

ESPECIFICAÇÃO FUNCIONAL

MODELO NEWAVE

RELATÓRIO TÉCNICO

Nº: DPP/PEL – 349/99	Nº DE PÁGINAS: 47	ANEXOS:
-----------------------------	--------------------------	---------

TÍTULO: Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Alfluências por Modelos Auto-Regressivos Periódicos - NEWAVE - ESPECIFICAÇÃO FUNCIONAL

ÁREA: 2000

Nº DO PROJETO: 1345

CLIENTE: ELETROBRÁS, CHESF, ELETRONORTE, ELETROSUL, FURNAS

ATENÇÃO:

RESUMO: Este relatório constitui a Especificação Funcional do modelo NEWAVE. O objetivo deste modelo é determinar a estratégias da operação hidrotérmica a longo prazo, com representação do parque hidroelétrico e cálculo da política ótima baseado em programação dual estocástica.

AUTORES:

Maria Elvira Piñeiro Maceira
Ana Paula Calil da Costa
André Luís Marques Marcato

PALAVRAS-CHAVE:

Planejamento da Operação, Sistemas Hidrotérmicos, Otimização Estocástica, Programação Dual Estocástica

CLASSIFICAÇÃO:

GERENTE DO PROJETO

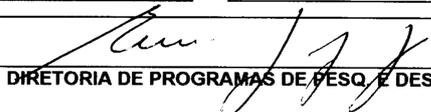
NOME: Maria Elvira Piñeiro Maceira
TEL: (021) 598-2454
e-mail: elvira@fund.cepel.br

COORDENADOR

NOME: João Carlos de Oliveira Mello
TEL: (021) 598-2451 FAX: (021) 598-2451
e-mail: joao@fund.cepel.br

APROVAÇÃO:

1016199


DIRETORIA DE PROGRAMAS DE PESQ. E DESENVOLVIMENTO

NOME: Eurico Salgado Sobrinho

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Sede: Av. Um s/nº - Ilha da Cidade Universitária - Rio de Janeiro - RJ - Brasil - Tel.: 021 598-2112 - Fax: 021 260-1340
Unidade Adrianópolis: Av. Olinda s/n - Adrianópolis - Nova Iguaçu - RJ - Brasil - Tel.: 021 667-2111 - Fax: 021 667-3518
End. Postal: CEPEL - Cx. Postal 68007 - 21944-970 - Rio de Janeiro - RJ - Brasil / End. Telegráfico: CEPELEURO - Rio de Janeiro - RJ - Brasil -

ÍNDICE

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

6 MODELO DE ENERGIAS AFLUENTES	20
<hr/>	
6.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	20
6.2 ALGORITMO DE SOLUÇÃO	21
6.3 DADOS DE ENTRADA	22
6.4 RESULTADOS FORNECIDOS	22
7 CÁLCULO DA POLÍTICA DE OPERAÇÃO	23
<hr/>	
7.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	23
7.1.1 FUNÇÃO DE CUSTO IMEDIATO	24
7.1.2 FUNÇÃO DE CUSTO FUTURO	26
7.1.3 RESTRIÇÕES OPERATIVAS	28
7.2 ALGORITMO DE SOLUÇÃO DO PROBLEMA	29
7.2.1 PASSO I - SELEÇÃO DE UM CONJUNTO DE ESTADOS	30
7.2.2 PASSO II - CÁLCULO DAS FUNÇÕES DE CUSTO FUTURO	30
7.3 SUBPROBLEMA DE OPERAÇÃO EM CADA ETAPA	32
7.3.1 ALGORITMO DE SOLUÇÃO	33
7.4 DADOS DE ENTRADA	33
7.4.1 DADOS GERAIS	33
7.4.2 DADOS DA CONFIGURAÇÃO HIDROELÉTRICA	34
7.4.3 DADOS DAS USINAS HIDROELÉTRICAS	34
7.4.4 DADOS DAS USINAS TÉRMICAS	34
7.4.5 PROGRAMA DE MANUTENÇÃO	35
7.4.6 DEMANDA	35
7.4.7 DADOS DE VAZÕES	35
7.4.8 DADOS DE INTERCÂMBIO ENTRE SUBSISTEMAS	35
7.5 RESULTADOS FORNECIDOS	35
8 SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO	36
<hr/>	
8.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E PROCEDIMENTO DE SOLUÇÃO	36

8.2 DADOS DE ENTRADA	37
8.3 RESULTADOS FORNECIDOS	37
9. PROGRAMA E METODOLOGIA DE TRABALHO	39
<hr/>	
9.1 METODOLOGIA DE TRABALHO	39
9.2 AMBIENTE COMPUTACIONAL	39
9.3 PROGRAMA DE TRABALHO	40
9.4 CRONOGRAMA DE TRABALHO	41
REFERÊNCIAS	42
<hr/>	

1. OBJETIVO

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

2. MARCO CONCEITUAL

2.1 *Objetivos do Planejamento da Operação a Longo Prazo*

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.2 Formulação do Problema

2.2.1 Sistemas Puramente Térmicos

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

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

- é *desacoplado* no tempo, quer dizer, uma decisão de operação hoje não tem efeito no custo de operação do próximo estágio;
- as unidades têm um *custo direto* de operação, quer dizer, o custo de operação de uma unidade não depende do nível de geração de outras unidades; além disso, a operação de uma unidade não afeta a capacidade de geração ou a disponibilidade de outra unidade;

- a *confiabilidade* do fornecimento de energia depende somente da *capacidade total* de geração disponível e não da estratégia de operação das unidades do sistema.

2.2.2 Sistemas Hidrotérmicos

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

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

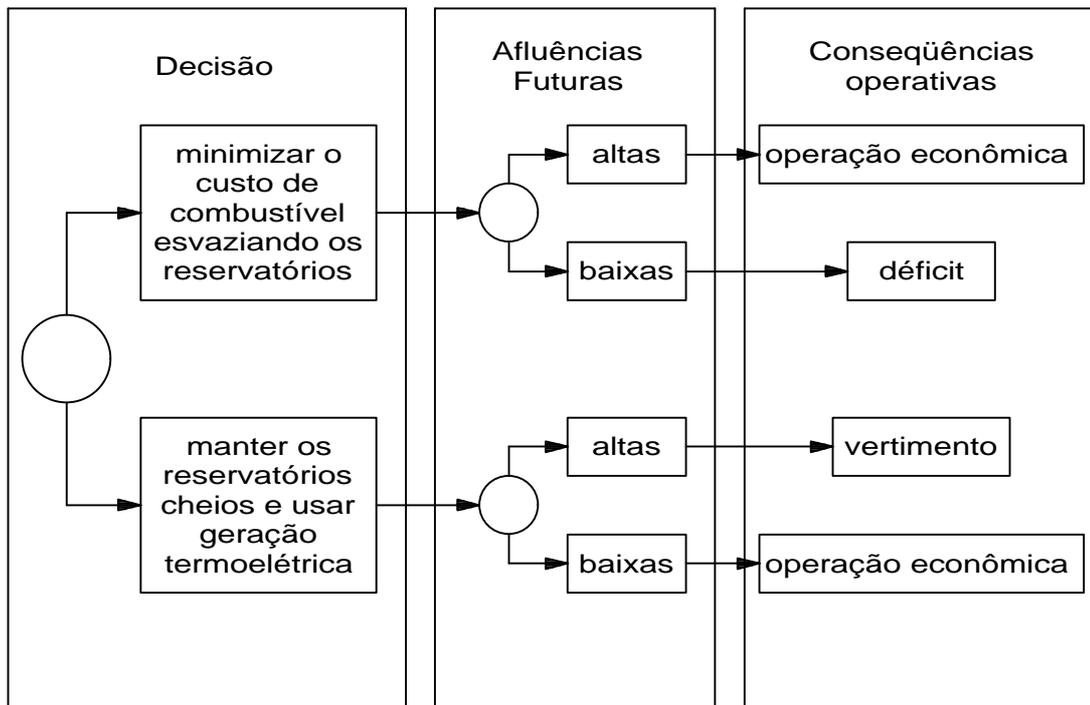


Figura 1 - Processo de Decisão para Sistemas Hidrotérmicos

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

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

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

2.2.3 Operação de Sistemas Interligados

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

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

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

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

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

3. MODELO ATUAL DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO - VISÃO GERAL

3.1 Subsistemas Isolados

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

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

Como a estratégia de operação deve ser calculada para todas as possibilidades de combinações de níveis dos reservatórios e tendências hidrológicas, o problema da operação

ótima do sistema torna-se rapidamente intratável do ponto de vista computacional. O número de estados cresce exponencialmente com o número de reservatórios e, mesmo em sistemas com apenas dois ou três reservatórios, é necessário adotar simplificações.

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

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

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

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

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

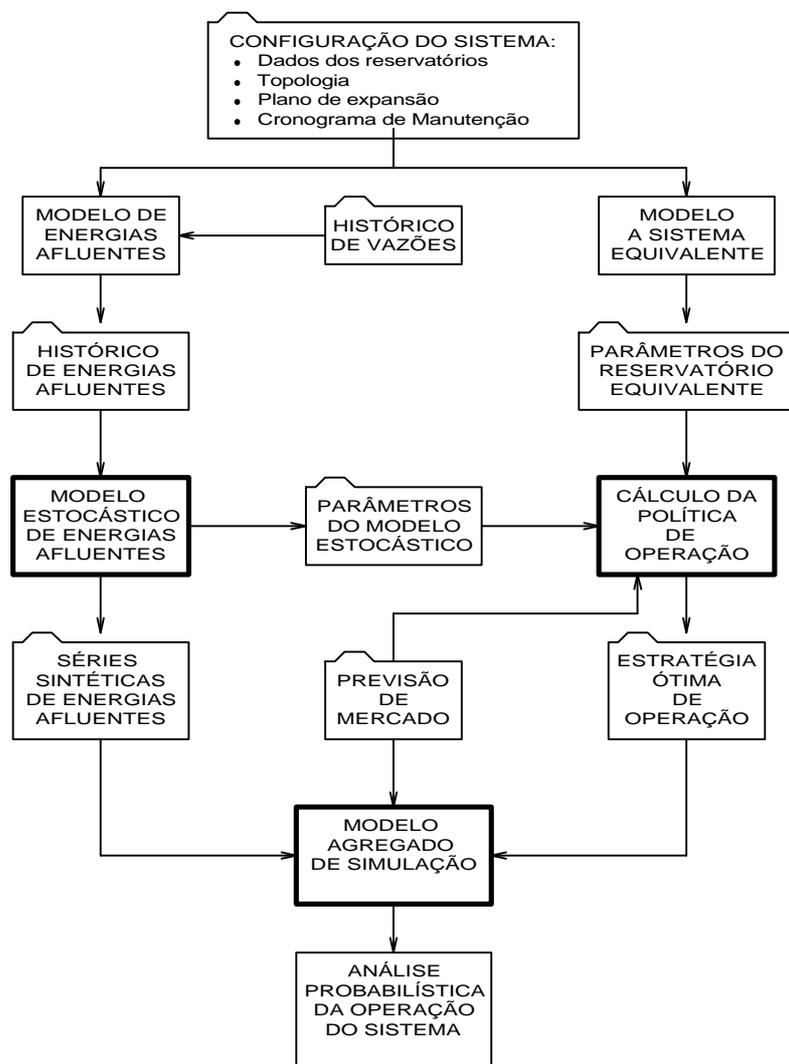


Figura 2 - Esquema de relacionamento entre os modelos

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

3.2 Subsistemas Interligados

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

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

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

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

4. MODELO PROPOSTO - NEWAVE

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

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

5 MODELAGEM DOS COMPONENTES DO SISTEMA

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

5.1 Sistema de Geração Hidroelétrico - Representação Agregada

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

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

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

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

Os componentes do modelo equivalente são descritos a seguir.

5.1.1 Energia Armazenável Máxima

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

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

onde:

\overline{EA} energia armazenável máxima

R conjunto de usinas com reservatório

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

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

J_i conjunto de usinas a jusante do reservatório i

5.1.2 Energia Controlável

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

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

onde:

EC_t energia controlável no estágio t

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

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

5.1.3 Energia a fio d'água

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

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

onde:

EF_t energia a fio d'água na estágio t

F conjunto de usinas a fio d'água

I_i volume incremental afluente, dado por:

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

M_i conjunto de reservatórios imediatamente a montante de i

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

5.2 Sistema de Geração Térmico

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

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

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

5.3 Interrupção do Fornecimento

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

5.4 Limites de Intercâmbio

O intercâmbio entre sistemas vizinhos é representado através de:

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

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

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

5.5 Demanda

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

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

5.6 Energia Afluente

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

6 MODELO DE ENERGIAS AFLUENTES

6.1 *Formulação do Problema*

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

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

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

6.2 Algoritmo de Solução

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

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

onde:

Z_t é uma série sazonal de período s

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

N é o número de anos

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

μ_m é a média sazonal de período s

σ_m é desvio-padrão sazonal de período s

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

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

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

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

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

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

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

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

6.3 Dados de Entrada

Os dados de entrada incluem:

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

6.4 Resultados Fornecidos

Para cada subsistema:

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

7 CÁLCULO DA POLÍTICA DE OPERAÇÃO

7.1 Formulação do Problema

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

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

$$\mathbf{a}_t(X_t) = E_{A_t|X_t} \left\{ \min_{U_t} \left[C_t(U_t) + \frac{1}{1+\mathbf{b}} \mathbf{a}_{t+1}(X_{t+1}) \right] \right\} \quad (5)$$

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

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

As variáveis de estado X_t incluem as características do problema que afetam a decisão de operação. No caso de sistemas hidrotérmicos, existem tipicamente duas classes de variáveis de estado:

- armazenamento nos reservatórios de energia de regulação anual e pluri-anual, EA_t
- informação hidrológica, H_t

O vetor EA_t representa as energias armazenadas nos reservatórios equivalentes no início do estágio t . Os componentes do vetor são representados por $\{EA_t(i), i = 1, \dots, NS\}$, onde i representa o i -ésimo subsistema.

Por sua vez, o vetor H_t representa as energias naturais afluentes aos reservatórios equivalentes nos estágios anteriores, $t-1, t-2, t-3$ etc. O número de estágios passados que se representam está diretamente associado à *ordem* do modelo estocástico de energias e varia para cada sistema.

A_t é o vetor de energias afluentes incrementais durante o estágio t . $A_t | X_t$ representa a distribuição de probabilidades da afluência A_t condicionada ao estado do sistema X_t .

As variáveis de decisão do problema em cada etapa t incluem as energias turbinadas e vertidas nos reservatórios equivalentes e a geração das unidades térmicas em cada patamar da curva de carga. O vetor U_t representa a energia hidroelétrica produzida pelos volumes turbinados nas usinas. $C_t(U_t)$ é o custo imediato associado à decisão U_t e $\alpha_t(X_t)$ representa o valor esperado do custo de operação do estágio t até o final do período de planejamento sob a hipótese de operação ótima.

7.1.1 Função de Custo Imediato

A geração térmica e os intercâmbios representam-se de maneira indireta através da *função de custo imediato* $C_t(U_t)$. Esta função representa o custo de geração térmica necessário para complementar o atendimento da demanda na etapa t . Este complemento é a diferença entre a demanda e a energia hidroelétrica produzida U_t .

O cálculo de $C_t(U_t)$ é formulado como um problema de programação linear:

$$C_t(U_t) = \min \sum_{k=1}^K \Delta_k \sum_{j=1}^J C_j(G_{tk}(j)) \quad (6)$$

sujeito a

$$U_{tk}(i) + \sum_{j=1}^{J_i} G_{tk}(j) + \sum_{r \in \Omega_i} (f_{tk}(r,i) - f_{tk}(i,r)) = D_{tk}(i) \quad (7)$$

$$\underline{G}_{tk}(j) \leq G_{tk}(j) \leq \overline{G}_{tk}(j) \quad (8)$$

$$\underline{U}_{tk}(i) \leq U_{tk}(i) \leq \overline{U}_{tk}(i) \quad (9)$$

$$\sum_{k=1}^K U_{tk}(i) \leq U_t(i) \quad (10)$$

$$f_{tk}(i,r) \leq \overline{f}_{tk}(i,r) \quad (11)$$

para $k = 1, \dots, K$; para $i = 1, \dots, NS$; para $j = 1, \dots, J$

onde:

$U_{tk}(i)$ energia hidroelétrica produzida pelo subsistema i no patamar k (MWh)

k representa os patamares de carga k , $k = 1, \dots, K$

Δ_k duração do patamar k

j representa as usinas térmicas j , $j = 1, \dots, J$

$G_{tk}(j)$ geração da térmica j no patamar k (MWh)

$\underline{G}_{tk}(j)$ e $\overline{G}_{tk}(j)$ limites mínimo e máximo de geração de j no patamar k (MWh)

$\underline{U}_{tk}(i)$ e $\overline{U}_{tk}(i)$ limites mínimo e máximo de energia turbinada pelo subsistema i no patamar k (MWh)

C_j custo de geração da térmica j (\$/MWh)

D_{tk} demanda líquida (descontada a energia a fio d'água) no patamar k (MWh)

$f_{tk}(i,r)$ intercâmbio de energia do subsistema i para o subsistema r no patamar k (MWh)

$\overline{f}_{tk}(i,r)$ limite de intercâmbio de energia do subsistema i para o subsistema r no patamar k (MWh)

Ω_i conjunto de subsistemas diretamente conectados ao subsistema i

A restrição (7) representa o balanço de energia em cada patamar. As restrições (8) e (9) representam respectivamente os limites de geração térmica e hidroelétrica em cada patamar. A restrição (10) representa o fato que a soma das energias turbinadas ao longo dos patamares não deve exceder a energia turbinada meta U_t .

A função de custo imediato para distintos valores de U_t está representada na Figura 3. Observa-se que o custo de complementação térmica diminui à medida que as energias turbinadas aumentam.

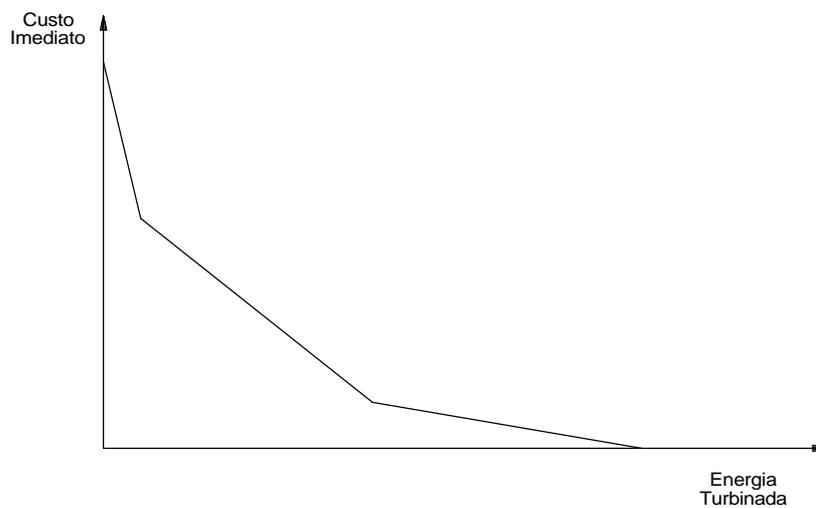


Figura 3 - Função de Custo Imediato

7.1.2 Função de Custo Futuro

A função $\alpha_{t+1}(EA_{t+1}, H_{t+1})$ representa o valor esperado do custo de operação da etapa $t+1$ até o horizonte T , a partir do armazenamento EA_{t+1} e é por isso conhecida como *função de custo futuro*. Observa-se que o custo de operação depende dos valores das variáveis de estado EA_{t+1} e H_{t+1} .

Em termos matemáticos, a função de custo futuro se representa como uma função linear por partes:

$$\begin{aligned} \mathbf{a}_{t+1}(EA_{t+1}, H_{t+1}) &= \min \mathbf{a}_{t+1} \\ &\text{sujeito a} \end{aligned} \tag{12}$$

$$\mathbf{a}_{t+1} \geq \sum_{i=1}^{NS} \mathbf{p}_1(i) EA_{t+1}(i) + \sum_{i=1}^{NS} \mathbf{l}_1(i) H_{t+1}(i) + \bar{\mathbf{d}}_1$$

$$\mathbf{a}_{t+1} \geq \sum_{i=1}^{NS} \mathbf{p}_2(i) EA_{t+1}(i) + \sum_{i=1}^{NS} \mathbf{l}_2(i) H_{t+1}(i) + \bar{\mathbf{d}}_2$$

...

$$\mathbf{a}_{t+1} \geq \sum_{i=1}^{NS} \mathbf{p}_p(i) EA_{t+1}(i) + \sum_{i=1}^{NS} \mathbf{l}_p(i) H_{t+1}(i) + \bar{\mathbf{d}}_p$$

onde:

- \mathbf{a}_{t+1} variável escalar que representa o custo futuro
- p número de segmentos da função linear por partes
- $\bar{\mathbf{p}}$ coeficiente associado a variação das energias armazenadas, que mede a sensibilidade da função valor esperado do custo futuro do estágio $t+1$ até T em relação a variação incremental da energia armazenada no estágio t
- $\bar{\mathbf{l}}$ coeficiente associado a variação das energias afluentes, que mede a sensibilidade da função valor esperado do custo futuro do estágio $t+1$ até T em relação a variação incremental da tendência hidrológica
- $\bar{\mathbf{d}}$ termo constante da restrição linear

A função de custo futuro permite comparar o custo de utilizar os reservatórios na etapa t , através da energia turbinada U_t (função de custo imediato $C_t(U_t)$), ou "guardar" a água para uma utilização futura. A Figura 4 representa as duas funções para distintos valores de U_t . Observa-se que o custo futuro aumenta com a energia turbinada na etapa, já que isto implica em esvaziar os reservatórios.

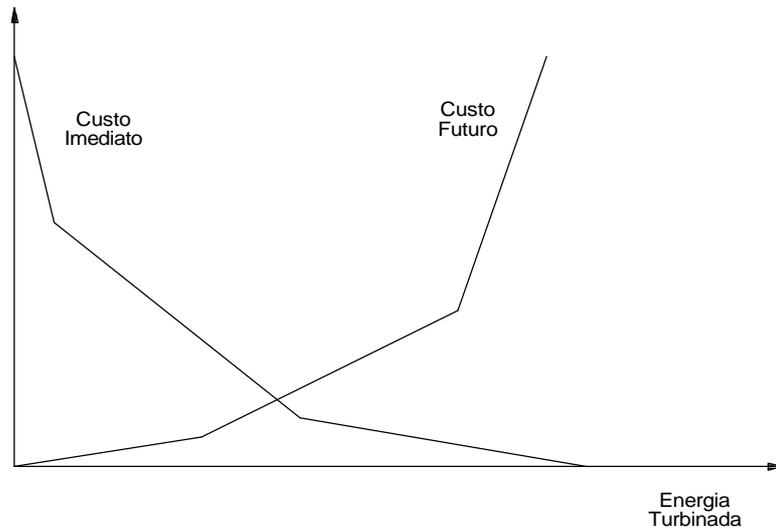


Figura 4 - Funções de Custo Imediato e Custo Futuro

A recursão (5) requer como dado de entrada a função de custo futuro para a última etapa, $\alpha_{T+1}(EA_{T+1}, H_{T+1})$. Como esta *função terminal* não está disponível, utiliza-se o procedimento descrito a seguir:

- a) adicionam-se ΔT anos ao período de estudo. Este número de anos adicionais é um valor aproximado que procura traduzir o período de regulação dos reservatórios do sistema.
- b) a configuração do sistema, os dados de demanda e o modelo estocástico de vazões nestes anos adicionais se mantêm iguais aos da última etapa, T .
- c) a recursão (5) se aplica a este período de estudo estendido, com $T + \Delta T$ anos. A função de custo terminal para este estudo, $\alpha_{T+\Delta T+1}$, é inicializada com zero.

7.1.3 Restrições Operativas

A seguir, formulam-se as restrições operativas da recursão (5).

a) Balanço de Energia

Este balanço representa a conservação da energia nos reservatórios equivalentes: a energia armazenada no reservatório no final da etapa t (início da etapa $t+1$) é igual a energia

armazenada no início da etapa, mais a energia controlável afluyente, menos a energia defluente do reservatório (gerada e vertida):

$$EA_{t+1}(i) = EA_t(i) + EC_t(i) - U_t(i) - EV_t(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, NS \quad (13)$$

b) Limites de Armazenamento

$$\underline{EA}(i) \leq EA_{t+1}(i) \leq \overline{EA}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, NS \quad (14)$$

onde $\underline{EA}(i)$ e $\overline{EA}(i)$ são respectivamente os limites máximo e mínimo de armazenamento.

c) Limites nos Turbinamentos

Os limites máximos de turbinamento representam os limites de geração nas usinas hidroelétricas, e correspondem às restrições (9) do problema de cálculo da função de custo imediato.

$$\underline{U}_t(i) \leq U_t(i) \leq \overline{U}_t(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, NS \quad (15)$$

onde $\underline{U}_t(i)$ e $\overline{U}_t(i)$ são respectivamente os limites máximo e mínimo de turbinamento.

Estes limites máximos e mínimos de defluência representam respectivamente restrições de capacidade de turbinamento em cada estágio e restrições de navegação e/o irrigação.

7.2 Algoritmo de Solução do Problema

Em teoria, o problema (5) poderia ser resolvido por um algoritmo de programação dinâmica estocástica (PDE). Entretanto, como já foi visto, o esforço computacional do algoritmo PDE cresce exponencialmente com o número de variáveis de estado do problema e só é computacionalmente factível até um máximo de três ou quatro variáveis. No caso da operação integrada atual dos subsistemas brasileiros, existirão pelo menos dez variáveis de

estado - cinco para o armazenamento em cada sistema e cinco para a tendência hidrológica correspondente.

Devido a isto, propõe-se a utilização da técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). Esta técnica permite obter os mesmos resultados da PDE tradicional, sem necessidade de discretização das variáveis de estado. Uma descrição detalhada da técnica de PDDE pode ser encontrada em [7]. Apresenta-se, a seguir, uma descrição dos passos principais do procedimento PDDE, que se baseia na execução iterativa dos seguintes passos:

- I. Seleção de um conjunto de estados em cada etapa
- II. Cálculo das funções de custo futuro em cada etapa

7.2.1 Passo I - Seleção de um Conjunto de Estados

Neste passo, seleciona-se um conjunto de estados $\{(EA_t, H_t)_l, l = 1, \dots, L\}$ para cada estágio t do período de estudo. Estes estados são obtidos através da *simulação* da operação do sistema para um conjunto de L seqüências de energias afluentes. O procedimento de simulação está descrito na Seção 8 deste Relatório.

Além das seqüências de energias afluentes, a simulação de operação requer as funções de custo futuro $\alpha_{t+1}(EA_{t+1}, H_{t+1})$ em cada etapa. Na primeira iteração do algoritmo PDDE, estas funções são inicializadas com zero; nas iterações seguintes, correspondem às funções de custo futuro produzidas no Passo II.

7.2.2 Passo II - Cálculo das Funções de Custo Futuro

Este cálculo é implementado através do seguinte algoritmo:

- a. percorrer as etapas no sentido inverso do tempo: $t = T, T-1, \dots, 1$

- b. percorrer os estados $\{(EA_t, H_t)_l, l = 1, \dots, L\}$ selecionados no Passo I do algoritmo PDDE
- c. discretizar o vetor de energias afluentes da etapa t , condicionado a $(H_t)_l$
 $\{(EAF_t)_n, n = 1, \dots, N\}$
- d. conhecidos o vetor de energias armazenadas iniciais $\{(EA_t)_l, l = 1, \dots, L\}$ e o vetor de energias afluentes $\{(EAF_t)_n, n = 1, \dots, N\}$, resolver o subproblema de operação para a etapa t :

$$z_n = \min \left[C_t(U_t) + \frac{1}{1+b} \mathbf{a}_{t+1}(EA_{t+1}, (H_{t+1})_n) \right] \quad (16)$$

sujeito a restrições nos vetores de estado e decisão

- e. calcular o valor esperado do custo futuro associado ao estado $(EA_t, H_t)_l$ e as derivadas deste valor esperado com respeito a variações incrementais nos valores do estado:

$$\alpha_t((EA_t, H_t)_l) = \sum_{n=1}^N p_n z_n \quad (17)$$

$$\overline{\mathbf{p}}_{tl}(i) = \sum_{n=1}^N p_n \mathbf{p}_n(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, NS \quad (18)$$

$$\overline{\mathbf{I}}_{tl}(i) = \sum_{n=1}^N p_n \mathbf{I}_n(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, NS \quad (19)$$

onde:

p_n probabilidade do vetor de energias afluentes $(EAF_t)_n$

z_n valor ótimo do subproblema de operação (16)

$\pi_n(i)$ derivada de z_n com respeito a energia armazenada inicial $(EA_t(i))_l$ do subsistema i

$\lambda_n(i)$ derivada de z_n com respeito à energia afluente $(H_t(i))_l$

Os valores $\alpha_t((EA_t, H_t)_l)$, $\overline{\pi}_{tl}(i)$, e $\overline{\lambda}_{tl}(i)$ são respectivamente o termo independente e os coeficientes da l -ésima restrição linear que compõe a função de custo futuro na etapa t .

7.3 Subproblema de Operação em cada Etapa

Substituindo as expressões (6) a (12) no subproblema de operação (16), obtém-se o problema de programação linear no Quadro 1.

Quadro 1

Subproblema de Operação

função objetivo	$z_t = \min \sum_{k=1}^K \Delta_k \sum_{j=1}^J C_j (G_{tk}(j)) + \frac{1}{1+b} \mathbf{a}_{t+1}$
restrições nos vetores de estado e decisão	$EA_{t+1}(i) + U_t(i) + EV_t(i) = EA_t(i) + EC_t(i)$ $EA_{t+1}(i) \leq \overline{EA}_{t+1}(i)$ $\underline{U}_t(i) \leq U_t(i) \leq \overline{U}_t(i)$
função de custo futuro	$\mathbf{a}_{t+1} \geq \sum_{i=1}^{NS} \underline{\mathbf{p}}_1(i) EA_{t+1}(i) + \sum_{i=1}^{NS} \underline{\mathbf{I}}_1(i) H_{t+1}(i) + \underline{\mathbf{d}}_1$ $\mathbf{a}_{t+1} \geq \sum_{i=1}^{NS} \underline{\mathbf{p}}_2(i) EA_{t+1}(i) + \sum_{i=1}^{NS} \underline{\mathbf{I}}_2(i) H_{t+1}(i) + \underline{\mathbf{d}}_2$ <p style="text-align: center;">...</p> $\mathbf{a}_{t+1} \geq \sum_{i=1}^{NS} \underline{\mathbf{p}}_p(i) EA_{t+1}(i) + \sum_{i=1}^{NS} \underline{\mathbf{I}}_p(i) H_{t+1}(i) + \underline{\mathbf{d}}_p$
atendimento da demanda em cada sistema	$U_{tk}(i) + \sum_{j=1}^{J_i} G_{tk}(j) + \sum_{r \in \Omega_i} (f_{tk}(r,i) - f_{tk}(i,r)) = D_{tk}(i)$ $\underline{G}_{tk}(j) \leq G_{tk}(j) \leq \overline{G}_{tk}(j)$ $\underline{U}_{tk}(i) \leq U_{tk}(i) \leq \overline{U}_{tk}(i)$ $\sum_{k=1}^K U_{tk}(i) \leq U_t(i)$ $f_{tk}(i,r) \leq \overline{f}_{tk}(i,r)$ <p>para $k = 1, \dots, K$; para $i = 1, \dots, NS$; para $j = 1, \dots, J$</p>

7.3.1 Algoritmo de Solução

O algoritmo de solução do problema de programação linear é o Simplex. Propõe-se utilizar um pacote comercial como o OSL ou equivalente. Este algoritmo produz, além da solução de mínimo custo, os multiplicadores simplex, ou variáveis duais, associados às restrições do problema. Estes multiplicadores correspondem aos custos marginais de curto prazo com respeito a variações da demanda e aos limites de capacidade dos componentes.

7.4 Dados de Entrada

Os dados de entrada se compõem das seguintes classes:

- dados gerais
- dados dos subsistemas
- dados das usinas hidroelétricas
- dados das usinas térmicas
- dados de intercâmbio entre subsistemas
- programa de manutenção
- dados de demanda
- dados de vazões

7.4.1 Dados Gerais

Os dados gerais incluem:

- horizonte do estudo
- duração de cada estágio
- número de subsistemas
- taxa de atualização financeira
- função de custo de interrupção
- opções do algoritmo PDDE (número de estados L , de discretizações do vetor de energias afluentes N , etc.)

- opções de impressão dos resultados

7.4.2 Dados da Configuração Hidroelétrica

Para cada subsistema:

- usinas hidroelétricas que o compõem;
- usinas térmicas que o compõem;
- função de custo do déficit.

7.4.3 Dados das Usinas Hidroelétricas

Os dados das usinas hidroelétricas incluem:

- subsistema a que pertence;
- índice da usina a jusante;
- índice do posto de vazões;
- potência instalada;
- volume armazenado máximo;
- volume armazenado mínimo;
- vazão turbinada máxima;
- vazão defluente mínima.

7.4.4 Dados das Usinas Térmicas

Para cada unidade térmica:

- classe térmica a que pertence;
- potência instalada;
- geração máxima;
- geração mínima;
- fator de disponibilidade;
- custo de operação.

7.4.5 Programa de Manutenção

Para cada etapa, índices das unidades em manutenção que definem a porcentagem de disponibilidade, de cada usina, em função do programa de manutenção sob análise.

7.4.6 Demanda

- número de patamares da curva de carga;
- duração de cada patamar;
- demanda em cada patamar, para cada estágio.

7.4.7 Dados de Vazões

Arquivo contendo as vazões históricas naturais afluentes aos aproveitamentos para ser utilizado pelo modelo estocástico de energia

7.4.8 Dados de Intercâmbio entre Subsistemas

Para cada subsistema:

- limites máximo e mínimo de intercâmbio com os sistemas vizinhos, para cada etapa e para cada patamar de demanda;
- fatores de disponibilidade dos troncos de interligação para cada etapa (inclui a manutenção dos circuitos);
- coeficientes de perda para cada tronco de interligação.

7.5 Resultados Fornecidos

Este módulo produz a política ótima para operação de subsistemas hidrotérmicos interligados. Esta política é descrita através de uma função de custo futuro para cada estágio do período de planejamento, que relaciona o estado do sistema (energias armazenadas e tendência hidrológica em cada subsistema) com o valor esperado do custo de operação a partir daquele estágio até o horizonte de planejamento. Esta função pode ser usada como dado de entrada para os modelos utilizados para planejamento da operação a médio prazo e os modelos de simulação a usinas individualizadas.

8 SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO

8.1 Formulação do Problema e Procedimento de Solução

Uma vez obtida a política de operação ótima, representada pelas funções de custo futuro α_t , faz-se uma *simulação* da operação do sistema ao longo do período de estudo, para distintas seqüências de vazões. O procedimento de simulação está descrito a seguir:

- a) percorrer as etapas $t = 1, 2, \dots, T$;
- b) ler de arquivo um vetor de energias afluentes para a etapa t , (EAF_t) ;
- c) ler de arquivo a função de custo futuro da etapa t , $\alpha_{t+1}(EA_{t+1}, H_{t+1})$;
- d) ler de arquivo o vetor de energias armazenadas finais da etapa $t-1$ (energias armazenadas iniciais da etapa t , (EA_t));
- e) conhecidos o vetor de energias armazenadas (EA_t) , o vetor de energias afluentes (EAF_t) e a função de custo futuro $\alpha_{t+1}(EA_{t+1}, H_{t+1})$, resolver o subproblema de operação da etapa t :

$$z_t = \min \left[C_t(U_t) + \frac{1}{1+b} \mathbf{a}_{t+1} \right]$$

sujeito a restrições nos vetores de estado e decisão

as restrições do subproblema e algoritmo de solução são os mesmos do subproblema de operação da Seção **Error! Bookmark not defined.**;

- f) colocar em arquivo os resultados da solução do problema (custo de operação, volumes finais, etc.). Regressar ao passo (a).

O procedimento (a)-(f) se repete para diversas seqüências de energias afluentes, retiradas do registro histórico, ou produzidas por um modelo estocástico. A Figura 5 ilustra os principais passos do procedimento.

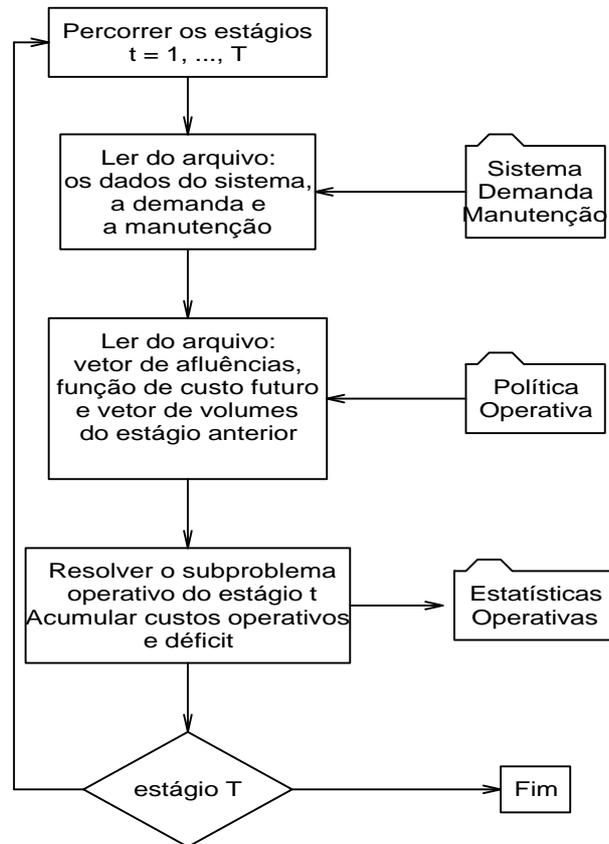


Figura 5 - Simulação da Operação

8.2 Dados de Entrada

Os dados de entrada para o modelo de simulação de operação são basicamente os mesmos do modelo de cálculo da política de operação.

8.3 Resultados Fornecidos

As informações resultantes da execução do modelo de simulação de operação incluem:

- custo de operação total para cada estágio (para cada seqüência, média, variância e valores extremos)

- custo de operação por unidade térmica e classe térmica para cada estágio (para cada seqüência e média)
- geração por unidade térmica para cada patamar e estágio (para cada seqüência e média)
- energias armazenadas finais, turbinadas e vertidas nos reservatórios equivalentes para cada estágio (para cada seqüência e média)
- energia gerada em cada reservatório equivalente para cada patamar e estágio (para cada seqüência e média)
- risco de déficit para cada ano
- energia não fornecida para cada ano (para cada seqüência, média, variância e valores extremos)
- custos marginais de demanda para cada patamar e estágio (para cada seqüência, média, variância e valores extremos);
- custos marginais associados às capacidades de geração das usinas térmicas e aos limites de armazenamento e turbinamento dos reservatórios equivalentes para cada estágio (para cada seqüência e média).
- intercâmbio com cada sistema vizinho para cada patamar e estágio (para cada seqüência, média, variância, e valores extremos);
- custo das compras e vendas de energia para cada estágio (para cada seqüência, média, variância e valores extremos).

9. PROGRAMA E METODOLOGIA DE TRABALHO

9.1 Metodologia de Trabalho

O projeto, a ser desenvolvido pelo CEPEL, será financiado pelo ONS. Preve-se uma sistemática de acompanhamento de suas atividades, com o objetivo principal de viabilizar uma ampla divulgação, absorção, análise e crítica dos aspectos metodológicos entre as empresas do setor elétrico. Entende-se que o fórum adequado para se promover este acompanhamento é o Subgrupo Especial de Validação de Modelos – Médio Prazo (SGEVM-MP), através de reuniões específicas com a participação da equipe de trabalho do CEPEL. Nestas oportunidades, devem ser relatados e debatidos os trabalhos de desenvolvimento do modelo, esclarecidos os princípios e definidos os conceitos, testes, análises, documentações e procedimentos para aprovação do modelo bem como aspectos relacionados a implementação do modelo e seu uso nas empresas.

9.2 Ambiente Computacional

A plataforma selecionada para o desenvolvimento dos módulos de programação do projeto é micro computador. A configuração mínima utilizada é: Pentil de 66 MHz, 16 Mb de RAM, disco rígido de 2 Gb, acionadores de disquete de 1.44 Mb, mouse e monitor policromático super VGA. O ambiente de desenvolvimento será DOS 5.0 (ou mais recente). O código produzido deverá atender a requisitos de portabilidade entre diversas plataformas, sendo utilizada a linguagem FORTRAN 77 ANSI. O compilador selecionado é WATCOM, versão 9.0 (ou mais recente) com extensor de DOS. Será também elaborada uma interface entre os arquivos utilizados pelo programa e os arquivos de dados utilizados pelo ONS.

9.3 Programa de Trabalho

O desenvolvimento do projeto se dará através de dez atividades mestras. Estas atividades serão independentes, de forma a permitir que diferentes frentes de trabalho possam ser concomitantemente conduzidas e complementares, no sentido de que, após concluídas, sua incorporação ao modelo seja facilmente alcançada.

Atividades:

- Acompanhamento das reuniões do SGEVM-MP
- Realização de testes com 4 patamares de déficit
- Versão com tendência hidrológica na simulação final quando séries históricas
- Discretização não paralela da variável de estado armazenamento na primeira iteração
- Correção da separação dos déficits por falta de água e falta de máquina com patamares de carga
- Possibilidade de optar por variáveis e ordenação das usinas térmicas na listagem da operação (NWLSTOP)
- Elaboração da versão final do Manual de Referência
- Realização de testes com 3 patamares de carga
- Atualização do Manual do Usuário
- Relatório de saída com nomes de subsistemas e unidades
- Modificação de dados do cadastro com data (condicionado a definição das variáveis pelo ONS até maio de 1999)
- Opção de simulação final a partir de arquivos de cortes e configuração já existentes
- Elaboração da interface gráfica em ambiente Windows

9.4 Cronograma de Trabalho

A tabela abaixo apresenta o cronograma de trabalho para as atividades descritas acima.

Marco		Data
1	Especificação funcional; descrição dos dados para a versão final (a ser entregue no primeiro grupo do SIPPOEE)	Mai/1999
2	Versão com discretização não paralela da variável de estado armazenamento na primeira iteração	Mai/1999
3	Versão com tendência hidrológica na simulação final quando séries históricas	Jun/1999
4	Versão com correção da separação dos déficits por falta de água e falta de máquina com mais de um patamar de carga	Jul/1999
5	Versão do módulo NWLISTOP com a possibilidade de optar por variáveis e ordenação das usinas térmicas na listagem da operação	Ago/1999
6	Versão final do Manual de Referência	Ago/1999
7	Versão a ser integrada ao SIPPOEE com Manual do Usuário	Set/1999
8	Versão com relatório de saída com nomes de subsistemas e unidades	Out/1999
9	Modificação de dados do cadastro com data (condicionado a definição das variáveis pelo ONS até maio de 1999)	Nov/1999
10	Versão com opção de simulação final a partir de arquivos de cortes e configuração já existentes	Dez/1999
11	Versão final da Interface gráfica em ambiente Windows	Dez/1999
12	Volume de espera como restrição e não como alteração de configuração (condicionado a avaliação de vantagens técnicas com esta alteração por parte do CEPEL e ONS)	Dez/1999

REFERÊNCIAS

1. Terry, L. A. et al., "Coordinating the Energy Generation of the Brazilian National Hydrothermal Electrical Generating System", *Interfaces* 16, Jan-Feb 1986, pp 16-38.
2. Terry, L. A. et al., "Modelo a Sistema Equivalente - Descrição Geral." *Relatório Técnico* CEPEL 1705/80, 1980.
3. ELETROBRÁS, DOS/DEOP, *BACUS, Balanço a Equicusto*, DOS/DEOP, 1985.
4. CEPEL, Uso do Modelo Estocástico de Vazões Mensais no Estudo da mais Severa Seca Ocorrida no Local de Barramento de Furnas, Relatório Técnico, 1978.
5. Kelman, J., Oliveira, G.C., Maceira, M.E.P., "Modelo de Séries Hidrológicas (MSH) - Manual de Metodologia", Relatório Técnico CEPEL nº 242/92.
6. Pereira, M. V. F., "Optimal Stochastic Operations of Large Hydroelectric Systems", *Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 11, Nº 3, pages 161-169, July/1989.
7. Maceira, M.E.P., "Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Auto-regressivos Periódicos", Relatório Técnico CEPEL 237/93, 1993.
8. Maceira, M.E.P., Suanno, C.M., Costa, J.P. da, "Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes - NEWAVE. Manual do Usuário", Relatório Técnico CEPEL 389/94, 1994.
9. Salas, J. D., Delleur, J. W., Yevjevich, V. e Lane, W. L., *Applied Modeling of Hydrologic Time Series*, Water Resources Publications, 1980.
10. Maceira, M. E. P., *Operação Ótima de Reservatórios com Previsão de Afluências*, Tese de Mestrado, COPPE/UFRJ, março/1989.
11. Box, G. E. P., e Jenkins, G. M., *Time Series Analysis - Forecasting and Control*, Holden-Day Inc., 1970.