistema, as empresas devem continuar recebendo a receita, embora eventualmente não requeira sua contribuição,

c. Cálculo dos Intercâmbios de Energia Secundária e de Potência Fora de Hora de Ponta

Este cálculo é feito a partir dos resultados dos estudos de operação simulada para o próximo ano, em condições não críticas de afluência. Definem-se, assim, os blocos de energia secundária referentes à substituição dos distintos tipos de geração termelétrica que, portanto, apresentam valores econômicos diferentes, determinando-se intercâmbio energéticos entre as empresas para cada tipo de substituição.

d. Elaboração dos Bases para a Contabilização Energética

Consiste na compilação, normalização e elaboração de relatórios correspondentes aos intercâmbios a serem contratados. A definição dos contratos propostos e a determinação dos blocos de intercâmbios secundários são gravados em arquivo para posterior utilização na contabilização mensal dos intercâmbios energéticos.

2.5.3 Determinação dos Intercâmbios Havidos entre as Empresas

Essa atividade consiste na contabilização, mês a mês, dos intercâmbios reais de potência e energia entre as empresas. Não se cinge aos aspectos meramente comerciais dos

intercâmbios, mas sim os considera sob o ponto de vista global da economia do sistema.

É importante para o planejamento e análise econômica dos resultados da operação contar com uma classificação mais detalhada das transferências energéticas do que a necessária exclusivamente para fins comerciais. Ou seja, deverá haver uma classificação que permita analisar as substituições energéticas e a forma pela qual o sistema está utilizando os diferentes tipos de produção.

Deve-se, pois, determinar, para o mês em pauta, os intercâmbios que deverão ser faturados e as substituições energéticas do sistema.

O procedimento consta dos seguintes passos:

a. Inicialização do Processo

Compreende a entrada dos seguintes dados:

- Características dos contratos vigentes e condições contratuais de intercâmbios.
- Intercâmbios e geração havidos no mês
- Geração de energia garantida e secundária das usinas termelétricas e geração termelétrica por tipo de usina.

b. Determinação dos Intercâmbios Reais

Consiste no cálculo dos intercâmbios de potência garantida e energia mensal.

c. Cálculo dos Intercâmbios Firmes

Compara os intercâmbios reais com os valores contratados e contabiliza-os de acordo com a especificação dos respectivos contratos, verificando o atendimento das condições

contratuais.

d. Cálculo dos Intercâmbios não Firmes

Compara a geração e intercâmbios reais com os valores calculados para condições, hidrológicas críticas e determina os valores econômicos de energia secundária (substituições) e dos seus intercâmbios.

e. Elaboração de Relatório

Consiste na elaboração de relatórios mensais sobre contabilização e valorização econômica dos intercâmbios e produções energéticas do sistema.

CAPÍTULO 3

DESCRIÇÃO DOS PROGRAMAS DE APLICAÇÃO

3.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo é feita uma descrição do software de aplicação englobando os principais programas computacionais. que conformam os Modelos de Apoio, o Planejamento do Operação, a Programação da Produção, os Estudos Elétricos "Off-line" e a Contabilização Energética.

Preferiu-se descrever os programas dos Modelos de Apoio em conjunto e não dentro de cada atividade em que estão inseridos. Assim, estão descritos juntos todos os estudos hidrológicos, de previsão de demanda, etc. Deste modo é possível visualizar e diferenciar as metodologias usados em função do horizonte do estudo dentro das atividades nos quais se inserem.

Embora em certos casos dos estudos energéticos se entre no detalhamento dos algoritmos de cálculo, isto é feito somente com o fito. de esclarecer as funções dos programas ou de dar uma idéia do viabilidade matemática do procedimento; não se constitui necessariamente, em uma proposta definitiva do algoritmos a ser utilizado.

3.2 PROGRAMAS DOS MODELOS DE APOIO

3.2.1 Modelo de Previsão de Demandas

3.2.1.1 Considerações Gerais

O Modelo de Previsão de Demandas é composto de um conjunto de programas de apoio para as seguintes atividades:

- Manutenção de arquivos históricos de estatísticas de demandas com diferentes graus de agregação.
- Cálculo e previsão dos coeficientes de forma do demanda e das formas típicas de representação (curvas de carga, curvas de duração e curvas integrais de carga).
- Cálculo das previsões de demandas para os distintos intervalos de tempo requeridos pelos programas de Planejamento da Operação e Programação da Produção.

Estas atividades são suportadas pelos seguintes programas:

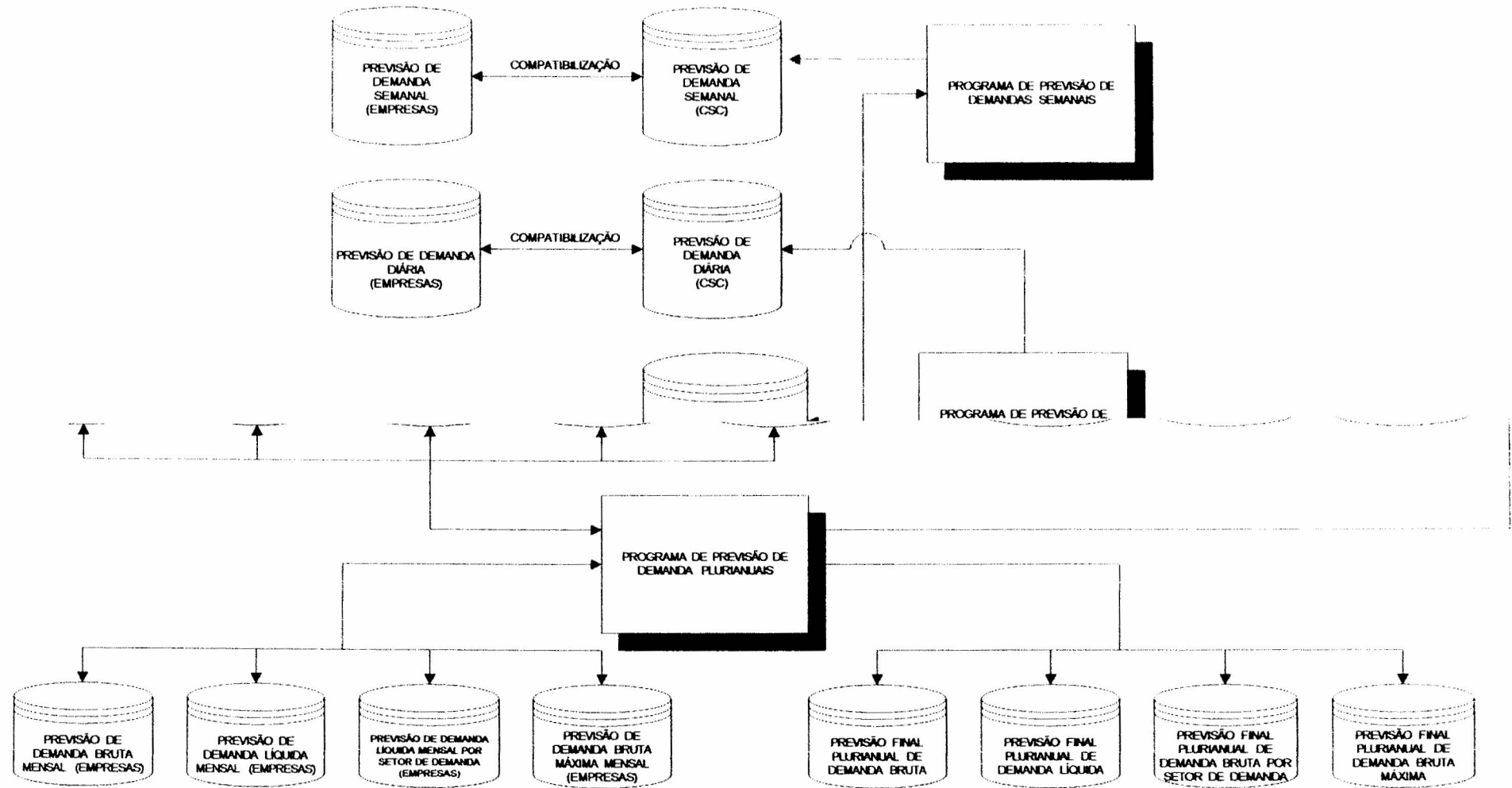
- Programa de Registro de Estatísticas Básicas.
- Programa de Cálculo dos Coeficientes de Forma.
- Programa de Previsão de Demandas Diárias.
- Programa de Previsão de Demandas Semanais.
- Programa de Previsão de Demandas Mensais.
- Programas de Previsão de Demandas Plurianuais.

A Figura II.3.1 mostra o inter-relacionamento entre os programas do Modelo de Previsão de Demandas e os arquivos de interfaces entre os mesmos.

3.2.1.2 Descrição dos Arquivos do Modelo de Previsão de Demandas

Os arquivos de entrada e saída dos programas do Modelo de Previsão, de Demandas são:

11.3.1 - MODELO DE PREVISÃO DE DEMANDA



FONTE: ELETROBRÁS

a. Arquivos de Previsões Plurianuais das Empresas

Estes arquivos são gerados a partir de informações provenientes das empresas, entregues anualmente e abrangendo um período de .5 anos:

- Previsão da demanda bruta mensal e total.
- Previsão da demanda líquida mensal e total anual.
- Previsão da demanda líquida mensal por setores de demanda, incluindo total anual por setor.
- Previsão da demanda horária máxima mensal bruta.

Estas informações são requeridas para cada área de controle do sistema.

b. Arquivos de Previsões Anuais das Empresas

Mensalmente as empresas atualizam as previsões contidas nos arquivos descritos na alínea "a" para os restantes meses do ano em curso.

Estes arquivos contem:

- Previsão da demanda bruta mensal.
- Previsão da demanda líquida mensal.
- Demanda horária máxima bruta mensal.

c. Arquivo de Previsões Diárias e Semanais de Carga das Empresas

Os arquivos de previsões de consumo para a próxima semana e próximo dia, fornecidas

pelas empresas, são compatibilizados com as previsões do CNOS.

d. Arquivos de Previsões Diárias e Semanais do CNOS

Estes arquivos contém respectivamente:

- Curva de carga horária de cada empresa e global do sistema, para o dia seguinte.
- Curva de carga horária de cada empresa e global do sistema, para os sete dias da próxima semana.

e. Arquivo Estatístico de Demandas de Energia Brutas Horárias

Este arquivo contém as informações de cargas brutas horárias ocorridas nos últimos 35 dias, para cada empresa e para o sistema.

f. Arquivos Derivados dos Relatórios Mensais de Produção das Empresas

A partir dos relatórios mensais de produção são gerados arquivos que contém a discriminação da demanda de energia líquida mensal por setor de consumo, para cada empresa.

g. Arquivos Históricos de Estatística de Demandas

Esses arquivos são mantidos pelo programa de Registro das Estatísticas Básicas, abrangendo:

- Estatística de demandas líquidas mensais e total anual, para cada empresa e global para o sistema.
- Estatística de demandas brutas mensais e total anual, para cada empresa e global para o sistema.

- Estatística de demandas brutas diárias para cada empresa e global para o sistema, com os totais mensais, identificando o tipo de dia. Esta estatística não deve cobrir um período maior que cinco anos.
- Estatística de demandas brutas horárias e totais diárias para cada empresa e global para o sistema, identificando o tipo de dia. Esta estatística não deve abranger um período maior que dois anos.
- Estatística de demandas liquidas mensais e totais anuais por setor de consumo.
- Estatística mensal de demandas brutas do dia útil médio para cada empresa e global para o sistema.
- Estatística dos índices macroeconômicos (correspondentes ao mesmo ao período que o das estatísticas de demanda).

h. Arquivos de Estatística de Coeficientes de Forma (Saída do Programa de Cálculo de Coeficientes de Forma da Demanda):

- Estatística de coeficientes de variação sazonal: contém um coeficiente por mês, para cada área e global para o sistema (coeficientes (k_j)).
- Estatística de coeficientes de ponderação: contém um coeficiente para cada tipo de dia (quatro valores por mês), para cada área e global para o sistema (coeficientes (p_{ij})).
- Estatística de coeficientes de distribuição horária para cada tipo de dia (96 valores por mês), para cada empresa e global para o sistema (coeficientes (g_{ijh})). Considera-se desnecessário manter uma estatística para um período maior que 5 anos.
- Estatística de curvas típicas de carga: contém a estatística dessas curvas para cada mês, representadas em forma de tabelas. Incluem-se as curvas de cargas diárias dos

dias típicos, a curva de duração mensal e a curva parabólica mensal (integral potência vs energia).

- Estatística de fatores de carga: contam a estatística do fator de carga mensal para cada empresa e global para o sistema.

i. Arquivos de Coeficientes Previstos

Contem o mesmo tipo de informações incluídas nos arquivos de estatística de coeficientes de forma, referindo-se, entretanto, aos valores previstos, abrangendo um período de 3 anos futuros. Esta previsão é resultado da projeção estatística dos coeficientes de forma históricos calculados pelo programa.

j. Arquivos de Previsões Mensais

Estes arquivos contam previsões mensais e são criados pelo programa de Previsão das Demandas Plurianuais e atualizados, para os meses restantes do ano, pelo programa de Previsão de Demandas Mensais.

- Previsão das demandas brutas mensais para cada empresa e global para o sistema.
- Previsão da demanda máxima mensal para cada empresa e global para o sistema.
- Previsão para cada mês e anual das demandas brutas do dia útil médio para cada empresa e global para o sistema.
- Previsão da demanda bruta semanal para cada empresa e global para o sistema.

k. Arquivos de Previsão Final Plurianual

Contém as seguintes informações para cada empresa e global para o sistema, com detalhe mensal para os próximos cinco anos:

- Demanda bruta.
- Demanda líquida.
- Demanda máxima.
- Demanda líquida por setor de consumo.

3.2.1.3 Programa de Registro de Estatísticas Básicas

Este programa efetua a manutenção dos arquivos históricos, que contém as estatísticas de demanda.(Vide Seção 3.2.1.2, alínea “g” desta Parte II) com os distintos graus de agregação requeridos. Seu processamento é mensal.

Os arquivos de entrada desse programa são:.

- Arquivo de Estatística. de Demandas Brutos Horárias.
- Arquivos Derivados dos Relatórios Mensais de Produção das Empresas.

Este programa atualiza os arquivos históricos de estatísticas de demandas para cada empresa e global para o sistema, contendo:

- Demandas brutas horárias e totais diários.
- Demandas brutas diárias e totais mensais.
- Demandas brutas mensais e totais anuais.
- Demandas líquidas mensais e totais anuais.
- Demandas mensal por setor e totais anuais.

- Demanda mensal do dia útil médio.
- Demanda anual do dia útil médio.

3.2.1.4 Programa de Cálculo de Coeficientes de Forma

Os coeficientes de forma a serem calculados são:

- k_i - coeficiente de variação sazonal do mês "i".
- P_{ij} - coeficiente de ponderação em relação ao dia típico "j" no mês "i".
- g_{ijh} - coeficiente de distribuição horária para a hora "h" do dia típico "j" do mês "i"

Os dias típicos "j" são quatro: segundas-feiras, dias úteis (terça a sexta-feira), sábados e domingos/feriados.

A potência média horária (D_{ijh}) na hora "h" do dia típico "j" do mês "i" é dada por:

$$D_{ijh} = C_i \times k_i \times p_{ij} \times g_{ijh}$$

Onde C_i - consumo do dia útil médio do mês "j" (eliminada sua sazonalidade).

Com base nas estatísticas de consumo, são calculados os valores dos coeficientes de forma, bem como os seguintes parâmetros típicos para cada mês:

- Fator de carga;
- Curva de duração da potência;
- Curva parabólica (integral potência vs energia).

Tais valores dão origem ao arquivo de coeficientes de forma para serem utilizados nos modelos de previsão de demanda, através de técnicas de regressão, alisamento exponencial e médias móveis, tendo em vista o cálculo dos valores mais prováveis.

O Programa de Cálculo dos Coeficientes de Forma determina os valores a serem usados nos modelos de previsão de demanda e mantém atualizados, mês a mês, os seguintes arquivos:

- Arquivo de Coeficientes de Forma/Estatística.
- Arquivo de Coeficientes de Forma/Previsão.

3.2.1.5 Programa de Previsão de Demandas Diárias

Este programa calcula, para cada empresa e para todo o sistema, a previsão dos consumos horários para o próximo dia.

Dado ao pequeno horizonte da previsão, não é necessário considerar explicitamente a componente de variação sazonal. Portanto o consumo total para o próximo dia é dado pela expressão:

$$y_{t+1} = (S_t + R_t) \times p_{ij}$$

Onde:

y_{t+1} = consumo total do próximo dia

S_t = tendência alisado do consumo diário

R_t = variação da tendência no dia anterior

P_{ij} = coeficiente de ponderação relativo ao tipo de dia para o qual é feita a previsão.

Os valores de " S_t e " R_t " são calculados através de método de alisamento a partir da estatística de consumos brutos horários. O valor de " P_{ij} " também pode ser calculado com base nessa estatística ou então obtido diretamente do arquivo "Coeficientes de Forma/Previsão".

O programa deve considerar as anormalidades que ocorrem na estatística devido a ocorrência de feriados em dias úteis; o cálculo de " S_t deve basear-se, pois, em valores normalizados e o valor de " p_{ij} " utilizado deve corresponder ao tipo de dia adequado.

Uma vez obtido " y_{t+1} " este é decomposto horariamente utilizando os coeficientes de forma " g_{ijh} " para os quais valem os mesmos procedimentos adotados para " P_{ij} ", quais sejam:

- Devem ser usados os valores correspondentes ao tipo de dia adequado.
- Podem ser calculados a partir dos dados estatísticos ou obtidos dos valores do arquivo "Coeficientes de Forma/Previsão".

Não se considera necessário introduzir termos que considerem desvios da previsão devido a condições meteorológicas (temperatura/luminosidade), pois pretende-se que o modelo seja o mais simples possível. A finalidade desta previsão a de que permitir ao CSC confrontar as previsões recebidas das empresas com um padrão estatístico. Por outro lado., não é previsto, por enquanto, contar com esse tipo de informação no CNOS.

A previsão efetuada nas sextas-feiras abrange sábado, domingo e segunda-feira próximos, Portanto, são utilizados dois tipos de aplicação do modelo multiplicativo definido, quais sejam um para os dias úteis e o outro para o conjunto sábado - domingo - segunda.

3.2.1.6 Programa de Previsão Semanal de Demanda

Este programa calcula, para cada empresa e para o sistema, a previsão dos consumos horários para os sete dias da próxima semana.

A metodologia é formalmente similar à referente à previsão diária, ou seja:

- O consumo do dia útil médio da próxima semana é dado pela expressão:

$$y_{t+1} = S_t + R_t$$

onde " S_t " e " R_t " correspondem à tendência e à variação da tendência para o dia útil.

- O consumo de cada dia da próxima semana fica:

$$y_{t+1} \times P_{ij}$$

- A curva de carga de cada dia é obtida por:

$$y_{t+1} \times P_{ij} \times g_{ijh}$$

Os coeficientes " P_{ij} " e " g_{ijh} " são os mesmos utilizados no Programa de Previsão Diária de Demandas. Ainda que formalmente similar a este último, o Programa de Previsão Semanal de Demandas difere no que concerne ao cálculo das tendências " S_t " e " R_t ", principalmente devido a que a série torna-se mais estável ao considerar-se, como variável, o consumo do dia útil médio da semana.

No cálculo de " y_{t+1} " não se considerou a variação sazonal em forma explícita, supõe-se que essa componente é pequena e, a nível semanal, pode ser bem representada através da variação da tendência " R_t ".

3.2.1.7 Programa de Previsão Mensal de Demandas

O Programa de Previsão Mensal de Demandas é utilizado nas atualizações mensais do Plano Anual.

O consumo do dia médio útil do próximo mês é dado pela expressão:

$$y_{i+1} = (S_i + R_i) k_{i+1}$$

onde:

S_i tendência alisada do consumo do dia útil médio mensal até o mês "i"

R_i variação alisada da tendência S_i

k_{i+1} coeficiente de variação sazonal correspondente ao mês (i + 1)

Generalizando, para os anos futuros:

$$y_{i+n} = (S_i + R_i) k_{i+1}$$

onde: "n" é o número de meses futuros.

Esta última expressão parte da suposição de que a variação alisada que a tendência experimentou nos últimos meses estatístico se manterá no futuro; tal hipótese é válida apenas para "n" pequeno.

Os coeficientes de variação sazonal " k_i " são obtidos do arquivo "Coeficientes de Forma/Previsão".

Uma vez determinado o valor para o dia útil média do mês i, calcula-se o consumo para os outros dias típicos aplicando-se o coeficiente de ponderação " p_{ij} ", ou seja, através do

produto:

$$y_i \times p_{ij}$$

A distribuição horária é obtida aplicando-se os correspondentes coeficientes “ g_{ijh} ”, ou seja, através do produto:

$$y_i \times p_{ij} \times g_{ijh}$$

A energia total do mês é dada pela expressão:

$$y_i \sum_j n_j p_{ij}$$

na qual “ n_j ” é o número de dias típicos “ j ” no mês “ i ”.

Expressão similar referida à semana permite o cálculo da demanda para as próximas semanas.

A demanda máxima mensal é obtida pela aplicação do fator de carga.

O programa utiliza os dados guardados nos arquivos estatísticos, de coeficientes de formas e calendário do ano em curso.

Por sua vez, o programa atualiza os arquivos de previsões para os restantes meses do ano, contendo:

- Consumos brutos mensais;
- Demandas máximas mensais;
- Dias úteis médios mensais;

- Consumos semanais.

3.2.1.8 Programa de Previsão Plurianual de Demandas

As previsões de consumo requeridas para os estudos plurianuais se baseiam fundamentalmente nas estimativas recebidas das empresas as quais serão compatibilizadas em termos macroeconômicos utilizando métodos de correlação histórica.

Dentro das atividades a serem desenvolvidas pelo "Programa de Previsão Plurianual de Demandas", destacam-se:

- Gravar os arquivos com as previsões finais para os estudos plurianuais, contendo:
 - consumos brutos mensais;
 - consumos líquidos mensais;
 - demandas máximas.
- Gravar os arquivos com as previsões iniciais para o próximo ano (que serão atualizados mensalmente através do programa descrito no Subitem 3.2.1.7 desta Parte II), contendo:
 - consumos brutos mensais;
 - demandas máximas mensais;
 - dias úteis médios mensais;
 - consumos semanais.

3.2.2 Modelo de Previsão de Vazões

3.2.2.1 Considerações Gerais

Sob a denominação de "Modelo de Previsão de Vazões" engloba-se um conjunto de programas que vão permitir o desenvolvimento de procedimentos relacionados com a avaliação de vazões afluentes intermediárias (ou laterais) aos reservatórios e usinas a fio d'água, tais como:

- Manter atualizadas as séries de vazões médias diárias, semanais, e mensais, para um conjunto de postos hidrométricos escolhidos previamente.
- Adotar valores de previsões de vazões afluentes intermediárias, para a semana seguinte, que são utilizados pela Programação Semanal da Produção.
- Definir estados típicos de hidrologia e suas correspondentes probabilidades de transição entre etapas mensais e semanais, para alimentar o Modelo de Agregação Energética.
- Definir séries típicas anuais e plurianuais necessárias aos estudos de simulação mensal e semanal.

Estas atividades são desenvolvidas por seis programas que compõem o Modelo de Previsão de Vazões, junto com um grupo de arquivos que contém os dados de entradas dos programas e os resultados por eles produzidos.

Os programas em apreço são:

- a. Programa de Gravação de Dados Básicos.
- b. Programa de Análise de Compatibilização de Dados.

- c. Programa de Previsão Semanal de Vazões.
- d. Programa de Estabelecimento de Séries Hidrológicas.
- e. Programa Estocástico de Afluências.
- f. Programa de Estabelecimento de Séries Sintéticas.

A Figura II.3.2 apresenta o inter-relacionamento entre os programas e os diversos arquivos por eles utilizados.

3.2.2.2 Registro de Dados Básicos e Atualização das Séries

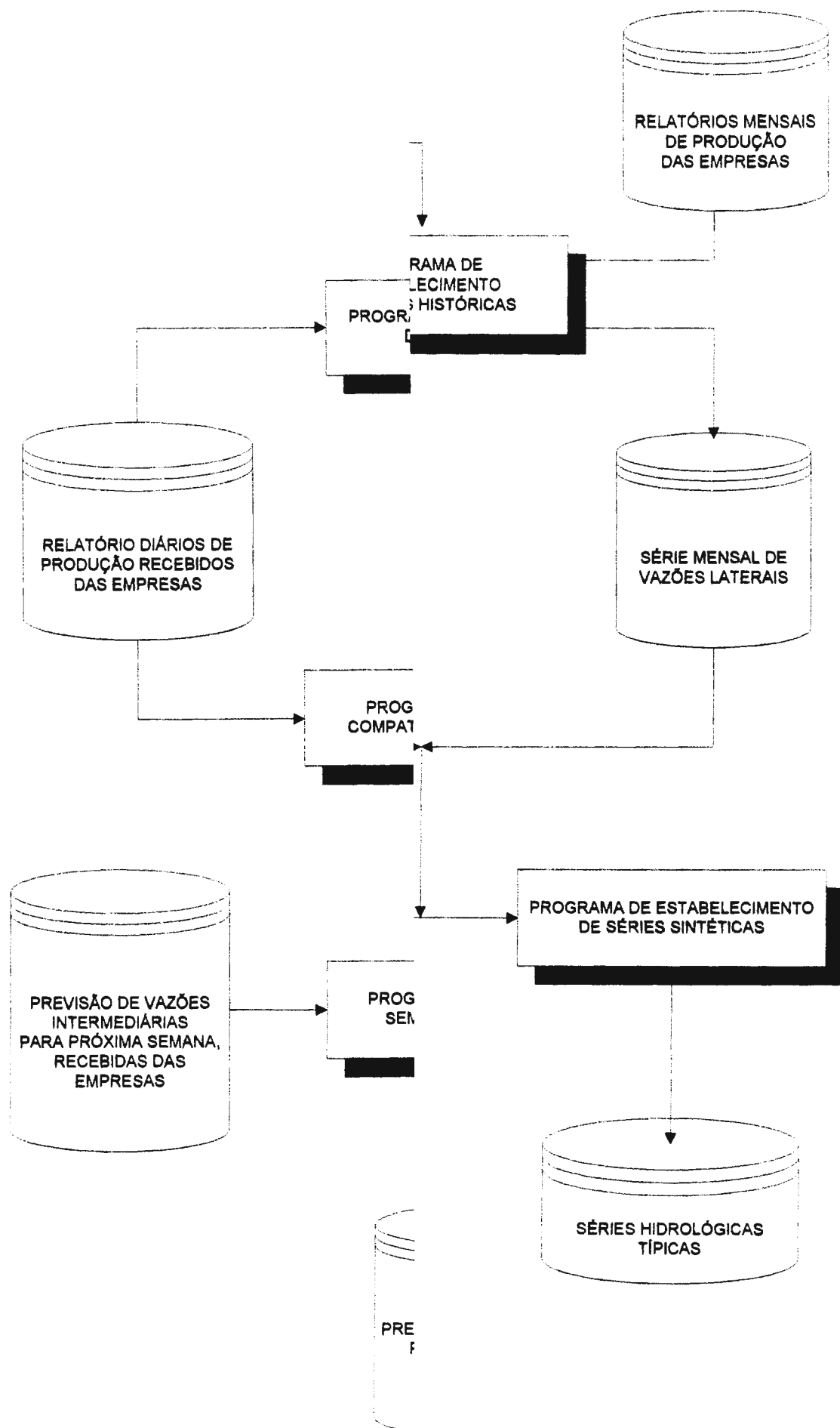
Os dados hidrométricos a serem recebidos provêm de duas fontes distintas:

- Dados hidrométricos recebidos de entidades que mantêm em operação postos ou redes hidrometeorológicas que sejam de interesse para o conhecimento das vazões ao longo dos bacias.
- Dados recebidos das empresas, através de seus Relatórios Diários de Produção.

A fim de utilizar as informações recebidas, compará-las e preparar as estatísticas, conforme o uso e o tipo de agregação dos dados, são especificados três programas:

a. Programa de Geração de Dados Básicos

Este programa tem duas formas de entrada de dados. Por um lado, recebe diariamente informações das empresas referentes a operação dos reservatórios do dia anterior e outros dados de interesse ao conhecimento das variáveis hidrológicas envolvidas na produção. Entre estas informações pode-se destacar as vazões turbinadas, vertidas e afluentes calculadas e/ou medidas; os níveis dos reservatórios; e dados evaporimétricos, pluviométricos e fluviométricos das estações operados pelas empresas.



Por outro lado, e com uma periodicidade maior, este programa recebe dados hidrométricos de outras entidades controladoras de redes hidrometeorológicas e que sejam de interesse para o conhecimento das variáveis hidrológicas.

Os arquivos resultantes classificam os dados segundo: tipo, usina, bacia e empresa.

b. Programa de Análise de Compatibilização de Dados

Este programa analisa os valores de vazões afluentes laterais diárias recebidas das empresas. Esta análise busca detectar erros diversos, antes que tais dados sejam agregados ao arquivo de séries diárias de vazões afluentes laterais. Basicamente, tal análise lança mão das informações sobre balanço energético e produção diária das usinas. Como todos os elementos utilizados nesta análise são emitidos pelas empresas, qualquer incoerência nas informações deve ser notificada à empresa interessada que se incumbirá de apurar ou esclarecer as razões. Qualquer eventual alteração nos dados enviados somente pode ser efetuada pela própria empresa emitente e de forma a substituir os dados inconsistentes.

c. Programa de Estabelecimento de Séries Históricas

Este programa tem como função manter as estatísticas diárias semanais e mensais de vazões afluentes laterais a cada usina. Utiliza como entrada os arquivos que foram anteriormente gerados e os Relatórios Mensais de Produção das empresas, que representam os valores oficiais verificados no mês anterior.

3.2.2.3 Previsão de Vazões Afluentes Semanais

Para a elaboração do programa de operação da próxima semana são necessárias as previsões de vazões afluentes laterais às diversas usinas. Tais previsões são efetuadas pelas empresas que enviam estimativas diárias de afluências intermediárias às usinas sob sua responsabilidade, para os próximos 7 dias. No CNOS estes valores são recebidos pelo programa de Previsão Semanal de Vazões, o qual adota esses valores

após uma análise de consistência, que busca detectar eventuais irregularidades na emissão dos dados ou incompatibilidade dos valores. Enquanto não existir um sistema hidrométrico acoplado diretamente ao CNOS, esta verificação é processada em bases estatísticas, por meio de tendências de valores ocorridos em períodos anteriores e de uma faixa padronizada para aceitação dos valores recebidos. Note-se que esta função deve ser realizada de qualquer forma, e ainda que não exista nenhum procedimento do tipo hidrológico ou estatístico padronizado, a verificação se dá com caráter visual, dependendo do critério subjetivo do usuário na consideração da ordem de grandeza do valor.

Após realizada a verificação, qualquer irregularidade é comunicada à empresa responsável para esclarecimentos.

Tendo sido aceitos os valores, o programa procede ao arquivamento dos dados de forma a torná-los acessíveis aos estudos do Modelo de Simulação Energética de Bacias.

3.2.2.4 Definição de Estados e Probabilidades de Transição

Para os estudos do Modelo Estratégico de Operação é necessária a preparação de informações sobre as probabilidades de transição entre diversos estados de afluições energéticas ao sistema. Estas informações são preparadas pelo Programa Estocástico de Afluições, e o produto é chamado Matriz de Probabilidade de Transição de Estados de Afluições.

Para, tanto, este programa utiliza os arquivos criados pelo Modelo de Agregação Energética que transforma as séries de afluições hídricas das diversas usinas do sistema em afluições energéticas, cuja soma representa a série de afluições energéticas ao sistema. Desta forma, podem ser definidas duas séries de afluições energéticas totais, uma semanal e outra mensal.

O programa processa análise estatísticas destas séries, determinando os parâmetros estatísticos mais importantes de cada período (mês ou semanal) de cada ano e

estabelecendo uma classificação dos estados de afluições energéticas baseado nos valores destes parâmetros.

Esta classificação é feita tendo em vista estabelecer um número fixo de estados em cada período considerado (mês ou semana) de forma a transformar a variável em classes discretas.

A seguir, o programa analisa o ajuste de um modelo Markoviano de primeira ordem, onde são calculados os coeficientes de correlação serial dos períodos considerados.

O programa fornece como saída as funções de transição de estados e as matrizes de probabilidades de transição mensais e semanais para os diversos estados de afluições. Estas informações ficam disponíveis para o Modelo Estratégico.

3.2.2.5 Definição de Séries Hidrológicas.Típicas

Para processar o Modelo de Distribuição Ótima de Reservas e o Modelo de Simulação Mensal é necessário definir, para cada etapa estudada (mês ou semana), um conjunto de séries hidrológicas formadas por vazões laterais afluentes às diversas usinas, de maneira que a cada série definida esteja associada uma probabilidade de ocorrência. Às séries hidrológicas constituídas com essas características chamou-se "séries hidrológicas típicas".

O estabelecimento destas séries é feito por meio do Programa de Estabelecimento de Séries Sintéticas.

As séries definidas por este programa devem ser tais que:

- Cada série represente uma condição hidrológica padronizada.
- O conjunto das séries deve representar as mais variadas condições hidrológicas possíveis.

- Uma determinada condição hidrológica do sistema seja representada por séries hidrológicas individuais representativas de condições semelhantes em relação às probabilidades de ocorrência.

As séries de vazões nos diversos postos são analisadas, tendo em vista a identificação dos estruturas estatísticas correspondentes. A análise das distribuições das vazões em períodos do ano (meses ou semanas) permite a definição das séries típicas anuais. A análise da variação dos seqüências de anos com diferentes períodos de recorrência permite o estabelecimento de séries típicas plurianuais (dois ou mais anos seguidos).

Os resultados deste programa ficam á disposição dos Modelos de Distribuição Ótima das Reservas e de Simulação Mensal da Operação.

3.2.2.6 Descrição de Arquivos

De uma maneira geral, pode ser identificada a necessidade dos arquivos operativos descritos a seguir:

a. Dados Hidrométricos

Contém todas as informações hidrometeorológicas a serem recebidas pelo CNOS sejam provenientes das empresas ou de outras instituições.

b. Séries Diárias de Dados Hidrométricos

Contém as séries diárias (vazões e precipitações) mais importantes e de interesse direto aos trabalhos a serem desenvolvidos.

c. Séries Diárias de Vazões Afluentes Laterais

Contém as séries das vazões afluentes intermediárias a cada usina. Estes dois últimos arquivos cobrem um período superior a um mês (numero de dias a ser fixado) cujos

dados são permanentemente atualizados.

d. Séries Semanal e Mensal de Vazões Laterais

São arquivos que contêm séries de vazões para cada usina. São arquivos extensos já que a estatística de vazões cobrirá períodos maiores que 30 anos.

e. Matrizes de Probabilidade de Transição

Contém 12 matrizes de transição de estados mensais e 52 matrizes de transição de estados semanais.

f. Séries Hidrológicas Típicas

Contém vazões afluentes laterais para cada usina para todas as etapas (meses ou semanas) de cada série hidrológica típica anual e plurianual.

3.2.3 Outros Modelos de Apoio

Além dos Modelos de Previsão de Demandas e de Previsão de Afluências, outros programas de maior simplicidade devem ser utilizados. Estes programas são requeridos principalmente para transformar as informações básicas necessárias as atividades de Planejamento da Operação e Programação da Produção, a partir dos dados brutos.

Esta preparação das informações refere-se principalmente a:

- Programa de Instalações Futuras.
- Programa de Enchimento de Novos Reservatórios.
- Programa de Indisponibilidades de Equipamentos de Geração.

- Séries de Índices Macroeconômico (e outros parâmetros de produção).
- Características de Custo das Usinas Termelétricas.
- Cálculo do Sistema de Preços de Oportunidade do Combustível.
- Avaliação do Custo de Restrição de Fornecimento de Energia Elétrica.
- Programa de Retirada de Unidades Obsoletas.
- Interpretação das Restrições Contratuais.
- Cálculo de Indicadores do Comportamento da Operação do Sistema (hidrologia, combustíveis, etc.).
- Preparação de Relatórios (e saídas com resultados intermediários).

O processamento dos modelos referentes as atividades de Planejamento de Operação e Programação de produção requer uma grande quantidade de informações provenientes das mais variadas fontes e que devem ser preparados para o arquivamento e transformadas na forma requerido pelos programas.

É necessário automatizar totalmente a coleta e a preparação destas informações; caso contrario, perder-se-ão todas as vantagens de contar com os modelos e programas principais concatenados.

A grande quantidade de programas, sua simplicidade, o conhecimento detalhado das características dos informações necessárias, as características convencionais de cálculos utilizados, tornam supérfluo tecer maiores detalhes sobre os mesmos.

3.3 PROGRAMAS PARA OS MODELOS ENERGÉTICOS

3.3.1 Considerações Gerais

No Capítulo 2 desta Parte II foram descritos os procedimentos para elaborar os estudos de Planejamento da Operação (Planos Plurianuais, Plano Anual, Plano Mensal e Políticas Semanais de Operação) e de Programação da Produção, (Programação Semanal e Programação Diária).

Nessa descrição foram definidos um grande número de modelos e programas a serem processados em forma sequencial. Aqueles programas que são simples ou muito vinculados às características específicas dos aproveitamentos do sistema não serão descritos aqui. Considera-se que a descrição feita no Capítulo 2 desta Parte II é suficiente para definir suas características funcionais.

Portanto, neste item são detalhados os modelos mais importantes cuja operação é fundamental dentro do contexto dos procedimentos. Estes modelos são:

- Modelo Estratégico de Operação
- Modelo de Distribuição Ótima de Reservas
- Modelo de Simulação Mensal da Operação
- Modelo de Simulação Semanal da Operação
- Simulação Energética de Bacias

São definidos também, dentro dos programas de simulação da operação, os despachos simulados dos parques termelétricos e hidrelétricos.

Como já foi indicado, as descrições dos programas são funcionais e não orientadas para

sua codificação, porque este não é o objetivo desta Tese.

3.3.2 Modelo Estratégico de Operação

3.3.2.1 Descrição Geral

Como foi descrito no Capítulo 2 desta Parte II, o Modelo Estratégico de Operação é definido como um modelo de programação dinâmica regressiva e estocástica destinado a fornecer estratégias de operação da reserva energética face às contingências de demanda e a afluições hídricas futuras, de modo a minimizar o custo de operação do sistema.

Os dados de entrada requeridos pelo modelo são:

- Previsão de demanda do sistema (semanal ou mensal, alternativamente).
- Matrizes de energia afluente em função do estado de reserva energética e do estado de afluência energética.
- Matrizes de probabilidade de transição entre estados de afluições energéticas de etapas consecutivas.
- Curvas de custo de geração térmica correspondente à produção econômica do parque térmico para cada nível de geração (incluindo o custo do déficit).
- Valores máximos e mínimos da reserva energética.
- Valores máximos e mínimos da geração hidrelétrica.
- Geração térmica mínima.
- Matriz de valores estratégicos iniciais (fim do período).

3.3.2.2 O Modelo

São apresentados, a seguir, o tratamento matemático, nomenclatura utilizada, formulação correspondente à rotina de otimização e diagrama de bloco do Modelo Estratégico de Operação.

Foram adotadas as seguintes definições:

a. Variáveis de Estado:

- r_t - estado da reserva energética no início da etapa "t";
- j - estado de afluência energética até a etapa "t-1" (tendência).

b. Variável de Decisão:

- r_{t+1} - nível da reserva energética no início da etapa "t + 1".

c. Outras definições:

- h - cada um dos possíveis estados de afluência energética na etapa "t" ($h = 1, 2, \dots, H$)
- a_{hr} - energia afluente quando a reserva energética se encontra no estado "r" e ocorre o estado "h" de afluência energética;
- $P_t(h/j)$ - probabilidade de que ocorra o estado "h" de afluência energética na etapa "t" considerando-se que na etapa "t-1" deu-se a afluência energética "j";
- D_t - demanda de energia na etapa "t";

- g_{ht} - geração térmica total na etapa "t" quando ocorre o estado "h" de afluência energética (inclui possível geração da usina térmica fictícia de falha);
- $C (g_{ht})$ - custo de produção de " g_{ht} " distribuído de forma ótima entre as diferentes usinas térmicas (inclui possível custo de déficit);
- $f (r_t, i)$ - valor estratégico associado ao estado " r_t " de reservas energéticas quando na etapa "t - 1" ocorrer o estado "j" de afluências energéticas;
- $R_{\max_t}, R_{\min_t}$ - estados máximos e mínimos possíveis da reserva energética na etapa "t".
- $H_{\max_t}, H_{\min_t}$ - estados máximos e mínimos possíveis da reserva energética na etapa "t".
- $G_{\min_t}$ - geração térmica mínima na etapa "t".
- $V_t(r_t, h)$ - vertimento energético na etapa "t" para o estado " r_t " de reserva energética e estado "h" de afluência energética.

A formulação matemática do modelo é expressa a seguir.

Para cada etapa "t" ($t = T, T-1, \dots, 2, 1$), para cada possível estado " r_t " de reservas energéticas no início da etapa "t" e para cada possível estado "j" de afluências energéticas na etapa "t-1", determinar:

$$f(r_t, j) = \min_{r_{t+1}} \left\{ \sum_h P_t(h/j) \cdot [c(g_{ht}) + f(r_{t+1}, h)] \right\}$$

sujeitos a:

$$(1) \quad g_h + r_t + a_{hr} - r_{t+1} - v_t(r_t, h) = D_t, \forall h$$

$$(2) \quad r_t + a_{hr} - r_{t+1} - v_h(r_t, h) \leq H_{\max_t}, \forall h$$

$$(3) \quad r_t + a_{hr} - r_{t+1} - v_h(r_t, h) \geq H_{\min_t}, \forall h$$

$$(4) \quad r_{t+1} \leq R_{\max_t + 1}$$

$$(5) \quad r_{t+1} \geq R_{\min_t + 1}$$

$$(6) \quad g_h \geq G_{\min_t}, \forall h$$

$$(7) \quad v_t(r_t, h) \geq 0, \forall h$$

onde $f(r_{t+1}, h)$ é obtido da otimização da etapa "t + 1".

Como resultado dessa otimização obtêm-se:

- Nível de reserva energética " r_{t+1} " que deve ser fixada como meta final da etapa "t", quando o sistema se encontra no estado (r_t, j) .
- Geração termelétrica que, em esperança matemática, deve levar o sistema ao nível " r_{t+1} " de reserva energética:

$$\sum_h P_t(h/j) g_h$$

- Valor estratégico " $f(r_t, j)$ " associado ao estado (r_t, j) do sistema.
- Vertimento energético esperado quando o sistema se encontra no estado (r_t, j) :

$$\sum_h P_t(h/j) - v_h$$

Uma vez obtidos os resultados para todos os estado (r_t, j) possíveis de uma etapa "t", se obtêm também:

- Valor Marginal da Reserva Energética

Todos esses resultados permitem formar matrizes do tipo abaixo, nas quais o elemento indicado por uma quadrícula representa cada um dos resultados anteriormente indicados:

(ETAPA t)

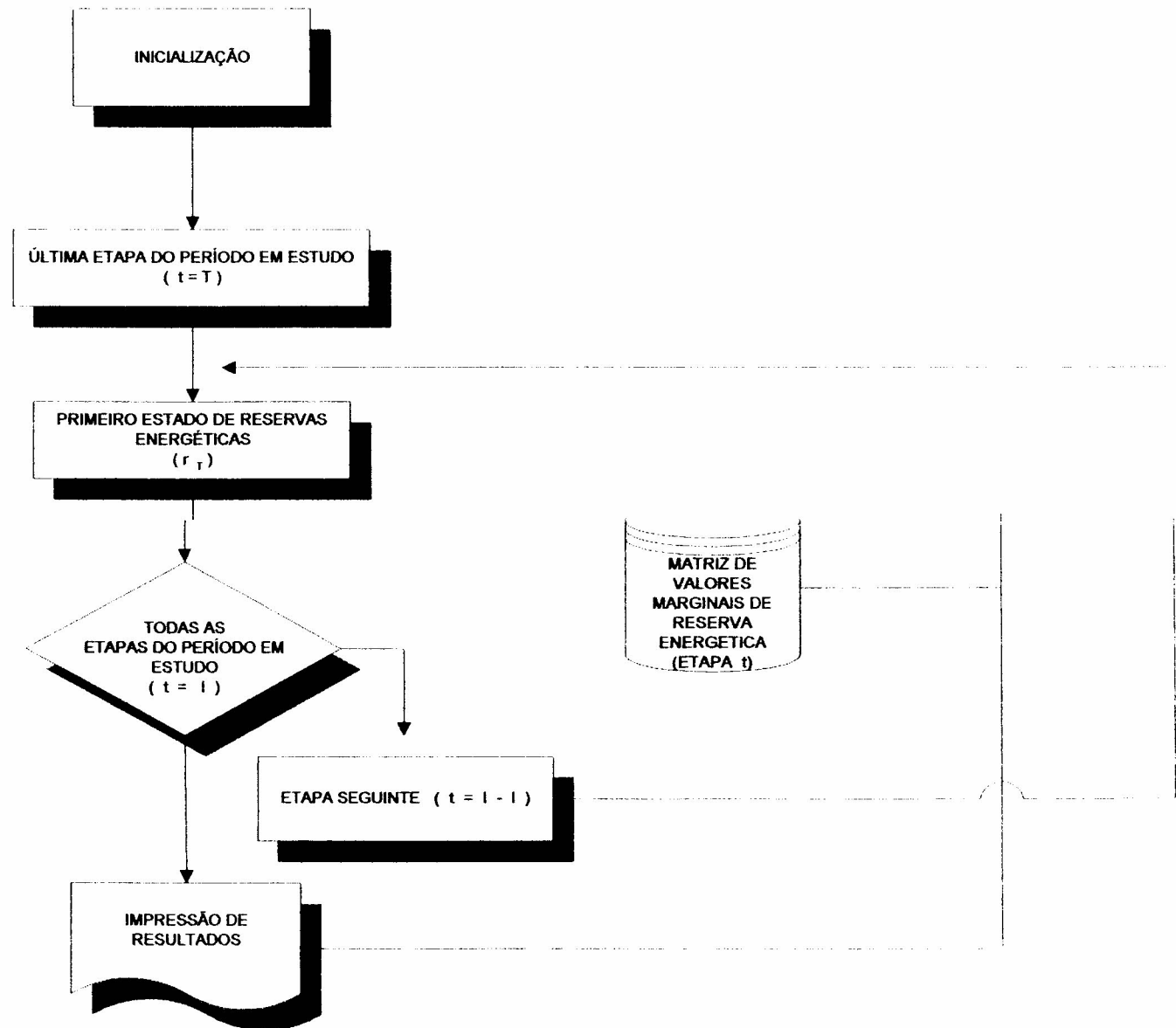
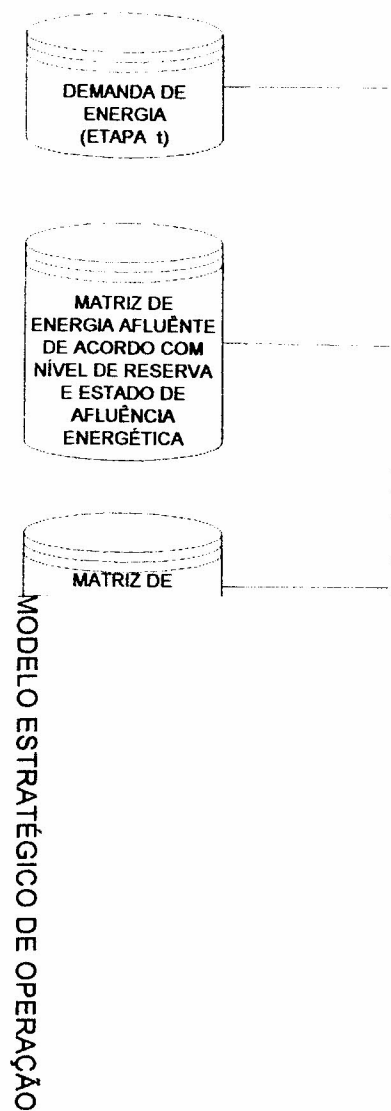
Nível da Reserva	Estado Afluência Energética em t-1			
	1	2 ...	I	 T
Estado de reserva energética $R_{\max}$ r_t $R_{\min}$				

Na Figura II.3.3 é mostrado o diagrama de blocos correspondente à sequência em que se realizam os cálculos, dados de entrada e resultados.

3.3.3 Modelo de Distribuição Ótima de Reservas Energéticas

3.3.3.1 Descrição Geral

Este modelo tem como função fundamental determinar a distribuição ótima das reservas entre distintos reservatórios para cada estado de afluências energéticas na etapa anterior.



FONTE: ELETROBRÁS

Uma vez que a distribuição ótima depende dos níveis de reserva energética que o sistema deve seguir no futuro, concebeu-se o modelo de maneira que determine a distribuição ótima inicial para distintas seqüências hidrológicas típicas futuras, aplicando-se posteriormente um critério adequado para definir uma distribuição única.

Desta maneira, a decisão obtida através do Modelo Estratégico de Operação em nível de reserva energética é desagregada - também em forma ótima - entre os diferentes reservatórios, obtendo-se metas individuais e o detalhamento necessário requeridos pelos Modelos de Simulação da Operação.

Os dados requeridos pelo Modelo de Distribuição Ótima de Reservas Energéticas são:

- Matrizes de decisão de reserva energética obtidas como resultados do Modelo Estratégico da Operação.
- Seqüências hidrológicas típicas.
- Energia afluyente de acordo com o nível de reservas energéticas e estado de afluências hidrológicas.
- Características físicas e técnicas de usinas hidrelétricas existentes e futuras.
- Geração máximas e mínimas de usinas hidrelétricas.
- Indisponibilidade de equipamentos hidrelétricos.
- Programa de enchimento de novos reservatórios.

3.3.3.2 Modelo de Distribuição Ótima de Reservas Energéticas

O modelo tem dois tipos de aplicação:

Série Hídrica Tipo h

Reserva- Tórios	Mês 1			---	Mês i			---	Mês 12		
	TWh	%	Cota		TWh	%	Cota		TWh	%	Cota
1											
2											
k											
k											
Total	r_1	p_1	-		r_i	p_i	-		r_k	P_n	-

O Modelo de Simulação Mensal da Operação tentará operar os reservatórios de acordo com as trajetórias individuais $\{n_{ik}\}$.

O caso "b" requer os seguintes passos (ver Figura II.3.4):

- Para a afluência energética da etapa atual e para a reserva energética estimada para o início da próxima etapa, calcular a reserva energética final da próxima etapa (meta), mediante a matriz de decisão obtida do Modelo Estratégico de Operação.
- A partir das afluências hídricas individuais e das probabilidades de transição correspondentes, aplicar o procedimento anterior para várias sequências hidrológicas com suas respectivas probabilidades. Determina-se, então, a distribuição ótima do reserva final para distintas probabilidades hidrológicas e a distribuição ótima mais provável e ótima esperada.

Neste caso, com os estados de cada reservatório correspondentes à distribuição ótima da

reserva energética, é formada a seguinte matriz de resultados, para o ponto inicial da trajetória:

	Sequências hidrológicas típicas 1 2h	Distribuição Ótima
Estado da reserva energética R _{max} R _{min}	-----W (r, h) -----	 W (r)

onde:

$W(r, h)$ = vetor de distribuição ótima da reserva "r" para a sequência hidrológica e típica "h". Os elementos desse vetor representam a fração da reserva energética correspondente a cada reservatório, ou seja:

$$W(r, h) = (w_{1rh}, w_{2rh}, \dots, w_{krh}, \dots)$$

sendo que:

w_{krh} = fração de "r" correspondente ao reservatório "k" na distribuição ótima.

$r \cdot w_{krh}$ = energia acumulada no reservatório "k" na distribuição ótima.

$W(r)$ = distribuição ótima em função das probabilidades das sequências hidrológicas

ou seja:

$$W(r) = (w_{1r}, w_{2r}, \dots, w_{kr}, \dots)$$

A formulação matemática da rotina de otimização é dada por:

$$\text{Max } Z = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K G_{t,k} \cdot R_k$$

Sob as restrições

$$(1) \sum_{k=1}^K E_{t,k} = r_t$$

$$(2) n_{t-1} + r_t + q_{t,k} + \sum_c (g_{t,c} + V_{tc}) - g_{t,k} - V_{t,k} - P_{j,k} - n_{t,k} = 0$$

e com as variáveis limitadas:

$$(3) \underline{n}_k \leq n_{t,k} \leq \bar{n}_k$$

$$(4) \underline{g}_k \leq g_{t,k} \leq \bar{g}_k$$

onde:

- t = indicador da etapa ($t \in \{1, T\}$)
- k = indicador do reservatório e/ou usina ($k \in \{1, k\}$)
- c = indicador dos reservatórios e/ou usina a montante do aproveitamento "k" e descarregando diretamente no mesmo ($c \in C$)

- $G_{t,k}$ = vazão gerada pela usina "k" na etapa "t"
- R_k = rendimento ou produtividade da usina "k"
(função do nível de montante e da vazão gerada pela usina)
- $E_{t,k}$ = energia armazenada no reservatório "k" ao final da etapa "t"
(função do nível ($n_{t,k}$))
- r_t = nível do reserva hidroenergética ao final da etapa "t"
- $n_{t,k}$ = nível do reservatório "k" ao final da etapa "t"
- $q_{t,k}$ = afluência intermediária ao reservatório "k" na etapa "t"
- $V_{t,k}$ = vertimento do reservatório "k" na etapa "t"
- $P_{j,k}$ = perdas por balanço evaporação-chuvas para mês típico "i" no reservatório "k"
(função dos níveis ($n_{t-1,k}, n_{t,k}$)).

A função objetivo visa maximizar a geração hidrelétrica do sistema para as afluências correspondentes à série hidrológica considerado. Ou seja, objetiva-se distribuir a reserva energética de modo a minimizar os vertimentos e maximizar a produtividade. Esta função é não-linear e dificilmente linearizável.

As restrições (1) garantem que a reserva hidroenergética do sistema acompanhe a trajetória que obter-se-ia se fossem tomadas as decisões recomendadas pelo Modelo Estratégico de Operação e se ocorressem as afluências considerados. Estas restrições são não-lineares também, embora possam ser linearizadas utilizando separação de variáveis.

As restrições (2) correspondem ao balanço hídrico requerido pela transformação de estados. O conjunto inclui as usinas imediatamente a montante do reservatório "k" e que

descarregam diretamente no mesmo. As perdas do balanço evaporação-chuva são consideradas como função do balanço padronizado do mês "j" (sazonalidade) e do nível médio do reservatório na etapa. Estas restrições, as mais numerosas, são lineares. As variáveis iniciais (n, k) são dados para o processamento do modelo.

Finalmente, as variáveis de estado "n" e decisão "g" do modelo são limitadas superior e inferiormente, de acordo com (3) e (4).

Considerou-se que esta rotina de otimização deve ser desenvolvida utilizando algoritmos de programação não-linear. Especificamente, é recomendado o método de gradiente reduzido, generalizado por M. Abadie, muito eficiente para este tipo de problema.

O número de variáveis da rotina de otimização é $(4.T.(k + 3))$, sendo "T" o número de etapas (meses ou semanas) e "k" o número de reservatórios. O número de restrições é de apenas $(2.T)$ e o número de limites (cotas) é $(4.T.K)$.

No Figura II.3.4 é mostrado o fluxograma simplificado do Modelo de Distribuição Ótima das Reservas Hidroenergéticas.

Para os estudos plurianuais este modelo é operado para um período de 60 etapas mensais e 3 hidrologias típicas.

Para o Plano Anual, o modelo é processado para um período de 52 etapas semanais e 3 hidrologias típicas.

Para os Planos Mensais, o modelo opera em etapas mensais e semanais, para um conjunto representativo de séries hidrológicas e um horizonte móvel de estudo, que deverá ser calibrado para independizar a distribuição da próxima etapa em relação ao estado final.

3.3.4 Modelo de Simulação Mensal da Operação

Este modelo é empregado na simulação da operação das usinas do sistema para condições hidrológicas predeterminadas e de acordo com as estratégias estabelecidas: matrizes de decisão da reserva energética final de cada etapa e da geração termelétrica complementar. Esta simulação é necessária ao cálculo dos programas de produção a serem incluídos nos Planos Plurianuais e às atualizações dos Planos Anuais segundo três condições hidrológicas (determinação de contratos), normais (estudos comerciais) e chuvosas (mínimos termétricos e máximos vertimentos).

Como rotinas principais são usados os programas de Simulação Energética de Bacias, Despacho Simulado do Parque Térmico e Despacho Simulado do Parque Hidrelétrico. Todos os cálculos são desenvolvidos em forma determinística.

As funções do modelo estão descritas na sequência indicada na Figura II.3.5:

a. Determinação do primeiro mês do período a ser simulado

A simulação é sequencial concatenando-se as condições finais de cada mês, com as iniciais do mês seguinte. É necessário, portanto, indicar o mês de início da simulação, o período que será simulado (último mês a ser simulado), as condições iniciais do sistema e ter disponíveis as seguintes informações requeridas:

- Previsão de demandas brutas mensais (energia demandada a cada mês e demanda máxima mensal correspondente) para o sistema ou subsistema que se deseja estudar. Tais dados são do Modelo de Previsão Mensal de Demandas.
- Curvas integrais de carga mensal (parabólicas) típicas de cada mês e expressa em porcentagens da demanda máxima e da energia a ser demandada no mês.
- Série de aflúências laterais aos reservatórios e usinas, incluindo as estimativas do mês anterior ao início do período de simulação.

- Níveis iniciais dos reservatórios no período a ser simulado.
- Curvas de produtividade das usinas em função da queda bruta média ponderada do mês.
- Curvas cota/área/volume/energia acumulada dos reservatórios.
- Matriz de decisões mensais (Modelo Estratégico de Operação).

b. Cálculo de curva integral de carga do mês

Este cálculo é uma simples transformação das curvas de carga típicas percentuais, obtidas do Modelo de Cálculo de Coeficientes de Forma, nas curvas potência-geração correspondentes ao mês que será simulado. Para isto, é usada a previsão de cargas obtida do Modelo de Previsão Mensal de Demandas.

c. Cálculo da afluência energética do mês anterior

Para cada mês já simulado são conhecidos os níveis iniciais e finais dos reservatórios, as curvas de produtividade das usinas em função da queda bruta média ponderada e as afluências laterais da série hidrológica que está sendo simulada. Calcula-se, então, a afluência energética do mês anterior. Automaticamente, este valor pode ser calculado pelo balanço dos níveis, da produção e vertimentos das usinas.

d. Cálculo da reserva energética inicial do mês.

Os níveis finais do mês anterior já simulado são conhecidos. Calcula-se, então, a reserva hidroenergética do sistema no início do mês a ser simulado.

e. Determinação da meta de reserva hidroenergética do mês a ser simulado

Com os parâmetros de estado calculados nos passos "c" e "d" e com a matriz de

decisões mensais obtidas do Modelo Estratégico de Operação, calcula-se a reserva hidroenergética a ser atingida ao final do mês e a geração termelétrica complementar (ver Subitem 3.3.2 desta Parte II).

f. Determinação da meta individuais

Dispondo-se da reserva energética a ser atingida ao final do mês e da matriz de distribuição ótima da reserva, calculam-se os níveis que devem ser atingidos pelos reservatórios ao final do mês, segundo as afluições da hidrologia que está sendo simulada.

g. Processamento do modelo de simulação energética de bacias

Este modelo determina a geração mensal de cada usina hidrelétrica. Os dados de entrada utilizados são:

- Cotas de descargas médias ponderadas das usinas. Como ainda não se tem a localização da usina na curva de carga, o arquivo deve ser iniciado com valores médios. A experiência indica que também é eficiente usar-se inicialmente a cota média ponderada, calculada no mês anterior.
- Programa de manutenção das usinas hidrelétricas.
- Programa de enchimento de novos reservatórios.
- Série de afluições laterais aos reservatórios.
- Níveis iniciais do mês (finais do mês anterior).
- Curvas de produtividade das usinas.
- Curvas cota/área/volume dos reservatórios.

- Características físicas e operacionais das usinas.
- Níveis finais do mês (metas).

O Modelo de Simulação Energética de Bacias é descrito no Subitem 3.3.6 desta Parte II.

h. Processamento do programa de despacho simulado do parque hidrelétrico

Já foram colocados os mínimos termelétricos na curva de carga. A geração mensal das usinas hidrelétricas, obtida no passo "g", deve ser alocada na curva de carga parabólica. Isto é feito através do programa computacional descrito no Subitem 3.3.9 desta Parte II

i. Cálculo das quedas brutas médias

Somente agora que as usinas hidrelétricas estão localizadas na curva de carga, pode-se calcular as quedas ponderadas dos aproveitamentos, as quais são necessárias para revisar o cálculo preliminar de agregação energética.

Se fosse necessário ter-se-ia que recomençar o processo a partir de "c".

j. Operação do programa de despacho simulado do parque termelétrico

Se existirem déficits após terem sido colocados os mínimos termelétricos e a geração hidrelétrica programada para o mês, as usinas termelétricas deverão ser programadas, por razões energéticas, acima dos mínimos determinados. O programa de despacho simulado cobre a curva residual com geração termelétrica complementar em função dos custos incrementais de operação.

3.3.5 Modelo de Simulação Semanal da Operação

Este modelo não é descrito neste capítulo uma vez que os procedimentos definidos no Capítulo 2 desta Parte II esclarecem totalmente a metodologia a ser utilizada. Cabe

ressaltar, ainda, que a única diferença entre o Modelo de Simulação Semanal da Operação e aquele adotado para o planejamento e elaboração dos Planos Mensais e Anuais é que este último não é interativo; mas o procedimento e as características funcionais de ambos modelos são similares.

3.3.6 Modelo de Simulação Energética de Bacias

Chama-se Modelo de Simulação Energética de Bacias ao conjunto de programas que, para uma determinada bacia de um sistema de reservatórios e usinas explícito, permite simular a produção energética das usinas considerando o balanço hídrico de seus reservatórios, as variações de níveis a montante e jusante, as estimativas de perdas por evaporação nos reservatórios, a translação de vazões em trechos intermediários a duas usinas (ou reservatórios) e as contribuições intermediárias (vazões laterais) .

A aplicação de tal modelo é requerida pelos procedimentos de Programação da Produção e Planejamento da Operação, devendo por isso fornecer as informações que englobam desde a análise diária/horária até os estudos plurianuais, além de possibilitar o uso pelo pessoal de Supervisão da Operação, durante condições especiais.

Para tanto, o modelo foi concebido de maneira a garantir flexibilidade de uso, permitindo opções tais como:

- Operar com diferentes intervalos de tempo, de acordo com a finalidade, ajustando adequada e facilmente os parâmetros e variáveis envolvidas no intervalo de tempo desejado.
- Calcular as produções das usinas sendo fixados os níveis finais exigidos, ou reciprocamente, determinar níveis finais a partir de produções estipuladas para as mesmas.
- Proceder à simulação de todo o sistema, ou de um conjunto de bacias, ou de uma única bacia, separadamente, independente de ordenação ou localização, segundo as

opções definidas pelo usuário. Assim, considerando-se uma usina qualquer do sistema, deve ser possível simular a operação de todas as usinas situadas a montante dela.

Para qualquer aplicação, são conhecidos os níveis no início do período de estudo e as afluências laterais às usinas, além das características próprias das usinas, reservatórios e trechos intermediários de rios.

Pelo extenso uso do modelo, ele deve ser organizado de forma funcional para atender às condições de flexibilidade preconizadas. Vários dados de entrada são dependentes do sistema a ser operado e do tipo de estudo desejado e são expressos com parâmetros tais como bacia a ser simulada, intervalo de tempo para operação, tipo de resposta (níveis finais, ou produção) etc. Um programa principal deve receber estes dados de entrada e comandar sequencialmente as sub-rotinas de cálculo e chamada de arquivos (ver Figura II.3.6).

Assim são fornecidas ao programa principal as seguintes informações:

- Nome do bacia.
- Nome do primeira usina.
- Nome da última usina.
- Tipo de estudo: cálculo de níveis finais para gerações dadas ou cálculo de gerações para níveis finais estipulados.
- Numero de etapas a serem simuladas.
- Duração de cada etapa.
- Tipo de saída de resultados.

Dentre as sub-rotinas que serão controladas pelo programa principal são identificadas algumas como: cálculo do balanço hídrico do reservatório, programação e translação de vazões em trechos intermediários, composição com as contribuições intermediárias, cálculo do geração energética, etc., além de outras de leitura e impressão de dados.

Estas sub-rotinas servirão para os procedimentos de cálculo da simulação de cada usina e reservatório da bacia em estudo, que são chamados sequencialmente (de montante para jusante) pelo programa principal.

Além dos dados de entrada que identificam o processamento desejado (bacia, período, etapas, tipo de resposta, etc.), o modelo necessita de uma série de informações que devem estar disponíveis em arquivos apropriados. Dentre esses arquivos podem ser citados:

a. Séries de Vazões Afluentes Naturais

Estes arquivos são preparados pelo Modelo de Previsão de Vazões que calcula as vazões afluentes totais aos reservatórios.

b. Características dos Usinas e Reservatórios

Estes arquivos pertencem ao Modelo de Simulação Energética de Bacias e compreendem os dados das características físicas e energéticas de cada aproveitamento hidrelétrico, tais como:

- Nome do aproveitamento.
- Curva cota-área-volume do reservatório.
- Curva cota-descarga de restituição.
- Curvas características dos equipamentos do usina (rendimento, engolimento, etc.) .

- Curvas de descarga de vertedores.
- Parâmetros característicos do trecho de rio a montante.
- Estimativa de evaporação do lago.

3.3.7 Despacho Mensal do Parque Termelétrico

3.3.7.1 Descrição Geral

O Programa de Despacho Mensal do Parque Termelétrico determina o custo mínimo de operação para uma dada geração térmica e é requerido para as duas aplicações que se seguem:

- Para o Modelo de Simulação da Operação Mensal, utilizado tanto nos estudos plurianuais como na elaboração do Plano Anual.
- Para a obtenção das curvas de custo de geração térmica, utilizadas no Modelo Estratégico da Operação em sua versão de etapas mensais.

Devido às simplificações que, implicitamente, são aceitas ao se considerar curvas parabólicas mensais, o problema pode ser colocado em termos muito simples, tomando-se desnecessário qualquer modelo de otimização. Foi desenvolvido, portanto, um procedimento lógico muito simples que colima os objetivos pretendidos (ver Figura II.3.7).

Os dados que definem o problema são:

- a) Curva parabólica do mês, no qual já foram alocadas as potências mínimas hidráulicas devidas a:
 - geração de pequenas usinas;

- geração referente às vazões laterais afluentes às usinas a fio d'água (em nível de sistema).
- b) Programa de manutenção de cada usina. Um indicador binário (zero/um) representará a indisponibilidade/disponibilidade de cada usina por manutenção programada no mês em consideração. Situações em que a usina fique fora de serviço somente em uma fração do mês serão representadas mediante a potência média ponderada disponível (o Modelo de Despacho Semanal do Parque Termelétrico pode considerar essas situações em termos diário ou horário).
- c) Potências mínimos obrigatórias. A área de estudos elétricos especificará as gerações mínimas a serem mantidas em dadas usinas por razões de segurança; estas informações serão referidas a condições de carga leve e carga máxima.
- d) Limites técnicos. Refere-se à potência máxima disponível em cada usina e será dada pela capacidade instalada multiplicada por um fator menor que um, correspondente ao registro histórico de indisponibilidade da potência máxima da central; e à potência mínima técnica ou economicamente aconselhável para cada usina.
- e) Custos de operação. Custos variáveis de operação para cada usina. Não serão considerados os custos de partida em frio.
- f) Geração térmica mensal. Total mensal que deve ser gerado pelas usinas termelétricas.

3.3.7.2 Descrição do Procedimento

Para as potências mínimas especificadas para dadas usinas, deve-se:

- colocá-las na base, quando se refiram a condições de carga mínima;
- mantê-las durante, pelo menos, 120 horas no mês quando corresponderem a

condições de carga máxima (valor tentativa que deverá ser estudado posteriormente, corroborado pela prática).

Listando-se as usinas de acordo com os custos crescentes da operação, procura-se gerar o máximo com as usinas mais econômicas até atingir a produção termelétrica desejada. Isto se traduz em que as usinas mais econômicas manterão durante mais de 120 horas a geração mínima requerida, objetivando-se assim a melhor utilização dos recursos. Logra-se, ainda, determinar quais usinas termelétricas devem ser operadas e os mínimos (por razões de segurança ou técnica) que devem ser alocados na base da curva de carga.

3.3.7.3 Resultados Obtidos

Os seguintes resultados são obtidos, para cada usina termelétrica:

- Potência colocada na hora de demanda mínima.
- Potência colocada na hora de demanda máxima.
- Energia total termelétrica alocada.
- Custo de operação.

Da agregação desses resultados, obtêm-se

- Energia térmica total gerada no mês.
- Custo de operação resultante.

Estes dois últimos valores permitem definir as curvas de custo de geração térmica. Se obtém, ainda, um indicador de déficit que deve ser interpretado como a geração de uma usina térmica fictícia cujo custo de operação corresponde ao custo do déficit de energia para o País.

3.3.8 Programa de Despacho Semanal do Parque Termelétrico

3.3.8.1 Descrição Geral

Este programa tem por objetivo determinar a operação mais econômica do parque termelétrico tal que atenda as metas de geração térmica semanal, respeitando as restrições impostas pelo plano de manutenção e pela geração mínima por motivos de segurança.

Existem duas alternativas para resolver este problema:

- a) Formular um modelo de otimização baseado na minimização dos custos de operação e de partida.
- b) Desenvolver um procedimento computacional baseado em raciocínios lógicos tendo em vista colimar os mesmos objetivos.

Um enfoque apropriado para a alternativa "a" se baseia na utilização do "branch and bound" com a resolução de um modelo simples de programação linear em cada configuração. Dado ao pequeno número de usinas térmicas do sistema, um modelo desta natureza deverá ser computacionalmente rápido e relativamente simples de formular .

Analisa-se a seguir a alternativa "b", enfoque para o qual não há aplicações standard.

Os dados do problema são:

- a) Curva de carga residual agrupada em blocos horários, para todos os dias da próxima semana; na curva original lá haviam sido colocados os mínimos hidrelétricos, dados por:
 - pequenas hidrelétricas agrupadas;

- geração de Itaipu;
 - geração ocasionada pela afluência lateral às usinas a fio d'água;
 - geração mínima obrigatória em usinas de reservatório.
- b) Programa de manutenção das usinas térmicas, indicando para cada bloco horário sua disponibilidade (um) ou indisponibilidade (zero).
- c) Gerações mínimas que devem ser mantidas em algumas centrais térmicas por razões de segurança de suprimento. Essa informação é proporcionada pela área de estudos elétricos, para as condições de carga leve, média e máxima, sendo que valores intermediários deve ser interpolados.
- d) Limites técnicos de potência máxima e mínima de cada usina. Estes dados serão fornecidos em termos horários e considerando os limites operativos da usina.
- e) Custo de operação da usina, separado em custo de partida em frio e custo variável de operação.
- f) Geração térmica total semanal.
- g) Usinas em operação no final da presente semana (zero hora do sábado da semana em estudo).

O procedimento que é descrito no Subitem 3.3.8.2 desta Parte II, a seguir, fornecerá uma solução viável e próxima do ótimo; dado ao modo iterativo pelo qual é calculada a programação semanal, não se inclui no procedimento a restrição derivada dos limites de variação de carga. Qualquer problema nesse sentido poderia facilmente ser corrigido pelo usuário interativamente (dado ao agrupamento em blocos horários, este tipo de restrição não tem maior importância).

3.3.8.2 Descrição do Método

A lógica do método é muito simples e consiste em colocar na curva de carga a geração máxima possível das usinas mais econômicas (uma vez alocadas as gerações térmicas mínimas obrigatórias). Com base na lista das usinas, ordenadas de acordo com custos variáveis de operação crescente, são alocadas, em ordem sequencial, as gerações máximas de cada central, respeitando todas as restrições.

Essa alocação sequencial termina quando, ao colocar-se a máxima energia possível de uma usina, for ultrapassado o total térmico semanal, definindo-se, assim, a última central a considerar. Por outro lado, caso não seja atingido o total desejado, será emitida uma mensagem contando tal impossibilidade.

Normalmente, basta diminuir a geração da última usina. Para isso, inicialmente, aloca-se a geração mínima nessa central, decorrendo daí duas possibilidades:

- a) Que, alocando a geração mínima, ocorra um déficit em relação ao total semanal requerido. Neste caso, simplesmente aumenta-se a geração na usina até cobrir esse déficit.
- b) Que, mesmo reduzindo a geração ao mínimo, esse valor supere a geração adicional requerida na última usina; nesse caso é analisado o custo de duas alternativas:
 - Diminuir a geração das usinas imediatamente anteriores à última usina.
 - Tirar de serviço a última usina nos blocos horários em que isso for possível.

Adota-se a alternativa mais econômica.

As Figuras II.3.8 a II.3.11 apresentam o fluxograma do método, bem como três procedimentos que podem ser efetuados como sub-rotinas, quais sejam:

- Procedimento A (Figura II.3.9): Máxima colocação possível.
- Procedimento B (Figura II.3.10): Mínima colocação possível.
- Procedimento C (Figura II.3.11): Colocação média.

Nos citados diagramas de fluxo são apresentados os três vetores seguintes, indicando “0” ou “1” para cada bloco horário:

- Programa de manutenção:

1 usina disponível

0 usina não disponível

- Geração mínima obrigatória:

1 usina deve manter a geração mínima , por razões de segurança

0 usina não necessita manter geração mínima

- Status:

1 usina operando

0 usina parada

O primeiro elemento do vetor de "status" indica o estado da usina ao final da semana presente.

3.3.8.3 Aplicações do Programa

O Programa de Despacho Semanal do Parque Termelétrico terá duas aplicações:

- a) Formará parte do conjunto de programas utilizados na Programação Semanal da Produção; esta é a sua aplicação principal.
- b) Permitirá definir as curvas de custo de geração térmica a serem utilizadas no Modelo Estratégico da Operação, em sua versão semanal,

3.3.8.4 Resultados do Programa

Para cada usina são obtidos os seguintes programas:

- Potência colocada em cada bloco horário.
- Energia colocada na semana
- Custo total de operação.

3.3.9 Despacho Simulado do Parque Hidrelétrico

3.3.9.1 Objetivo do Programa

Este programa computacional é uma sub-rotina de cálculo que forma parte do Modelo de Simulação Mensal e do Modelo de Simulação Semanal da Operação. O programa utiliza, então, etapas mensais ou semanais alternativamente.

A finalidade do programa é determinar o despacho horário (ou por blocos horários) das usinas hidrelétricas, de modo a satisfazer a curva de carga residual deixada pela colocação das usinas termelétricas, de acordo com o indicado no Subitem 3.3.8 anterior. Admite-se, também que o despacho de Itaipu já tenha sido programado

independentemente. Caso contrário, deve ser incluída no conjunto de usinas hidrelétricas a serem despachadas.

As condições que deverá cumprir o despacho simulado são:

- Satisfazer a demanda horária residual.
- Despachar, em cada usina, a energia semanal ou mensal programada
- Respeitar as restrições de geração mínima e máxima estabelecidas por motivos elétricos (segurança e limitações de capacidade de transmissão).

Foram consideradas duas alternativas de algoritmo de cálculo para este despacho simulado. A primeira é a utilização de um método de otimização através da minimização das perdas de transmissão do sistema. A outra é um procedimento baseado em normas empíricas de operação das usinas.

3.3.9.2 Método de Otimização

Como já foi decidida a geração semanal ou mensal de cada usina, de acordo com as estratégias de operação dos reservatórios, a otimização complementar pode ser obtida distribuindo horariamente a produção estabelecida de modo a minimizar as perdas. É possível que o ganho nesta segunda otimização não seja muito importante, porém o que se almeja é estabelecer uma mecânica racional para a determinação da produção horária das usinas.

O problema é colocado nos seguintes termos.

Sejam:

- i = Indicador de cada usina.

$$(2) \sum_i X_{ij} - p_j = D_j$$

$$(3) \underline{H}_i \leq N_j X_{ij} \leq \bar{H}_i$$

$$(4) \underline{X}_i \leq X_{ij} \leq \bar{X}_i$$

Uma aproximação ao problema é substituir a restrição (2) por:

$$\sum_i X_{ij} = D_j$$

sendo "D" a demanda bruto do bloco horário "j"

Dado que o problema é não-linear, recomenda-se a utilização do algoritmo de gradiente reduzido (Wolf-Abadie). O número de restrições do modelo é $2(i + j)$, sendo "i" o número de usinas a despachar e "j" o número de blocos horários definidos. Para um despacho semanal horário, o número de restrições fica em um nível totalmente aceitável.

A decisão de utilizar esta metodologia está sujeita à comprovação de que as matrizes "B." são estáveis, tanto para distintos níveis de carga, como através de tempo.

3.3.9.3 Método Baseado em Normas Empíricas

Como alternativa ao modelo de otimização definido acima, considerou-se um programa computacional que despacha as usinas mediante normas empíricas de operação, respeitando as restrições e satisfazendo as demandas previstas.

Essas normas operacionais baseiam-se nas seguintes definições:

- Tipo de operação das usinas hidrelétricas:

- Usinas a fio d'água.
- Usinas despachadas em blocos horários.
- Usinas que acompanham a curva de carga residual.
- Prioridades de geração das usinas.

Definindo-se claramente e as normas acima pode-se obter uma operação do parque hidrelétrica suficientemente orientada aos requisitos colimados. Há de se considerar, também, os seguintes condicionantes:

- Respeitar os limites de potência máxima e mínima.
- Respeitar as configurações nas horas de pico e carga leve que foram definidas em forma empírica.
- Colocar a energia semanal alocada a cada usina.

O primeiro passo da sequência de cálculo constitui-se na colocação das produções hidráulicas já definidas, quais sejam, as referentes a pequenas hidrelétricas, Itaipu e geração mínima obrigatória de usinas hidráulicas a nível de sistema.

Em seguida são colocados as usinas de acordo com a lista de prioridades, iniciando-se com as centrais de operação constante. Essas usinas devem cobrir a curva de carga residual da forma mais constante possível, respeitando as configurações das horas de pico e carga leve. As centrais de geração fixa são as primeiras serem colocados.

Seguindo a lista de prioridades, passa-se a colocar as demais usinas acompanhando a curva residual, respeitando as configurações, nas horas de demanda máxima e mínima e as gerações fixas. Para completar a colocação semanal da usina é necessário um pequeno processo iterativo devido aos efeitos das restrições acima enumeradas

Ao terminar a colocação do última central da lista, qualquer déficit que persista (curva residual positiva) ou energia não alocada será representada por uma usina fictícia para tornar patente essas situações,

3.3.9.4 Análise da Solução

A solução obtida, quer pelo método de otimização, quer pela aplicação de normas operacionais, deve ser submetida às seguintes verificações:

- Existência de inviabilidade - representadas pela operação da usina fictícia.
- Coordenação hidrológica - na medida em que não se considerem os efeitos das usinas em cascata pode ocorrer que a solução não seja viável especialmente para usinas a fio d'água. Esse problema é detectado pelo Modelo de Simulação de Bacias.

Se as inviabilidades forem muito importantes, será necessário processar novamente os programas, modificando os dados de entrada. Ambos modelos permitem orientar a solução na direção de uma configuração desejada, motivo pelo qual essa correção não acarretará maiores problemas. Em todo o caso, preferiu-se esse procedimento em vez de incluir a simulação de bacias nos modelos o que o tornaria muito mais complicado sem representar uma vantagem apreciável. Isto porque existe no sistema bastante capacidade de regulação e longo tempo de transporte d'água, suficientes para tomarem praticamente independentes a distribuição horária e diária em relação à geração de usinas a montante.

3.3.9.5 Dados de Entrada

São requeridos, por ambos os modelos, os seguintes dados de entrada:

- Curva de carga, hora a hora, para a semana em estudo.
- Colocação das usinas térmicas.

- Geração horária dos pequenas hidrelétricas.
- Geração horária de Itaipu.
- Potências máximos disponíveis em cada central hidráulica.
- Potências mínimas obrigatórias em cada usina hidrelétrica.
- Configurações nas horas de demanda máxima e mínima.
- Geração semanal de cada usina hidráulica.

A alternativa referente ao modelo de otimização requer, ainda, a matriz de coeficientes de perdas; ao passo que a opção relativa a normas de operação requer a especificação - para cada usina - da norma de colocação na curva de carga.

3.4 PROGRAMAS PARA A CONTABILIZAÇÃO ENERGÉTICA

3.4.1 Considerações Gerais

Os intercâmbios de potência garantida e energia firme entre as empresas são fixados anualmente, através do Plano Anual, de modo a garantir, para condições especificadas de afluência hídrica, o fornecimento da potência e energia requeridas pelo seu mercado.

Como foi explicado no Capítulo 2 desta Parte II, todo intercâmbio real inferior aos valores firmes contratados não libera a empresa do pagamento mensal dos valores contratados, e no caso de energia, a diferença será considerada como fornecimento de energia secundária da empresa compradora à empresa vendedora.

A energia secundária fornecida deve ser classificada segundo os blocos de energia

substituídos no sistema. Se existisse uma estrutura tarifária diferenciado para os vários blocos, o faturamento seria imediato. Caso contrário, podem ser especificados valores econômicos relativos para calcular um intercâmbio energético equivalente, mediante uma ponderação dos blocos usados.

São necessários dois programas computacionais principais para a elaboração dos estudos: o primeiro para o cálculo dos novos contratos a serem estabelecidos entre as empresas e o segundo para o cálculo dos intercâmbios que deverão ser considerados para o faturamento de cada mês.

3.4.2 Programa para o Cálculo dos Intercâmbios a serem Contratados

Este programa considera os contratos vigentes no ano em curso e calcula, de acordo com resultados da simulação da operação para condições hidrológicas críticas, os valores adicionais que deverão ser contratados pelas empresas para manter sua segurança de serviço. O programa é rodado um vez por ano, conjuntamente com os estudos do Plano Anual.

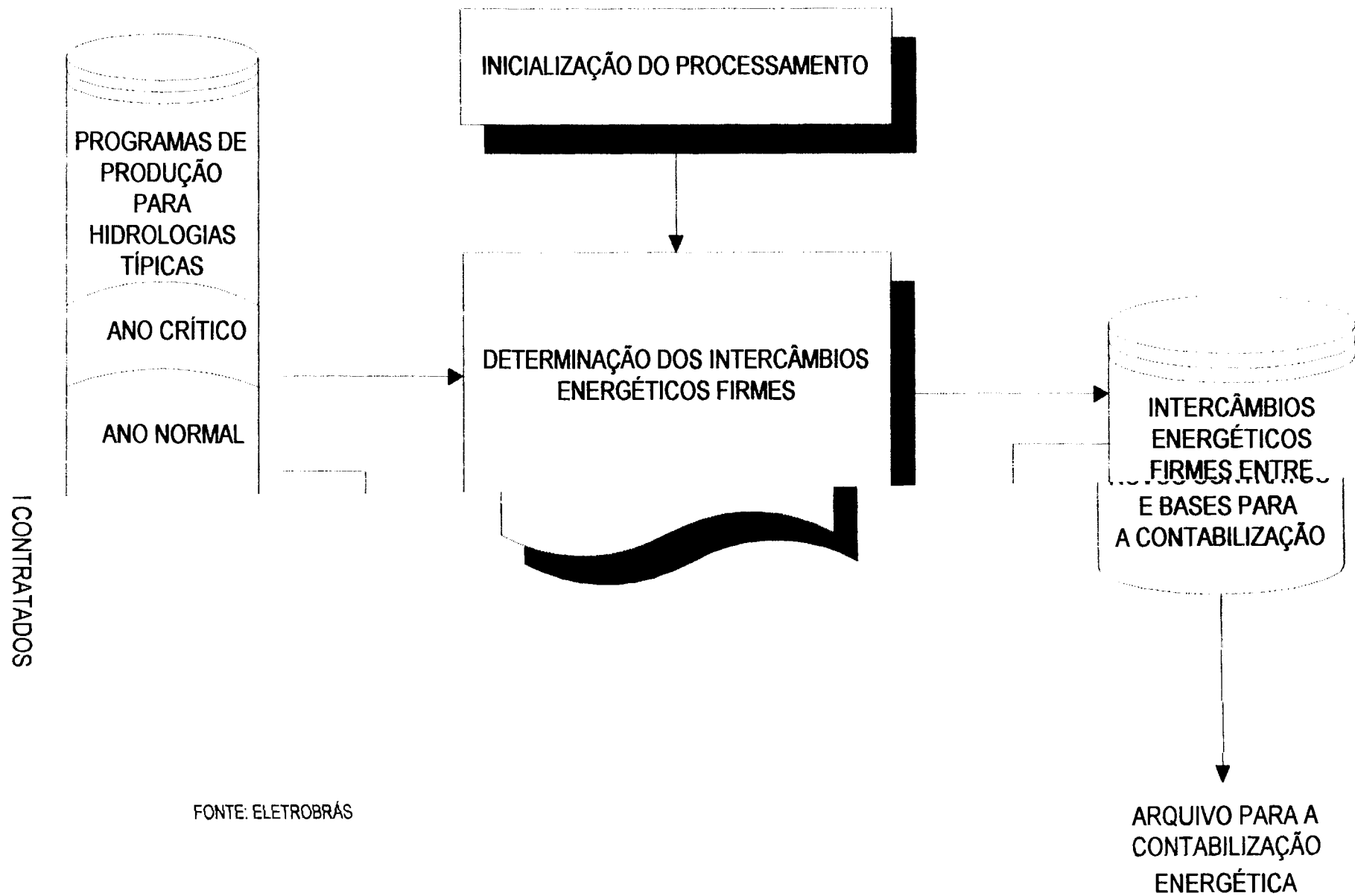
Na Figura II.3.12 está indicada a seqüência funcional deste programa:

a - Inicialização do Processo

Consiste basicamente na entrada dos parâmetros de identificação do processo e na verificação da disponibilidade da informação requerida pelo cálculo: resultados da simulação da operação do sistema e características dos contratos existentes.

b - Determinação dos Intercâmbios Energéticos Garantidos

Corresponde ao cálculo dos déficit e excedentes de cada empresa ante a ocorrência de um ano hidrológico crítico definido. Este cálculo é simplesmente um balanço obtido a partir dos resultados da simulação da operação.



c - Cálculo dos Novos Contratos Garantidos

O cálculo dos novos fornecimentos garantidos a serem contratados pelas empresas é feito em função dos valores vigentes no ano em curso e dos intercâmbios determinados no passo anterior.

A lógica do programa consiste em calcular os adicionais de potência garantida de ponta e energia firme mensal a serem contratados; se os intercâmbios requeridos forem inferiores aos contratuais, os adicionais terão valor nulo e os valores contratuais continuarão vigentes.

d - Cálculo dos Intercâmbios de Energia Secundária e de Potência Fora da Hora de Ponta

Nem toda a energia possível de ser intercambiada pelas empresas pelas empresas no próximo ano tem valor econômico similar.

Na simulação com condições hidrológicas críticas, o sistema requer maior geração termelétrica e depleção dos reservatórios. Ao considerar maior afluência hídrica a energia secundária irá substituindo progressivamente a energia termelétrica mais cara. Ao chegar nos mínimos térmicos requeridos por condições de confiabilidade do sistema ou antes, se economicamente justificável, a energia secundária contribui para enchimento dos reservatórios. O cálculo dos blocos de energia é feito de acordo com o tipo de usina termelétrica substituída (óleo, carvão, óleo e nuclear), ficando o último bloco para o enchimento de reservatórios. A proporção de cada um dos blocos, define o tipo de energia secundária de cada empresa no decorrer do próximo ano.

e - Elaboração das Bases para Contabilização Energética

Este último passo não é mais que a compilação e normalização dos resultados do estudo e a redação do relatório correspondente. A definição dos contratos propostos e a determinação dos blocos de intercâmbios secundários ficam no arquivo para serem

utilizadas posteriormente na contabilização mensal dos intercâmbios energéticos.

3.4.3 Cálculo dos Intercâmbios Havidos entre Empresas

As funções a serem cumpridas por este programa estão indicadas na Figura II.3.13. O programa terá que ser rodado cada mês para dar informação quantitativa e qualitativa dos intercâmbios mensais havidos no sistema. Os passos do procedimento são:

a - Inicialização do Processo

Corresponde à entrada dos parâmetros básicos de identificação do processo e a verificação da disponibilidade da informação requerida: intercâmbios físicos no mês, características dos contratos existentes e estatísticas de geração.

b - Determinação dos Intercâmbios Reais do Mês

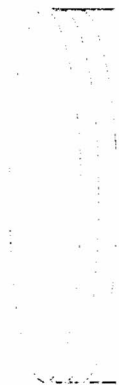
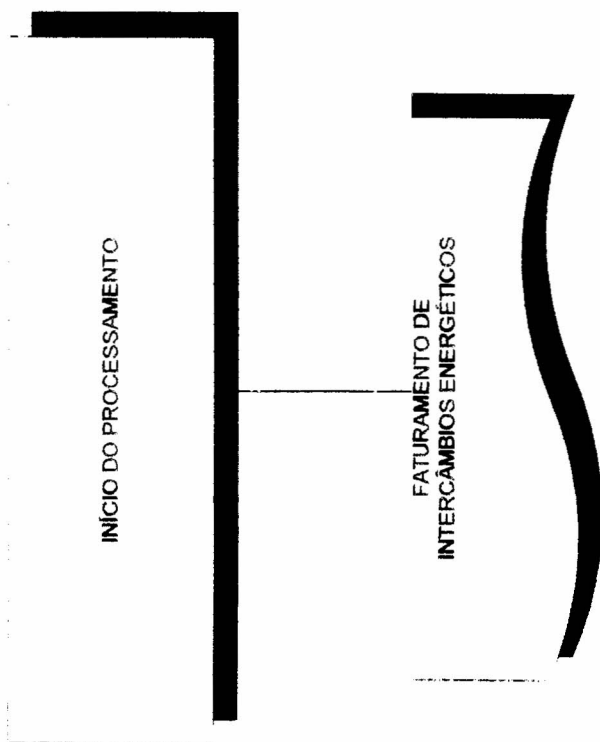
Consiste no cálculo dos intercâmbios de potência garantida e energia mensal, nos termos que tenham sido definidos.

Tipicamente deverão ser agrupadas as demandas nas horas de ponto (i.e., de 17 às 22 horas dos dias úteis) e calculada a sua curva de permanência, com a finalidade de estabelecer o intercâmbio de potência garantida; deverão ser feitas, também, as integrações requeridos pelo cálculo dos intercâmbios de energia.

c - Cálculo dos Intercâmbios de Produção Firme

Embora os intercâmbios de potência garantida e energia firme estejam fixados por contratos, faz-se necessário o cálculo dos valores que deverão ser considerados no faturamento, já que cláusulas contratuais poderão deixar de ser cumpridas, limites contratuais podem ser ultrapassados, etc. O cálculo será feito de acordo com as regras estabelecidas nos contratos.

FONTE: ELETROBRÁS



d - Cálculo dos Intercâmbios Não Firmes

Esta sub-rotina calcula os intercâmbios de potência máxima fora das horas de ponta e as transferências de energia secundária.

Basicamente utiliza a contabilização de intercâmbios energéticos do mês e a definição dos blocos de energia substitutiva, incluída no Plano Anual, e calcula os tipos de intercâmbio não firmes havidos entre as empresas.

e - Intercâmbios a Serem Faturados

Corresponde a compilação dos resultados e à preparação do relatório que irá às empresas e ao GCOI, para sua aprovação.

PARTE III

PROCEDIMENTOS DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA NO ÂMBITO DO NOVO MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Na Parte I desta Tese deu-se uma visão global da operação de um sistema hidrotérmico e foram apresentados os novos atores em função da reforma institucional do Setor Elétrico Brasileiro.

Na Parte II desta Tese mostrou-se a concepção do software e o encadeamento lógico associados às atividades de operação energética.

Neste Parte III desta Tese indica-se como ficou a operação energética, ao passar-se de uma forma cooperativa de gestão por órgãos colegiados como o GCOI e o CCON para um novo modelo setorial competitivo. Na realidade o que ocorreu é que **mudaram os atores, mas a concepção, o conceito e o encadeamento lógico dos modelos matemáticos da operação energética permaneceram os mesmos.**

Não poderia ser diferente, pois a interligação elétrica abrangendo- após o início de operação do tronco de transmissão Norte-Sul - praticamente 97% do mercado brasileiro e a existência de reservatórios de acumulação plurianual propiciam, através de uma operação coordenada, importantes ganhos energéticos para o País.

Assim é que, por exemplo, no ano de 1999 só não se teve racionamento no Nordeste porque foram transferidos grandes blocos de energia do Sudeste para o Norte, via LT Norte-Sul, e daí para o Nordeste. E, ainda, houve períodos em que, fora da hora da ponta, a energia fluía do Sudeste para o Norte; e, em sentido contrário, na hora do pico, reforçando o Sudeste que se ressentia de reserva de potência devido ao fato dos reservatórios estarem muito deplecionados.

Já no que concerne às atividades de Contabilização e Liquidação Financeira, executadas no âmbito do MAE, os procedimentos – consubstanciados nas Regras de Mercado (ver Anexo I) - sofreram uma verdadeira revolução.

As Regras do MAE estão estruturadas da seguinte forma:

- 1 Definições e Interpretações;
- 2 Provisão de Dados de Entrada;
- 3 Preço do MAE;
- 4 Agregação de Dados de Entrada;
- 5 Penalidades;
- 6 Encargos de Serviço do Sistema;
- 7 Mecanismos de Realocação de Energia (MRE);
- 8 Alocação do Excedente Financeiro;
- 9 Contabilização;
- 10 Interconectores;
- 11 Cálculo do Encargo de Capacidade; e
- 12 Modulação.

As regras do MAE estabelecem a funcionalidade comercial básica do mercado “spot” de energia elétrica, pelas quais um conjunto de dados pré-definidos é usado para determinar o preço do MAE e os pagamentos associados. Os mecanismos detalhados pelos quais os dados são obtidos (por exemplo, o processo pelo qual os dados medidos são recebidos e os custos das plantas térmicas são calculados) não são tratados dentro das regras do MAE. Estes processos mais detalhados são definidos nos Procedimentos

de Mercado (PMs), que serão desenvolvidos em detalhe quando as regras do MAE estiverem plenamente acordadas.

A título ilustrativo, é apresentada a seguir a Figura III.1.1 que dá uma Visão Geral do Processo ASMAE (Administração dos Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica).

Os vários itens das Regras de Mercado (ver Anexo I) e as ligações entre elas estão demonstradas na Figura III.1.2. As entradas de dados para os processos são apresentadas à esquerda e as saídas (isto é, os valores calculados finais a serem utilizados nas liquidações financeiras) à direita.

O MAE está focado especificamente nas implicações comerciais da operação do sistema elétrico. Todos os aspectos técnicos da operação do sistema são tratadas nos Procedimentos de Rede (de competência do ONS). Estes abrangem a programação e o despacho ótimo para todos os horizontes de tempo (incluindo o tempo real). Entretanto, o estabelecimento de preços e a operação do sistema devem estar perfeitamente alinhados, pois de outra forma o preço MAE não refletiria as reais condições do sistema e estaria, portanto, criando incentivos distorcidos e ineficiências. Consequentemente, os mesmos dados e modelos de otimização devem ser utilizados em ambos os ambientes, técnico e comercial.

Mas, como dito no Capítulo 2 da Parte I desta Tese, o setor elétrico é um organismo vivo em processo de mutação. Assim, somente em 29.02.2000 foram aprovadas as Regras de Mercado pela Assembléia Geral da ASMAE, ficando pendentes as regras de penalidades e regras provisórias até o final dos Contratos Iniciais. E, tais Regras necessitarão ainda ser homologadas pela ANEEL.

A rigor, a partir de setembro de 2000, data prevista para início da aplicação das Regras de Mercado, o Setor deverá ser impulsionado pela criação de novas oportunidades de negócios em vários campos, não só no elétrico, mas, também, no bancário e segurador, como pode ser constatado na Figura III.1.3, na qual mostra-se os recursos movimentados nos Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

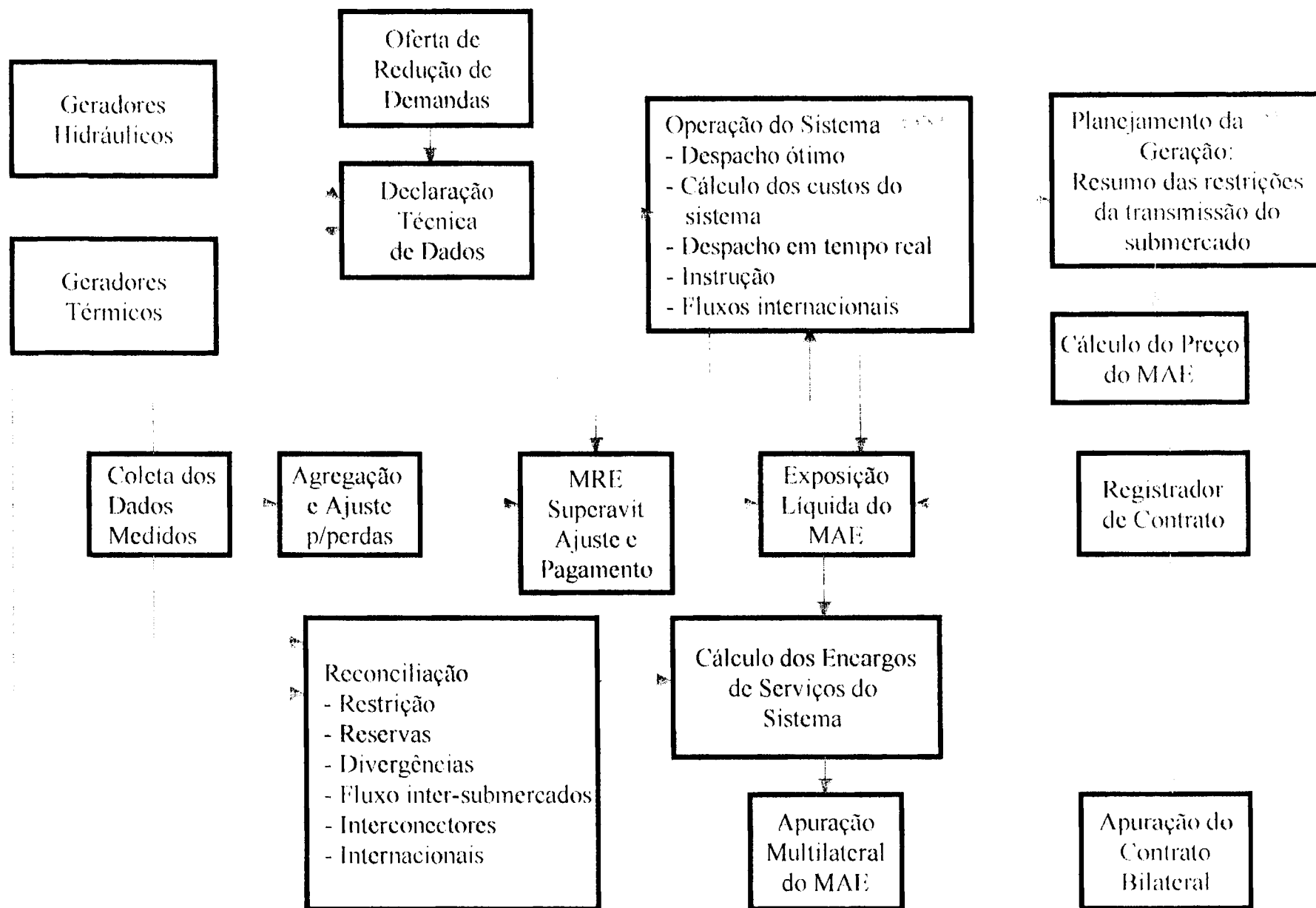


FIGURA III.1.1- PROCESSO ASMAE - VISÃO GERAL

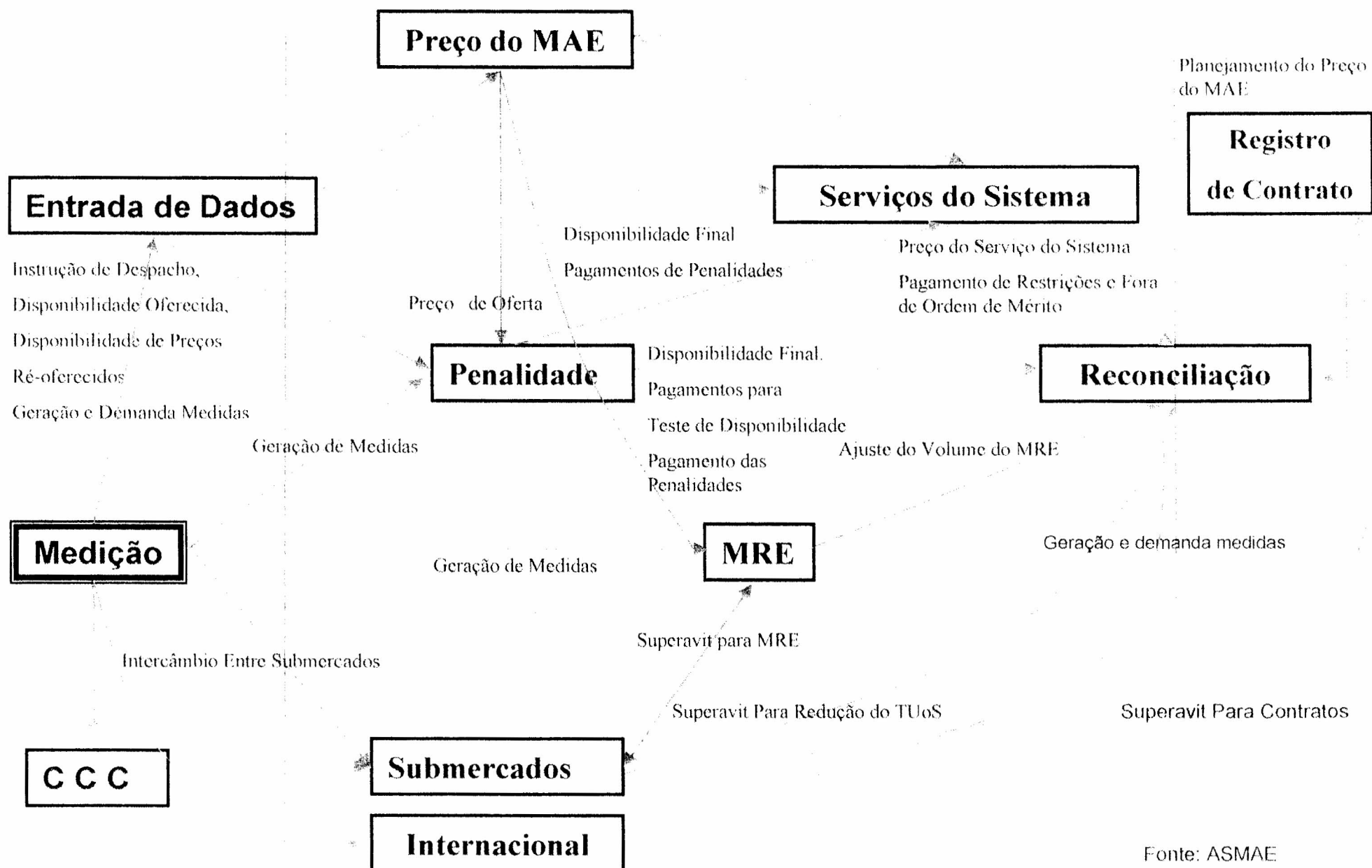


FIGURA III.1.2 - VISÃO GERAL DAS REGRAS DO MAE

Um novo ator entra em cena: o comercializador. Ele compra energia dos geradores ou de outros distribuidores com sobras. E vende para distribuidores, para consumidores livres ou até mesmo para geradores (quando for o caso de alguma concessionária de geração ter dificuldade para honrar seus próprios contratos de fornecimento). Desta forma, o comercializador torna-se um elemento de competição do sistema elétrico, a partir do momento em que energia nova entra no mercado e/ou os contratos iniciais vão perdendo efeito.

Os contratos iniciais foram um mecanismo criado pelo Governo para garantir uma transição pacífica do antigo para o atual modelo do Setor Elétrico e indicam que, entre 2003 e o final de 2006, cada contrato perde 25% por ano, de modo que, a partir de 2007, os geradores deixam de estar cobertos por este tipo de garantia e toda a energia passa a ser disputada no mercado.

No que concerne aos Procedimentos de Rede - no âmbito do ONS (mas com interfaces com o MAE e o com o CCPE) – ainda estão em processo de formulação. Nenhum Procedimento de Rede foi ainda aprovado.

Mas, como dito acima, a lógica e os modelos da Operação Energética não se alterarão; dar-se-ão apenas modificações nos procedimentos, agora em um ambiente mais competitivo.

Neste sentido, no Capítulo 2 desta Parte III da Tese optou-se por apresentar apenas os procedimentos preliminares relativos ao Módulo 1 - Planejamento Energético da Operação, por ser de todos o mais ilustrativo.

O Capítulo 3 desta Parte III dá uma visão geral do estágio de desenvolvimento do software para operação energética e constata-se que aquilo que foi concebido nos idos de 1977 continua válido até hoje.

O Capítulo 4 desta Parte III apresenta as conclusões finais do trabalho.

CAPÍTULO 2

APRESENTAÇÃO DOS PROCEDIMENTOS DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA

2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Para o cumprimento de sua missão de executar as atividades de coordenação e supervisão da operação dos segmentos de geração e transmissão do Sistema Interligado Brasileiro, o ONS tem como atribuições o planejamento, a programação e a supervisão da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais. Este Módulo 1 - Planejamento da Operação Energética, tem como objetivo apresentar os procedimentos para que o ONS desenvolva suas atribuições neste escopo, na atual fase de implementação do modelo setorial.

Os procedimentos de Planejamento da Operação Energética, tratados neste módulo, são suportados pelas atividades associadas às funções de Consolidação da Previsão de Carga e Hidrologia Operacional, assim como também suportam as atividades relativas à Programação da Operação Energética.

Fazem parte deste módulo, os seguintes submódulos:

- Submódulo 1.1 - Elaboração do planejamento anual da operação energética;
- Submódulo 1.2 - Elaboração do programa mensal da operação energética;
- Submódulo 1.3 - Elaboração da Avaliação Energética de Médio Prazo;
- Submódulo 1.4 - Definição das usinas despachadas de forma centralizada;
- Submódulo 1.5 - Cálculo do custo incremental de geração de usinas térmicas;
- Submódulo 1.6 - Definição da Política de abastecimento de combustíveis para usinas térmicas;

- Submódulo 1.7 - Cálculo da energia e potência asseguradas.

As relações de interdependência entre estes submódulos estão sintetizadas no diagrama da Cadeia de Valor Agregado, apresentado no final deste Capítulo (Figura III.2.1). Os relacionamentos entre o ONS e os demais Agentes Setoriais são descritos nos submódulos citados acima e representados através dos Diagramas de Função. A Figura III.2.2, ao final deste Capítulo, apresenta uma breve descrição dos objetos utilizados nestes diagramas.

No Item 2.2 desta Parte III é feita uma apresentação sucinta dos Submódulos 1.1 a 1.7 e, na Figura III.2.1 é indicada a cadeia dos procedimentos do processo de Planejamento da Operação Energética, seus principais produtos e, em particular, as informações e dados relevantes para o Mercado Atacadista de Energia (MAE), além de acompanhamento periódico da situação energética, custos marginais de operação (CMO), políticas e diretrizes para a operação

2.2 APRESENTAÇÃO DOS SUBMÓDULOS

2.2.1 Planejamento Anual da Operação Energética (Submódulo 1.1)

O Submódulo 1.1 apresenta os procedimentos para o estabelecimento das diretrizes do Planejamento da Operação Energético a médio prazo, ou seja, em um horizonte de 5 anos com enfoque no primeiro ano, fornecendo resultados para um cenário esperado e recomendações baseadas na análise dos rebatimentos de cenários alternativos.

O relacionamento entre este submódulo e os demais do Planejamento da Operação Energético está esquematizado na Figura III.2.1, ao final deste Capítulo.

A responsabilidade pela execução destes procedimentos é do ONS, envolvendo os Agentes de Geração, Distribuição/Comercialização, Importação/Exportação, a ELETROBRÁS (Agente Comercializador de Itaipu e das Usinas Termonucleares), e o CCPE (Agente de Planejamento).

2.2.2 Programa Mensal da Operação Energética (Submódulo 1.2)

O Submódulo 1.2 apresenta os procedimentos para estabelecer as diretrizes para a elaboração do planejamento da operação energética, no horizonte de médio prazo, de maneira coordenada e econômica, assegurando a otimização do uso dos recursos de geração que o sistema dispõe.

Estes procedimentos são suportados pelos resultados do Planejamento Energético Anual (Submódulo 1.1) e da Avaliação Energética de Médio Prazo (Submódulo 1.3) e, por sua vez, suportam o procedimento para a Programação Diária da Operação.

As responsabilidades para a execução destes procedimentos é do ONS, envolvendo os Agentes de Geração, Distribuição/Comercialização, Importação/Exportação, a ELETROBRÁS (Agente Comercializador da Itaipu Binacional e das Usinas Termonucleares) e o CCPE (Agente de Planejamento). Cabe ao ONS o recebimento e consolidação dos dados e informações, além da execução das diversas etapas do processo e publicação e divulgação dos resultados para todos os Agentes.

2.2.3 Avaliação Energética de Médio Prazo (Submódulo 1.3)

O Submódulo 1.3 apresenta os procedimentos para sinalização de possíveis cenários de atendimento ao mercado de energia e demanda em um horizonte de até três anos, com

enfoque mensal no primeiro ano, embasando a tomada de decisões estratégicas por parte dos agentes setoriais.

O relacionamento entre este submódulo e os demais do Planejamento da Operação Energético está esquematizado na Figura III.2.1, ao final deste Capítulo.

A responsabilidade pela execução destes procedimentos é do ONS, com envolvimento dos Agentes de Geração, Distribuição/Comercialização, Importação/Exportação, a ELETROBRÁS (Agente Comercializador da Itaipu Binacional e das Usinas Termonucleares) e o CCPE (Agente de Planejamento).

2.2.4 Definição das Usinas Despachadas de Forma Centralizada (Submódulo 1.4)

O Submódulo 1.4 apresenta os procedimentos para estabelecer critérios para a definição daqueles aproveitamentos de geração que serão despachados de forma centralizada pelo ONS, em consonância com o disposto nos decretos n.º 2.003, de 10 de setembro de 1996, e n.º 2.655, de 2 de julho de 1998.

O relacionamento entre este submódulo e os demais do Planejamento da Operação Energético está esquematizado na Figura III.2.1, ao final deste Capítulo.

A responsabilidade para a execução destes procedimentos é do ONS, com participação do CCPE (Agente de Planejamento) e do MAE, e o envolvimento dos Agentes de Geração e da ELETROBRÁS (Agente Comercializador de Itaipu e das Usinas Termonucleares). Cabe ao ONS o recebimento e consolidação dos dados e informações, bem como a execução do processo e disponibilização dos resultados.

2.2.5 Cálculo do Custo Incremental de Geração de Usinas Térmicas (Submódulo 1.5)

O Submódulo 1.5 apresenta os procedimentos para calcular os custos incrementais das usinas térmicas despachadas centralizadamente.

O relacionamento entre este submódulo e os demais do Planejamento da Operação Energético está esquematizado na Figura III.2.1, ao final deste Capítulo.

A responsabilidade para a execução destes procedimentos é do ONS, com o envolvimento da ELETROBRÁS (Agente Administrador da Conta de Consumo de Combustíveis), do CCPE (Agente de Planejamento), dos Agentes de Geração, Importação e Exportação. Cabe ao ONS o recebimento e consolidação dos dados e informações, bem como a execução do processo e disponibilização dos resultados.

2.2.6 Política de Abastecimento de Combustíveis para Usinas Térmicas (Submódulo 1.6)

O Submódulo 1.6 apresenta os procedimentos para definição dos volumes dos estoques estratégicos de combustíveis para usinas termoeletricas despachadas centralizadamente e valoração econômica de eventuais excedentes em relação aos volumes definidos como estratégicos.

O relacionamento entre este submódulo e os demais do Planejamento da Operação Energético está esquematizado na Figura III.2.1, ao final deste Capítulo.

A responsabilidade pela execução destes procedimentos é da ELETROBRÁS (Agente Administrador da CCC), com envolvimento do ONS e dos Agentes de Geração. Cabe á

ELETROBRÁS o recebimento e consolidação dos dados e informações, bem como a execução do processo e disponibilização dos resultados.

2.2.7 Cálculo da Energia e Potência Asseguradas (Submódulo 1.7)

O Submódulo 1.7 apresenta os procedimentos para calcular as energias e potências asseguradas das usinas hidroelétricas despachadas centralizadamente.

O relacionamento entre este submódulo e os demais do Planejamento da Operação Energético está esquematizado na Figura III.2.1. ao final deste Capítulo.

A responsabilidade para a execução destes procedimentos é do CCPE (Agente de Planejamento, com participação do ONS. Cabe ao CCPE o recebimento e consolidação dos dados e informações, a execução do processo e a disponibilização dos resultados.

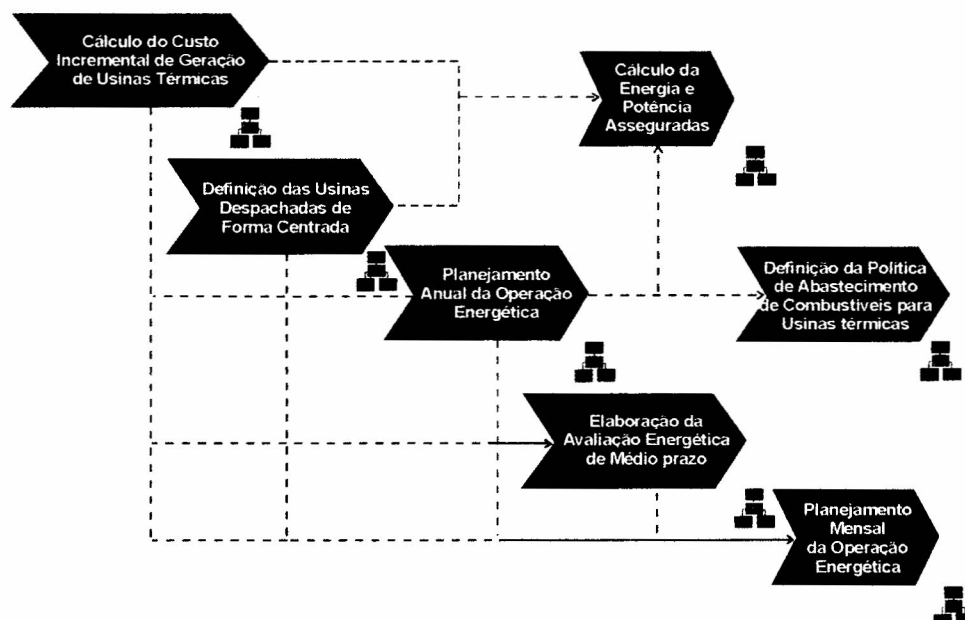
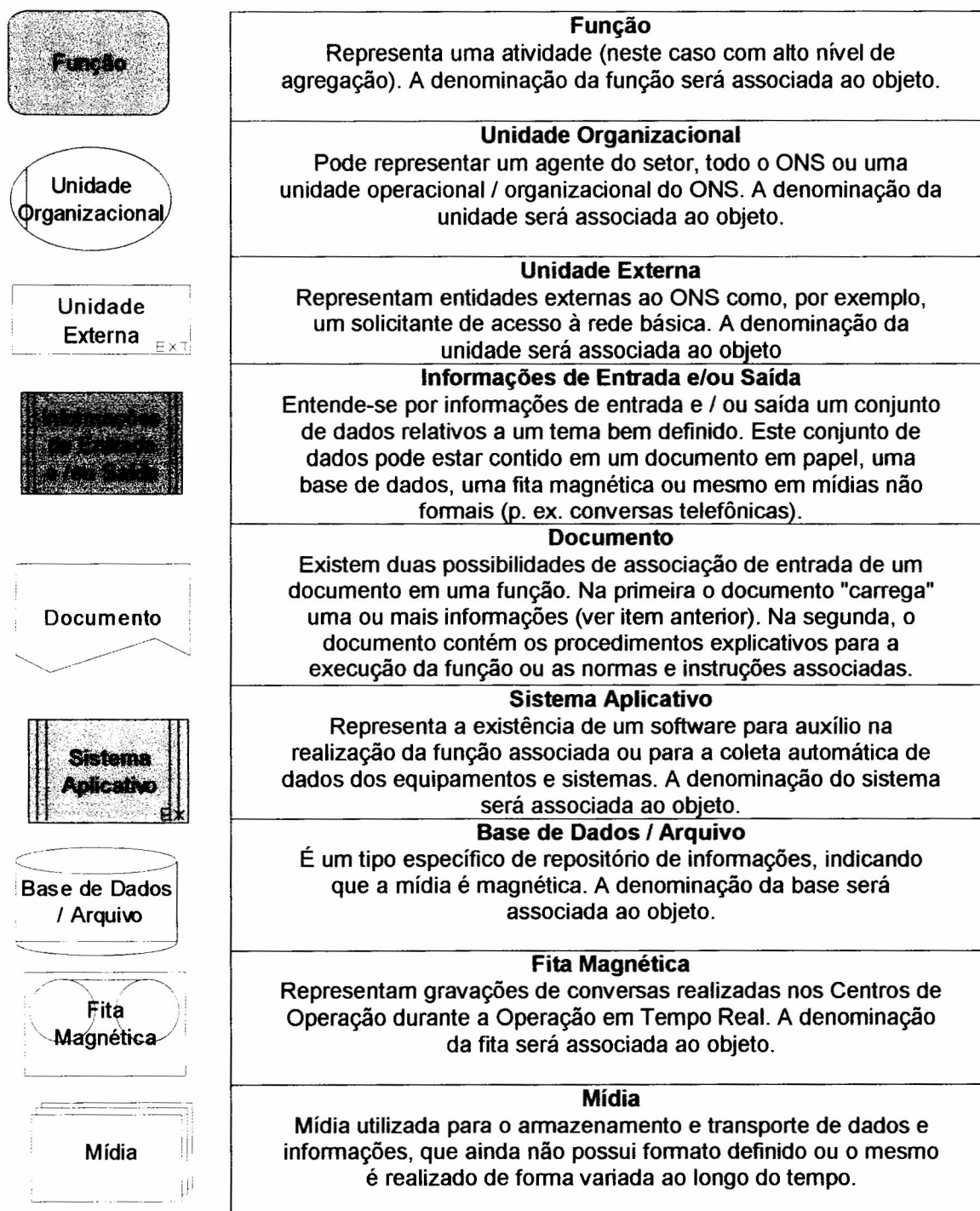


Figura III.2.1
Cadeia de Planejamento Energético
(Fonte: ONS)



Fonte: ONS

Figura III.2.2
Descrição dos Objetos Utilizados nos Diagrama de Função

CAPÍTULO 3

ESTÁGIO ATUAL DE DESENVOLVIMENTO DOS MODELOS DE SOFTWARE PARA A OPERAÇÃO ENERGÉTICA

3.1 INTRODUÇÃO

Na Parte II desta Tese foi feita uma apresentação detalhada dos modelos de software para a operação energética, tal qual foram concebidos.

Coube ao CEPEL – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica a incumbência de desenvolvê-los.

Neste Capítulo 3 da Parte III, portanto, é realizada uma descrição do estágio atual de desenvolvimento, pelo CEPEL, dos principais modelos de operação energética utilizados pelo Setor Elétrico, mormente no âmbito do ONS e do MAE.

3.2 O MODELO NEWAVE

O Modelo NEWAVE é um modelo de otimização para o planejamento da operação em um horizonte de médio prazo (até 5 anos à frente), que tem como objetivo a determinação das políticas de operação ótimas para sistemas hidrotérmicos interligados que minimizem o custo de operação no período de planejamento.

No Modelo NEWAVE, o parque gerador de cada subsistema é representado por subsistemas equivalentes, considerando usinas térmicas e intercâmbio entre subsistemas.

A formulação matemática e o algoritmo de solução do problema de planejamento de médio prazo implementados no Modelo NEWAVE estão descritos em detalhe no

Relatório Técnico 237/93, do CEPEL. Este modelo utiliza a técnica de programação dinâmica dual estocástica (PDDE) e decomposição pelo algoritmo de Benders. O processo de convergência consiste em uma simulação no sentido recursivo (*backward*) onde se obtém, iterativamente, as funções de custo futuro que representam a política de operação para cada estágio do período de planejamento e uma simulação no sentido direto (*forward*) onde se obtém um limite superior e um limite inferior para o custo total de operação no período de planejamento estudado. Quando estes dois valores estiverem suficientemente próximos (critério de convergência) o processo iterativo é interrompido.

O Modelo NEWAVE representa a estocasticidade das energias afluentes modelando-a como variável de estado no algoritmo de programação dinâmica estocástica e através da consideração de cenários equiprováveis. O modelo estocástico adotado é o PAR(p) considerado no modelo GEVAZP.

Este modelo teve seu desenvolvimento iniciado em 1993, contratado ao CEPEL pelo conjunto de empresas que na época compunham o GCOI. Sua validação, até 1998, ficou a cargo do Subcomitê de Estudos Energéticos, através do Grupo de Trabalho de Metodologia e Critérios (GTMC).

A versão atual do Modelo NEWAVE (versão 7) representa os seguintes recursos:

- Cálculo das funções de custo futuro através do algoritmo de otimização programação dinâmica dual estocástica;
- Consideração do processo estocástico PAR(p) no algoritmo de otimização e na geração de cenários sintéticos de afluições;
- Produtibilidade variável com a queda;
- Tratamento da configuração dinâmica;
- Separação da afluição gerada em energia controlável, fio d'água e energia de vazão mínima;

- Consideração de perdas de potência por deplecionamento;
- Tratamento da função custo de déficit por patamares;
- Consideração da carga em até três patamares;
- Disponibilização do módulo de despacho hidrotérmico mensal (NEWDESP);
- Disponibilização do módulo de apresentação dos resultados da simulação final e curvas de permanência de algumas variáveis (NWLISTOP);
- Disponibilização do módulo de apresentação das funções de custo futuro (NWLISTCF);
- Consideração do volume de espera para controle de cheias em reservatórios;
- Indisponibilidade de unidades geradoras devido à manutenção;
- Enchimento de volume morto de novos aproveitamentos;
- Limites de geração mínima e máxima em usinas hidro e termelétricas.

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.

3.3 O MODELO SUISHI

O Modelo SUISHI é um modelo de simulação a usinas individualizadas, da operação energética de sistemas hidrotérmicos interligados, que se distingue pelas seguintes características principais:

- Pode simular até cinco subsistemas hidrotérmicos eletricamente interligados em malha mas hidraulicamente independentes, levando em conta limites nas capacidades de intercâmbio de energia nos dois sentidos;
- Pode ser acoplado a um modelo que determine as políticas de operação ótimas para sistemas hidrotérmicos interligados e forneça uma função valor esperado do custo futuro de operação para cada estágio da simulação;
- Considera restrições operativas locais decorrentes do uso múltiplo da água, tais como, vazão máxima para controle de cheias, vazão mínima para saneamento ou navegação e desvio de vazão do rio para irrigação, além de operar bacias especiais como as dos rios Paraíba do Sul e Tietê;
- Simula múltiplas séries hidrológicas em paralelo (históricas ou sintéticas), permitindo a mais fácil obtenção de índices probabilísticos de desempenho do sistema para cada estágio da simulação;
- Utiliza regras de operação automáticas ou fornecidas pelo usuário;
- Apresenta baixo custo computacional viabilizando estudos de maior porte e mais ambiciosos (configurações grandes, longos horizontes de estudo, utilização de séries sintéticas de vazões, etc.);
- Considera três modos de simulação: simulação estática, simulação dinâmica, simulação estática com cálculo da energia firme e da energia garantida a um certo risco desejado;
- É capaz de simular a operação da bacia do Rrio Tietê, bastando incluir as usinas de Barra Bonita e Henry Borden e informar o volume inicial de Guarapiranga;
- É capaz de simular a operação da bacia do rio Paraíba do Sul através do modelo “SHP”, desenvolvido pela ELETROBRÁS.

O Modelo SUISHI é composto por dois subproblemas: o balanço hidrotérmico mensal a subsistemas equivalentes e a simulação da operação de cada subsistema a usinas individualizadas.

O problema de cálculo do *balanço hidrotérmico mensal* entre os subsistemas pode ser formulado como um problema de otimização que consiste em se determinar, a cada mês, quais os valores de *geração hidráulica controlável*, *geração térmica* e *intercâmbios de energia* de cada subsistema que minimizam a soma dos *custos atuais* mais o *valor presente esperado dos custos futuros* de operação (do mês em curso até o fim do horizonte de estudo). Uma vez determinados os valores ótimos de geração hidráulica controlável, estes serão utilizados para se calcular as *metas* (ou mercados) mensais para a simulação independente da operação de cada subsistema hidráulico, em cada série hidrológica, usando-se uma metodologia de simulação a usinas individualizadas.

Caso as metas de geração hidráulica não possam ser atendidas pelo modelo de simulação (por limites de turbinamento nas usinas hidroelétricas ou por excesso de geração-vertimentos turbináveis) retorna-se ao subproblema de balanço hidrotérmico mensal com novas restrições.

Com este procedimento iterativo, a função balanço mensal torna possível, não apenas para garantir uma maior equalização dos valores da água entre os subsistemas, como também levar em conta no cálculo dos intercâmbios e gerações térmicas, o limite de turbinamento das usinas hidrelétricas, através de restrições na geração hidráulica máxima, bem como as limitações de armazenamento de energia em um subsistema, através de restrições na sua energia armazenada máxima. Evidentemente isto ajuda a reduzir a discrepância existente entre a modelagem a sistema equivalente e a modelagem a usinas individualizadas.

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 de validação deste modelo.

3.4 O MODELO GEVAZP

O Modelo GEVAZP é um modelo de geração de séries sintéticas de vazões afluentes a aproveitamentos hidroelétricos ou energias afluentes a subsistemas equivalentes. Este modelo, a partir de registros históricos, seleciona automaticamente um modelo estocástico PAR(p) para cada aproveitamento ou subsistema com base nas funções de auto-correlação e auto-correlação parcial. Os parâmetros de cada modelo são obtidos a partir de modelagens lineares e os cenários de afluições são produzidos de forma a preservar a correlação espacial entre os aproveitamentos ou subsistemas. Este modelo estocástico provou ser adequado na reprodução de secas severas tão prováveis quanto as verificadas no registro histórico.

Os cenários sintéticos de afluições podem ser gerados em forma de “pente”, para uso nos Modelos NEWAVE e SUIISHI ou em forma de “árvore” para uso no Modelo DECOMP. Os cenários podem também ser ou não condicionados a uma tendência hidrológica já verificada em cada aproveitamento ou subsistema.

O modelo disponibiliza ao final da geração de cenários sintéticos um conjunto de testes estatísticos para a validação do modelo. Muitos destes testes foram desenvolvidos pelo CEPEL com a cooperação técnica da ELETROBRÁS durante a década de 80. O objetivo é analisar se os cenários gerados preservam propriedades da série histórica muito importantes para o planejamento da operação hidrotérmica de longo e médio prazos do Setor Elétrico Brasileiro.

O Modelo GEVAZP foi desenvolvido no âmbito do Projeto NEWAVE. Sua validação (na opção de energias afluentes aos subsistemas), 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 (na opção vazões afluentes aos aproveitamentos hidroelétricos).

3.5 O MODELO DECOMP

O Modelo DECOMP é um modelo de otimização para o planejamento da operação em um horizonte de médio prazo (até 12 meses à frente), que tem como objetivo a determinação das políticas de operação para sistemas hidrotérmicos interligados que minimizem o custo de operação no período de planejamento.

No DECOMP o parque gerador de cada subsistema é representado por usinas hidráulicas individualizadas, considerando vínculos hidráulicos até mesmo entre subsistemas, usinas térmicas e intercâmbio entre subsistemas.

A formulação matemática e o algoritmo de solução do problema de planejamento de médio prazo implementados no Modelo DECOMP estão descritos em detalhe no Manual de Metodologia, Relatório Técnico DPP/PEL-1263/97, de 29/12/1997, do CEPEL. Este modelo utiliza a técnica de programação dinâmica dual estocástica (PDDE) e decomposição pelo algoritmo de Benders. O processo de convergência consiste em uma solução no sentido direto (*forward*) onde se obtém um limite superior para o custo total de operação no período de planejamento estudado e uma solução no sentido recursivo (*backward*) onde se obtém o custo total de operação associado àquelas propostas de geração. Quando estes dois valores estiverem suficientemente próximos (critério de convergência) o processo iterativo é interrompido.

O DECOMP representa a estocasticidade das vazões no curto prazo através da consideração de uma árvore de cenários de vazões que traduzem possibilidades de afluições futuras aos aproveitamentos hidráulicos. Para obtenção desta árvore de cenários de afluições é utilizado o Modelo GEVAZP.

Para consideração das conseqüências futuras de suas decisões o DECOMP tem o acoplamento com um modelo de médio prazo a partir do seu último estágio. Este acoplamento se dá através das funções de custo futuro obtidas pelo Modelo NEWAVE na etapa de planejamento de médio prazo.

A versão atual do Modelo DECOMP (versão 6) apresenta os seguintes recursos:

- Possibilidade de discretizar o primeiro mês em estágios semanais;
- Configuração dinâmica;
- Variação da produtividade das usinas hidráulicas com relação à queda;
- Indisponibilidade de unidades geradoras devido à manutenção;
- Volumes de espera para controle de cheias em reservatórios;
- Enchimento de volume morto de novos aproveitamentos;
- Tempo de viagem da água entre aproveitamentos;
- Limites de geração mínima e máxima em usinas hidro e térmicas;
- Curva de carga em até três patamares;
- Contratos de importação/exportação com sistemas internacionais;
- Função de déficit em patamares e racionamento preventivo.

O Modelo DECOMP encontra-se em fase de validação pelo ONS. Em uma etapa anterior de testes, realizada sob a coordenação do SCEN (trabalhos realizados em 1998), procurou-se nivelar o conhecimento das empresas na utilização do modelo e validar os recursos de planejamento implementados no modelo.

3.6 OS MODELOS CHEIAS

O grupo de Modelos CHEIAS é composto pelos modelos DIANA, de geração de séries sintéticas de vazões; CAEV, de cálculo de volumes de espera em sistema multireservatório; VESPOT, de cálculo da alocação ótima de volumes de espera por reservatório; e, OPCHEN (nome provisório), de simulação da operação de um sistema multireservatório em situação de cheia. Os Modelos DIANA, CAEV e VESPOT formam o sistema SPEC de estudos de prevenção de cheias. Na versão 1.0 do sistema SPEC apenas os modelos CAEV e VESPOT integram este sistema.

O Modelo DIANA é um gerador de vazões sintéticas diárias multivariado. A sua formulação baseia-se na divisão das vazões em duas componentes: uma parcela dependente de fatores externos (precipitações) e uma outra representando o contínuo esvaziamento da água armazenada na bacia. Os aspectos metodológicos do Modelo DIANA estão descritos nos Relatórios Técnicos CEPEL/DPST-120/83, CEPEL/DPP/PON-148/92 e CEPEL/DPP/PON-001/93.

O Modelo DIANA é composto de 6 programas: EPNP, EENP, GENP, COMPARA, AUXAJUS e ENSOCLAS. Os quatro primeiros são obrigatórios, sendo que os três primeiros executam a geração e o quarto faz uma comparação de alguns parâmetros entre as séries histórica e sintética. Os demais são programas auxiliares, que devem ser executados antes da geração.

A versão atual do modelo DIANA apresenta os seguintes recursos:

- Geração de séries sintéticas de até 12000 anos;
- Comparação dos volumes de espera calculados para as séries sintética e histórica (média, desvio padrão e distribuição de probabilidade);
- Ajuste automático da taxa de recessão característica (principal parâmetro de calibração); e,

- Possibilidade de geração de séries sintéticas por cenário hidrológico de tendências macro-climáticas, segundo as fases do fenômeno ENSO (El Niño Soth Oscillation).

A versão 2.0 do Modelo DIANA tem como Manual do Usuário o Relatório Técnico CEPEL/DPP/PEL-099/99.

O Modelo CAEV é utilizado para o cálculo de volumes de espera em sistema multireservatório, baseando-se na teoria de condições de controlabilidade. Os aspectos metodológicos do Modelo CAEV estão descritos no Relatório Técnico CEPEL/DPST-272/89.

Por recursão são obtidos os volumes vazios necessários e suficientes para a absorção da diferença entre as vazões afluentes, obtidas pela soma das vazões incrementais sintéticas, geradas através do Modelo DIANA, para todos os sistemas parciais de um sistema multireservatório, e a restrição de vazão máxima existente a jusante dos mesmos.

Para a obtenção da curva de volumes de espera associada a um tempo de recorrência (envoltória) é adotado um critério de descarte ou eliminação das trajetórias críticas que pode ser baseado nos seguintes parâmetros:

- Flecha máxima de volume de espera durante a estação chuvosa; e,
- Taxa de reenchimento, definida pela razão entre a flecha máxima e o intervalo de tempo entre a ocorrência da flecha máxima e o final do período de controle de cheias.

O Modelo VESpot tem como função a determinação da distribuição ótima dos volumes de espera em um sistema multireservatório. O processo de otimização tem uma formulação linear estocástica, na qual podem ser adotados parâmetros energéticos na definição de sua função objetivo. A versão atual dispõe das seguintes alternativas para a função objetivo:

- Alocação proporcional;
- Alocação por faixas de prioridade; e,
- Alocação por faixas de prioridade com limite inferior.

Os aspectos metodológicos do Modelo VESPOT estão descritos no Relatório Técnico CEPEL/DPP-245/94.

A execução deste modelo deve ser precedida da execução do modelo CAEV, pois, para acelerar a convergência do algoritmo, são consideradas as condições de controlabilidade sob a forma das envoltórias geradas pelo CAEV.

A versão 1.0 do sistema SPEC, composta pelos modelos CAEV e VESPOT, tem como Manual do Usuário o Relatório Técnico CEPEL/DPP/PEL-101/99.

O Modelo OPCHEN (nome provisório), em fase de concepção, terá a finalidade de simular a operação de controle de cheias de um sistema multireservatório em situação normal, observando as regras de operação e suas restrições hidráulicas. A abordagem metodológica adotada neste modelo será também utilizada na incorporação das regras de operação para controle de cheias a ser efetuada junto ao modelo DECOMP.

Ainda no âmbito dos Modelos CHEIAS, será desenvolvida uma metodologia para a incorporação das regras de operação para controle de cheias em situação normal e de emergência no modelo DESSEM.

Os Modelos CHEIAS, exceto o OPCHEN, encontram-se em fase de validação pelo ONS. Em uma etapa anterior, realizada sob a coordenação do GTHO/SCEN/GCOI, foram feitas aplicações dos modelos DIANA e CAEV ao sistema de reservatórios da bacia do Rio Paraná. Os resultados destes estudos, inclusive, já vem sendo adotados desde o período de controle de cheias 1997/1998.

3.7 O MODELO PREVIVAZ/PREVIVAZH

O Projeto PREVIVAZ tem por objetivo o desenvolvimento de modelos de previsão de vazões semanais e diárias para uso no Programa Mensal de Operação do Setor Elétrico (PMO) e do Programa de Operação Diária, respectivamente.

O Modelo PREVIVAZ – Modelo de Previsão de Vazões Semanais, foi desenvolvido visando a obtenção das previsões semanais, até seis semanas a frente, para uso no PMO. Este modelo seleciona entre diversas alternativas de modelagem estocástica de vazões semanais um modelo estocástico para cada semana.

A versão atual do Modelo PREVIVAZ (versão 2) foi validada no Relatório SCEN/GTHO-03/98: “Modelo PREVIVAZ – Testes Finais de Validação”, de agosto de 1998. Neste relatório foi feita a análise de desempenho do modelo durante o ano de 1997 em 12 locais de aproveitamento.

O Modelo PREVIVAZ encontra-se em fase de implantação pelo ONS. Em uma etapa anterior foram realizadas na ELETROBRÁS as tarefas de escolha de “postos base”, de consistência das séries históricas correspondentes e o desenvolvimento de programas auxiliares para o cálculo das previsões nos “postos calculados” a partir de correlações, o agrupamento das previsões semanais nos diversos locais de aproveitamento num arquivo único e a consistência dessas previsões. Na etapa atual tem-se processado o modelo semanalmente, acompanhando o seu desempenho desde janeiro de 1999 e utilizando os seus resultados nas bacias da Região Sul para as revisões semanais do PMO.

O Modelo PREVIVAZH – Modelo de Previsão de Vazões Diárias/Horária, tem como objetivo a obtenção das previsões diárias/horárias, até sete dias a frente, para uso no Programa de Operação Diária. Pretende-se desenvolver duas modelagens, uma baseada em abordagem estocástica que considere as previsões semanais oriundas do PREVIVAZ e outra, baseada em abordagem física que considere previsões de chuva. A escolha do tipo de modelagem a adotar em cada bacia será em função da disponibilidade de dados e das características físicas da bacia.

A modelagem estocástica encontra-se em início de desenvolvimento no CEPEL. O desenvolvimento do modelo físico está condicionado a convênio com instituição especializada neste tipo de modelagem.

3.8 O MODELO DESPRO

O Sistema DESPRO tem por objetivo prover uma ferramenta computacional que permita auxiliar o usuário nos procedimentos de análise de desligamentos de equipamentos elétricos. Adicionalmente, a partir de sua integração ao Projeto SIPPOEE, é responsabilidade do Sistema DESPRO, gerar os arquivos com a configuração da rede elétrica para os estudos dos Modelos DESSEN e PREDESP.

O estágio atual do desenvolvimento do DESPRO considera uma versão já instalada nas dependências do ONS, que implementa as funções do Sistema de Controle de Desligamento – SCD, em uso atualmente pelos técnicos responsáveis pela atividade de análise de solicitações de desligamento de equipamentos. Este módulo, identificado como DESPRO_SCD, encontra-se detalhado no Relatório REL-DESPRO-1/99 – Sistema DESPRO – Funcionalidades e Interface com Outros Modelos (3ª Reunião Técnica ONS/CEPEL – Projeto SIPPOEE).

Esta versão, que encontra-se em fase de aprovação, tem por objetivo auxiliar o usuário no recebimento, registro, controle e divulgação dos desligamentos programados e suas respectivas recomendações.

Com relação às funcionalidades previstas para o Módulo DESPRO_Análise, deverá ser especificado um editor de regras básicas de operação do sistema elétrico em condições normais.

3.9 O MODELO CAHORA

O Sistema CAHORA destina-se a previsão de carga elétrica, utilizando dados históricos de carga e variáveis climáticas quando disponíveis. Ele pode prever a carga elétrica de concessionárias, sub-sistemas, sistemas e grupos de concessionárias (um grupo é uma combinação de duas ou mais concessionárias).

O CAHORA emprega métodos estatísticos e de inteligência artificial e é capaz de prever valores de carga no horizonte de até quinze (15) dias, em intervalos de meia hora. Os métodos considerados são: método estatístico (amortecimento exponencial + médias móveis + auto-regressivo), redes neurais e lógica nebulosa. Todos os modelos podem incluir variáveis causais para auxiliar na obtenção da previsão.

A previsão final resulta da combinação dos três métodos implementados. O CAHORA utiliza, também, um calendário de eventos, onde são assinalados os dias com características especiais como feriados, eventos esportivos e culturais, etc., permitindo que esses dias sejam tratados de modo especial e possibilitando melhorias no desempenho do previsor. Além do previsor propriamente dito, o CAHORA dispõe de ferramentas para agregar dados obtidos em intervalos de minuto a minuto em intervalos de tempo maiores e filtros para a detecção e remoção de irregularidades que possam existir nesses dados.

O programa computacional do CAHORA está desenvolvido em DELPHI 5.0 para ambiente WINDOWS9x. Ele possui uma interface amigável com facilidades de edição, visualização e impressão de dados. As previsões realizadas podem ser observadas na tela do monitor de vídeo sob a forma de tabelas ou de gráficos, podendo, ainda, ser impressas.

3.10 O MODELO PREVCAR

O PREVCAR é um sistema de previsão mensal de carga elétrica para horizonte de até doze meses. Ele pode prever três tipos de grandezas: energia, demanda na ponta e demanda fora da ponta de concessionárias, sistemas, sub-sistemas e grupos de concessionárias (um grupo é uma combinação de duas ou mais concessionárias). Para cada série mensal de carga, o PREVCAR implementa quatro modelos diferentes de previsão, a saber: Holt-Winters, Box & Jenkins, Redes Neurais e Lógica Nebulosa.

Todos os modelos são univariados, tendo como entrada a série histórica mensal da grandeza que se quer prever. A previsão final resulta de uma combinação linear dos dois melhores modelos (aqueles com os menores erros de previsão) para a série considerada.

O PREVCAR realiza, também, uma desagregação da previsão final da energia em três patamares (leve, intermediário e pesado). Assim, quatro valores de previsão da energia são obtidos para cada mês do horizonte:

- Energia média – resultante da previsão final (combinada);
- Patamar leve de energia;
- Patamar intermediário de energia;
- Patamar pesado de energia.

O PREVCAR permite, ainda, obter uma previsão semanal e/ou diária da previsão final da energia e demanda na ponta, para o primeiro mês previsto. No caso da energia, as previsões semanais são, também, desagregadas nos patamares mencionados anteriormente. A semana aqui considerada é a semana operacional do setor elétrico.

O PREVCAR possui, portanto, dois horizontes de previsão:

- Doze meses em passos mensais (doze previsões);
- Até seis semanas em passos semanais (até seis previsões obtidas por desagregação da previsão final do primeiro mês previsto).

O primeiro horizonte é fixo, o PREVCAR sempre calculará doze previsões, uma para cada mês. O segundo pode variar, conforme o número de semanas operacionais (≤ 6).

O programa computacional do PREVCAR está desenvolvido em DELPHI 5.0 para ambiente WINDOWS9x. Ele possui uma interface amigável com facilidades de edição, visualização e impressão de dados. As previsões realizadas podem ser observadas na tela do monitor de vídeo sob a forma de tabelas ou de gráficos, podendo, ainda, ser impressas.

3.11 O MODELO PREDESP

O Programa PREDESP tem por objetivo o cálculo de um despacho de geração para cada meia hora do dia seguinte levando em consideração as restrições hidráulicas e restrições da rede AC. Em cada período o programa minimiza o somatório dos custos de geração térmica e o custo futuro associado às decisões de operação hidráulica. A função custo futuro é fornecida pelo programa DESSEM.

A representação não linear da rede elétrica (modelo CA) no PREDESP é de fundamental importância para que o modelo contemple os efeitos de transferência de grandes blocos de potência a grandes distâncias em termos de afundamento ou mesmo colapso de tensão. Outro aspecto importante na modelagem é a flexibilidade de se poder associar diferentes barras elétricas aos conjuntos de máquinas de uma mesma usina.

No PREDESP é feita uma otimização no sentido direto (*forward*) e, para cada intervalo de discretização (1/2 hora para os dias correspondentes ao horizonte de interesse e 1 hora para os dias do horizonte de extensão), o modelo tem como função objetivo o somatório dos custo de geração térmica e função custo futuro associada aos

reservatórios para este intervalo. As restrições correspondem as equações de balanço hídrico nos reservatórios, equações de balanço de potência ativa e reativa em cada barra da rede elétrica, limites de carregamento nos circuitos, limites na operação dos equipamentos, etc. Nesta otimização são considerados o volume inicial de cada reservatório como resultado do montante de água turbinada no intervalo anterior e afluência incremental no intervalo corrente, a carga ativa e reativa nas barras, unidades geradoras disponíveis nas usinas, equipamentos em manutenção no intervalo corrente. Após a otimização as grandezas relevantes são atualizadas para o próximo intervalo.

A versão atual do PREDESP conta também com a representação simplificada do elo de corrente contínua de Itaipu.

3.12 O MODELO DESSEM

O Modelo DESSEM é um modelo de otimização para o planejamento da operação em um horizonte de curto prazo (de 7 a 13 dias), que tem como objetivo determinar o despacho ótimo horário de geração para sistemas hidrotérmicos interligados que minimiza o custo total de operação no período de planejamento.

Este modelo utiliza a técnica de programação dinâmica dual determinística (PDD) e decomposição pelo algoritmo de Benders. O processo de convergência consiste em uma simulação no sentido recursivo (*backward*) onde se obtém, iterativamente, as funções de custo futuro que representam a política de operação para cada estágio do horizonte e uma simulação no sentido direto (*forward*) onde se obtém um limite superior e um limite inferior para o custo total de operação no período de planejamento estudado. Quando estes dois valores forem iguais o processo iterativo é interrompido.

O Modelo DESSEM tem como meta representar em detalhe as restrições em usinas hidrelétricas, em usinas térmicas e as restrições elétricas. A representação da transmissão pode ser modelada apenas pelos limites de intercâmbio entre os subsistemas ou por uma representação DC da rede elétrica.

Atualmente, a versão do modelo DESSEM já disponibilizada tem horizonte de 7 a 13 dias discretizado em intervalos de $\frac{1}{2}$ hora até os primeiros 5 dias da semana e horária para os demais dias, estando acoplado ao final do período à função de custo futuro produzida pelo modelo DECOMP.

A variação não linear da produtividade em função da queda é representada por um conjunto de restrições lineares em função do volume de água disponível no início do período, da vazão defluente e da vazão vertida para cada período do horizonte de estudo. Encontra-se também disponível o Manual do Usuário.

A versão atual do modelo DESSEM (versão 1) conta com os seguintes recursos:

- Cálculo das funções de custo futuro através do algoritmo de otimização programação dinâmica dual determinística;
- Produtibilidade variável com a queda;
- Tratamento da configuração dinâmica;
- Consideração de perdas de potência por deplecionamento;
- Tratamento da função custo de déficit por patamares;
- Consideração da curva de carga horária;
- Consideração do volume de espera para controle de cheias em reservatórios;
- Indisponibilidade de unidades geradoras devido à manutenção;
- Enchimento de volume morto de novos aproveitamentos;
- Limites de geração mínima e máxima em usinas hidro e termelétricas;

- Tempo de viagem da água entre aproveitamentos hidroelétricos em horas;
- Contratos de importação/exportação com sistemas internacionais.

A utilização deste modelo pelo ONS para determinar o despacho ótimo horário das usinas hidroelétricas e térmicas do sistema interligado brasileiro depende da representação em maior detalhe de restrições nas unidades hidroelétricas, nas unidades térmicas e na representação da rede elétrica, a saber:

- Representação de bacias especiais: rio Paraíba do Sul e alto-Tietê;
- Volume máximo que pode ser vertido em função da cota da crista do vertedor;
- Modelagem da rede elétrica com as equações de fluxo DC;
- Representação das perdas de geração em relação ao “centro de gravidade”;
- Representação das restrições de reserva operativa em usinas hidroelétricas sob CAG
- Representação das restrições de variação de geração entre dois estágios em uma mesma usina hidroelétrica;
- Representação das restrições da usina de Itaipu referentes à regua 11;
- Representação da restrição no canal de Três Irmãos-Ilha Solteira;
- Representação do “unit commitment” de usinas térmicas;
- Representação das curvas de desempenho das turbinas (curva Colina) e faixa operativa por turbina;
- Representação de restrição no somatório de fluxos nos circuitos;

- Representação das restrições lineares de Controle de Cheias em operação “normal” (uso do volume de espera);
- Representação das restrições de Controle de Cheias em operação “de emergência”;
- Representação da operação de vertedouros;
- Representação da modelagem da calha do rio (river routing).

A partir da implementação da nova estrutura do Setor Elétrico, cabe ao ONS realizar através do Subgrupo Especial de Validação de Modelos – Curto Prazo (SGEVM-CP) os testes de validação do modelo.

3.13 O MODELO SAPRE

O Sistema SAPRE tem por objetivo básico a integração de aplicações computacionais para análise de redes elétricas via uma interface gráfica com usuário e uma base de dados comum, permitindo a agilização dos estudos e, principalmente, confiança nos resultados.

O projeto encontra-se atualmente em fase final de testes do módulo de fluxo de potência. Foram implementadas as estruturas de banco de dados que atendam a modelagem previamente definida, assim como a interface gráfica que, através de manipulação direta ou através de menus, permitam ao usuário o controle sobre os dados e sobre a execução das funções de análise de redes de forma interativa.

Janelas gráficas que permitem a visualização esquemática da rede elétrica com as respectivas grandezas calculadas ou pré definidas, também estão operacionais.

No contexto do Sistema SIPPOEE serão utilizadas as funcionalidades previstas para o SAPRE, na sua forma original, que serão adaptadas para atender as necessidades específicas para os Modelos DESSEM e PREDESP.

CAPÍTULO 4

CONCLUSÕES

Esta Tese caracteriza-se por dar uma visão geral da operação energética do sistema hidrotérmico interligado brasileiro.

Para isto, inicia-se mostrando como opera um sistema hidrotérmico típico. Após, faz-se um breve histórico da operação energética do sistema interligado brasileiro, desde as primeiras interconexões, os primeiros comitês informais, o GCOI e, posteriormente, a reforma do setor. Ou seja, a evolução de uma fase em que o planejamento e a operação se realizam de uma forma cooperativa por órgãos colegiados de empresas estatais (federais e estaduais) para um novo marco em que os agentes, sob a égide do mercado, atuam de forma mais competitiva.

Em seguida, descreve-se o software originalmente concebido, na década de 70, para a operação energética e como ele se encontra hoje.

E, para gáudio daqueles que participaram da concepção do citado software, constata-se que mudaram os atores, mas a concepção, o conceito e o encadeamento lógico dos modelos matemáticos da operação energética permaneceram os mesmos.

Isto porque o sistema eletroenergético brasileiro tem forte participação da hidroeletricidade e é constituído de reservatórios com capacidade de acumulação plurianual. Além disto, as diferentes regiões geo-elétricas do Brasil, com suas respectivas diversidades hidrológicas, estão todas interligadas de Norte ao Sul do País. Desta maneira, através da operação eletroenergética otimizada, obtém-se ganhos significativos para o sistema como um todo, estimado da ordem de 25%. Na realidade, o benefício é muito mais relevantes pois, caso não ocorresse a operação ótima ter-se-ia vertimentos em determinadas áreas e racionamentos em outras. Ora, um racionamento, mesmo que restrito a uma região, acaba por impor perdas incomensuráveis e irrecuperáveis ao País.

Esta otimização, é concretizada do longo (5 anos à frente) ao curto prazo. Uma decisão de gerar térmica hoje poderá: (i) evitar um racionamento futuro (se a decisão tiver sido correta); ou, (ii) implicar em gastos excessivos de combustíveis e/ou vertimentos indesejáveis (decisão errada). E, os modelos apresentados nesta Tese se constituem em ferramentas imprescindíveis para se obter a cada momento a decisão ótima, face a fatores aleatórios tais como a hidrologia, o crescimento da carga e a disponibilidade de equipamentos.

E, felizmente, ao se conceber o novo Marco Institucional, houve a preocupação de se separar os *aspectos técnicos de otimização* da operação do sistema dos *aspectos comerciais* de interesse de cada Agente. Desta maneira, ao GCOI sucederam-se dois organismos/foruns distintos: um, o ONS, onde são discutidos e acordados os *aspectos técnicos de otimização*; e, outro, o MAE, onde as *questões comerciais* são levantadas, discutidas e votadas entre os representantes dos Agentes de Produção e de Consumo.

Com esta atitude, evitou-se que ocorresse no Brasil o que aconteceu no Chile em que os Agentes, na ânsia de obter ganhos no curto prazo, foram deplecionando os reservatórios, não investiram em térmicas e, ao ocorrer um período hidrológicamente crítico, mergulharam o País em um racionamento de energia de grandes proporções.

É, portanto, gratificante constatar que, no Brasil, prevaleceu o bom senso e que o País, há mais de três décadas, tem seu sistema eletroenergético interligado operado de maneira ótima, graças a um sistema de softwares concebido com clarividência e aperfeiçoado constantemente.

PARTE IV

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CEPEL, 1999, *Relatório Técnico CEPEL/DPP/PEL-099/99: Manual do Usuário – Modelo DIANA*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

CEPEL, 1989, *Relatório Técnico CEPEL/DPST-272/89: Modelo CAEV*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

CEPEL, 1994, *Relatório Técnico CEPEL/DPP-245/94: Modelo VESPOT*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

CEPEL, 1999, *Relatório Técnico CEPEL/DPP/PEL-101/99: Manual do Usuário – Modelos CAET e VESPOT*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

CEPEL, 1998, *Relatório SCEN/GTHO-03/98: Modelo PREVIVAZ – Testes Finais de Validação*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

CEPEL, 1999, *Relatório REL-DESPRO-1/99: Sistema DESPRO – Funcionalidades e Interface com Outros Modelos*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

ELETROBRÁS, 1977, *Anteprojeto de Software para Planejamento, Programação e Análise da Operação Energética*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

ELETROBRÁS, July 1979, *Technical Specification for the Real-Time Supervision System*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

ELETROBRÁS, 1998, *Visão Geral do Grupo Coordenador para Operação Interligada na Coordenação dos Sistemas Elétricos Brasileiros*. In: Livros do GCOI, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

ELETROBRÁS, 1999, *Planejamento da Operação Eletroenergética*, In: Livros do GCOI, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

KAMEYAMA, L., VELOSO, G. C., “Projeto do Sistema de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada do Brasil, *Comissão de Integração Elétrica Regional*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1978.

MAE, 2000, *Visão Geral das Regras*, São Paulo, SP, Brasil.

MAE, 2000, *Regras Algébricas*, São Paulo, SP, Brasil.

MAE, 2000, Relatório dos Trabalhos do Grupo de Validação das Regras Algébricas, São Paulo, SP, Brasil.

ONS, 2000, *Módulo 3 – Acesso aos Sistemas de Transmissão (Minuta)*. In: Procedimentos de Rede, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

ONS, 2000, *Módulo 5 – Consolidação da Previsão de Carga (Minuta)*. In: Procedimentos de Rede, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

ONS, 2000, *Módulo 6 – Planejamento da Operação Elétrica (Minuta)*. In: Procedimentos de Rede, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

ONS, 2000, *Módulo 7 – Planejamento da Operação Energética (Minuta)*. In: Procedimentos de Rede, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

ONS, 2000, *Módulo 8 – Programação da Operação Energética (Minuta)*. In: Procedimentos de Rede, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

ONS, 2000, *Módulo 9 – Hidrologia Operacional (Minuta)*. In: Procedimentos de Rede, Rio de Janeiro, RJ, Brasil

ONS, 2000, *Módulo 20 – Definições e Glossário (Minuta)*. In: Procedimentos de Rede, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

PAIXÃO, L. E., 2000, *Memórias do Projeto RE-SEB*, 1 ed, São Paulo, SP, Massao Ohno Editor.

ANEXO I

VISÃO GERAL DAS REGRAS DE MERCADO

1 – DEFINIÇÕES E INTERPRETAÇÃO

Este primeiro capítulo das regras do MAE lista todos os subscritos e somatórios que são utilizados nos capítulos seguintes.

2 – PROVISÃO DE DADOS DE ENTRADA

Resumo

Este capítulo trata dos dados requeridos para a operação do MAE. As regras do MAE não especificam as origens dos dados. Estas, juntamente com o pré-processamento necessário para colocá-los no formato no qual serão usados nas regras do MAE, serão especificadas nos Procedimentos de Mercado (PMs).

Os dados de entrada para o estabelecimento do preço do MAE são definidos a seguir.

Dados Fixos

Dados Fixos serão requeridos de todos os participantes do mercado. Espera-se que os dados fixos sejam alterados de forma bastante esporádica, pois compreendem informações, tais como: endereços de empresas,; detalhes de contratos; e detalhes técnicos relativos a plantas de geração.

Declarações

As declarações feitas no dia anterior ao despacho formarão a base do preço indicativo ex-ante do MAE. Contudo, somente a última declaração ou redeclaração de disponibilidade é usada para definir a programação de despacho sem restrição ex-post interna ao submercado, que estará sujeita a ajustes causados pelo não cumprimento de instruções de despacho do ONS (ver Capítulo 5). A disponibilidade utilizada para estabelecer o preço do MAE e os pagamentos associados é chamada “Disponibilidade Final”. As declarações requeridas nas regras do MAE estão listadas abaixo.

Os dados a serem submetidos pelos geradores hidráulicos deverão incluir:

- A disponibilidade técnica esperada de cada unidade geradora para o período de programação seguinte, expressa em MWh para cada período de apuração. Estes dados serão relativos à disponibilidade técnica das turbinas e não à disponibilidade de água;
- Inflexibilidades na operação de curto prazo decorrentes de exigência legal.
- As submissões de dados dos geradores térmicos incluirão dados técnicos e de custos, da seguinte forma:

- A disponibilidade técnica esperada de cada unidade geradora para o período de programação seguinte, expressa em MWh para cada período de apuração, sujeita a quaisquer restrições às suas operações;
- Os custos que formarão a base dos dados de entrada para a otimização do sistema e estabelecimento do preço do MAE. Para as usinas cobertas pela CCC, estes custos serão acordados entre cada gerador térmico e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), refletindo os valores usados na CCC. Contudo, se os custos de um gerador estiverem abaixo deste patamar (devido a uma melhoria da eficiência térmica), ele pode declarar um preço mais baixo para o despacho, permitindo um uso mais eficiente da geração térmica e, portanto, um menor custo de despacho do sistema;
- As declarações de custos de usinas não cobertas pela CCC deverão refletir seus custos de geração. A ANEEL, ou o ONS em seu nome, poderá verificar tais declarações visando garantir sua conformidade, particularmente em casos onde a usina, por problema de restrições de transmissão, despacha regularmente acima ("constrained-on") ou abaixo ("constrained-off") do valor estabelecido na programação de despacho ex-post sem restrição;
- Inflexibilidades na operação de curto prazo de cada unidade geradora;
- Inicialmente, os dados de disponibilidade e de preço dos geradores térmicos deverão ser submetidos semanalmente. Isto é para evitar a possibilidade de manipulação. Entretanto, esta regra de declaração semanal será revista na medida em que mais geradores térmicos entrarem no sistema, e assim aumentar a competição entre eles, forçando-os a submeter custos mais próximos de seus valores reais.

Ofertantes de Redução de Carga e Operadores de Interconexões Internacionais

Os PM's irão conter os procedimentos e o formato dos dados a serem submetidos pelos Ofertantes de Redução de Carga e Operadores de Interconexões Internacionais. O processo de Oferta de Redução de Carga é descrito no Capítulo 3 e o de Interconexões Internacionais no Capítulo 10.

Redeclarações

A qualquer momento após a emissão da programação diária e antes do despacho efetivo, o gerador, o ofertante de redução de carga, ou o operador de interconexão internacional, poderá submeter ao ONS, nos termos dos Procedimentos de Rede, uma redeclaração de disponibilidade em substituição a qualquer outra declaração ou redeclaração anterior. Isto é para assegurar que os dados utilizados no despacho (e conseqüentemente no estabelecimento do preço

do MAE e no cálculo dos pagamentos) reflitam a verdadeira disponibilidade de todas as unidades geradoras.

- Uma redeclaração deverá especificar o período no qual a disponibilidade, restrição ou inflexibilidade redeclarada estará ativa;
- As redeclarações estarão limitadas a quantidades ou inflexibilidades. Redeclarações de dados de custo não serão permitidas;
- Uma redeclaração que cause impacto substancial nas condições do sistema pode significar a necessidade de reotimização do despacho do sistema pelo ONS; e

As declarações e redeclarações serão monitoradas pelo ONS conforme Procedimentos de Rede

Previsões de carga

As previsões de carga usadas nas operações do sistema serão centralizadamente determinadas pelo ONS. Os Distribuidores/Comercializadores (D/Cs) submeterão previsões da carga de seu sistema para serem usadas como insumo do processo central de previsão do ONS. Este processo será detalhado em um PM.

Instruções de despacho

O ONS será responsável pela operação do sistema e pela emissão de programações de operação e pelas instruções de despacho em tempo real, de acordo com o estabelecido nos Procedimentos de Rede.

As regras do MAE incluem um sistema de penalidades para assegurar o cumprimento, pelos geradores, das instruções de despacho do ONS. Portanto, a ASMAE deverá manter um registro de todas as instruções de despacho emitidas pelo ONS aos geradores, operadores de interconexão internacional e ofertantes de redução de carga, para que as penalidades possam ser aplicadas. Um PM descreverá detalhadamente os procedimentos sobre como estes dados devem ser registrados e processados para uso no MAE.

As regras de penalidades são descritas no Capítulo 5.

Dados de Submercados

O MAE conterà inicialmente 4 submercados: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste. Estes submercados foram identificados em função de significativas e persistentes restrições de transmissão. O COEX irá regularmente

rever as fronteiras dos submercados, baseado em informação fornecida pelo ONS quanto à extensão das restrições de transmissão e, utilizando critérios previamente acordados, decidirá sobre a necessidade de mudança nas fronteiras dos submercados. Qualquer alteração em fronteiras de submercados deverá ser aprovada pelos membros do MAE.

Dados de otimização do sistema para estabelecimento do preço do MAE

Para estabelecer o preço do MAE, a ASMAE irá utilizar um conjunto de modelos de otimização, que inclui os modelos de longo, médio e curto prazo. Os principais dados de entrada para o processo de estabelecimento do preço do MAE é o resultado da execução do modelo DESSEM, que fornece a geração programada para cada unidade geradora em cada período de apuração e seus custos associados, que podem ser tanto um valor da água como um custo de planta térmica. As ofertas de redução de carga e os fluxos e custos das interconexões internacionais são também utilizados. Os modelos são operados no modo sem restrição – isto é, eles não consideram as restrições de transmissão *dentro* dos submercados. Somente restrições *entre* submercados serão consideradas.

Duas execuções dos modelos de otimização serão efetuadas no processo de estabelecimento do preço do MAE:

- uma execução ex-ante, que fornece a base do preço indicativo ex-ante;
- uma execução ex-post, que fornece a base do preço do MAE utilizado na liquidação financeira.

Registro de contratos

A ASMAE irá estabelecer e manter um registro de contratos. O registro de contratos irá armazenar detalhes dos volumes contratados entre as partes em cada período de apuração. Farão parte deste registro os Contratos Iniciais e quaisquer contratos adicionais que os Agentes do MAE desejem registrar.

O processo de modulação dos volumes dos Contratos Iniciais por período de apuração será definido no Capítulo 12.

Para permitir a maior flexibilidade possível quanto ao tipo de contrato registrado, as partes poderão notificar a ASMAE ex-post (até um determinado prazo, a ser definido no PM correspondente, após o período de apuração) os volumes de contrato (exceto aqueles com cobertura de exposição) a serem aplicados a um período de apuração específico. Isto permitirá que o registro de novos e diferentes contratos (por exemplo, baseados em geração ou Carga realizada) no MAE, reduzindo assim as exposições líquidas dos Agentes do MAE ao preço spot.

A ASMAE irá também manter um registro contendo detalhes de outros tipos de contratos que geram exposição de preço entre submercados. Estas exposições são utilizadas como entrada para o mecanismo de alocação do excedente financeiro (Excedente Financeiro), descrito no Capítulo 8.

Disputas

Poderão ocorrer discordâncias sobre: interpretação das regras, aplicação de penalidades, precisão dos dados de medição e outros casos, entre os diversos Agentes do MAE, que serão caracterizados como disputa. Muitas disputas Cargarão tempo para sua solução, e por isso podem não estar terminadas a tempo de sua inclusão no processamento final de contabilização e liquidação financeira. Assim, torna-se necessário fazer ajustes nos pagamentos dos meses subsequentes. As regras do MAE contemplam esta situação através da inclusão de ajustes de disputas nos pagamentos do MAE.

O processo detalhado de resolução de disputas será definido em um PM.

Encargo de Capacidade

Um encargo de capacidade está incluído nas regras do MAE, tendo sido concebido para assegurar que haja capacidade suficiente disponível – no curto e longo prazos – para atender o pico de Carga do sistema.

O processo detalhado de determinação do encargo de capacidade está incluso no capítulo 11.

Fatores de perda

As regras do MAE estão baseadas no princípio de que todos os cálculos relativos aos pagamentos e preço são referidos ao centro de gravidade de cada submercado. Para que isto seja possível, fatores de perda devem ser determinados para que os valores medidos (ver Capítulo 4) possam ser expressos no centro de gravidade correspondente. O ONS será responsável pela determinação destes fatores.

3 - PREÇO DO MAE

Resumo

O preço do MAE é determinado pela ASMAE usando os modelos de longo, médio e curto prazo. A ASMAE utilizará os mesmos dados utilizados pelo ONS para a programação e o despacho, para garantir que ambos os processos sejam conduzidos de forma consistente. O preço do MAE será determinado ex-post, baseado na disponibilidade real da geração e na carga verificada do sistema. Um preço *indicativo* ex-ante também será calculado.

Será determinado um preço do MAE específico para cada submercado. Dentro de cada submercado o preço do MAE será sem restrição – isto é, não irá considerar restrições internas de transmissão.

O processo de formação do preço do MAE é descrito da seguinte forma: primeiro para condições normais de operação, e depois para situações de racionamento de energia. As disposições específicas para o encargo de capacidade e para os ofertantes de redução de carga são apresentadas no final deste capítulo.

Condições normais do sistema

Sob condições normais do sistema (i.e. na ausência de racionamento), o preço do MAE é estabelecido como segue:

- o preço do MAE é determinado ex-post, utilizando carga e disponibilidade de geração reais. É calculado para todos os períodos de apuração de um Dia de Apuração (24 horas);
- dois modos alternativos de cálculo do preço do MAE estão contidos nas regras do MAE. O primeiro é tomar o “Preço Sombra” (custo marginal) diretamente do processo de otimização sem qualquer ajuste posterior. O segundo é utilizar o resultado dos modelos como base para um conjunto de cálculos utilizado para determinar o preço do MAE, de tal forma que fatores adicionais como inflexibilidades e condições de racionamento possam ser considerados, se estes não estiverem contemplados nos modelos;
- se o preço sombra não for selecionado, é produzida uma programação sem restrição para os quatro submercados. Esta programação não considera os efeitos das restrições de transmissão dentro de cada submercado, mas reflete as principais restrições de transmissão entre os submercados. Por esta razão, esta programação difere daquela utilizada para o despacho, que leva em conta todas as restrições de transmissão;

- dentro de cada submercado, o preço do MAE é determinado pela fonte flexível de energia de maior custo incluída na programação sem restrição ex-post. Esta poderá ser uma geração hidráulica, geração térmica, redução de carga, energia de um submercado adjacente ou fluxos de interconexões internacionais passíveis de serem programadas para atender alterações na carga do sistema. Uma geração inflexível não estará habilitada a estabelecer o preço do MAE. Contudo, se uma unidade geradora tiver declarado um nível mínimo de operação e estiver gerando acima deste nível, ela será considerada flexível e estará habilitada a estabelecer o preço do MAE caso ela seja a fonte programada com maior custo;
- a energia de Itaipu será alocada aos distribuidores/comercializadores no submercado em que estiverem localizados. Entretanto, toda a energia de Itaipu será valorizada ao preço do submercado Sudeste;
- as regras do MAE contêm disposições para lidar com problemas de otimização específicos relacionados à programação de plantas térmicas. Embora o despacho mais econômico possa resultar na operação de unidades térmicas durante períodos de carga pesada, seus parâmetros técnicos poderão ser tais que a planta requeira um certo número de horas de tomada de carga e de redução de carga para poder gerar o montante necessário na carga pesada. Nestes outros períodos, os custos do gerador poderão ser maiores que o preço do MAE mesmo que, a utilização desta planta seja a forma mais barata de atender a carga. As regras do MAE realocam estes custos 'fora de mérito' dos períodos de tomada de carga e redução de carga para o período em que a unidade geradora estiver gerando no pico. Isto garante que a carga não contratada irá pagar pelos custos 'fora de mérito' no período de carga pesada pertinente. Um mecanismo de ajuste posterior é incluído para garantir que tais geradores irão receber não mais do que seus custos 'fora de mérito' durante os seus períodos de geração no pico;
- adicionalmente, um preço indicativo ex-ante do MAE é determinado baseado nas declarações de disponibilidade do dia anterior e nas previsões de carga. Isto é para fornecer a todas as partes uma previsão do preço ao qual a energia será comercializada no dia seguinte. Este valor é calculado usando o mesmo modelo do preço ex-post. Este preço pode, por exemplo, 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 processo de estabelecimento do preço do MAE também necessita levar em conta os fluxos de energia entre submercados:

- onde não houver fluxos entre submercados, o preço do MAE em cada submercado é determinado conforme descrito;
 - onde houver fluxos 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; e
 - onde houver um fluxo com restrição entre submercados, o diferencial entre eles refletirá o custo da restrição de transmissão;
- além do componente de energia, um elemento de encargo de capacidade é adicionado ao preço do MAE. Este preço composto forma a base para os pagamentos no MAE.

Racionamento

A necessidade de racionamento será identificada por submercado. Caberá ao Governo Federal a decisão de iniciar o racionamento, baseado em estudos e pareceres específicos do ONS.

No caso de racionamento de energia, o preço do MAE será estabelecido no patamar apropriado de uma função de racionamento definida. As regras detalhadas para determinação tanto da função como do custo econômico do racionamento serão desenvolvidas como parte do programa de implementação, durante o qual metodologias detalhadas de modelagem serão estabelecidas. Contudo, o objetivo é de que seja um processo no qual o valor é derivado de uma função “degrau”, que varia com a percentagem da carga total do sistema afetada pela redução involuntária de carga imposta. O valor do racionamento será baseado numa medida econômica do valor da energia não suprida – isto é, o máximo que os consumidores estariam dispostos a pagar pela energia elétrica.

Serão desenvolvidas regras técnicas para determinar como o racionamento de energia será alocado entre todos os consumidores. Estas regras deverão identificar aquelas cargas de alta prioridade que não poderão ser desligadas (hospitais, escolas, instalações militares, etc.) e cargas de menor prioridade que podem ser temporariamente desligadas. Qualquer decisão relativa a racionamento terá que ser aprovada pela ANEEL.

Portanto, o racionamento não será alocado em bases comerciais, como seria por exemplo vincular o racionamento aos contratos firmes de energia de um Comercializador.

Oferta de redução de carga

A oferta de redução de carga é o processo pelo qual um consumidor (ou um comercializador em seu nome) poderá oferecer a redução ou o corte de sua carga quando o preço do MAE estiver acima de um determinado valor.

O ONS irá programar a redução de carga quando esta opção for mais barata do que a programação de geração adicional. Alternativamente, quando não houver mais geração disponível, o ONS poderá programar a redução de carga em vez de um racionamento involuntário (desde que o preço do ofertante de redução de Carga seja menor do que o valor de racionamento). As ofertas de redução de Carga serão, portanto, feitas ao mesmo tempo da submissão dos dados de disponibilidade dos geradores.

Inicialmente, a participação na oferta de redução de carga (ORC) estará limitada a consumidores acima de 10MW, que possam tanto ser remotamente operados para reduzir sua carga, ou que possam confiavelmente tomar as providências necessárias (acordadas com o ONS) para reduzir a carga. Com o maior desenvolvimento do processo de ORC, será possível estender este procedimento a pequenos consumidores, desde que estes disponham de equipamentos apropriados de medição.

O MAE e o ONS deverão acordar, com cada potencial ofertante de redução de carga, o método para avaliar se as reduções de carga instruídas foram cumpridas. Este acordo deverá ser feito antes do consumidor ter o direito de ofertar. O ONS e o MAE terão flexibilidade para definir a abordagem apropriada para cada ofertante de redução de carga, baseados ou em perfis históricos ou no uso de uma função de interpolação. Em circunstâncias especiais, quando nenhuma destas abordagens for aplicável, poderá ser acordado um método baseado na previsão de carga do próprio consumidor. Os detalhes dos processos para verificar o cumprimento das instruções de redução de carga estarão descritos em um PM, que irá também especificar os critérios e processos de aplicação de penalidades aos ORCs pelo não cumprimento de instruções de despacho.

Em princípio, não é adequado fazer pagamentos específicos a ORCs. O benefício vem do fato de poderem receber instruções do ONS para reduzir carga a fim de evitar um alto preço do MAE, obtendo resultados que não seriam possíveis de alcançar se despachassem sua redução por conta própria. Contudo, para não desencorajar potenciais participantes, os ORCs em potencial serão reembolsados pelos custos de preparar e operar suas instalações à carga reduzida, conforme Procedimento de Rede e Mercado específico. O custo associado à oferta de redução de carga será cobrado através do Encargo de Serviços de Sistema do submercado correspondente (ver Capítulo 6).

4 – AGREGAÇÃO DE DADOS DE MEDIÇÃO

O objetivo geral da Agregação de Dados de Medição é processar as leituras brutas dos medidores, coletadas pelos agentes e enviadas à ASMAE, para que possam ser utilizadas nas regras do MAE. Os dados medidos ajustados são usados nos processos de Contabilização, Precificação, Penalidades e no cálculo dos Encargos de Serviços de Sistema.

Para cada período de apuração, cada leitura de medição de geração será ajustada ao valor que teria sido medido no Centro de Gravidade do submercado através da aplicação de um fator de perda de geração ex-post para aquele ponto de medição. Cada leitura de medição de consumo será também ajustada para o Centro de Gravidade do subsistema através da aplicação do fator de perda de consumo ex-post correspondente àquele ponto de medição. Os fatores de perda serão determinados pelo ONS.

Geração e carga “embutidas” que estiverem sendo comercializados no MAE terão também fatores de perda aplicados a seus dados medidos. Neste caso, estes fatores incluirão uma estimativa das perdas de menor nível de tensão entre seu ponto de conexão e um ponto de medição previamente determinado, localizado na fronteira da Rede Básica.

Após o ajuste dos valores medidos em cada ponto ao Centro de Gravidade do submercado, são determinados o consumo líquido e a geração líquida para cada ponto de medição. No caso de um gerador, cargas “embutidas” são adicionadas ao seu próprio valor medido, e gerações “embutidas” são deduzidas, para que o nível real de geração ao Centro de Gravidade possa ser determinado. Um processo análogo de obtenção de valor líquido é realizado para os medidores de consumo, adicionando as gerações “embutidas” e deduzindo as cargas “embutidas”.

Após cada valor de medição ser expresso ao Centro de Gravidade de cada submercado, a geração total pode não ser igual ao consumo total devido a perdas que não tenham sido consideradas ou a pequenos erros de medidores. Consequentemente, é necessário calcular um fator de ajuste de perdas que é aplicado em toda a carga, visando incluir estas imperfeições e garantir o balanço de energia dentro do submercado.

Os totais de geração e consumo de cada agente no submercado são então calculados, para serem usados no processo de contabilização.

5 - PENALIDADES

Resumo

A tabela seguinte resume as infrações às regras do MAE para as quais serão aplicadas penalidades e apresenta a forma genérica das penalidades.

Infração às Regras do MAE	Forma de Penalidade
Falsas declarações e redeclarações de disponibilidade	Penalidade aplicada conforme as Regras Algébricas. Penalidades adicionais a critério do COEX.
Não cumprimento das instruções de despacho do ONS por um gerador	Penalidade aplicada conforme as Regras Algébricas. Infração detectada via monitoramento da geração real em relação às instruções do ONS.
Entrega de dados de medição fora do prazo ou com qualidade não aceitável	Penalidade a ser determinada pelo COEX e aplicada à parte relevante na forma de um ajuste em seus pagamentos ou recebimentos mensais.
Não cumprimento das instruções de despacho do ONS por um ofertante de redução de carga.	Penalidade aplicada caso a caso pelo COEX. Infração detectada via, por exemplo, monitoramento da carga real em relação à curva de carga acordada.

A forma de cada uma das penalidades destas penalidades é descrita em mais detalhes a seguir.

Princípios que fundamentam as penalidades no MAE

Penalidades aplicadas no MAE não irão duplicar ou conflitar com outras incluídas em contratos. Isto significa que:

- no caso dos Procedimentos de Rede, o MAE irá abranger aquelas áreas com impacto explicitamente comercial, isto é, declarações de dados comerciais, conformidade com instruções de despacho, e medição para fins de contabilização. Embora o não cumprimento de instruções de despacho seja uma infração dos Procedimentos de Rede, é mais apropriado aplicar penalidades no MAE, porque os custos reais do não cumprimento têm impacto

direto nos custos do sistema e recaem sobre os Agentes do MAE. Portanto, este tipo de infração será identificada no MAE como parte do processo de liquidação;

- no caso de serviços ancilares, o MAE irá abranger somente aqueles não incluídos em outros Contratos de Serviços Ancilares (CSA).

As regras do MAE baseiam o cálculo de penalidades no princípio de prejuízos ressarcidos, isto é, seu valor tende a refletir os custos incorridos pela transgressão. No caso de um não cumprimento de instruções, o valor dos prejuízos será o preço do MAE ex-post – ou seja, o custo de substituição da energia no sistema. Contudo, são incluídos parâmetros que permitem ao COEX estabelecer uma penalidade acima deste nível, se assim o desejar.

Penalidades por Falsas Declarações e Redecarações de Disponibilidade

Há duas formas de detectar uma falsa declaração ou redeclaração de disponibilidade:

Mecanismo 1: quando um gerador produz menos do que o instruído; ou

Mecanismo 2: quando se faz um teste em um gerador que não tiver sido chamado a operar por algum tempo, e se descobre que ele é incapaz de gerar ao nível por ele declarado ou redeclorado.

No mecanismo 1, aplicar-se-á o seguinte conjunto de penalidades fixas:

- a) sob condições normais – é quando o gerador cumpre suas instruções, e nenhuma penalidade é aplicável;
- b) se a unidade geradora tiver gerado menos do que o instruído, sua disponibilidade será considerada igual à sua geração realizada. A unidade geradora é afetada de duas formas: seu encargo de capacidade é reduzido ao nível da geração realizada e as penalidades relativas à sua energia não produzida são aplicadas;
- c) depois da infração ter sido detectada, a disponibilidade da unidade geradora será limitada à sua produção máxima realizada desde que (b) ocorreu, até que seja capaz de gerar no nível que havia sido instruído no momento da falha. Com o equipamento reparado, o gerador redeclara sua disponibilidade, cabendo ao ONS optar pela realização do teste para confirmar a restauração da disponibilidade ao nível redeclorado.

Desta forma, o gerador terá um incentivo para declarar uma disponibilidade na qual ele tenha segurança de poder utilizá-la.

O mecanismo 2 será usado quando, por exemplo, uma planta térmica é chamada a operar somente em períodos secos. Seu objetivo é assegurar que a planta seja mantida em condições de gerar no nível declarado ou redeclarado.

O mecanismo irá funcionar da seguinte forma:

- o ONS terá o direito de testar a disponibilidade do gerador sem prévia notificação. O gerador será instruído a gerar até seu nível de disponibilidade;
- se o gerador for reprovado no teste, não haverá nenhum ajuste imediato em sua disponibilidade. O gerador poderá consertar o defeito e redeclarar um nível de disponibilidade consistente com suas reais capacidades; e
- dentro do prazo estabelecido, o ONS pode então solicitar um segundo teste para assegurar que a unidade geradora é capaz de gerar no nível redeclarado. Se a unidade geradora for reprovada nesse segundo teste, sua disponibilidade será ajustada de acordo com sua geração real no segundo teste e uma penalidade retroativa será aplicada.

Penalidades pelo Não Cumprimento de Instruções de Despacho

Um conjunto de critérios fixos será adotado para penalizar os geradores que não cumprirem as instruções de despacho do ONS. O mecanismo terá a seguinte forma geral:

- primeiro, instruções de despacho em tempo real serão integralizadas para obter valores de instrução por período de apuração e comparadas com a geração real;
- serão estabelecidas bandas de erro em torno do valor instruído (A banda será determinada com base nas capacidades técnicas da unidade geradora. Assim, a banda pode ser estabelecida em modos diferentes para diferentes classes de geradores). Desde que a geração real fique dentro dessas bandas de erro, o gerador será considerado como tendo seguido as instruções do ONS e não lhe será aplicada nenhuma penalidade.
- se a geração real estiver fora das bandas de erro, o gerador estará sujeito a penalidades. Estas serão como segue:
 - para **sobregeração** (i.e. quando o gerador excede os níveis instruídos em valores acima da banda de erro), o gerador não terá direito de receber qualquer receita no MAE pela geração adicional.
 - para **subgeração** (i.e. quando o gerador produz menos que seu nível instruído abaixo da banda de erro), o gerador irá pagar pelo custo da

geração mais cara que foi chamada para cobrir sua subgeração, isto é, o preço do MAE ex-post menos seus custos de geração.

Devolução do Encargo de Capacidade e dos Pagamentos por Restrições de Transmissão

Quando uma unidade geradora é reprovada em dois testes consecutivo de disponibilidade, dentro do período de re-teste definido pelo COEX, sua disponibilidade será ajustada para refletir a geração máxima obtida em seu segundo teste de disponibilidade. A unidade geradora deverá devolver o encargo de capacidade relativo a parcela comprovadamente indisponível do total declarado que recebeu durante o período entre o final do primeiro teste e o final do segundo teste, juntamente com os pagamentos por restrição de transmissão relativos à indisponibilidade.

Medição

O processo de penalidades de medição será detalhado no PM correspondente. Penalidades serão aplicadas quando um Agente não fornecer os dados de medição no prazo ou quando estes dados forem classificados como incompletos ou incorretos. A penalidade será implementada nas regras do MAE através de uma penalidade mensal de medição que será adicionada aos pagamentos de um comercializador, ou subtraída dos recebimentos de um gerador no MAE.

Oferta de redução de carga

Quando um ORC não cumprir sua instrução de redução de carga, os pagamentos a ele feitos pelo período de apuração serão cancelados a critério do COEX. Nenhuma penalidade adicional será paga pelo ofertante de redução de carga, uma vez que devido à sua falha, o ORC estará exposto a um preço do MAE mais alto do que ele estava disposto a pagar por sua energia.

6 - ENCARGO DE SERVIÇOS DE SISTEMA

Resumo

O Encargo de Serviços de Sistema é determinado com o objetivo de recuperar custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para o atendimento da carga. A recuperação dos custos dos serviços do sistema é efetuada por submercado e pago pela carga correspondente, contratada ou não. Os componentes do Encargo de Serviços de Sistema são:

- Custos das Restrições de Transmissão dentro dos Submercados

Estes custos são determinados através da comparação da programação sem restrição ex-post com o despacho realizado. Uma unidade geradora será classificada como gerando mais do que na programação sem restrição (constrained-on) ou gerando menos (constrained-off) dependendo do resultado das restrições de transmissão dentro de um submercado. Os custos totais das restrições de transmissão dentro de um submercado são determinados pela soma dos pagamentos a geradores constrained-on e constrained-off a cada dia.

Geradores constrained-on devem ser compensados pelos custos adicionais que incorreram. Estes são determinados pela diferença entre seu custo (custo térmico ou valor da água, etc.) baseado em seu nível real de geração e o preço do MAE (excluindo o encargo de capacidade), multiplicada pela quantidade de geração constrained-on.

Geradores constrained-off são compensados com base na diferença entre o preço do MAE e seus custos de despacho, multiplicada pela quantidade de geração constrained-off.

O custo combinado de toda a geração constrained-on e constrained-off dentro de um submercado representa os custos adicionais das restrições de transmissão. Este valor é rateado entre toda a carga daquele submercado para determinar a contribuição de cada MWh para o encargo de serviços de sistema.

- Serviços Ancilares

Os serviços ancilares abrangem potência reativa, reserva de potência em todos os horizontes de tempo e capacidade de restabelecimento do sistema. As regras gerais a serem aplicadas aos pagamentos por serviços ancilares são:

- os pagamentos relacionados à capacidade de fornecer um serviço serão pagos através dos Contratos de Serviços Ancilares (CSA) celebrados entre cada prestador de serviço e o ONS – estes são relativos a custos fixos ou

custos incorridos na manutenção da capacidade de fornecer os serviços ancilares contratados;

- custos variáveis não relacionados ao fornecimento de potência ativa serão também pagos através do CSA. Estes incluem a potência consumida por uma unidade geradora operando em modo de compensação síncrona; e
- quando a geração é reduzida para produzir potência reativa, os custos variáveis relacionados ao fornecimento de energia ativa serão recuperados através dos pagamentos por restrição de transmissão.

O ONS será autorizado a cobrar os custos totais mensais de seus CSAs com fornecedores de serviços ancilares através do MAE. Este custo será incluído no Encargo de Serviços de Sistema e rateado entre toda a Carga.

- Penalidades

Penalidades aplicadas aos agentes são deduzidas do Encargo de Serviços de Sistema. Estas incluem:

- penalidades aplicadas a geradores pelo não cumprimento das instruções de despacho do ONS;
- penalidades aplicadas aos agentes responsáveis pelos dados de medição pelo não cumprimento correto dos procedimentos de medição.

- Pagamentos de encargo de capacidade à disponibilidade não contratada e não despachada

Uma parcela do encargo de capacidade é também incluído dentro do Encargo de serviços de Sistema. Seu objetivo é cobrir o encargo de capacidade a ser pago às usinas não despachadas e não contratadas.

- Pagamentos a Ofertantes de Redução de Carga

O Encargo de Serviços de Sistema também inclui pagamentos feitos a ofertantes de redução de carga. Quaisquer penalidades que tenham sido aplicadas aos ofertantes de redução de carga serão deduzidas do Encargo de Serviços de Sistema.

- Encargo de Serviços de Testes de Disponibilidade

Este componente será determinado pelo custo de todos os testes de disponibilidade exceto os custos dos testes que foram solicitados pelos próprios geradores e dos testes que resultaram em falha. O custo dos testes em que os geradores forem aprovados, são pagos pelo Encargo de Serviços do Sistema. As penalidades retroativas aplicadas aos geradores pelos pagamentos por restrição de transmissão e por encargos de capacidade serão deduzidos dos Encargos de Serviços de Sistema.

7 – MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MRE)

Resumo

O MRE é um mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os geradores. Seu objetivo é assegurar que todos os geradores participantes do MRE recebam seus respectivos montantes de energia assegurada, independente dos montantes reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE seja suficiente para cobrir o total das energias asseguradas das usinas participantes.. Em termos simples, o MRE realoca energia daqueles que produziram acima de sua energia assegurada para aqueles que produziram abaixo.

Devido ao despacho centralizado do sistema e às significativas diferenças de regime hidrológico entre as bacias, o risco de “otimização” (este risco de otimização surge porque, em certas épocas do ano, pode ser ótimo, do ponto de vista do sistema, um gerador armazenar água em vez de produzir energia) ao qual um gerador estaria exposto, se seus pagamentos (e exposição de contrato) fossem dependentes de seu nível real de geração, seria de difícil gestão. Este risco é ampliado nos Contratos Iniciais, que são baseados em volumes fixos vinculados à energia assegurada de cada gerador. Sem alguma forma de mitigar este risco, os geradores seriam freqüentes compradores líquidos no MAE.

Para gerenciar este risco, o MRE abrange:

- todas as plantas hidrelétricas centralmente despachadas;
- plantas térmicas contempladas nos contratos iniciais e que tenham seus custos de combustível cobertos pela CCC; e
- quotas parte de energia de Itaipu pertencentes a distribuidores / comercializadores. Esta energia será tratada da mesma forma que outra geração hidráulica, embora a usina de Itaipu propriamente dita não esteja incluída como participante do MRE.

É importante notar que toda a energia produzida pelos geradores participantes do MRE, seja ela programada, despachada por razões de otimização do sistema, ou para atender uma restrição de transmissão, será tratada da mesma forma no processo de realocação.

Contudo, há uma complexidade na aplicação deste processo. O MRE realoca energia entre geradores nacionalmente, para garantir que cada um receba um nível mínimo de energia assegurada. Para fazer isto, a energia deve ser realocada entre submercados que têm preços diferentes. Isto expõe os geradores à riscos financeiros, pois eles podem ter energia realocada em um submercado diferente a um preço diferente. A exposição financeira é mitigada pela alocação do excedente financeiro da comercialização (Excedente Financeiro) para reduzir as exposições negativas no sistema (ver Capítulo 8).

- este excedente de energia é alocado àqueles geradores que produziram menos que seus níveis de energia assegurada;
- a alocação daqueles com excedente para aqueles com déficit é feita primeiro, tanto quanto possível, entre geradores dentro de cada submercado. Todo o excedente remanescente é alocado entre submercados; e
- a energia de outros submercados é transferida ao preço do MAE do submercado no qual a energia foi gerada, para garantir o balanço das contas do MAE. Esta energia é realocada, na proporção das energias disponíveis nos outros submercados.

A Realocação de Energia Secundária: a energia secundária existirá quando os geradores no MRE produzirem mais do que o total de energia assegurada. O princípio da alocação de energia secundária é de que os geradores devem receber uma parte dos benefícios se eles produzirem acima do seu montante de energia assegurada. Assim sendo:

- 50% da energia secundária é alocada a todos os geradores, na proporção de suas energias asseguradas; e
- 50% da energia secundária é alocada somente àqueles geradores que tiverem gerado acima de seus montantes de energia assegurada (ou seja, tiverem “excesso” de geração). Esta parte é alocada na proporção do excesso de cada gerador em relação ao excesso total no MRE.

A alocação da energia secundária será realizada mensalmente, assim que o volume real for conhecido.

Esta alocação de energia secundária segue basicamente os mesmos princípios da alocação de energia assegurada. A alocação de energia secundária é sempre ao preço do submercado onde a energia foi gerada.

A energia é alocada primeiro no submercado onde ela foi gerada e depois, entre submercados, daqueles que apresentarem superávit para aqueles que tiveram déficit.

O Processo de Compensação pelos Custos de Geração: o MRE compensa os geradores que fornecem energia ao sistema acima de seu montante de energia assegurada. Isto é feito através do pagamento de seus custos variáveis de operação (exceto combustível) e das compensações financeiras pelo uso da água. Estes custos serão então totalizados de todos os geradores que doarem energia ao MRE, e o valor médio por MWh será pago por todos aqueles que receberem energia do MRE.

8 – ALOCAÇÃO DO EXCEDENTE FINANCEIRO

Resumo

Como surge o excedente financeiro

O excedente financeiro (Excedente Financeiro) da comercialização entre submercados surge devido à existência de restrição de transmissão ativa entre os submercados. Isto significa que o preço em um submercado será diferente do preço de seu vizinho porque não é possível transmitir energia suficiente entre os dois para equalizar os preços. Embora haja diferença de preços entre os centros de gravidade de dois submercados, devido às perdas de transmissão, este fato não caracteriza a existência de excedente financeiro, não cabendo pois salvaguarda a exposições.

No entanto, estas restrições de transmissão expõem os geradores participantes do MRE ao risco de poderem ter energia realocada a eles em outro submercado a um preço menor que no seu próprio. Os agentes do MAE podem também ter contratos preexistentes que ultrapassam as fronteiras dos submercados, criando um risco de exposição. A alocação do Excedente Financeiro é um meio pelo qual esta exposição pode ser gerenciada.

Opções para a alocação do excedente financeiro

Existem quatro grandes opções para a alocação do Excedente Financeiro. São elas:

- destinar o Excedente Financeiro a um fundo designado para financiar futuros investimentos na rede de transmissão;
- destinar o Excedente Financeiro à redução dos encargos de Uso do Sistema de Transmissão (UST);
- alocar o Excedente Financeiro por meio de Contratos de Congestionamento de Transmissão (CCTs,) ou de um mecanismo contratual similar. Estes são contratos que podem ser comercializados no mercado e que levarão a uma alocação econômica do Excedente Financeiro entre as partes que estiverem disputando o direito de receber parte dele como estratégia de mitigação do risco de suas exposições.
- alocar o Excedente Financeiro aos geradores que tiverem exposições causadas pelas realocações do MRE (quando uma porção de sua energia assegurada tiver sido alocada em um submercado com preço menor que o seu) e contratos preexistentes com contratantes em outros submercados.

Até o final de 2005, optou-se pela alocação desse excedente financeiro aos Auto-produtores com contratos pré-existentes, aos geradores participantes do MRE, aos Interconectores com contratos pré-existentes e aos Contratos Iniciais e de Itaipu. Excedentes financeiros remanescentes serão utilizados para abater os encargos de uso do sistema de transmissão. Para o período após 2005, discute-se no âmbito do Comitê Técnico a adoção da alternativa baseada nos CCTs para tratamentos das exposições à diferença de preço causados pelas restrições ativas de transmissão.

Processo Transitório (até 2005) de Alocação do Excedente Financeiro

A abordagem adotada foi escolhida pelas seguintes razões:

- os Contratos Iniciais não foram negociados livremente. Portanto, os geradores com energia alocada em um submercado diferente do seu, por meio do MRE estariam expostos a um risco que não está refletido no preço do Contrato Inicial; e
- os contratos pré-existentes entre diferentes submercados devem também ter as mesmas salvaguardas mencionadas no item anterior, por desconhecerem os riscos criados pela introdução de um mercado atacadista contendo submercados com preços diferentes. Com o tempo, estes fatores de curto prazo serão menos relevantes. Os Contratos Iniciais terminarão em 2005 e serão substituídos por contratos livremente negociados. Os preços destes contratos refletirão os riscos aos quais as partes estarão expostas. Além disso, os agentes do MAE terão condições de gerenciar o risco da diferença de preços entre submercados através de CCTs, se esta abordagem for adotada.

Como Funcionam as Regras do MAE para Alocação do Excedente Financeiro

As regras de alocação do Excedente Financeiro são descritas em duas partes:

- identificação das exposições a serem aliviadas; e
- o processo de alívio destas exposições.

Exposições a serem aliviadas

Quatro tipos de contrato terão direito de receber uma parcela do excedente financeiro entre submercados. Estes contratos têm em comum a característica de transpor os limites de um submercado. São eles:

- Contratos Iniciais e contratos novos de determinadas usinas. Os primeiros são aqueles onde um gerador em um submercado está contratado com um comercializador em outro. Os últimos são aqueles contratos de novos investimentos de geração que foram iniciados antes das regras do MAE estarem totalmente desenvolvidas, onde também as partes contratantes estão em diferentes submercados;
- contratos de recebimento da energia de Itaipu. A energia de Itaipu entra no MAE ao preço do submercado Sudeste. No entanto, existem contratos de compra de energia de Itaipu no submercado Sul;
- contratos de interconexão internacional nos quais a energia é utilizada para atender os contratos pré-existentes contratada em submercado diferente.
- Autoprodução com contratos pré-existentes, onde as partes contratantes estão em submercados diferentes.

Além destes acima, a energia dos participantes do MRE está incluída no mecanismo de alocação do Excedente Financeiro.

O Processo de Alívio de Exposições

As regras para a realocação do Excedente Financeiro são as seguintes:

Passo 1 – Calculando as exposições de contrato

- Para cada tipo de contrato (incluindo o MRE), o volume de energia considerado exposto é determinado e os submercados envolvidos na exposição são identificados. Na vigência dos Contratos Iniciais será levado em consideração os efeitos de aplicação do seu anexo V;
- Para cada tipo de contrato (incluindo o MRE), a exposição é calculada como sendo o volume exposto multiplicado pela diferença de preço entre os submercados envolvidos. Estas exposições podem ser positivas ou negativas, dependendo dos preços relativos. As exposições positivas e negativas são então separadamente agregadas. É importante observar que as exposições positivas e negativas de um agente não se compensam neste processo. E também não há distinção entre exposições causadas por contratos e exposições resultantes do MRE.

Passo 2 – Agregando as exposições

- É feita a soma de todas as 'exposições negativas' – estes são os valores com direito a receber o Excedente Financeiro;

- São também somadas todas as 'exposições positivas' – estas são adicionadas ao Excedente Financeiro e usadas para aliviar as exposições negativas.

Passo 3 – Estabelecendo o total de Excedente Financeiro para alocação

- Determinar o Excedente Financeiro total de todo o sistema (calculado no Capítulo 9 das regras do MAE);
- Adicionar o total de exposições positivas calculado no Passo 2 ao Excedente Financeiro, para obter o 'Excedente Financeiro total' disponível para alocação.

Passo 4 – Alocação do Excedente Financeiro

- O 'Excedente Financeiro total' calculado no Passo 3 é alocado entre aqueles agentes com exposições negativas (calculadas nos Passos 1 e 2), de modo proporcional à dimensão de suas exposições;
- Se houver Excedente Financeiro total remanescente após as exposições negativas terem sido aliviadas, este será usado para reduzir os encargos de UST.

Rateio das Exposições Residuais

A aplicação do Excedente Financeiro na redução das exposições de preço entre submercados pode aliviar estas exposições mas não eliminá-las, se o 'Excedente Financeiro total' não for suficiente. Um mecanismo adicional é incluído para alocar eventuais exposições residuais entre os geradores no MRE.

Os passos deste processo são:

- Calcular a exposição líquida de cada agente no MRE depois do Excedente Financeiro ter sido alocado;
- Somar estas exposições residuais de todos os agentes no MRE; e
- Alocar a cada agente participante do MRE uma parcela da exposição residual total proporcional à sua parte na energia assegurada modulada total do MRE.

O resultado é que os agentes participantes do MRE recebem uma proporção (ponderada por sua energia assegurada) de todas as exposições remanescentes, independente de sua posição final após os processos do MRE e de alocação do Excedente Financeiro.

9 – CONTABILIZAÇÃO

Resumo

A contabilização de energia é definida como o processo de coleta e reconciliação de dados de medição, e seu ajuste para perdas de transmissão para garantir que a geração real total seja igual à Carga real total.

A liquidação financeira é o processo de determinação dos pagamentos associados a estes valores. O processo de liquidação calcula as alocações do MRE e do Excedente Financeiro, levando em conta os contratos centralmente registrados, para determinar os pagamentos líquidos dos agentes ao MAE.

Os processos de contabilização de energia e liquidação financeira são executados para cada período de apuração. No entanto, os cálculos são realizados *mensalmente*, uma vez que este é o período de tempo sobre o qual a energia secundária pode ser determinada e o MRE pode ser executado sem necessidade de subsequente reconciliação. A duração de um período de apuração é de meia hora.

As regras são concebidas para assegurar que, em cada período de apuração de cada mês:

- geração e Carga totais do sistema sejam iguais; e
- geração e Carga contratadas totais sejam iguais.

Nos parágrafos seguintes, os processos de contabilização de energia e de liquidação financeira dentro do MAE são apresentados em 9 passos.

Passo 1

Quando os dados de medição para cada período de apuração estão disponíveis, são calculados, para cada submercado, os seguintes componentes dos pagamentos:

- fatores de perda de transmissão são aplicados a todos os valores medidos (de geração e de Carga) para que sejam referidos ao centro de gravidade do submercado relevante, conforme descrito no Capítulo 4;
- os volumes de energia assegurada e de contratos são ajustados usando os mesmos fatores de perda de transmissão, para que todas as quantidades no MAE sejam definidas em bases consistentes;

- o custo das restrições de transmissão dentro de cada submercado são determinados através da comparação da geração sem restrição ex-post com a geração real medida;
- são calculados os fluxos entre submercados;
- são determinados os efeitos da comercialização de energia pelos operadores de interconexões internacionais;
- as penalidades dos geradores são identificadas através da comparação da geração instruída com a geração real;
- as penalidades dos ofertantes de redução de Carga são determinadas e aplicadas conforme definido no PM correspondente;
- todas as penalidades de medição são aplicadas a geradores e comercializadores;
- os pagamentos de encargo de capacidade pela disponibilidade não contratada são calculados através da determinação do volume de disponibilidade não contratada não despachada;
- são identificados os ajustes nos pagamentos feitos aos geradores térmicos que produziram energia no pico, usando as regras descritas no Capítulo 3; e
- os custos do encargo de serviços ancilares são informados pelo ONS.

Passo 2:

A realocação no MRE é realizada após os fluxos do MAE terem sido determinados e antes das exposições líquidas do MAE serem calculadas (i.e. antes dos volumes de contrato terem sido considerados nos cálculos). A realocação no MRE é baseada nos fluxos físicos e é efetuada para cada período de apuração separadamente. Toda a geração no MAE é valorizada ao preço do submercado correspondente. Este processo é apresentado no Capítulo 7.

Passo 3:

As transações líquidas no MAE são calculadas através da comparação das quantidades de contrato com os níveis ajustados de geração e consumo.

Os detalhes dos contratos centralmente informados são inseridos num Registro de Contratos central, que identifica as partes contratantes e as quantidades agregadas de contrato que estão em vigor entre eles em cada período de apuração. O Registro de Contratos não contém o preço ou qualquer outra informação comercialmente sensível. Como dito no Capítulo 2, as quantidades de contrato podem ser informadas à ASMAE dentro de um prazo definido após o dia da efetiva transação.

Os contratos serão considerados em vigor no submercado em que a Carga estiver localizada (i.e. o comprador). Consequentemente, se um gerador estiver localizado em outro submercado, ele se torna um vendedor líquido em seu próprio submercado e um comprador líquido no submercado em que a carga está localizada.

Os fluxos do gerador e do comercializador serão comparados com as quantidades de contrato contidas no Registro de Contratos. Todos os volumes não contratados serão liquidados ao preço do MAE em vigor. É importante observar que isto pode resultar em geradores ou comercializadores atuando como vendedores ou compradores líquidos no MAE.

Os contratos serão liquidados bilateralmente, fora do MAE, entre as partes contratantes. A base da liquidação irá depender das condições destes contratos.

Passo 4:

A seguir, são calculados os pagamentos aos geradores, levando em conta a alocação do Excedente Financeiro. Estes pagamentos serão determinados conforme abaixo:

- um gerador no MRE terá contas em cada submercado em que ele poderá ter energia alocada;
- a geração é valorizada ao preço do MAE no submercado em que é creditada na conta do gerador;
- os pagamentos relativos a restrições são adicionados à conta do gerador no submercado em que a usina está localizada;

- os pagamentos são feitos de modo a refletir a parcela de Excedente Financeiro alocada a cada gerador (ver Capítulo 8), incluindo o ajuste residual de suavização;
- toda dedução de penalidades a serem pagas pelo gerador (ver Capítulo 5) é efetuada no submercado em que está localizada a usina sobre a qual a penalidade foi aplicada;
- quaisquer ajustes relativos a disputas já resolvidas são adicionados ou subtraídos, conforme o caso; e
- os pagamentos são devidos por geradores no caso de um gerador ser um comprador líquido no MAE – isto é, seu volume contratado excede sua geração.

Passo 5:

Os pagamentos de Distribuidores/Comercializadores são calculados da seguinte forma:

- os comercializadores (incluindo grandes consumidores que atuam no MAE em seu próprio nome) são responsáveis por sua Carga não contratada, ao preço em vigor no submercado.
- toda penalidade de medição a ser paga por um comercializador é adicionada aos seus pagamentos no MAE. Além disso, quaisquer ajustes relativos a disputas envolvendo pagamentos anteriores e já resolvidas são também incluídas.
- o encargo de serviços de sistema é aplicado a toda a carga em cada submercado, independente desta carga estar contratada ou não.

Passo 6:

Os pagamentos de ou para operadores de interconexões internacionais são determinados. Os mecanismos deste processo são apresentados no Capítulo 7:

As regras do MAE incluem um Fator de Ajuste Financeiro, concebido para garantir que, a cada período de apuração, os pagamentos totais sejam iguais aos recebimentos totais. O valor que se espera para este fator é 1. Qualquer desvio

será imputado ao sistema de liquidação, pois estará relacionado a erros de arredondamento nos cálculos.

Passo 8:

Os pagamentos determinados nos Passos de 1 a 7 acima são valores provisórios. Um processamento final da liquidação, repetindo estes passos, é necessário em função do envio tardio ou da revisão de dados de medição, e dos resultados de disputas resolvidas entre o processamento inicial e o final.

Passo 9:

O passo final é executar a liquidação financeira, com base nos pagamentos calculados nos Passos de 1 a 8 acima.

Os detalhes exatos do processo de liquidação financeira estão atualmente em desenvolvimento, e estarão definidos nos PMS correspondentes.

Cronograma e seqüência dos processos de contabilização de energia e de liquidação financeira

O cronograma detalhado e o sequenciamento dos processos de contabilização de energia e liquidação financeira serão definidos durante a fase de implementação.

10 - INTERCONECTORES INTERNACIONAIS

As Regras do MAE incluem acordos para se negociar com os Interconectores Internacionais. Elas contêm tanto uma abordagem geral, onde fluxos através Interconectores Internacionais são considerados flexíveis, quanto casos específicos para negociação de contratos já existentes.

No abordagem geral, o operador do interconector (a parte responsável pelo despacho do Interconector) declara uma “curva de custo” para o dia anterior ao despacho, a qual indica os custos associados com diferentes níveis de importação e exportação através do Interconector. Estes são submetidos na forma de pares combinados de quantidades e custos e pretendem aproximar a curva de custo do sistema do sistema adjacente. Os PM's os procedimentos e o formato dos dados a serem submetidos pelos Interconectores Internacionais.

Regras específicas lidam com Interconectores já existentes. Por exemplo, no caso de Garabi Itá a abordagem genérica não seria apropriada desde que usada somente para importar energia para o Brasil. Portanto, as Regras do MAE permitem que esta interconexão seja tratada como um gerador térmico para os propósitos de precificação, despacho e pagamentos de encargos de capacidade.

O processo para a otimização em tempo real dos fluxos entre Brasil e um sistema adjacente e, portanto, a operação para cada interconector internacional será controlada por um Protocolo entre o ONS e a entidade correspondente no sistema vizinho.

Com fluxos entre submercados, um excedente financeiro pode surgir nos fluxos através dos interconectores internacionais, refletindo restrições de transmissões entre os sistemas adjacentes. Para Interconectores Internacionais já existentes, os direitos irão permanecer sob os contratos já vigentes. Os detalhes destes, serão incorporados dentro dos Registros de Contrato.

Para novos Interconectores, duas possibilidade são previstas. Estes são os direitos para a alocação do excedente financeiro do Interconector Internacional:

- para a parte construtora do Interconector após licitação para obter o direito de construção. Neste caso, o Interconector será totalmente financiado através de benefícios oriundos do fluxo através dele; ou
- da mesma forma como a negociação do excedente financeiro entre submercados. No caso onde nenhuma parte deseje construir o

interconector de acordo com o tópico acima, mas a construção ainda é considerada econômica do ponto vista do sistema como um todo, a interconexão deve ser construída sob os mesmos termos das outras transmissões e remuneradas através dos encargos TUoS. Neste caso a abordagem para alocação do excedente financeiro irá se espelhar naquela discutida no capítulo 8.

11 - CÁLCULO DO ENCARGO DE CAPACIDADE

Introdução

O Encargo de Capacidade é um instrumento financeiro, semelhante a um seguro, que suaviza a volatilidade das remunerações pagas à carga nos cenários de interrupção de potência. Através de uma simulação probabilística do comportamento do sistema, este seguro antecipa, de forma parcelada, um valor a ser adicionado ao preço do MAE.

O valor que cada gerador recebe por Encargo de Capacidade é igual ao valor esperado da remuneração do mesmo gerador no MAE quando se simulam todas as possibilidades de interrupção de suprimento. Desta forma, o Encargo de Capacidade não aumentaria os custos médios deste sistema, simplesmente reorganiza o fluxo financeiro dos pagamentos.

A finalidade do Encargo de Capacidade é suavizar qualquer potencial aumento no preço de ponta do MAE, assegurando que haverá geração disponível suficiente para atender aos aumentos na carga ou reduções na capacidade de geração.

Em mercado racional, o encargo de capacidade seria desnecessário, uma vez que os agentes calculariam a probabilidade de qualquer aumento no preço a longo e curto prazo, e construiriam usinas para evitar esta situação onde fosse economicamente viável. Entretanto, experiências em todo o mundo têm mostrado que mercados e agentes dentro desses mercados tendem a ser excessivamente otimistas sobre a estabilidade do mercado. Portanto, a probabilidade de ocorrência dos eventos de baixa frequência, mas que acarretam altos custos ao mercado, tende a ser subestimada, e o risco de uma capacidade de geração inferior à carga torna-se desnecessariamente alta.

Metodologia do Encargo de Capacidade

Nas Regras do MAE, a maior parte da metodologia do Encargo de Capacidade está contida no Apêndice G, pois ela é um modelo calculado apenas uma vez ao ano e que não faz parte do cerne do sistema de apuração, sendo seus valores imputado posteriormente.

A metodologia do Encargo de Capacidade descrita nestas Regras é baseada em um modelo (CONFINT) desenvolvido pelo CEPEL para calcular a LOLP. A metodologia do Encargo de Capacidade tem um número de estágios, são eles:

- previsão do preço do MAE, executando um programa de otimização com dados previstos;
- previsão da capacidade disponível usando informações na manutenção das usinas;

- cálculo da probabilidade de perda de carga executando diversos cenários falhos e re-otimizando o sistema para esses cenários;
- cálculo do encargo de capacidade pago à carga em um submercado retirando a diferença entre o valor de perda de carga e o preço previsto do MAE e multiplicando este valor pela probabilidade de perda de carga;
- ajuste deste valor para assegurar que o Encargo de Capacidade não seja tão variável de mês para mês ou ano para ano;
- reconciliação do total de Encargo de Capacidade pago pela demanda com o total recebido pela carga em um mesmo submercado, devido ao fato da geração ser alocada entre submercados; e
- cálculo da disponibilidade que servirá de referencial para o pagamento do Encargo de Capacidade.

Modulação do Encargo de Capacidade

O Apêndice G das Regras calcula o encargo de capacidade nos submercados e o mês de apuração. No capítulo 11 será necessário modular este encargo para que ele seja expressado em períodos de apuração. A modulação é feita com base na carga dentro de um patamar. O Encargo de Capacidade é calculado separadamente para períodos de apuração em patamares de ponta e fora de ponta. O Encargo de Capacidade para períodos em patamares fora de ponta é considerado zero.

Determinação do Encargo de Capacidade Ex-Post

O Encargo de Capacidade ex-ante é baseado na previsão de valores para carga e geração. Entretanto, é possível recalcular o Encargo de Capacidade usando a carga atual e a geração disponível em um período de apuração. Isto produz o Encargo de Capacidade ex-post que é então incluído no preço MAE ex-post.

12 – MODULAÇÃO

Resumo

Este capítulo tem o objetivo de fornecer os valores de Contratos Iniciais e de Energias Asseguradas das Usinas no MRE para cada Período de Apuração. Isto é necessário porque os Contratos Iniciais e as Energias asseguradas estão estabelecidas como valores anuais em MWh médios. Estes valores anuais são sazonalizados em valores mensais através de um procedimento acordado pelos Agentes e efetuado pela ASMAE. Estes valores mensais são então utilizados como dados de entrada para a metodologia de modulação descrita no Capítulo 12. A metodologia foi desenvolvida e ajustada pelo Grupo de Detalhamento de Regras do Comitê Técnico.

Os Contratos Iniciais que tiverem sido modulados ex-ante entram no processo somente quando são efetuados os ajustes finais ao Anexo V dos Contratos Iniciais. Contratos Iniciais entre geradores and Contrato Inicial de energia que não está no MRE não são modulados por este processo. A idéia é que estes contratos tenham seus perfis acordados ex-ante pelas partes envolvidas.

A Energia Assegurada total do sistema, assim como a energia total de Contrato Inicial, devem ser moduladas de acordo com a geração real das usinas do MRE. Como estes montantes agregados não são iguais, é necessário identificar a proporção de Energia Assegurada de um gerador que não está comprometida com Contratos Iniciais. Para manter a consistência, estas partes não comprometidas são moduladas com base na geração real do MRE e levadas ao Centro de Gravidade usando fatores de perdas reais.

A modulação de Contratos Iniciais é baseada na Carga Própria Residual do distribuidor, que é a Carga Própria menos a geração de pequenas usinas. Para Períodos de Apuração de ponta, as curvas de Contrato Inicial devem ser ajustadas para o menor valor entre a demanda contratada e a proporção de Carga Própria Residual daquele contrato. Todo excesso de energia que deve ser retirado deste período é distribuída aos períodos fora de ponta no mesmo dia. De forma análoga, se qualquer inclusão de energia for necessária para realizar os ajustes na ponta, o montante é retirado proporcionalmente dos períodos fora de ponta no mesmo dia.

Após cada Contrato Inicial ter sido modulado, a curva total de Contrato Inicial de cada gerador é obtida através da agregação das curvas de seus Contratos Iniciais.

As Energias Asseguradas comprometidas com Contratos Iniciais das usinas no MRE de um gerador são então moduladas de acordo com a sua curva total de Contrato Inicial. Semelhantemente aos Contratos Iniciais, as Energias Asseguradas devem ser ajustadas para o limite de Potência Assegurada da usina e o excesso de energia é distribuído nos períodos que estiveram abaixo deste limite no mesmo dia.

Ao final, estas partes de Energias Asseguradas são agregadas e comparadas com a curva agregada de Contrato Inicial. As diferenças são calculadas em cada Período de Apuração, e cada curva de Energia Assegurada comprometidas com Contratos Iniciais é então devidamente ajustada, de tal forma que a nova curva agregada de Energia Assegurada comprometida com Contratos Iniciais tenha o perfil da geração real no MRE. No capítulo 7, MRE, são somadas as partes comprometida e não comprometida de Energia Assegurada de uma usina.