

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE SISTEMAS

**Contribuições ao Planejamento da Operação Energética de
Sistemas de Energia Elétrica com Ênfase ao Acoplamento Entre os
Planejamentos de Médio e Longo Prazo**

Por: *Raquel Farah Ferreira*

Orientador : *Prof. Dr. Secundino Soares Filho*

Dissertação submetida à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas, para preenchimento dos pré-requisitos parciais para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Este exemplar corresponde a redação final da tese defendida por *Raquel Farah Ferreira* e aprovada pela Comissão Julgada em *06 / 05 / 97* por *Secundino Soares F.* Orientador

Maio 1997

UNIDADE	BC
L. CHAMADA:	Unicamp
F413c	
V. Ex.	
T. PREÇO BC/	31.942
PREÇO	284,91
C	<input type="checkbox"/>
D	<input checked="" type="checkbox"/>
PREÇO	88,16,02
DATA	22/10/97
N.º CPD	

CM-00101530-1

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

F413c Ferreira, Raquel Farah
Contribuições ao planejamento da operação energética de sistemas de energia elétrica / Raquel Farah Ferreira.-- Campinas, SP: [s.n.], 1997.

Orientador: Secundino Soares Filho.
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas de energia elétrica - Planejamento. 2. Otimização matemática. I. Soares Filho, Secundino II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação III. Título.

Dedico este trabalho à minha irmã Viviane e aos meus pais, Alfredo e Regina que sempre me apoiaram, incondicionalmente, nas minhas decisões e objetivos proporcionando-me total liberdade de escolha.

Este trabalho teve o suporte financeiro da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) através do Projeto Temático de Equipe: Planejamento da Operação de Sistemas de Energia Elétrica com Predominância de Geração Hidroelétrica.

Agradecimentos

Ao Secundino que executa com excelente destreza e inteligência seu papel de professor, proporcionando motivação crescente através da busca constante de novos desafios e conseqüentemente aprendizado. Mais importante ainda que o “professor” Secundino foi a sua compreensão e paciência nos momentos de dificuldade.

Ao Gelson e ao Cássio que de colegas tornaram-se verdadeiros amigos através da sempre presente ajuda e solidariedade.

A todos que tornaram a convivência durante este período, um ambiente agradável e acima de tudo amigo.

Ao Abílio pela sua cooperação e solicitude.

A todos os amigos que sempre me apoiaram e realmente torceram por mim.

Resumo

O planejamento da operação energética de sistemas de energia elétrica pode ser representado e modelado sob diversos aspectos. O problema real engloba algumas características que são fatores agravantes para sua complexidade. Podemos citar, de uma maneira genérica, o grande porte dos sistemas hidrotérmicos, que são interligados e acoplados em cascatas, o carácter estocástico das afluências, o custo de operação das usinas termelétricas e a geração das usinas hidrelétricas, ambos provindos de funções não lineares. Neste trabalho serão destacados alguns modelos para o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos que foram estudados e implementados visando a possibilidade de comparação e ganhos reais referentes à adoção de tais metodologias.

Podemos distinguir dois grupos básicos para os modelos propostos para o problema de planejamento energético. Esta distinção está diretamente ligada ao horizonte de planejamento a ser tratado, que pode ser dividido em longo e médio prazo. Serão enfatizadas neste trabalho ferramentas desenvolvidas para o acoplamento dos modelos propostos para o planejamento de médio e longo prazo. Entre elas um modelo equivalente para o sistema hidrelétrico que permite a representação de um sistema de usinas por um único reservatório, simplificação esta que devida a redução do número de variáveis, possibilita a utilização de programação dinâmica estocástica na otimização da operação do sistema para o planejamento de longo prazo. No planejamento de médio prazo, foi estudado um modelo de otimização determinístico, para usinas individualizadas usando um método de fluxos em rede específico para este problema considerando-se uma função objetivo não linear e a obtenção de uma solução inicial através de um modelo linear por partes. Foi elaborado também um algoritmo que permite a utilização de regras de operação para a trajetória de volume das usinas e técnicas para obtenção destas regras. A partir destes modelos, foi possível agregar os métodos propostos dando ênfase ao acoplamento entre o planejamento para os horizontes de médio e longo prazo.

Utilizando ferramentas de otimização desenvolvidas para o planejamento energético de sistemas hidrotérmicos foi elaborado um simulador para o estudo das políticas de decisão a usinas individualizadas.

Uma das propostas deste trabalho é apresentar criticamente os resultados dos testes realizados e a comparação das diversas metodologias propostas além de detalhar todos os métodos e algoritmos.

Abstract

The Electric Power System Operation Planning can be modelled and represented under many aspects. The real problem involves some particularities that contributes for its complexity. We can say that, in a generic situation, the large scale of the hydrothermal systems, which are interconnected, the uncertainty of inflows, the thermoelectric plants operation cost represented by a non-linear function are some aspects that make the hydrothermal scheduling problem extremely complex. It will be presented some models for the hydrothermal system operation planning that are studied and implemented in order to compare and evaluate benefits according to such methods.

We can distinguish two basic groups for the proposal models for the power system operation planning problem. They are straight related to the planning horizon to be considered, which can be divided into long and mid term. It will be related some tools developed for the aggregation of the proposed models for the long and mid term horizon planning. One of them refers to an equivalent model for the hydroelectric system allowing the system representation by one single reservoir and due to the reduction of variables number, the use of dynamic programming for solving the long term problem. The mid term horizon was studied by a deterministic optimisation model, considering individual plants. It was used a specific network flow problem considering a non-linear function and the computing of a initial solution using a piece-wise linear model. It was also developed an algorithm based on optimal reservoir trajectories obtained with the deterministic hydrothermal scheduling algorithm. With he presentation of these two models, there exists the possibility of aggregation of the two methods that refers to the long and mid term algorithm creating then the adaptive planning.

Based on the optimisation tools developed for electric power system operation planning, it was created a simulation environment for studying decision policies.

The proposal of this work is to present critically the results and the comparison of the methodologies besides detailing methods and algorithms.

Conteúdo

Agradecimentos	iv
Resumo	v
Abstract	vi
Conteúdo	vii
<hr/>	
1 Introdução	1
2 Representação do Sistema Hidrotérmico	6
2.1 Sistema Hidrelétrico	7
2.2 Sistema Termelétrico	11
3 Modelagem e Técnica de Solução Para o Planejamento de Médio Prazo	17
3.1 Modelo	17
3.2 Técnicas de Solução	24
3.3 Solução Inicial	29
3.4 Acoplamento com o Planejamento de Longo Prazo	37
3.5 Aprimoramentos do Modelo	42
3.6 Análise da Solução Ótima	45
4 Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas	53
5 Conclusões	65
Bibliografia	67
Apêndice A	70

Capítulo 1

Introdução

Este trabalho tem como tema principal o aproveitamento dos recursos para geração de energia hidrelétrica. Pode-se considerar este problema de importância relevante no cenário nacional, fato que motiva pesquisas em diversas universidades e institutos de pesquisa. A maior preocupação está em se obter um modelo matemático capaz de descrever a realidade de forma verídica e fazer com que a análise dos resultados teóricos do problema formulado se traduzam em economias reais para a prática em questão.

Talvez esta seja a maior dificuldade atual dos métodos de pesquisa operacional. Em primeiro lugar, descrever o problema na própria linguagem matemática. Em segundo, fazer com que os resultados obtidos sejam aplicáveis à realidade. O objetivo deste trabalho foi justamente dar ênfase a estas duas questões.

O Brasil tem a energia hidráulica como fonte primária de energia elétrica com cerca de 95% do total de energia consumida. Devido à abundância de recursos hídricos no país, é conclusivo que os fundos destinados ao desenvolvimento de metodologias otimizadas dentro das empresas atuantes não seja pleno. Sendo assim, podemos julgar como representantes do desenvolvimento de novas tecnologias os centros de pesquisa e as universidades do país, que cumprem seu papel analítico e renovador. Este ambiente permitiu a realização deste trabalho, tendo o apoio da Fundação de Amparo à Pesquisa no Estado de São Paulo (FAPESP) fazendo parte de um trabalho temático em equipe [13] no Departamento de Engenharia de Sistemas da FEEC/Unicamp. Este projeto temático trata do “Planejamento da Operação Energética de Sistemas de Energia Elétrica com Predominância de Geração Hidrelétrica”.

O planejamento da operação energética de sistemas hidrelétricos está diretamente relacionado à necessidade de se calcular um meio eficiente para o planejamento da operação dos reservatórios das usinas, ou melhor, buscar uma solução ótima para o problema. É evidente que, ao falar de uma solução ótima, não estou falando da realidade, pois esta, dificilmente pode ser representada fielmente pelos modelos matemáticos. Falo porém, de meios de descobirmos qual o perfil de uma solução ótima, pois através de suas características, podemos elaborar soluções eficientes e que estejam comprovadamente próximas da ótima. Considero este, um passo importante em um trabalho de pesquisa no sentido de se traduzir para a realidade todos os resultados obtidos.

O planejamento da operação energética tem como finalidade definir a operação do sistema hidrotérmico de tal maneira que o menor custo de operação seja obtido. A parte da demanda que não é suprida pela geração hidráulica é complementada pela geração térmica. Como o custo da geração hidráulica é fixo e reduzido, tem-se que o custo total de produção de energia é dado pelo elevado custo de operação das termelétricas. Sendo assim, o planejamento energético tem o objetivo de aumentar ao máximo a produção de energia hidrelétrica para que o custo de produção de energia seja minimizado.

No entanto, para que a produção de energia hidrelétrica seja máxima, um eficiente controle dos reservatórios de água deve ser planejado. A maneira como são operados os reservatórios num certo período de tempo influi diretamente na disponibilidade de água nos períodos subsequentes. Chegamos agora num ponto crítico, ou seja, no ponto que trata das complexidades envolvidas no problema. A influência da decisão tomada num período se estende por todo o horizonte de planejamento. Isto caracteriza o problema como dinâmico. O armazenamento e a defluência de água devem ser feitos de modo a estabelecer a menor complementação térmica possível ao longo de todo o horizonte de planejamento.

Um fato importante a se considerar é a estocasticidade do problema, diretamente ligada à incerteza quanto às afluências e à demanda. Isto pode gerar uma ineficiência inevitável sobre a operação do sistema, pois é impossível prever perfeitamente o futuro. Isto significa, por exemplo, que ao escolhermos armazenar água num certo período e ocorrendo períodos de altas afluências no futuro, o reservatório provavelmente terá de verter água, causando um desperdício de recursos. Analogamente, se decidirmos turbinar mais água no presente, uma situação de baixas afluências no futuro causará a necessidade de um aumento da geração de energia não hidráulica e como conseqüência o aumento dos custos de operação do sistema.

Outra característica que contribui para a complexidade do problema é a disposição das usinas, que se encontram numa mesma bacia hidrográfica, dispostas em cascatas,

formando assim, um sistema interconectado de grande porte. No caso do sistema Sudeste são mais de 30 usinas localizadas na bacia do Rio Paraná.

Finalmente, as relações entre o custo de operação e o nível de geração termelétrica por um lado, e entre a geração hidrelétrica, a altura de queda e a vazão turbinada, por outro, são não lineares e usualmente não diferenciáveis em alguns pontos.

Concluindo, tem-se que este problema tem características específicas que o tornam complexo e de difícil formulação. Podemos considerá-lo:

- dinâmico;
- estocástico;
- interconectado;
- não linear e não diferenciável;
- grande porte;

As diversas abordagens existentes para sua solução mostram a dificuldade em modelar tais características simultaneamente. Uma alternativa para o planejamento da operação de sistemas de energia elétrica é tratá-lo por diferentes etapas de planejamento [15]. Temos na Figura 1.1 um diagrama que ilustra as etapas consideradas.

Inicialmente, temos o planejamento de longo prazo (PLP), discretizado em meses e que utiliza o horizonte de alguns anos à frente a partir do horizonte de médio prazo. Este modelo considera a estocasticidade das aflúncias, pois o seu grau de incerteza é grande devido ao longo horizonte de planejamento. Os reservatórios são agregados através de um modelo equivalente em um único reservatório de energia [11, 16]. Isto torna possível a resolução do problema por programação dinâmica estocástica [6, 9].

Em seguida temos o planejamento de médio prazo (PMP) que pode ser discretizado em meses ou semanas e considera o horizonte de alguns meses à frente. A modelagem utilizada para este caso considera as usinas individualmente, porém com a aflúncia e a demanda determinísticas. Trata-se de um modelo de fluxos em rede não linear, onde são consideradas as restrições operacionais das usinas, a conexão das usinas em cascatas e o suprimento da demanda de energia. O objetivo é minimizar o custo provindo da utilização de energia térmica no horizonte de planejamento [12]. Esse modelo foi aperfeiçoado com a inclusão na função objetivo do custo esperado futuro de operação.

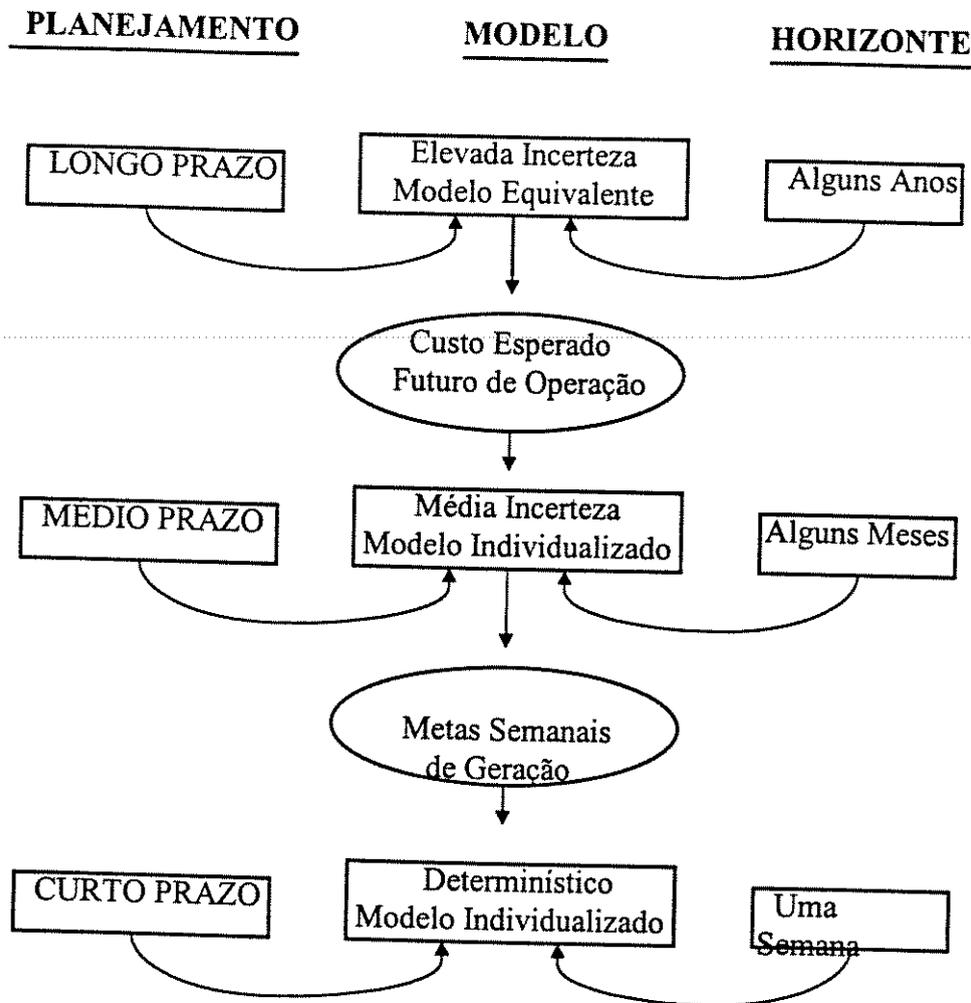


Figura 1. 1: Decomposição temporal do problema de planejamento da operação de sistemas de energia elétrica

E por fim temos o planejamento de curto prazo que é discretizado em horas e tem um horizonte de uma semana. A modelagem desagrega as metas de geração das usinas respeitando as restrições elétricas e hidráulicas do sistema e minimizando as perdas de geração e transmissão [19].

Esta tese é dedicada à implementação da cadeia de planejamento nos horizontes de longo e médio prazo, especialmente no que se refere à sua conexão que se dá pelo custo esperado futuro de operação do sistema ao final do horizonte de médio prazo. Este custo é fornecido pelo PLP e introduzido na função objetivo do PMP como uma função de custo terminal associada ao estado final de armazenamento dos reservatórios, estabelecendo assim uma coerência entre estas duas etapas do planejamento. Após determinar a decisão

ótima de operação dos períodos de longo e médio prazo, este resultado é automaticamente utilizado pelo planejamento de curto prazo.

O Capítulo 2 deste trabalho faz uma descrição do sistema hidrotérmico dando ênfase à representação do sistema hidrelétrico e a modelagem do sistema termelétrico.

No Capítulo 3 são apresentados vários tópicos relacionados à otimização de sistemas para o planejamento energético de médio prazo de sistemas hidrotérmicos. Primeiramente um modelo não-linear determinístico juntamente com um método para a obtenção de uma solução inicial eficiente são apresentados. Em seguida temos uma proposta para o acoplamento do planejamento de médio prazo e o de longo prazo. Na seção 3.5 foram feitas algumas considerações referentes ao aperfeiçoamento de modelagem incorporadas ao modelo determinístico não linear. Na seqüência temos uma seção dedicada à análise das soluções ótimas obtidas com o modelo e é apresentado um método para a obtenção de regras otimizadas para a operação energética de sistemas hidrotérmicos. As regras obtidas são comparadas com a regra em paralelo utilizada atualmente no sistema brasileiro.

O Capítulo 4 engloba a apresentação de um Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas, ferramenta criada para a avaliação de políticas de operação baseadas em abordagens usando modelos de otimização.

Algumas terminologias serão utilizadas no decorrer do trabalho para referenciar alguns programas que estão disponíveis no ambiente de trabalho. O SAPE - Sistema de Apoio ao Planejamento Energético [17], é o sistema responsável pela interface entre o usuários e os programas pertencentes ao projeto. O POSH - Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos é o programa implementado para o planejamento de médio prazo com representação individualizada das usinas [12]. A PDE - programação dinâmica estocástica, é o programa de otimização para o planejamento de longo prazo [6].

Capítulo 2

Representação do Sistema Hidrotérmico

Os sistemas de energia elétrica são formados basicamente de três partes fundamentais: os meios de produção, de transporte e de consumo. O principal aspecto a ser tratado referente aos meios de consumo é a distribuição de energia, que se encarrega de abastecer o consumidor final. Os meios de transporte formados pelas linhas de transmissão e subestações são o elo de ligação entre os sistemas de produção e os de consumo. Trataremos neste trabalho os meios de produção, mais especificamente os meios de geração de energia elétrica. Embora uma porcentagem mais elevada dos recursos investidos no setor elétrico seja dedicada ao sistema de geração, apenas a integração e confiabilidade das três atividades será responsável pela eficiência do sistema de energia elétrica.

Os sistemas de produção de energia elétrica podem ser compostos de vários tipos de usinas que se diferenciam prioritariamente pela fonte primária de energia a ser explorada. A escolha do tipo de usina a ser utilizada é, na maioria dos países, definida pelos recursos disponíveis. No caso do Brasil, temos uma quantidade considerável de recursos hídricos que derivam 95% da energia elétrica consumida no país. O Brasil supre a sua demanda de energia elétrica com a geração de origem hidráulica e térmica. Sendo assim, temos um sistema de geração hidrotérmico que é formado de diversas hidrelétricas, na sua maioria agrupadas em cascatas e termelétricas que compõem um parque gerador térmico. Estas usinas são diretamente ligadas aos centros de cargas através das linhas de transmissão de acordo com a Figura 2.1 onde estão representados os componentes do sistema elétrico.



Figura 2.1: Componentes do sistema elétrico

2.1 Sistema Hidrelétrico

Será descrito e detalhado a seguir um sistema hidrelétrico de acordo com as denominações e variáveis que serão constantes no decorrer do trabalho para que o leitor se familiarize com tais termos.

Uma usina hidrelétrica é composta de: uma barragem destinada a formar o reservatório represando o curso da água, passagens de água ou tubulações de adução que conectam o reservatório à casa de força. A casa de força é composta pelos conjuntos turbina e gerador e outros equipamentos secundários. Compõem também um canal através do qual a água volta ao rio e o vertedouro, que permite a liberação da água sem passar pela casa de máquinas.

O fluxo de energia envolvido na produção de energia elétrica pode ser descrito da seguinte maneira:



Figura 2. 2: Fluxo de energia

Os reservatórios que compõem as usinas podem ser com ou sem capacidade de regulação, ou seja, alguns reservatórios não permitem estocar água de um mês para outro. As usinas que possuem reservatórios sem capacidade de regulação são chamadas usinas à fio d'água e são obrigadas a defluir toda a água afluente. Existem também as usinas de bombeamento que possuem dois reservatórios em níveis diferentes. Quando é

conveniente, a água do reservatório mais baixo é bombeada para o mais alto para que ela seja reaproveitada.

A função e a operação dos reservatórios de um sistema de usinas tornam-se importantes a medida que contribuem para o aproveitamento dos recursos disponíveis [8]. É importante lembrar que o planejamento da operação de sistemas de energia hidrelétrica tem por princípio definir o melhor aproveitamento dos recursos hídricos, pois o produto direto que é a energia elétrica, não pode ser estocado. O objetivo é armazenar o máximo possível de água de tal forma que a demanda seja suprida respeitando restrições de navegação, saneamento e controle ambiental. Temos na Figura 2.3 a representação de uma usina juntamente com suas características e variáveis usadas na representação de um sistema de energia elétrica.

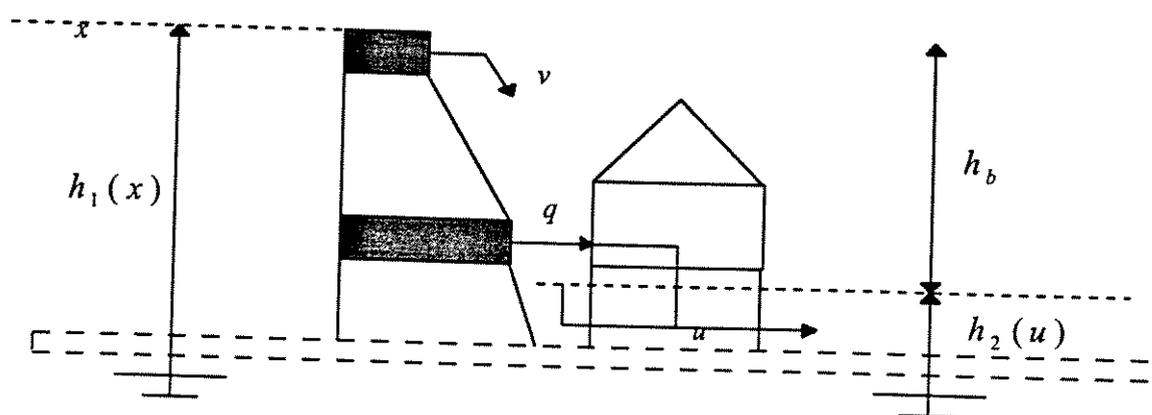


Figura 2.3: Usina hidrelétrica - componentes básicas

onde

- x : volume do reservatório (hm^3);
- $h_1(x)$: nível do reservatório (m);
- u : vazão de água defluída (m^3 / s);
- $h_2(u)$: nível do canal de fuga (m);
- v : vazão de água vertida (m^3 / s);
- q : vazão de água turbinada (m^3 / s);

- h_b : altura de queda bruta (m);

A variável x representa o volume do reservatório e a função $h_1(x)$ é o polinômio que representa a altura do nível do reservatório em função do seu volume x . A variável u representa o total de água defluído e é a função polinomial $h_2(u)$ que descreve a altura do canal de fuga em função do volume de água defluído u . A variável v representa o volume de água vertido, isto é, o volume de água descarregado mas não turbinado. A variável q representa o volume de água que é turbinado. Podemos então dizer que o total de água defluente u é igual à soma dos volumes de água vertidos v e turbinados q . A variável h_b representa a diferença entre as cotas do reservatório e do canal de fuga, ou seja, a altura de queda da água. A altura de queda líquida da usina é representada pela altura de queda bruta menos as perdas hidráulicas representadas em altura. Temos assim:

$$h_b = h_1(x) - h_2(u)$$

$$h_l = h_1(x) - h_2(u) - h_p$$

Onde h_p (m) é a altura correspondente às perdas hidráulicas do conduto forçado.

Função de Geração

O processo de geração de energia elétrica pode ser reduzidamente expresso pela transformação da energia potencial da água armazenada em energia elétrica a partir dos componentes turbina e gerador. Temos assim que:

$$Eh = Ep \cdot rt \cdot rg$$

onde

- Eh : energia elétrica produzida na hidrelétrica num período t ;

- Ep : energia potencial da água usada no acionamento das turbinas da usina num período t ;

- rt : rendimento da turbina da usina;

- rg : rendimento do gerador da usina ;

A energia potencial é calculada através do produto da massa pela aceleração da gravidade e a altura. Temos assim:

$$Ep = \delta . q . t . g . h_1$$

Onde

- δ : densidade da água;
- t : período de tempo considerado;

Temos então

$$Eh = k . h_1 . q . t$$

(2.1)

Com

$$k = \delta . g . r t . r g$$

A equação (2.1) mostra que a função de geração de energia elétrica é função da altura de queda líquida (h_1) e do volume de água turbinado (q). A altura de queda líquida é função dos polinômios que definem as cotas do reservatório, do canal de fuga e da perda hidráulica ρ_h . Temos assim:

$$Eh = k . (h_1(x) - h_2(u) - \rho_h) . q . t$$

(2.2)

A potência produzida é caracterizada pela energia gerada por unidade de tempo. Sendo assim temos que a potência gerada é:

$$Ph = k . (h_1(x) - h_2(u) - \rho_h) . q$$

(2.3)

A função de potência gerada depende da vazão turbinada e da altura de queda líquida que é determinada através de duas funções não lineares, caracterizando assim a função de geração de potência de uma usina hidroelétrica como não linear. O rendimento

das turbinas e do gerador são considerados constantes e iguais aos seus valores médios, uma vez que o planejamento energético trabalha com vazões médias mensais.

2.2 Sistema Termelétrico

Um sistema termelétrico pode ser composto de usinas nucleares e convencionais (carvão, óleo ou gás). A representação do sistema termelétrico em modelos de planejamento da operação é feita através da definição das funções de custo de geração das usinas, correspondente ao gasto do combustível utilizado, e dos limites operacionais da usina. Uma vez que para determinada decisão de geração hidrotérmica o custo está exclusivamente associado à geração termelétrica, a operação do parque termelétrico pode ser otimizada à priori para diversos níveis de geração térmica total. Este é conhecido como problema do Despacho Econômico Termelétrico, formulado como segue.

Trataremos aqui de um sistema composto de várias usinas térmicas onde o menor custo de operação deve ser obtido de tal forma que uma certa carga ou demanda seja atendida. O custo de operação de cada usina pode ser descrito por uma função crescente e convexa que depende da sua geração. Temos assim a seguinte formulação para o problema do Despacho Econômico Termelétrico (DET):

$$\Psi(D) = \text{Min} \sum_{i=1}^N c_i(g_i)$$

Sujeito a

$$\sum_{i=1}^N g_i = D \quad (\lambda)$$

$$\underline{g}_i \leq g_i \leq \overline{g}_i \quad (\alpha_i, \beta_i) \\ i = 1, \dots, N$$

onde

- N : número de unidades térmicas do sistema;
- g_i : geração da usina i ;
- $c_i(g_i)$: custo de operação da usina i ;
- \underline{g}_i e \bar{g}_i : limite inferior e superior para a capacidade de geração da usina i ;
- D : geração térmica total;
- $\lambda, \alpha_i, \beta_i$: multiplicadores de Lagrange;

Temos assim um problema de minimização que determina o mínimo custo de produção de um parque termelétrico. Trata-se de um problema não linear pois a função de custo de operação de uma usina térmica é normalmente representado por uma função quadrática [20]. Para resolver o problema temos o método a seguir.

Definindo o Lagrangeano como

$$L(g, \lambda, \alpha, \beta) = \sum_{i=1}^N c_i(g_i) + \lambda(D - \sum_{i=1}^N g_i) + \sum_{i=1}^N \alpha_i(g_i - \bar{g}_i) + \sum_{i=1}^N \beta_i(\underline{g}_i - g_i)$$

As condições de otimalidade (Kuhn-Tucker) para o problema são:

1. $c'_i(g_i) - \lambda + \alpha_i - \beta_i = 0$ $i = 1, \dots, N$;
2. λ irrestrito; $\alpha_i, \beta_i \geq 0$; $i = 1, \dots, N$;
3. $\alpha_i(g_i - \bar{g}_i) = 0$ $i = 1, \dots, N$;
4. $\beta_i(\underline{g}_i - g_i) = 0$ $i = 1, \dots, N$;
5. $\sum_{i=1}^N g_i = D$

onde

- $c'_i(g_i)$: custo marginal de operação da usina i ;

A partir destas condições, sendo g^* a solução do problema, podemos notar que para $i = 1, \dots, N$ temos:

- se $\underline{g}_i < g_i^* < \bar{g}_i$ então $\alpha_i = \beta_i = 0$ e $c_i'(g_i^*) = \lambda^*$
- se $\underline{g}_i = g_i^*$ então $\alpha_i^* = 0$; $\beta_i^* \geq 0$ e $c_i'(g_i^*) \geq \lambda^*$;
- se $\bar{g}_i = g_i^*$ então $\beta_i^* = 0$; $\alpha_i^* \geq 0$ e $c_i'(g_i^*) \leq \lambda^*$;

Portanto, a solução do DET pode ser obtida pelo seguinte procedimento:

Seja $\Gamma = [\min_i(c_i'(\underline{g}_i)), \max_i(c_i'(\bar{g}_i))]$, discretizando Γ em intervalos suficientemente pequenos temos $\Gamma = \{\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_m\}$;

- Para cada λ_j , $j = 1, \dots, m$;
- Para cada $i = 1, \dots, N$:

$$- \bar{g}_{ij} = \{g_{ij} \mid c_i'(g_{ij}) = \lambda_j\};$$

$$- g_{ij}^* = \max\{\underline{g}_i, \min(\bar{g}_{i,j}, \bar{g}_{i,j})\};$$

$$\bullet g_j = \sum_{i=1}^N g_{ij}^*$$

$$- \Psi'(g_j) = \lambda_j$$

(2.4)

$$- \Psi(g_j) = \sum_{i=1}^N c_i(g_{ij}^*)$$

(2.5)

Para cada usina temos um custo de operação que pode ser representado por uma quadrática visto que o custo marginal é descrito por uma reta. A função de custo marginal do sistema pode ser obtida pela equação (2.4) e tem o perfil típico mostrado na Figura 2.4.

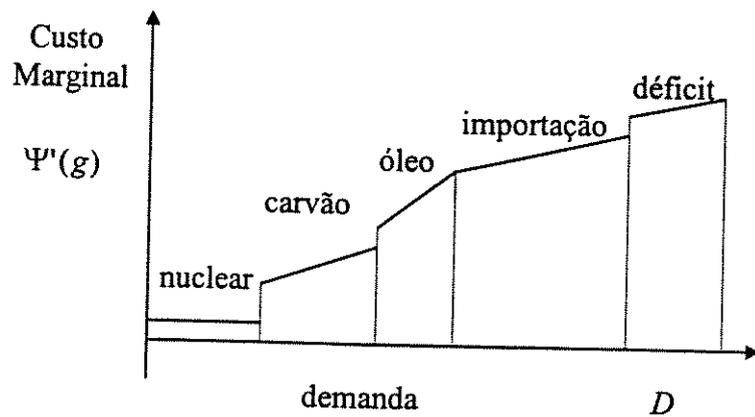


Figura 2.4: Função de custo marginal de um sistema térmico

A função de custo de geração térmica é obtida pela equação (2.5) e é descrita pela Figura 2.5 ao considerarmos uma capacidade de geração térmica G_{\min} e determinarmos um custo de déficit ou importação.

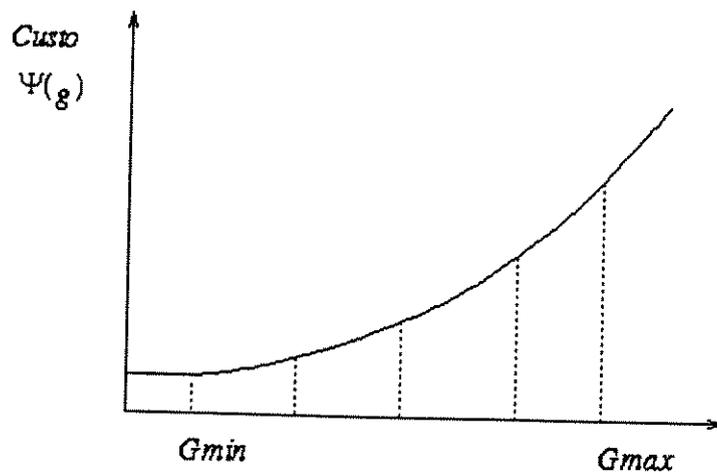


Figura 2.5: Função de custo de geração térmica

Esta função descreve o custo de geração térmica e, como o custo de operação de um sistema hidrotérmico é dado pela complementação não hidráulica para uma demanda D e uma geração hidráulica H , temos:

$$f(H) = \Psi(D - H)$$

(2.6)

onde $f(H)$ é o custo da complementação de energia gerada pelo parque termelétrico. Este custo é a informação fornecida ao sistema hidrelétrico, através da função objetivo (ver equação 3.1.1), para que a solução obtida seja ótima do ponto de vista de coordenação hidrotérmica.

Um algoritmo para a obtenção da função de custo de geração térmica foi elaborado e implementado segundo a descrição acima e foi introduzido no SAPE possibilitando a realização de cenários com sistemas compostos de várias usinas térmicas.

Selecionando no sistema SAPE um estudo, é possível escolher o número de usinas térmicas que irão compor o conjunto. Com o número de térmicas já escolhido, é aberta uma janela onde os dados de custo e capacidade de geração podem ser definidos. Pode-se inserir funções quadráticas de custo, um limite de geração mínimo e um máximo. Esta janela pode ser vista na Figura 2.6.

Despacho Economico Termoeletrico (DET)					
Numero Classes: 5					
Custo (US\$) = a + b * C + c * C ²					
Térmica 0	a: 0.0	b: 5040	c: 100	Gmin(MW): 0.0	Gmax(MW): 200
Térmica 1	a: 0.0	b: 14440	c: 0	Gmin(MW): 0.0	Gmax(MW): 350
Térmica 2	a: 0.0	b: 35000	c: 250	Gmin(MW): 0.0	Gmax(MW): 500
Térmica 3	a: 0.0	b: 72000	c: 0	Gmin(MW): 0.0	Gmax(MW): 650
Térmica 4	a: 0.0	b: 100000	c: 400	Gmin(MW): 0.0	Gmax(MW): 700

Entre com os custos em ordem crescente! As curvas de custo podem ser visualizadas no editor de custos apos configuracao.

Figura 2.6: Tela para inserção dos dados de custo das térmicas

Após inserir as funções de custo térmico e as faixas operativas das usinas, podemos visualizar os gráficos correspondentes ao custo e o custo marginal do sistema térmico. O gráfico da Figura 2.7 representa o custos marginal para o sistema de usinas mostrado na Figura 2.6.

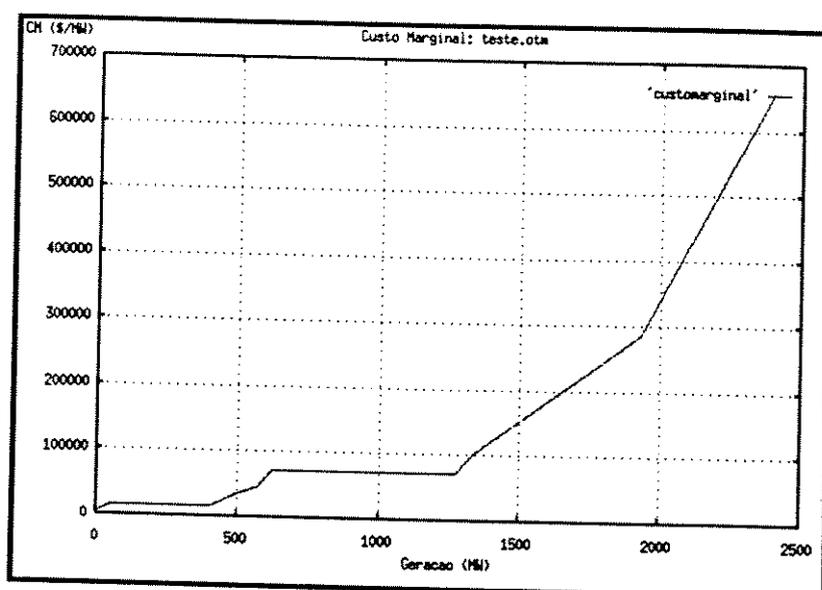


Figura 2.7: Custo marginal

Na Figura 2.8 temos o gráfico do custo térmico referente ao custo marginal mostrado acima.

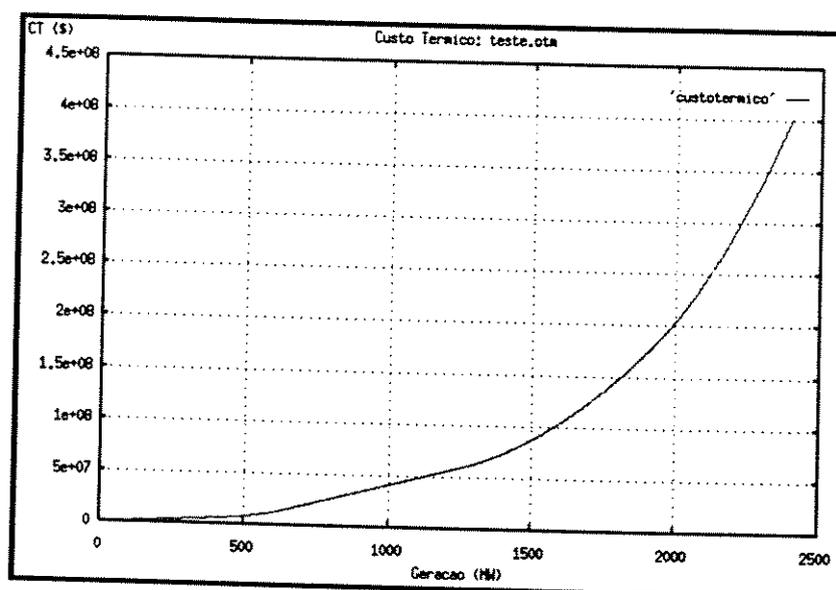


Figura 2.8: Custo térmico

Através deste módulo, o SAPE permite a inserção de qualquer sistema térmico, ou seja, a possibilidade de se configurar as térmicas a serem utilizadas.

Capítulo 3

Modelagem e Técnica de Solução Para o Planejamento de Médio Prazo

Será apresentado nesta seção um modelo matemático para a otimização determinística e individualizada de um sistema hidrotérmico. O problema está formulado para o estudo do planejamento de médio prazo. O ponto principal explorado por este modelo referencia-se à afluência tratada de forma determinística. As opções disponíveis no sistema SAPE [17], atualmente em desenvolvimento, para a definição da afluência a ser utilizada pelo modelo são: vazões históricas, vazões geradas sinteticamente, porcentagem de uma média mensal histórica, ou vazões previstas. O grau de detalhamento do problema envolve a representação individualizada das usinas, valorizando assim a análise referente à cascata formada, juntamente com a localização das usinas dentro da cascata.

3.1 Modelo

Este modelo baseia-se na estruturação de um problema de fluxos em rede com arcos capacitados onde a cascata de usinas é expandida num horizonte de tempo pré-determinado e as usinas representadas de forma individualizada. Como foi dito anteriormente, com esta representação podemos obter informações suficientemente detalhadas para os níveis de volume, defluência e afluência de cada usina em cada período. Este enfoque permite uma modelagem para o planejamento de médio prazo, que é normalmente discretizado em meses ou semanas. Este problema foi formulado com o objetivo de definir quanto cada usina do sistema deve gerar em cada período de tal forma que a água seja otimamente aproveitada evitando vertimento e perdas energéticas por deplecionamento [3, 4].

A maneira utilizada para representar o custo de aproveitamento da água é através do valor designado para a produção da energia complementar, que é gerada para atender a demanda que não é suprida pela energia hidrelétrica. Esta energia complementar é gerada por um parque termelétrico e portanto o custo de geração de energia não hidráulica é dado pelo custo de produção de energia térmica, como foi visto no Capítulo 2. No caso do Brasil a energia complementar inclui também o déficit de energia. Este custo será descrito pela equação (3.1.1).

$$\sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+\beta)^t} f(H_t)$$

(3.1.1)

Na equação (3.1.1), temos a soma para todos os intervalos de tempo da função de custo térmico multiplicado por um fator de valor presente de acordo com o valor do dinheiro no tempo. Nesta função, temos que a variável H_t representa a soma da geração de todas as usinas do sistema no período de tempo t . A geração de cada usina é calculada de acordo com a equação (2.3) e para um sistema de usinas pode ser escrita como na equação (3.1.2).

$$H_t = \sum_{i=1}^N k_i (h_{1i}(x_{i,t}) - h_{2i}(u_{i,t}) - ph_i) \cdot q_{i,t}$$

(3.1.2)

A equação (3.1.2) representa a soma, para todas as usinas do sistema, da geração de cada uma delas.

Além do custo de geração (3.1.1), o modelo considera também uma outra função envolvida no problema relacionada ao custo futuro esperado de operação após o final do período de planejamento. Esta função é obtida pelo modelo estocástico a sistema equivalente (Apêndice A). Ela representa o custo esperado de operação de um sistema conforme a energia armazenada do mesmo no final do período de otimização e realiza o acoplamento entre os planejamento de longo e médio prazo. Este custo é representado pela função (3.1.3).

$$\gamma(e_T) = a_0 + a_1 e_T + a_2 e_T^2$$

(3.1.3)

Na equação (3.1.3), temos que e_T é a energia armazenada no fim do horizonte de planejamento. Denominando \bar{p}_i a produtibilidade média acumulada da usina i (soma das produtividades médias das usinas a jusante da usina i , inclusive), o valor da energia armazenada num período t pode ser calculado pela equação (3.1.4).

$$e_t = \sum_{i=1}^N \bar{p}_i \cdot x_{i,t}$$

(3.1.4)

Cada usina possuirá variáveis representantes do volume, da afluência e da defluência. Podemos representar esquematicamente esta estrutura através da Figura 3.1.1.

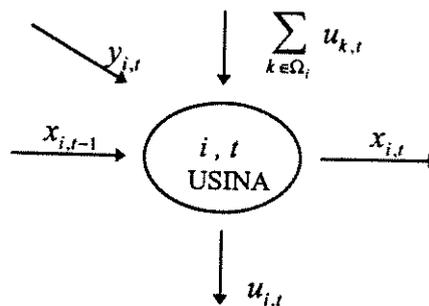


Figura 3.1.1

onde

- $y_{i,t}$: volume afluente à usina i no período t ;
- $x_{i,t}$: volume armazenado na usina i no fim do período t ;
- $u_{i,t}$: volume defluente da usina i no período t ;
- Ω_i : conjunto das usinas imediatamente à montante da usina i ;
- $v_{i,t}$: volume vertido da usina i no período t ;
- $q_{i,t}$: volume turbinado pela usina i no período t ;

Através desta estrutura, podemos definir a restrição do problema que representa a equação de conservação de água na usina:

$$y_{i,t} + x_{i,t-1} + \sum_{j \in \Omega_i} u_{j,t} = x_{i,t} + u_{i,t} \quad (3.1.5)$$

$$u_{i,t} = v_{i,t} + q_{i,t} \quad (3.1.6)$$

$$x_i(0) \text{ dado}$$

$$i = 1, \dots, N \quad t = 1, \dots, T$$

A restrição (3.1.5) representa o equilíbrio de fluxo no nó, ou seja, o volume de água que chega é exatamente igual ao volume de água que sai. Na equação (3.1.6), a variável que representa o volume de água defluído é igual à soma dos volumes vertido e turbinado.

As restrições restantes do problema se referem às capacidades das usinas, ou seja, às capacidades físicas da usina tais como capacidade de armazenamento do reservatório, a capacidade de defluência da usina e a capacidade de turbinamento. Estas podem ser representadas de acordo com as inequações (3.1.7), (3.1.8) e (3.1.9).

$$\underline{u}_{i,t} \leq u_{i,t} \leq \bar{u}_{i,t}$$

(3.1.7)

$$\underline{x}_{i,t} \leq x_{i,t} \leq \bar{x}_{i,t}$$

(3.1.8)

$$q_{i,t} \leq q_i^{max}$$

(3.1.9)

$$i = 1, \dots, N \quad t = 1, \dots, T$$

Na inequação (3.1.7) temos $\underline{u}_{i,t}, \bar{u}_{i,t}$ como limitantes inferiores e superiores para a capacidade de defluência da usina i e em (3.1.8) temos $\underline{x}_{i,t}, \bar{x}_{i,t}$ como limitantes inferiores e superiores para a capacidade de armazenamento do reservatório da usina i . A equação (3.1.9) descreve o limitante q_i^{max} para a capacidade de turbinagem da usina i . Através da conveniente fixação dos limites de armazenamento dos reservatórios no último período de tempo, $\underline{x}_{i,T} \leq x_{i,T} \leq \bar{x}_{i,T}$, é possível, caso necessário, fixar o estado final do sistema.

A formulação matemática completa para o problema pode ser descrita da seguinte maneira:

$$\text{Minimizar} \quad \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+\beta)^t} f(H_t) + \frac{1}{(1+\beta)^T} \gamma (e_T)$$

(3.1.10)

Sujeito a

$$H_t = \sum_{i=1}^N H_i(x_{i,t}, u_{i,t}) \quad t = 1, \dots, T$$

(3.1.11)

$$y_{i,t} + x_{i,t-1} + \sum_{k \in \Omega_i} u_{k,t} = x_{i,t} + u_{i,t}$$

$$i = 1, \dots, N; t = 1, \dots, T$$

(3.1.12)

$$x_i(0) \text{ dado}$$

$$\underline{u}_{i,t} \leq u_{i,t} \leq \bar{u}_{i,t}$$

(3.1.13)

$$\underline{x}_{i,t} \leq x_{i,t} \leq \bar{x}_{i,t}$$

(3.1.14)

$$i = 1, \dots, N \quad t = 1, \dots, T$$

Um sistema de usinas deve ser representado de acordo com as características apresentadas pelas usinas que o compõem e as restrições técnicas e ambientais do conjunto. As usinas podem ser compostas de reservatórios de água ou não. As usinas que não possuem reservatórios são chamadas de usinas fio d'água e são consideradas sem capacidade de regulação. Podemos representar graficamente um sistema de usinas conforme a Figura 3.1.2 .

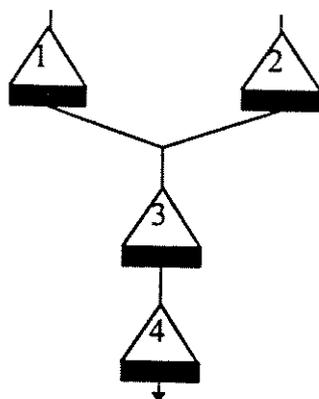


Figura 3.1.2 : Representação de uma cascata de 4 usinas

Através da representação mostrada na Figura 3.1.2, podemos definir uma rede para um sistema que envolve uma cascata de usinas e os intervalos de tempo num horizonte T [2]. Esta rede está representada na Figura 3.1.3.

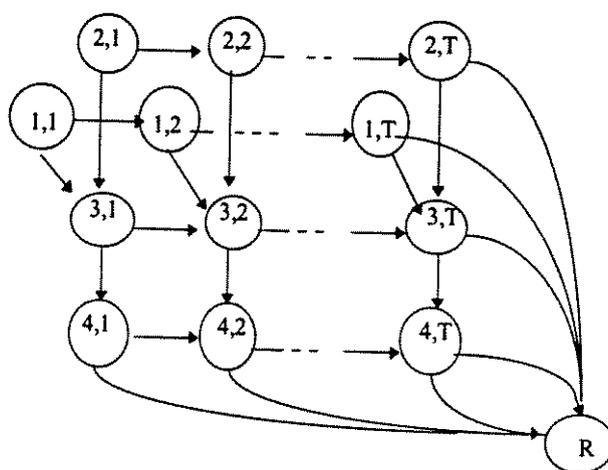


Figura 3.1.3

Esta rede possui características particulares que são importantes para a definição dos algoritmos que serão utilizados. Será considerado como usual, embora o modelo permita se necessário um tratamento distinto, a existência de apenas uma usina diretamente a jusante de cada usina. Sendo assim, de cada nó da rede, derivam no máximo dois arcos: um referente à defluência e outro ao volume, sendo que as usinas fio d'água não tem arco de volume.

3.2 Técnica de Solução

O algoritmo utilizado para a resolução do problema utiliza técnicas que são específicas para este modelo [5]. A técnica de solução adotada para o problema se baseia na decomposição das variáveis em básicas e não básicas. Uma das características particulares do método é a representação da rede dentro do problema de fluxo em rede dada por uma matriz chamada matriz de defluência básica (MDB). A MDB facilita o tratamento interno do algoritmo no que se refere à identificação dos ciclos, atualização das variáveis e mudanças de base. A MDB tem as linhas representando as usinas (uma linha para cada usina) e as colunas representando os intervalos de tempo (uma coluna para cada intervalo). Sendo assim, temos um elemento da matriz para cada nó da rede.

A estratégia de otimização utilizada faz com que a base das variáveis básicas seja composta por um elemento de cada usina, ou seja, um dos arcos do nó. Sendo assim, podemos dizer que para cada nó sempre haverá uma variável básica e outra não básica saindo dele. A MDB foi formulada de tal forma que cada elemento é capaz de informar qual é a variável básica de cada nó. Ela é composta de elementos “0” ou “1” onde o “0” indica que o volume está na base e o “1” que a defluência está na base. Será mostrado na Figura 3.2.1 um exemplo de uma base para uma rede de quatro usinas e três períodos.

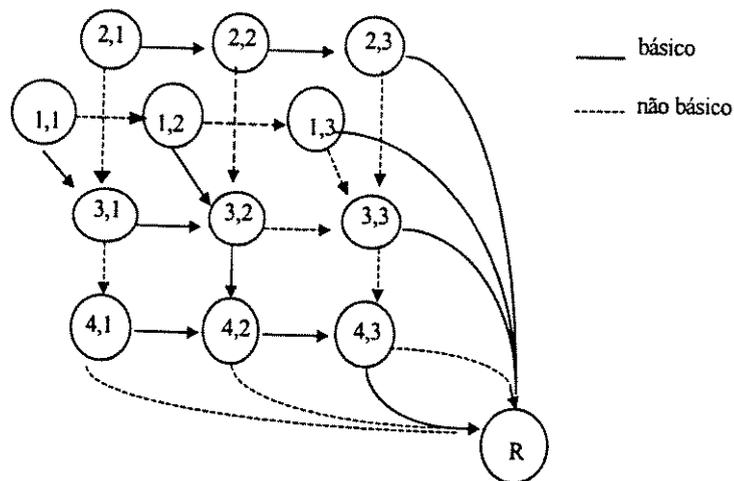


Figura 3.2.1

A MDB correspondente a este estado da base é:

$$MDB = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}$$

A estrutura da base é responsável pelo fluxo de água na rede. A água pode ser transferida entre períodos ou entre usinas conforme a variável básica relacionada a cada nó. Se as variáveis básicas são de volume, a transferência de água entre reservatórios é priorizada, enquanto que se as variáveis básicas são de defluência, a transferência de água entre períodos de tempo é priorizada. Estas duas partições para a base podem ser visualizadas na Figura 3.2.2.

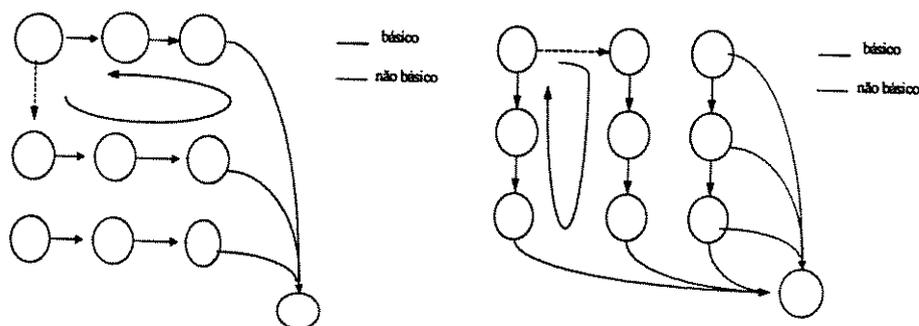


Figura 3.2.2: Estrutura da base dando preferência aos arcos de volume ou de defluência.

A modelagem apresentada nesta seção permite a elaboração de um algoritmo de fluxos em rede específico para um sistema hidroelétrico onde as usinas são representadas individualmente.

Um modelo de otimização a usinas individualizadas é um problema de fluxo em rede com custo não linear, o objetivo é definir a melhor trajetória de volume e defluência $(x_{i,t}, u_{i,t})$ para cada usina de modo a minimizar o custo total do sistema ao longo de um horizonte de planejamento. O programa implementado para a resolução deste problema é o POSH, e este programa faz parte do SAPE onde os estudos podem ser configurados e otimizados como citado anteriormente. Será detalhada a seguir a técnica de resolução utilizada e implementada para solucionar o problema e chegar a uma solução ótima.

O problema de fluxo em rede em questão pode ser formulado como:

$$\begin{array}{ll} \text{Minimizar} & f(x) \\ \text{Sujeito a} & Ax = y \\ & \underline{x} \leq x \leq \bar{x} \end{array}$$

Onde $A \in \mathbb{R}^{m \times n}$ e $\text{rank}(A) = m$, $y \in \mathbb{R}^m$, e \underline{x} e \bar{x} são limites inferiores e superiores para x .

A metodologia utilizada na resolução do problema em questão baseia-se na divisão das variáveis em três grupos: básicas, não básicas e super básicas. Sendo assim temos:

$$A = [B, S, N] \quad e \quad x = \begin{bmatrix} x_B \\ x_S \\ x_N \end{bmatrix}$$

(3.2. 1)

Neste contexto, temos que a matriz B é formada pela base correspondente às variáveis básicas. A matriz S corresponde às variáveis super básicas que estão fora da base mas entre os limites de canalização. A matriz N corresponde às variáveis não básicas, que estão nos limites de canalização.

Devemos caracterizar d tal que $f(x + \alpha d) \leq f(x)$ onde $x + \alpha d \in S, \alpha > 0$. Com isto a direção d deve satisfazer as condições de factibilidade da solução como a seguir:

- i) $A(x + \alpha d) = y \Rightarrow Ad = 0$
- ii) $\underline{x} \leq x + \alpha d \leq \bar{x}$

De acordo com a partição mostrada em (3.2. 1) podemos escrever :

$$Ad = Bd_B + Sd_S + Nd_N = 0$$

O problema do cálculo da direção d será resumido ao espaço das variáveis superbásicas . Fixando-se d_N em zero temos:

$$\begin{cases} d_B = -B^{-1}Sd_S \\ d_N = 0 \end{cases}$$

Escrevendo d em função de d_s temos :

$$d = Zd_s$$

(3.2. 2)

onde

$$Z = \begin{pmatrix} -B^{-1}S \\ I \\ 0 \end{pmatrix}$$

A matriz Z será denominada matriz de redução de variável pois, através dela, o problema se reduz ao espaço das variáveis superbásicas . Mostraremos a seguir um algoritmo básico de otimização utilizado para a resolução do problema.

Algoritmo Básico de Otimização

1. Inicializar com uma solução factível x_0 e $k = 0$;
2. Calcular uma direção d_k factível e de descida segundo (3.2. 2);
3. Calcular α^* tal que $\alpha^* = \min_{\alpha} \{f(x_k + \alpha d_k) \mid 0 \leq \alpha \leq \alpha_{max}\}$;
4. $x_{k+1} = x_k + \alpha^* d_k$;
5. Testa Convergência
6. Se não convergiu, $k = k + 1$, volta para 2.

Diversos métodos podem ser utilizados para o cálculo da direção d . Em [12], embora tenham sido implementados os métodos do Gradiente Reduzido e de Newton Truncado, testes mostraram a eficiência do método de Newton Truncado. Neste trabalho, o método utilizado para o cálculo da direção d foi o Gradiente Reduzido que melhor se adaptou ao modelo e será detalhado a seguir.

Método do Gradiente Reduzido

O método do Gradiente Reduzido é utilizado para gerar as direções de descida necessárias ao algoritmo de otimização citado anteriormente. Este método baseia-se na

resolução do problema através da redução do problema ao espaço das variáveis superbásicas.

Conforme a decomposição das variáveis em básicas, super básicas e não básicas, o gradiente da função objetivo pode ser escrito como:

$$\nabla' f(x) = (\nabla'_B f(x), \nabla'_S f(x), \nabla'_N f(x))$$

Onde $\nabla'_B f(x)$ é o gradiente de $f(x)$ com relação ao vetor básico x_B , $\nabla'_S f(x)$ é o gradiente de $f(x)$ com relação ao vetor superbásico x_S e $\nabla'_N f(x)$ é o gradiente de $f(x)$ com relação ao vetor não básico x_N .

Examinemos então $\nabla' f(x) d$:

$$\begin{aligned} \nabla' f(x).d &= \nabla'_B f(x)d_B + \nabla'_S f(x)d_S + \nabla'_N f(x)d_N = \\ &(\nabla'_S f(x) - \nabla'_B f(x)B^{-1}S)d_S = r'_S d_S \end{aligned}$$

Chamaremos r_S de componente correspondente à variável superbásica do gradiente reduzido r . Para que d seja uma direção de descida devemos ter:

$$\nabla' f(x).d = r'_S d_S < 0 \quad e \quad d_j \geq 0 \quad se \quad x_j = 0 \quad (3.2.1)$$

A regra utilizada para definir a direção de descida é:

$$d = [d_1, \dots, d_n]' \quad onde \quad d_j = \begin{cases} -r_j & se \quad r_j \leq 0 \\ -x_j \cdot r_j & se \quad r_j > 0 \end{cases}$$

$$(3.2.2)$$

Definindo d como em (3.2.2) é fácil verificar que (3.2.1) é satisfeito.

3.3 Solução Inicial

Uma solução inicial trivial para o problema (3.1.10) - (3.1.14) é cada usina defluir sua afluência mantendo constante o seu armazenamento ao longo do período de planejamento e igual ao armazenamento inicial. Esta é a chamada “solução a fio d’água”, isto é, solução onde todas as usinas operam como se fossem usinas “a fio d’água”.

Nesta seção é apresentada uma adaptação do modelo não linear apresentado anteriormente e que de forma rápida gera uma solução inicial mais eficiente que a solução “a fio d’água” [7]. O modelo consiste no mesmo problema de fluxo em redes (3.1.10) - (3.1.14) com uma função objetivo linear por partes no lugar de (3.1.10) e sem considerar a restrição (3.1.11) que está relacionada à função objetivo do problema, o que confere ao algoritmo convergência finita e eficiência comparável à programação linear. A função objetivo adotada é baseada em resultados obtidos através de observações e análise da solução fornecida pelo próprio modelo geral (3.1.10) - (3.1.14).

A estrutura do modelo leva em conta aspectos analíticos encontrados na operação de sistemas hidrotérmicos. O primeiro fato a ser considerado é o acoplamento das usinas em cascatas. Isto faz com que a operação de cada usina influencie na operação das outras, pois o fluxo de água é comum a todas usinas a jusante. Estudos realizados através do modelo de programação não linear apresentado na seção 3.1 mostraram algumas características constantes nas soluções ótimas obtidas. Conforme pode ser visto na seção 3.6 dedicada exclusivamente à análise das soluções ótimas, as usinas que se encontram na extremidade inferior da cascata têm uma tendência em manter o reservatório cheio enquanto as usinas que se encontram no início da cascata tem prioridade na regularização das vazões e como conseqüência apresentam acentuadas oscilações de armazenamento. Esta característica pode ser reproduzida pela atribuição de pesos diferenciados para o deplecionamento dos reservatórios.

A outra heurística levada em consideração na construção do modelo foi a preocupação em evitar o vertimento nas usinas, ou seja, a defluência de água que não é transformada em energia.

Os aspectos descritos acima foram adaptados ao modelo através da definição de funções que os descrevem de forma linear. Será apresentada a seguir a formulação matemática para um modelo de programação linear por partes de acordo com as

características citadas acima e com as restrições anteriormente apresentadas no modelo para o problema do planejamento de médio prazo.

$$\text{Minimizar} \quad \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T (-w_i x_{i,t} + \rho_i v_i(u_{i,t}))$$

Sujeito a

$$x_{i,t+1} = x_{i,t} + y_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_i} u_{k,t} - u_{i,t}$$

$$i = 1, \dots, N$$

$$t = 1, \dots, T$$

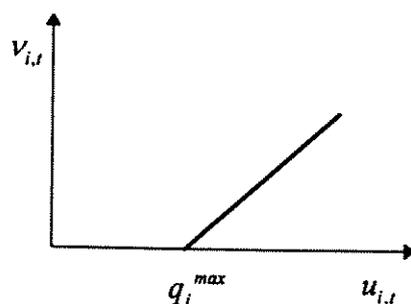
$$x_i(0) \text{ dado}$$

$$\underline{u}_{i,t} \leq u_{i,t} \leq \bar{u}_{i,t}$$

$$\underline{x}_{i,t} \leq x_{i,t} \leq \bar{x}_{i,t}$$

$$i = 1, \dots, N \quad t = 1, \dots, T$$

Primeiramente temos o termo que visa maximizar o armazenamento dando prioridade de armazenamento para as usinas que se encontram mais à jusante na cascata. Este termo é representado pela variável que representa o volume do reservatório multiplicado por um fator. Isto significa que quanto mais à jusante estiver a usina, maior será o seu fator multiplicativo. Está representado na função objetivo como $-w_i x_i$. Em segundo lugar temos o termo que visa o mínimo de vertimento para o sistema. É representado por uma função linear por partes que assume valores quando o sistema em questão apresenta vertimentos. Graficamente temos:



Esta função representa a função de vertimento da usina i . Pode-se notar que enquanto o volume de água defluído é inferior ao máximo volume a ser turbinado, a

parcela da função objetivo representada por esta função é nula, caso contrário, ela tem o valor do volume de água vertido.

É representada por:

$$\rho_i v_i(u_{i,t}) = \rho_i \max(u_{i,t} - q_i^{max}, 0)$$

Onde:

- ρ_i : constante que estabelece um peso para a função $v_i(u_{i,t})$ dentro da função objetivo para a usina i ;
- $u_{i,t}$: volume de água defluente da usina i no período t ;
- q_i^{max} : capacidade máxima de turbinagem da usina i ;

A função $\rho_i v_i(u_{i,t})$ é uma função linear por partes e portanto requer um método de resolução particular a esta linearidade por partes. A resolução e a implementação para este problema utilizam a estrutura citada anteriormente que considera a matriz de defluência básica como representante da estrutura de fluxos em rede do problema. O algoritmo básico de otimização para este problema pode ser resumido da seguinte maneira:

Algoritmo Básico de Otimização Para o Problema Linear Por Partes

1. Inicializar com uma solução factível x_0 ;
2. Repetir enquanto houver fluxo de água a ser transferido:
 3. Para cada intervalo de tempo t :
 4. Para cada usina i :
 5. Encontrar o ciclo formado pela variável não básica em questão;
 6. Calcular o custo relativo desta variável;
 7. Encontrar o fluxo máximo no ciclo;
 8. Se o fluxo máximo for maior que zero então atualizar variáveis e a base;

Este algoritmo utiliza um método de fluxos em rede linear com adaptação para um problema linear por partes. Será detalhado a seguir o método de resolução adotado para o problema [21].

Método Simplex Para Problema de Fluxo Em Rede Linear Por Partes

Podemos escrever o problema de fluxo em rede linear por partes da seguinte maneira:

$$\begin{array}{ll} \text{Minimizar} & \sum_{i=1}^N c_i(x_i)x_i \\ \text{Sujeito a} & Ax = b \\ & \underline{x} \leq x \leq \bar{x} \\ & \sum_i b_i = 0 \end{array}$$

Onde $c_i(x_i)$ é o coeficiente linear por partes da variável x_i , na função objetivo, $A \in \mathfrak{R}^{m \times n}$ ($m < n$) é a matriz de incidência, $x \in \mathfrak{R}^n$ é o vetor de variáveis que representam o fluxo nos arcos, $b \in \mathfrak{R}^{m \times m}$ e $\underline{x}, \bar{x} \in \mathfrak{R}^n$ representam os limites inferiores e superiores para o arco x .

Método de Resolução

Dividindo as variáveis entre básicas e não básicas temos:

$$x = \begin{bmatrix} x_B \\ x_N \end{bmatrix} \quad A = (B \ N) \quad c = \begin{bmatrix} c_B \\ c_N \end{bmatrix}$$

$$\sum_{i=1}^N c_i(x_i)x_i = c'_B(x_B)x_B + c'_N(x_N)x_N$$

Temos assim

$$Ax = b \Rightarrow Bx_B + Nx_N = b \Rightarrow x_B = B^{-1}b - B^{-1}Nx_N$$

Substituindo-se x_B na função objetivo temos:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^N c_i(x_i)x_i &= c'_B(x_B)(B^{-1}b - B^{-1}Nx_N) + c'_N(x_N)x_N = \\ & c'_B(x_B)B^{-1}b - c'_B(x_B)B^{-1}Nx_N + c'_N(x_N)x_N = \\ & c'_B(x_B)B^{-1}b + (c'_N(x_N) - c'_B(x_B)B^{-1}N)x_N \end{aligned}$$

Com isto obtemos o custo reduzido das variáveis não básicas, ou seja, o coeficiente das variáveis não básicas na função objetivo. Este custo será denominado \tilde{c}_i e calculado segundo (3.3.1).

$$\tilde{c}_i = c_i(x_i) - c_B(x_B)B^{-1}N_i$$

(3.3.1)

Através deste custo é possível verificar a condição de otimalidade do problema:

$$\begin{cases} \tilde{c}_i < 0 & e & x_i = \bar{x}_i & \text{ou} \\ \tilde{c}_i > 0 & e & x_i = \underline{x}_i \end{cases}$$

É fácil ver que a solução encontrada para este problema é uma solução factível também para o problema (3.1.10) - (3.1.14) que foi descrito anteriormente, pois as restrições (3.1.12) - (3.1.14) são comuns aos dois problemas.

Resultados

Mostraremos a seguir alguns estudos de caso com o modelo de programação linear por partes fornecendo a solução inicial do problema não-linear (3.1.10) - (3.1.14). Esta solução inicial será comparada à solução inicial padrão denominada “solução fio d’água”.

O primeiro estudo foi realizado para um cenário de uma usina: Água Vermelha, será chamado de estudo I e o segundo estudo foi realizado para as usinas: Marimbondo, Água Vermelha e Ilha Solteira e será chamado de estudo II. A afluência utilizada foi de 80% da Média de Longo Termo (MLT) para o estudo I e para o estudo II de 90%, e um horizonte de 24 meses. A configuração hidrotérmica usada foi a padrão¹. A disposição das usinas na cascata é mostrada pela Figura 3.3.1.

¹ Configuração hidrotérmica padrão é aquela onde o mercado de energia (MWmédio) é igual à capacidade instalada do parque hidrelétrico e a complementação térmica é de custo quadrática e de capacidade instalada também igual ao parque hidrelétrico.

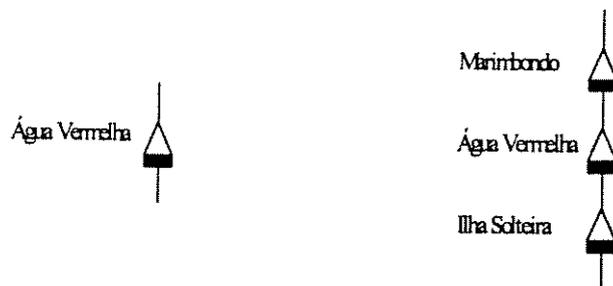


Figura 3.3.1: Cascatas utilizadas nos estudos I e II respectivamente

Na Figura 3.3.2 temos o gráfico para a defluência obtida pela “solução a fio d’água”. Pode-se notar que há vertimento nesta solução. Na Figura 3.3.3 temos o gráfico para a solução provinda do inicializador, onde os períodos em que haviam vertimentos foram balanceados pelo programa linear por partes.

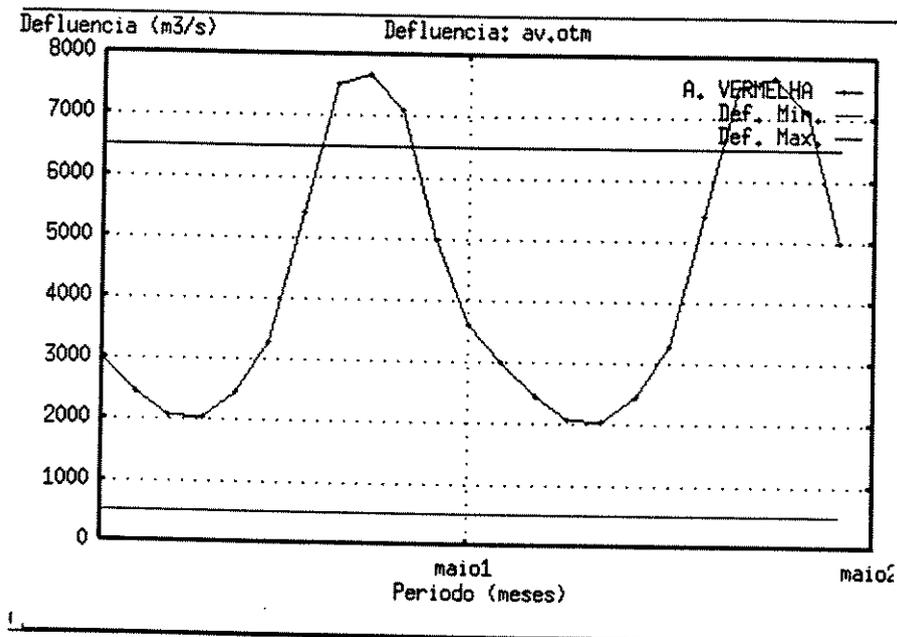


Figura 3.3.2 :Gráficos de defluência para o estudo I com a “solução a fio d’água”.

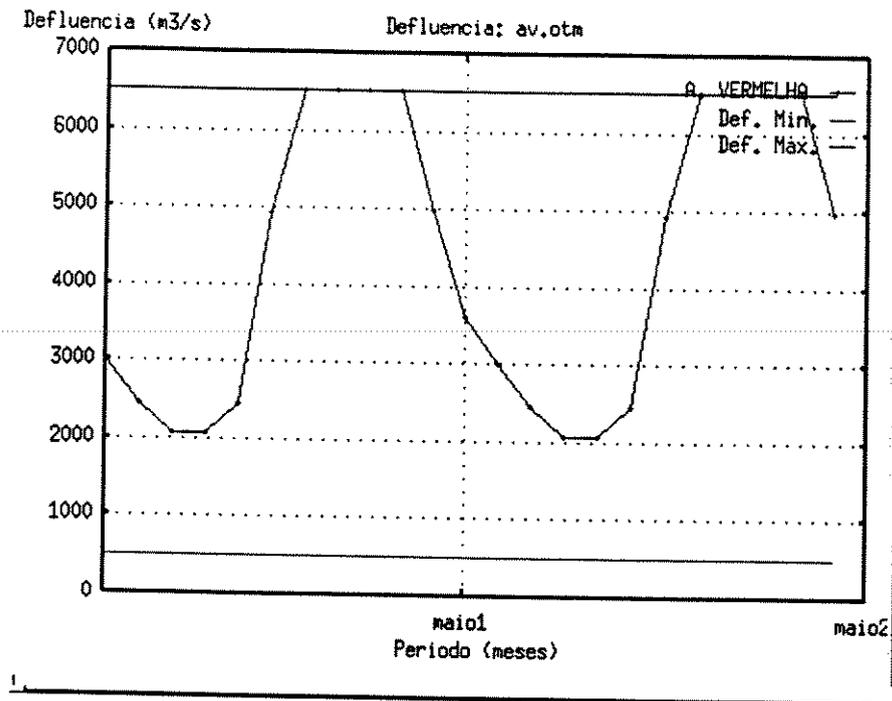


Figura 3.3.3: Gráficos de defluência para o estudo I com o inicializador.

A solução gerada pelo inicializador retirou os vertimentos que haviam na “solução a fio d’água”, fazendo com que a solução inicial gerada fosse melhor.

Para o estudo II, com um sistema de três usinas, podemos observar o efeito cascata que faz com as usinas mais à montante oscilem mais que as usinas mais à jusante. Este fato pode ser observado pelo gráfico do volume obtido pelo inicializador mostrado na Figura 3.3.4.

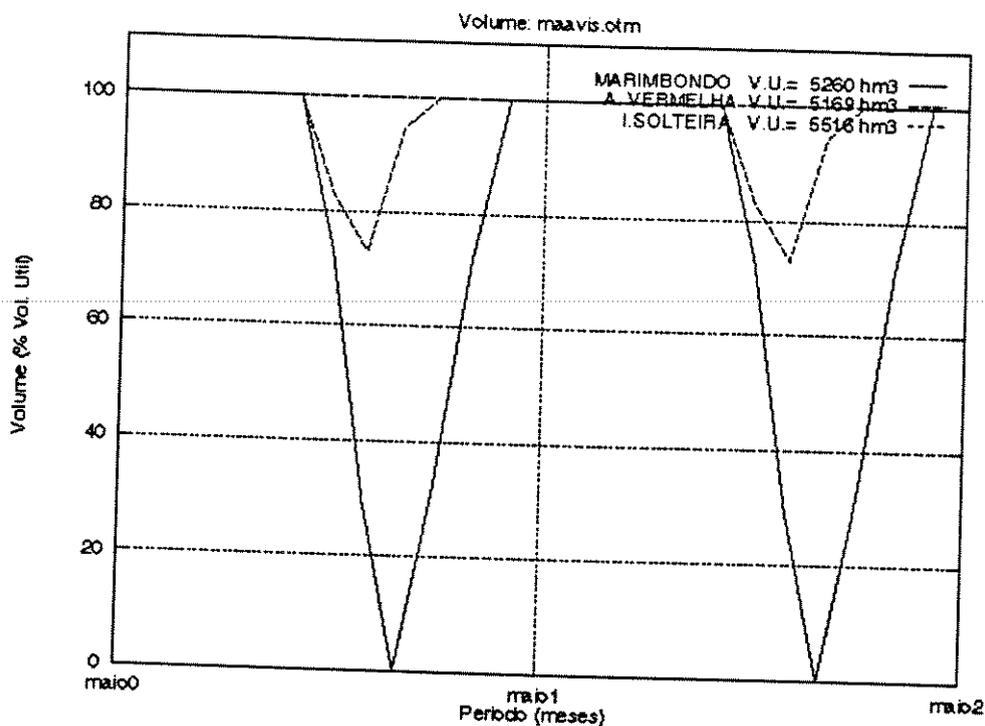


Figura 3.3.4: Volumes para o estudo II obtidos através do inicializador.

O custo das soluções iniciais obtidas através do inicializador foram inferiores ao custo das “soluções a fio d’água”. Para o Estudo I obteve-se uma solução 9.12 % mais econômica através da solução inicial otimizada. Para o estudo II obteve-se uma solução 20 % mais econômica para aquela gerada pelo inicializador.

Estes estudos mostram que o inicializador é capaz de gerar uma solução inicial de custo inferior ao da solução inicial padrão e portanto melhorar a inicialização para o problema 3.1.10 - 3.1.14 .

3.4 Acoplamento com o Planejamento de Longo Prazo

Será tratado nesta seção, o acoplamento entre os métodos para o planejamento de médio prazo e o planejamento de longo prazo. De acordo com o modelo mostrado na seção 3.1, temos na equação 3.1.10 da função objetivo, a parcela referente ao custo futuro esperado de operação. Este custo é obtido através da PDE [6] (ver apêndice A).

O modelo de PDE gera, para cada mês do ano, a partir de 10 (dez) estados possíveis para a energia afluyente do mês anterior (colunas) e 100 (cem) estados para a energia armazenada (linhas), uma tabela de decisão de geração e outra de custo esperado futuro de operação associado à decisão de geração. A partir da tabela de custos futuros, calculando os custos médios por linha, obtêm-se um custo associado a cada valor discretizado da energia armazenada. Através dos dados contidos nos vetores de custo futuro esperado médio, assim calculados, são ajustadas curvas aos pontos. A função utilizada para o ajuste destes pontos foi uma quadrática e o método implementado para obtenção dos parâmetros de tais funções foi o método dos quadrados mínimos [21].

A Figura 3.4.1 apresenta o gráfico das funções de custo futuro esperado para o sistema Teste, composto pelas usinas de Emborcação e Itumbiara, nos meses de Janeiro e Julho para uma configuração hidrotérmica padrão.

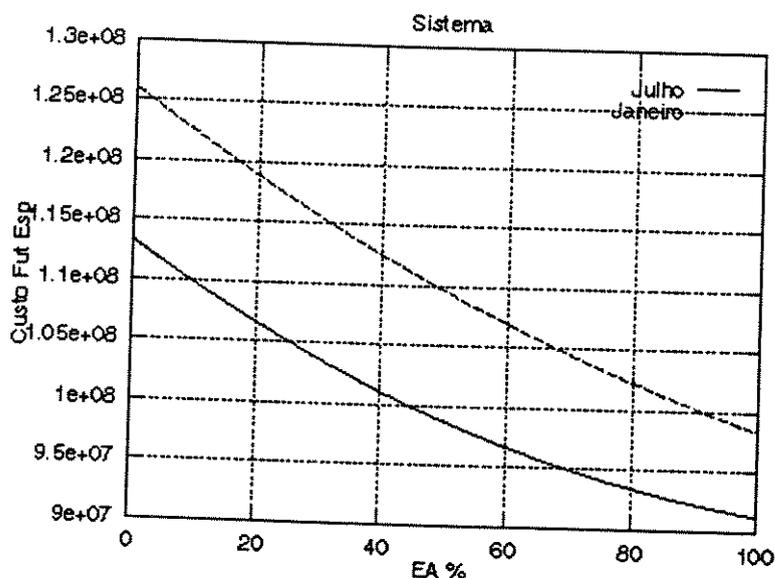


Figura 3.4.1: Funções de custo esperado para o sistema teste nos meses de janeiro e julho

Definimos assim as funções:

$$\gamma(e_t) = a_0 + a_1 e_t + a_2 e_t^2$$

(3.4.1)

onde

- e_t : energia armazenada do sistema no período t ;
- a_0, a_1, a_2 : coeficientes das funções de custo futuro esperado;
- $\gamma(e_t)$: função de custo esperado futuro de operação;

A energia armazenada é calculada segundo a equação (3.4.2).

$$e_t = \sum_{i=1}^N \bar{p}_i \cdot x_{i,t}$$

(3.4.2)

onde

- \bar{p}_i : produtividade média acumulada da usina i ;
- $x_{i,t}$: estado do reservatório da usina i no período t ;
- N : número de usinas do sistema;

A partir das equações (3.4.1) e (3.4.2) podemos calcular o valor da energia armazenada e o custo futuro esperado de operação do sistema num determinado intervalo de tempo. Este custo é parte integrante da função objetivo do problema do planejamento de médio prazo descrito na seção 3.1 e representa o custo futuro de operação de acordo com o mês. O modelo de otimização a usinas individualizadas [12] não estava preparado para o tratamento deste custo. Esta parcela da função objetivo foi inserida no POSH acarretando um novo cálculo para o gradiente. O método utilizado para este problema foi o método do gradiente reduzido[10]. Alguns resultados serão mostrados a seguir.

Resultados

Temos inicialmente um estudo para um sistema formado por 2 usinas no mesmo rio: Emborcação e Itumbiara e configuração hidrotérmica padrão. Primeiro, temos na Figura 3.4.2 o gráfico da trajetória otimizada dos volumes para um horizonte de 24 meses, iniciando em maio e com estado inicial e final dos reservatórios fixo em 100 % do volume total. A afluência utilizada foi de 80% da média de longo termo (MLT). A

trajetória do volume dos reservatórios seguindo uma otimização com estado final do reservatório variável de acordo com a função de custo futuro esperado e horizonte igual a 24 meses mostra-se idêntica à trajetória do problema otimizado com volume final fixado. Isto significa que a função de custo futuro esperado faz com que os volumes fiquem cheios ao fim do período devido a um menor custo futuro esperado para o sistema com este estado final.

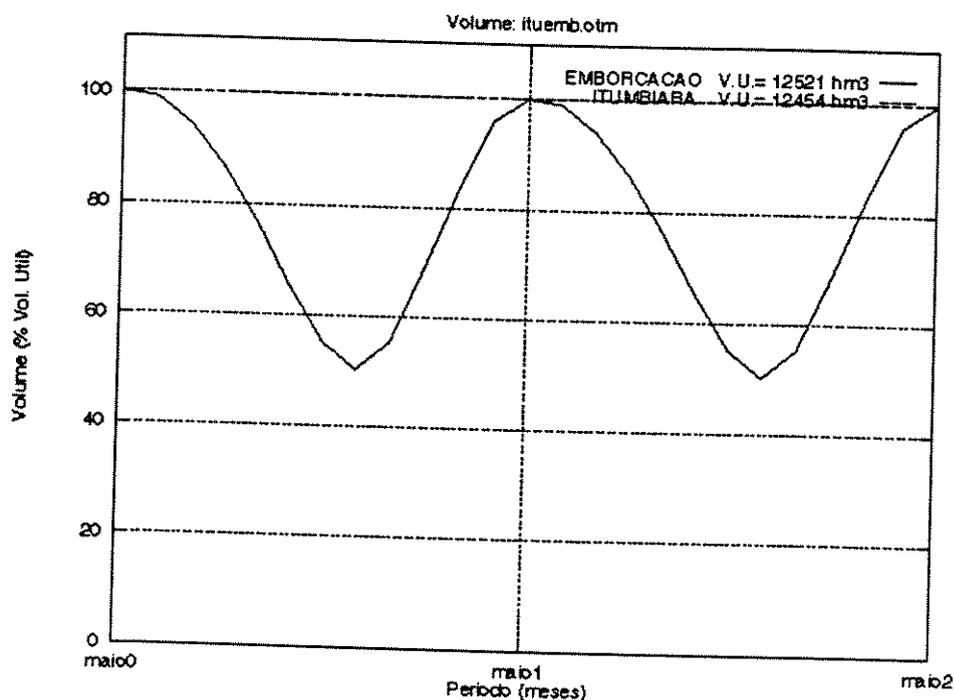


Figura 3.4.2: Trajetória otimizada dos volumes

Temos na Figura 3.4.3 o volume dos reservatórios para o mesmo estudo diferenciado pelo horizonte de tempo. Os estudos foram otimizados com volume final variável e horizontes de 21 e 18 meses. Podemos verificar que os volumes finais se mantêm num nível semelhante ao nível obtido pela otimização com horizonte de 24 meses para o período referente, mostrando que a função de custo futuro esperado introduzida no modelo faz com que o volume se mantenha num nível de armazenamento equivalente ao obtido pela otimização com horizonte menor.

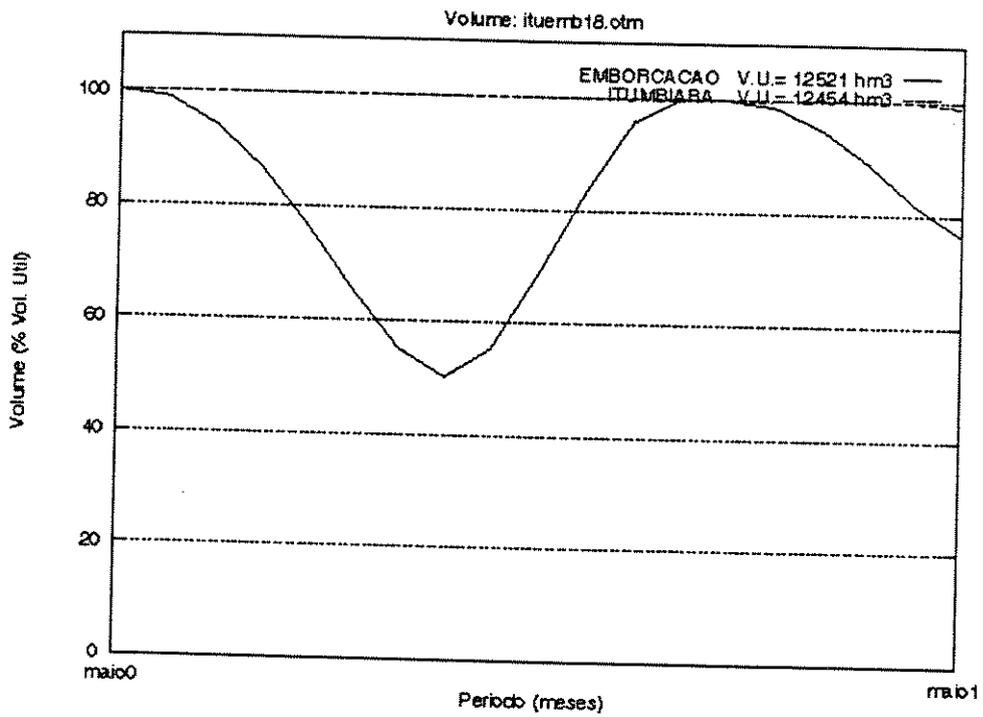
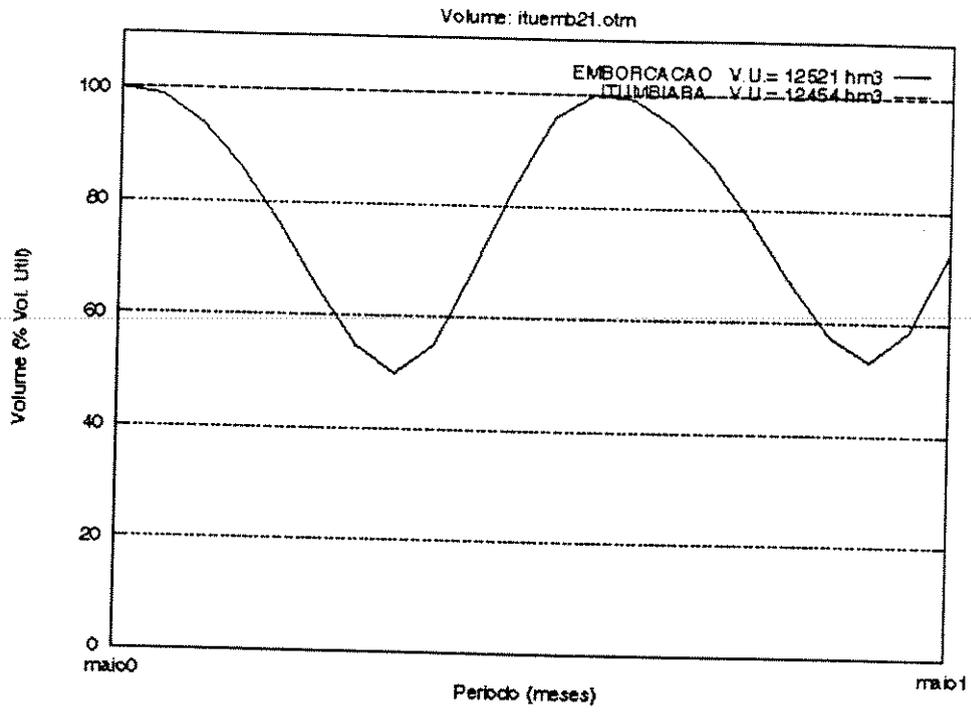


Figura 3.4.3

Através destes estudos pudemos ilustrar o procedimento de acoplamento entre os estudos de longo prazo através da PDE e os estudos de médio prazo através do POSH. O acoplamento entre o horizontes de longo prazo e o horizonte de médio prazo é um passo importante dentro do estudo de planejamento energético. Assim podemos ter uma solução para um problema determinístico utilizando o custo futuro esperado de operação que por sua vez é a solução de um modelo estocástico. Com isto, temos a junção de resultados obtidos através de um modelo para usinas individualizadas e de um modelo que trata o problema do planejamento da operação através de técnicas estocásticas. A partir do custo futuro esperado gerado pela PDE podemos otimizar um estudo para o planejamento de médio prazo utilizando o custo de operação de acordo com o mês final do horizonte. O modelo para o planejamento de médio prazo é capaz de interpretar a função de custo futuro esperado fazendo com que a trajetória dos volumes dos reservatórios seja otimizada observando o custo futuro esperado para o volume final dos reservatórios, garantindo um volume final ótimo para os reservatórios impedindo assim que supostamente esvaziem ao final do horizonte de otimização. Este acoplamento é importante pois possibilita uma visão mais ampla ao se planejar um horizonte de meses à frente levando em consideração o custo futuro esperado de operação que é obtido a partir de um estudo com um horizonte de anos à frente.

3.5 Aprimoramentos do Modelo

Mostraremos nesta seção alguns aprimoramentos que foram implementados ao modelo determinístico a usinas individualizadas para a operação energética de sistemas hidrotérmicos apresentado na seção 3.1. Após o desenvolvimento inicial do modelo [12] realizado juntamente com a criação de um Sistema de Apoio ao Planejamento Energético [17], foi possível aprimorar a proposta inicial para o trabalho.

Custo Esperado Futuro de Operação

O programa inicialmente desenvolvido para o planejamento de médio prazo [12] foi implementado computacionalmente de forma que diversas estratégias quando da escolha da base (cima para baixo, esquerda para a direita) e cálculo da direção de caminhada (Gradiente Reduzido, Newton Truncado) possam ser usadas.

A melhor estratégia é usada como “default” e consiste na escolha da base de cima para baixo com direção de Newton Truncado, que corresponde a um método de segunda ordem.

A principal melhoria introduzida no modelo POSH foi a introdução da função de custo esperado futuro de operação, conforme descrito na seção 3.4. O modelo POSH com custo futuro utiliza como estratégia de otimização o método do Gradiente Reduzido, que é um método de primeira ordem.

Engolimento Máximo

Outra melhoria introduzida no POSH foi a consideração do engolimento máximo como função da queda líquida, como foi visto na seção 2.1. Lá pudemos concluir que a potência gerada em uma hidroelétrica é uma função da vazão turbinada e da altura de queda, que por sua vez, é uma função não-linear do volume armazenado e da vazão defluente. Para cada altura de queda, o conjunto turbina gerador é capaz de produzir uma potência máxima relacionada a um turbinamento (engolimento máximo) naquela queda. A produção de potência numa usina é limitada pela turbina e pelo gerador. A operação da usina em situações de queda inferior à queda nominal ou efetiva é limitada pela turbina enquanto que a operação em condições de queda superior à nominal é limitada pelo gerador. Neste segundo caso, a turbina é capaz de produzir potências

mecânicas superiores àquela que o gerador pode absorver em seu eixo, devendo assim funcionar com o distribuidor parcialmente fechado [8]. A Figura 3.5.1 mostra uma curva de potência máxima em função da altura de queda líquida. Nesta figura podemos observar que a partir de uma certa altura, a potência máxima se mantém constante, ou seja, esta potência está limitada pelo gerador.

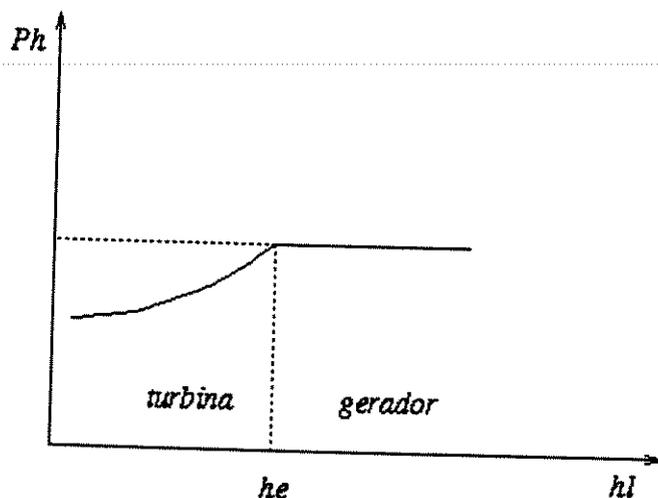


Figura 3.5.1: Potência máxima de uma usina em função da altura de queda líquida

A Figura 3.5.2 mostra uma curva de engolimento em função da altura de queda líquida. Para que a potência produzida em condições de queda superior à nominal fique constante e igual à potência nominal (máxima) do gerador, é necessário que o engolimento da turbina decresça de forma a reduzir a potência mecânica produzida por tais alturas de queda.

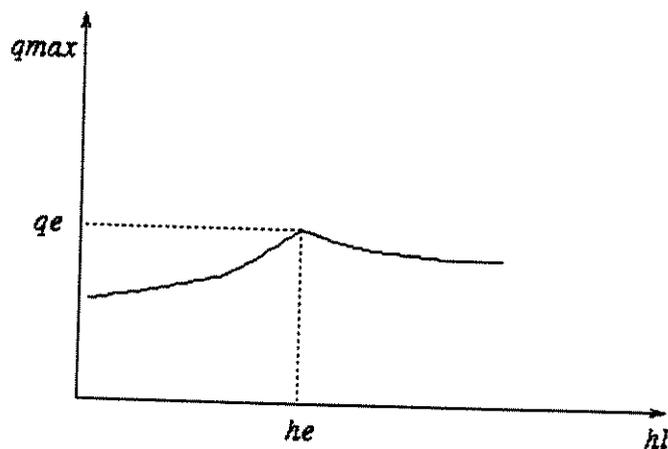


Figura 3.5.2 : Engolimento máximo em função da altura de queda líquida

A consideração do engolimento máximo em função da queda líquida foi incorporada ao POSH através de um módulo de pós otimização. Ou seja, inicialmente o POSH é rodado com o engolimento máximo igual ao engolimento efetivo (q_e). Após a otimização as alturas líquidas são computadas e o engolimento máximo é atualizado. O POSH é executado outra vez e assim sucessivamente até que não haja alteração. Para isto foi incorporado ao POSH um módulo denominado de pós otimização. Este módulo procura verificar, após a otimização, as condições da solução ótima após uma atualização do engolimento máximo em função da queda líquida.

Caso a solução perca a sua otimalidade após esta atualização, uma nova otimização é realizada. Esta maneira foi proposta para se atualizar o engolimento máximo porque não influi na otimização principal e possibilita que a solução leve em consideração esta característica.

3.6 Análise da Solução Ótima

Todos os tópicos relacionados até o presente momento envolvem um embasamento voltado à parte teórica dos modelos e métodos apresentados. O presente capítulo tem o propósito de focar um lado mais aplicativo e conclusivo com relação à teoria apresentada. O fato de se chegar a uma solução ótima, muitas vezes, não significa ter resolvido o problema. O mais raro está em se analisar os resultados e fazer com que sejam usados para a confecção de soluções práticas e aplicáveis a uma realidade. Isto significa, traduzir para a linguagem prática a conclusão de fórmulas e demonstração das teorias apresentadas.

É importante ressaltar que atualmente no Brasil, a escassez de empresas que mostram-se integradas aos recursos de otimização ainda é uma constante apesar da crescente divulgação dos mesmos no ambiente operacional. Intitulada de logística, a área que supostamente representa a área de otimização dentro das empresas ainda encontra dificuldades em dedicar-se a uma modernização e aprimoramento de seus métodos. Inumeráveis são os motivos que emperram este avanço e que não vêm ao caso. O importante é reconhecer a necessidade das pesquisas incluindo o ambiente que permite sua realização, que no Brasil pode ser representado na sua maioria pelas universidades. É exatamente por isso que foi procurado direcionar uma parte deste estudo a uma proposta viável de aplicação dos resultados obtidos.

Será mostrado aqui um trabalho realizado com o intuito de se analisar o comportamento de soluções ótimas obtidas através do POSH. Esta análise possibilitou a criação de regras que podem ser utilizadas para a operação de reservatórios a fim de otimizar a operação energética de sistemas hidrelétricos [14].

Chamaremos de ROR's estas regras para operação de reservatórios. Uma ROR é um elemento importante na metodologia de planejamento da operação energética. Pode ser utilizada no processo de agregação para obtenção do reservatório equivalente utilizado na otimização por PDE e para estabelecer políticas de defluência nos modelos de desagregação de energia hidráulica. A ROR estabelece uma relação entre o estado individual dos reservatórios e o estado agregado do sistema.

A metodologia utilizada hoje no sistema brasileiro [18, 1] utiliza regras de operação tanto para o planejamento de longo prazo, onde o sistema é agregado em um único reservatório equivalente, como para desagregar as políticas de decisão obtidas através da PDE. A regra adotada é a regra em paralelo que estabelece uma mesma

porcentagem de volume para todos os reservatórios. Será comparado aqui a operação dos reservatórios através de regras obtidas e através da regra em paralelo.

Será focado aqui a utilização de regras para a desagregação de energia entre as usinas integrantes de um sistema. A ROR é uma estratégia operacional que será utilizada para determinar decisões de defluência num sistema hidrelétrico.

Um sistema teste com dados reais do sistema brasileiro foi escolhido para ilustrar este estudo. Este sistema será composto por 7 das mais importantes usinas do sistema brasileiro e correspondem a 12572 MW de capacidade instalada. Este sistema pode ser visualizado na Figura 3.6.1.

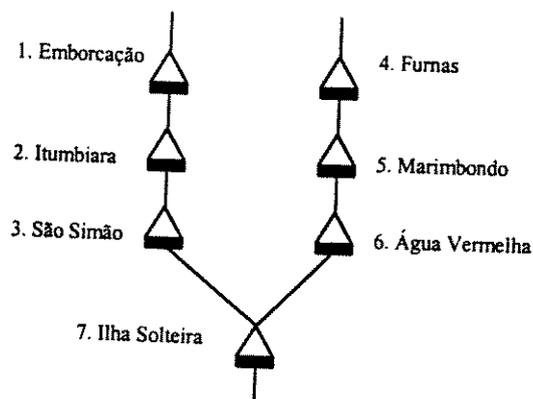


Figura 3.6.1: Sistema Teste

O comportamento do volume dos reservatórios após a otimização através do POSH para a configuração hidráulica padrão utilizando um horizonte de 48 meses e uma vazão histórica correspondente aos anos de 1960, 1961, 1962, 1963 pode ser visualizado na Figura 3.6.2 .

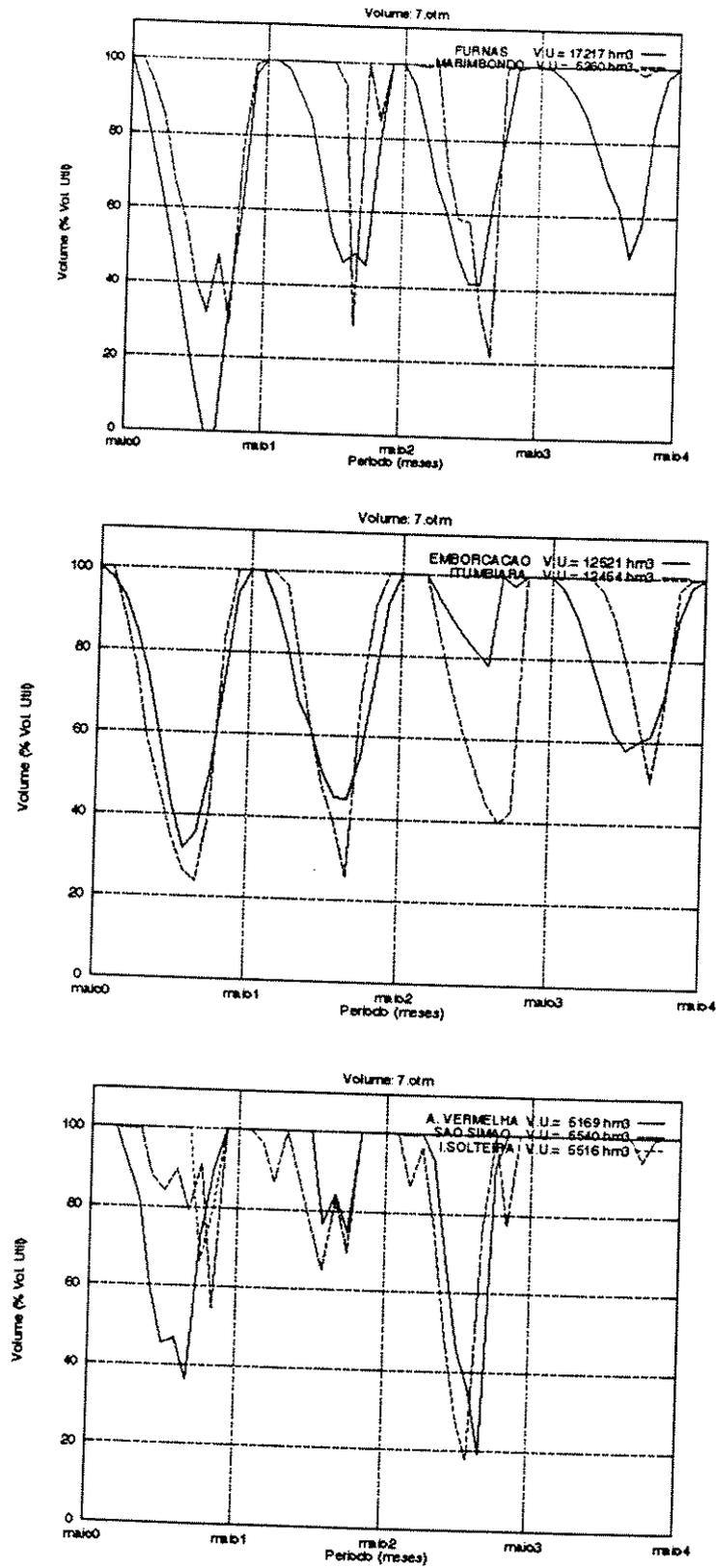


Figura 3.6.2: Trajetória Otimizada dos Volumes

Através destes gráficos pode-se verificar que o comportamento dos reservatórios é distinto, fazendo com que os reservatórios mais a montante oscilem de forma mais acentuada enquanto que os reservatórios mais à jusante quase não apresentam oscilações. Pode-se dizer que esta é uma característica comum às soluções ótimas pois faz com que o sistema gere a energia de forma eficiente. Este aspecto contradiz claramente a hipótese de uma operação eficiente através de regras em paralelo, levando assim à necessidade de se estabelecer regras otimizadas.

Obtenção de ROR's

A definição de regras de operação necessita de uma medida para o estado de armazenamento do sistema total a fim de que seja estabelecida uma relação entre este valor e o volume dos reservatórios. A medida utilizada para o estado de armazenamento do sistema é a energia armazenada dada pela equação 3.4.2. Com isto podemos obter para cada reservatório do sistema um conjunto de pontos $(e_t, x_{i,t})$ para o qual uma curva pode ser ajustada. Para que uma curva baseada em dados mais precisos fosse obtida, optou-se por gerar um conjunto de pontos formado por resultados gerados a partir de estudos otimizados para todo o histórico de vazões (1931 - 1980) com horizontes de 48 meses. A Figura 3.6.3 mostra, como exemplo as curvas obtidas para todo o sistema. As funções utilizadas foram polinômios de 3º grau e funções exponenciais ajustadas através do método dos quadrados mínimos.

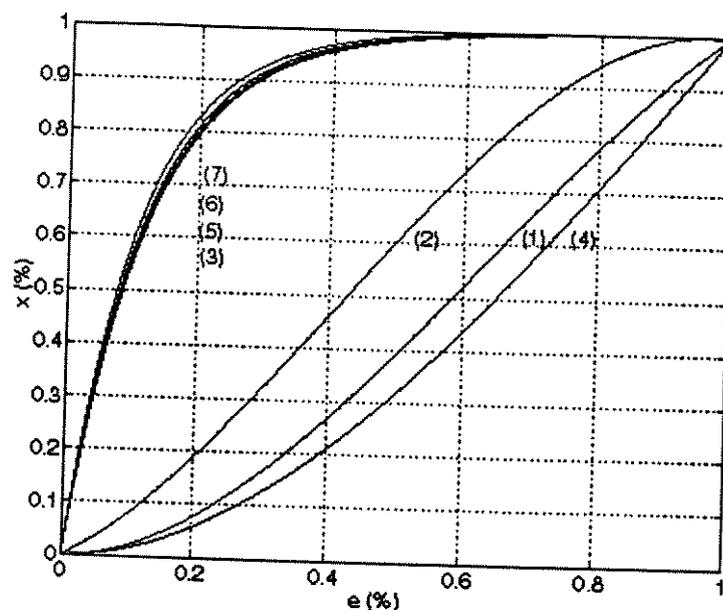


Figura 3.6.3: Curvas Obtidas Para as Usinas do Sistema Teste

Comparação entre ROR's

Serão mostrados aqui os resultados obtidos a partir de simulações para o sistema teste com a regra em paralelo e as regras otimizadas mostradas na Figura 3.6.3. As simulações baseiam-se na desagregação de geração para as usinas do sistema a partir de uma demanda mensal pré-estipulada. Os estudos foram feitos para as mesmas condições do estudo otimizado citado anteriormente: para uma afluência de 80 % da MLT e um horizonte de 48 meses. A Figura 3.6.4 mostra o volume dos reservatórios através da simulação com a regra paralela, onde todos os reservatórios devem manter-se na mesma porcentagem de volume.

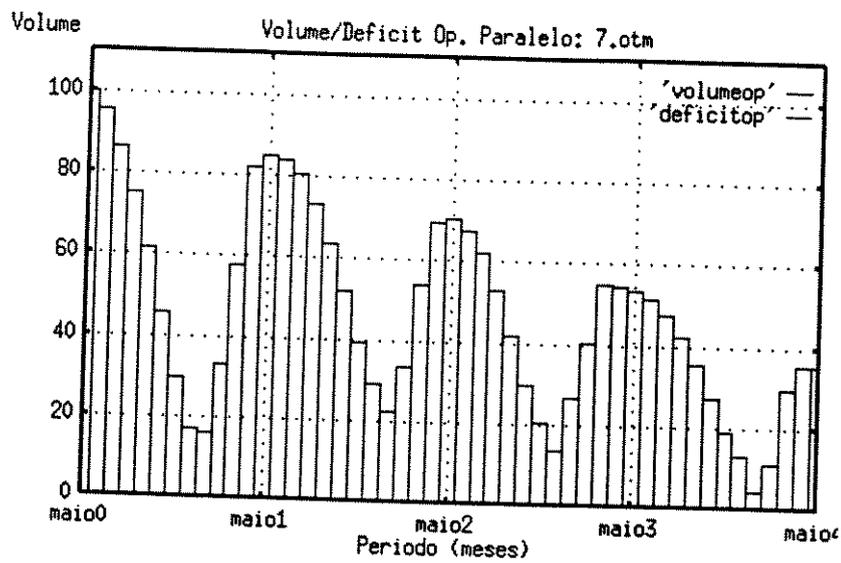


Figura 3.6.4: Volume dos Reservatórios Através da Regra Paralela

A Figura 3.6.5 mostra a trajetória dos volumes dos reservatórios para a simulação segundo as regras obtidas.

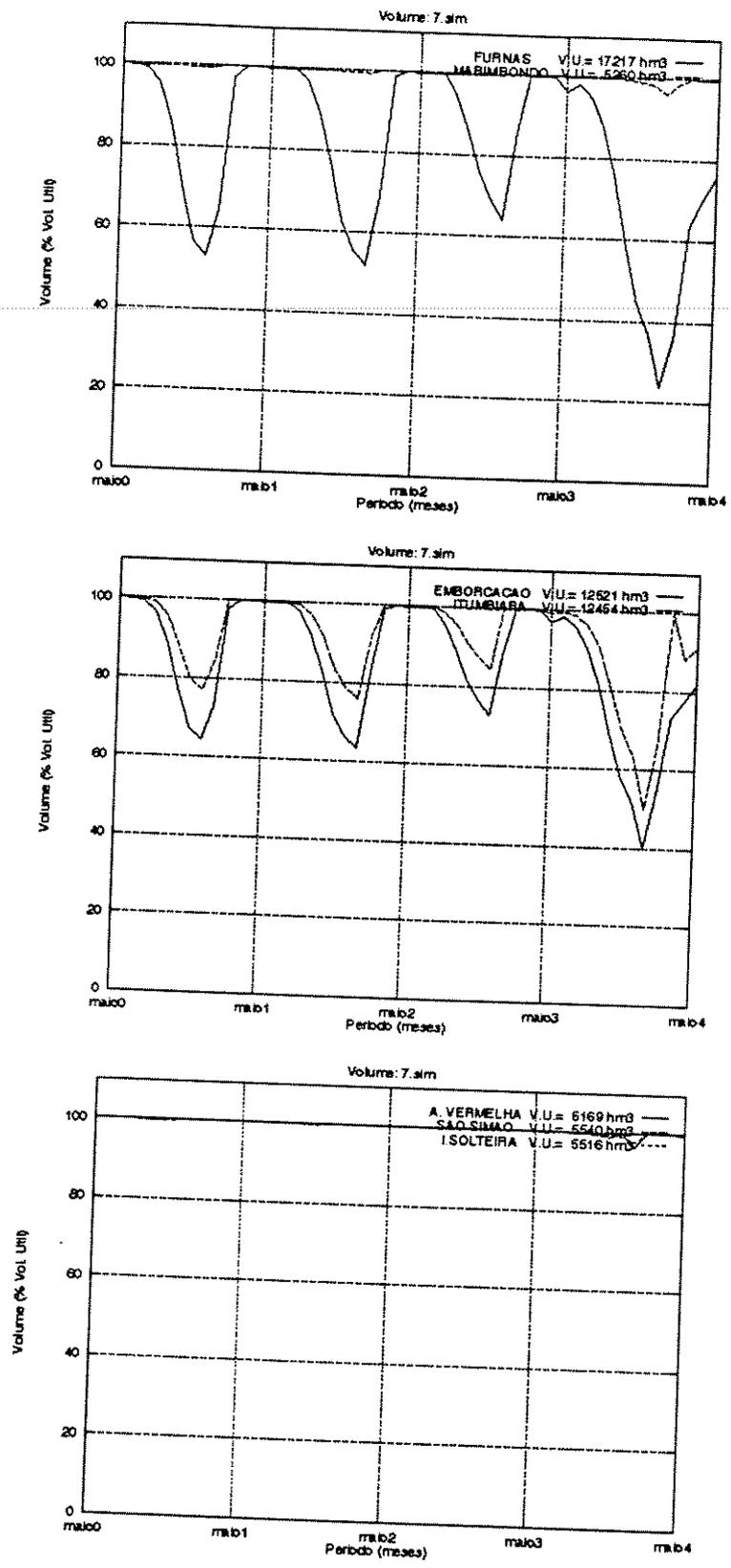


Figura 3.6.5: Volume dos Reservatórios Segundo as ROR's

Pode-se notar claramente que o volume dos reservatórios ao final do horizonte de planejamento é inferior no estudo com a regra paralela, isto indica que os reservatórios não conseguiram acumular mais água do que o indicado no gráfico, enquanto que o estudo com regras mostra o volume final mais cheio para os reservatórios.

Para verificar a eficiência global destas regras, o mesmo estudo foi realizado para as afluências de todo o histórico de vazões, sob diversas condições hidrológicas, com horizontes de 24 meses. Para cada estudo foi medido o valor da energia armazenada do sistema ao final do horizonte para os dois casos: com a regra paralela e com as ROR's. Foi verificado que em média, no caso da regra paralela, o sistema chega ao fim do período com um valor de energia potencial armazenada equivalente a 70 % da energia potencial encontrada no caso da aplicação das ROR's.

Foi possível observar a importância da regra de operação a ser utilizada, pois o ganho obtido através da operação com regras otimizadas foi comprovado. Está mais uma vez evidente a necessidade de se valorizar a busca de soluções que tenham, por menor que seja, um aspecto de otimalidade, pois os ganhos acumulados a longo prazo podem ser substanciais.

Capítulo 4

Um Simulador a Usinas Individualizadas

A implementação de um simulador a usinas individualizadas surgiu da necessidade de se comparar as diversas metodologias de planejamento da operação energética de sistemas de energia elétrica. Este simulador tem o intuito de facilitar ao usuário a configuração e o manejo dos métodos propostos. Uma vez que as ferramentas estão implementadas separadamente, procurou-se através do simulador, manter uma interação entre os métodos para que eles possam ser analisados conjuntamente.

O SAPE, em desenvolvimento, deverá permitir a simulação em base mensal da operação de um sistema hidrotérmico utilizando diversos “tomadores” de decisão. Uma linha de “tomadores” de decisão é baseada na utilização de modelo equivalente e programação dinâmica estocástica, metodologia em vigor no setor elétrico brasileiro. A simulação com este tomador de decisão requer o estabelecimento de uma regra de operação dos reservatórios (ROR) que permita agregar e desagregar o sistema hidrelétrico e assim viabilizar a simulação individualizada com um “tomador” de decisão agregado. Esta linha já está implementada no SAPE com dois tipos de regras de operação: regra paralela ou regra otimizada (ver seção 3.6).

Outra linha de “tomadores” de decisão em implantação no SAPE é baseada na otimização individualizada do sistema para uma sequência de vazões especificada. A decisão é definida pelas defluências (turbinadas e vertidas) ótimas das usinas no próximo mês do período de otimização e o processo é repetido mensalmente num esquema de horizonte rolante. A simulação com este “tomador” de decisão requer a definição de um horizonte de otimização, em meses, e de uma condição de contorno para o estado final do

sistema, que poderá ser a fixação do volume final dos reservatórios ou uma função de custo futuro esperado de operação.

Nesta seção é apresentada a simulação a usinas individualizadas com “tomador” de decisão baseado na otimização do sistema a usinas individualizadas, com horizonte de otimização variável (ao longo do ano) e estado final dos reservatórios fixado.

O simulador em questão é formado por 3 componentes básicos: o cenário de simulação, o cenário de otimização, e a ferramenta de otimização. Esta simulação utiliza dois horizontes, um deles refere-se ao horizonte de simulação configurado no cenário da simulação e o outro ao horizonte de otimização configurado no cenário da otimização. O horizonte de simulação é único para cada estudo e é definido em meses; a afluência utilizada é a afluência contida nos arquivos de vazão fornecida pela Eletrobrás. O horizonte de otimização pode variar a cada execução da otimização e também é definido em meses; a afluência utilizada é obtida através de previsão. O procedimento de simulação consiste na varredura do horizonte de simulação, mês a mês, sendo que a cada período deste horizonte é executada uma otimização. Os resultados obtidos para o primeiro período da otimização referentes ao volume e à defluência são implementados de acordo com o cenário da simulação para aquele período e a próxima otimização é feita começando do próximo período. Este procedimento pode ser esquematizado de acordo com a Figura 4.1.

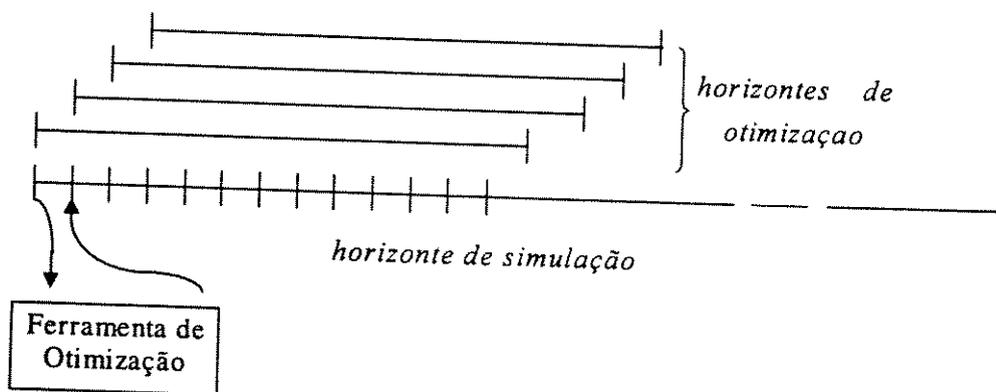


Figura 4.1: Esquema dos horizontes da simulação

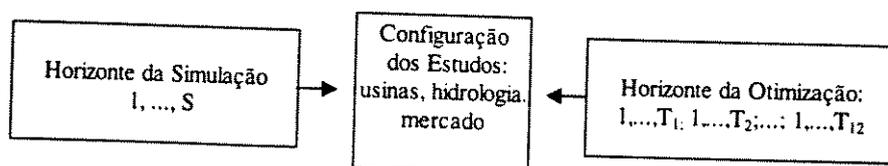


Figura 4.2: Horizontes utilizados na simulação

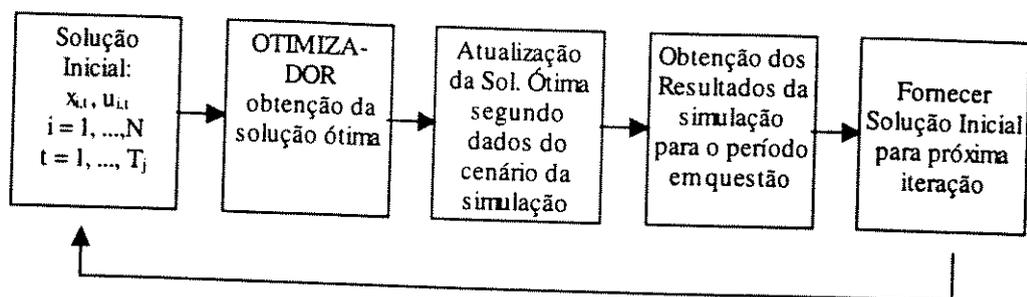


Figura 4.3: Descrição de uma iteração da simulação

Inicialmente, o simulador foi elaborado isoladamente, com autonomia para a realização de todos os passos necessários à simulação. A configuração de um estudo de casos seguia os seguintes passos: escolher as usinas que fazem parte do sistema em questão juntamente com seus volumes máximos e mínimos; configuração de um cenário para a simulação que inclui os itens de afluência, horizonte de planejamento, mês inicial e nome do estudo. Com estes dois itens, a simulação escolhida poderia ser iniciada e todos os dados de saída estariam armazenados em arquivos.

Com a finalização do simulador, foi evidente a necessidade de inseri-lo como um módulo do SAPE. Sendo assim, o SAPE passou a ter entre outros, um módulo de simulação a usinas individualizadas. Algumas alterações na sua estrutura foram definidas fazendo com que todas as informações utilizadas fossem uniformizadas.

Temos a seguir algumas janelas que ilustram o ambiente de simulação. Inicialmente temos na Figura 4.4 o módulo principal do SAPE onde é acessado o simulador. Para utilizar o simulador, devemos inicialmente escolher as usinas do sistema a ser estudado, juntamente com os volumes máximos e mínimos. Isto é feito ao ativarmos o campo "aproveitamentos" da Figura 4.4.

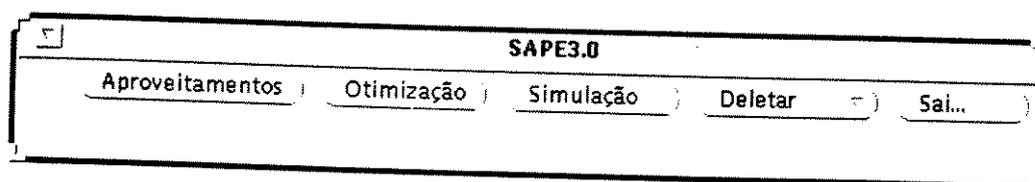


Figura 4.4: Menu principal do SAPE

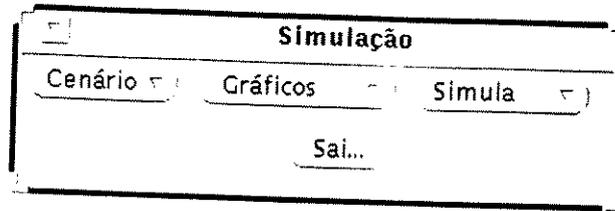


Figura 4.5: Menu principal do simulador

Na opção cenário do menu principal do simulador, este módulo permite a configuração dos estudos de acordo com o cenário escolhido. No caso da simulação otimizada, por exemplo, temos o cenário da Figura 4.6.

Este cenário é dividido em duas partes: dados da simulação e dados da otimização. Na simulação otimizada, além de definirmos os dados da simulação, devemos definir os dados da otimização que será executada a cada iteração da simulação.

Cenário Sim/Posh2.3

Dados da Simulação

Vazao Histórica

Vazao Sintética

Tipo de Decisao:

Volume

Defluência

Estudo: teste

Ano Inic. (1/1000): 1

Ano Inicial (31/90) : 55

Mês Inicial: 5

Horizonte: 60

Dados da Otimização:

Previsor: Prevaz

Previsor: Par(1)

Med. Longo Termo

% MLT: 100

Horizonte:

Fixo

Variável

Horizonte: 12

Mercado:

Pot. Inst (MW): 0.000

Sazonal

Não Sazonal

% Pot. Inst. : 100

% Tx. Desc. : 0

Função Objetivo

Custo Térmico

Configura :

Figura 4.6: Janela do cenário da simulação otimizada

Temos a seguir os dados de entrada deste cenário:

Dados da Simulação:

1. estudo: nome do estudo a ser configurado com as características deste cenário;
2. vazão: pode-se optar por uma vazão histórica ou sintética,
3. ano inicial: ano no qual se inicia a simulação;
4. mês inicial: mês no qual se inicia a simulação;
5. horizonte: período de duração da simulação expresso em meses;

Dados da Otimização:

1. vazão: pode-se optar por uma previsão, uma média mensal histórica ou uma porcentagem dela;
2. horizonte: pode ser fixo ou variável para cada iteração;
3. mercado: pode ser configurado pelo usuário sendo que o valor default é definido segundo a capacidade instalada do sistema multiplicada por um fator fixo ou sazonal;
4. taxa de desconto: taxa de desconto anual para o cálculo dos custos envolvidos;
5. função objetivo : é definida de acordo com o parque térmico;

Após a configuração dos estudos nos devidos cenários, podemos realizar a simulação. Ao escolhermos uma ferramenta de otimização, temos a criação de um menu que lista os estudos disponíveis para esta simulação. Com a escolha de um estudo já configurado, é inicializada a simulação. Podemos visualizar os resultados da simulação através de gráficos.

Com isto temos um modelo de simulação completo dentro do SAPE. Embora a implementação do ambiente esteja finalizada, alguns módulos ainda estão incompletos.

Resultados

Para exemplificar a metodologia do simulador, utilizaremos como ferramenta de otimização o POSH. Será apresentado um sistema composto por três usinas: Emborcação, Itumbiara e São Simão. Estas usinas estão localizadas no Rio Paranaíba com uma potência de 5152 MW. Esta cascata pode ser vista na Figura 4.7.



Figura 4.7: Sistema Teste.

O cenário utilizado para a simulação foi um horizonte de 60 meses partindo de maio de 1953. Este período foi escolhido por se tratar de um período atípico, pois o ano de 1957 foi um ano de altas aflúências. Mostraremos um teste para três cenários diferentes incluindo um cenário com vazões obtidas por meio de previsão. O horizonte de otimização foi variável. A primeira iteração foi a partir de maio com um horizonte de 24 meses. A segunda foi a partir de junho com um horizonte de 23 meses. As outras seguiram a mesma estrutura, sendo que o horizonte máximo foi de 24 meses e o mínimo foi de 13 meses começando em abril. Com isto, todas as iterações da otimização têm um horizonte finalizando em maio e pré-definidos para finalizarem cheios.

Na Figura 4.8 temos a trajetória de volumes definidas pelo POSH. Isto é, a trajetória ótima dos volumes, calculados pelo modelo de otimização determinístico e que servirá como parâmetro de comparação com os resultados da simulação. Por se tratar de um programa determinístico, ele conhece as aflúências futuras e portanto opera os reservatórios de forma eficiente. Esta característica pode ser notada no gráfico, nos volumes do quarto ano do horizonte. O algoritmo, tendo o conhecimento que o ano é chuvoso, faz com que os reservatórios se esvaziem nos períodos anteriores para depois enchê-los, evitando vertimentos.

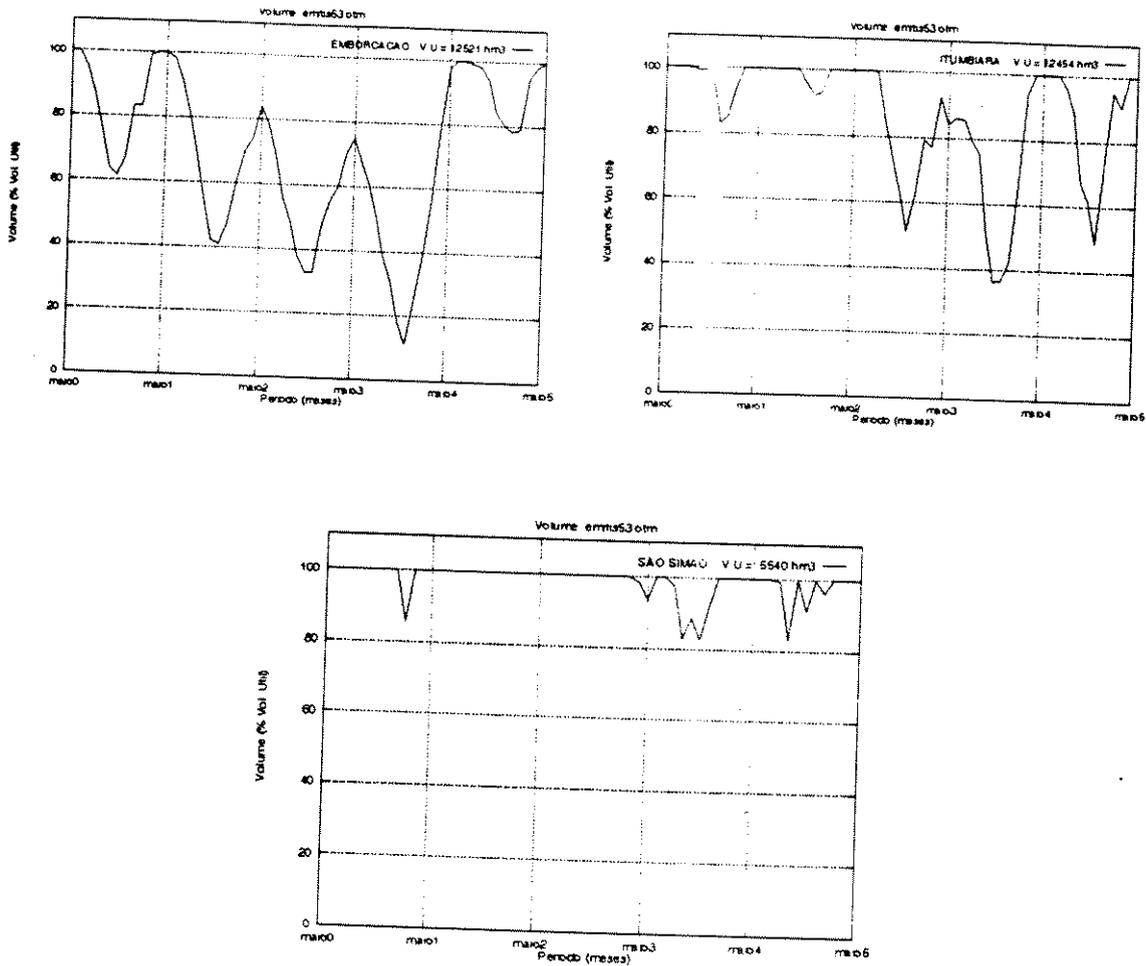


Figura 4.8 : Volumes obtidos através da otimização

Na Figura 4.9 temos uma simulação com uma afluência de 80 % da MLT para as otimizações. Neste caso temos que o comportamento dos reservatórios durante o período de cheias é bastante característico, fazendo com que os reservatórios tenham uma trajetória com traços ótimos, ou seja, deplecionando-os com prioridade para os reservatórios que se encontram no início da cascata. No entanto, no período de cheias, como o simulador utilizou uma previsão baseada na MLT, não teve como antever o período chuvoso e consequentemente não pôde se “prevenir” para estocar mais água.

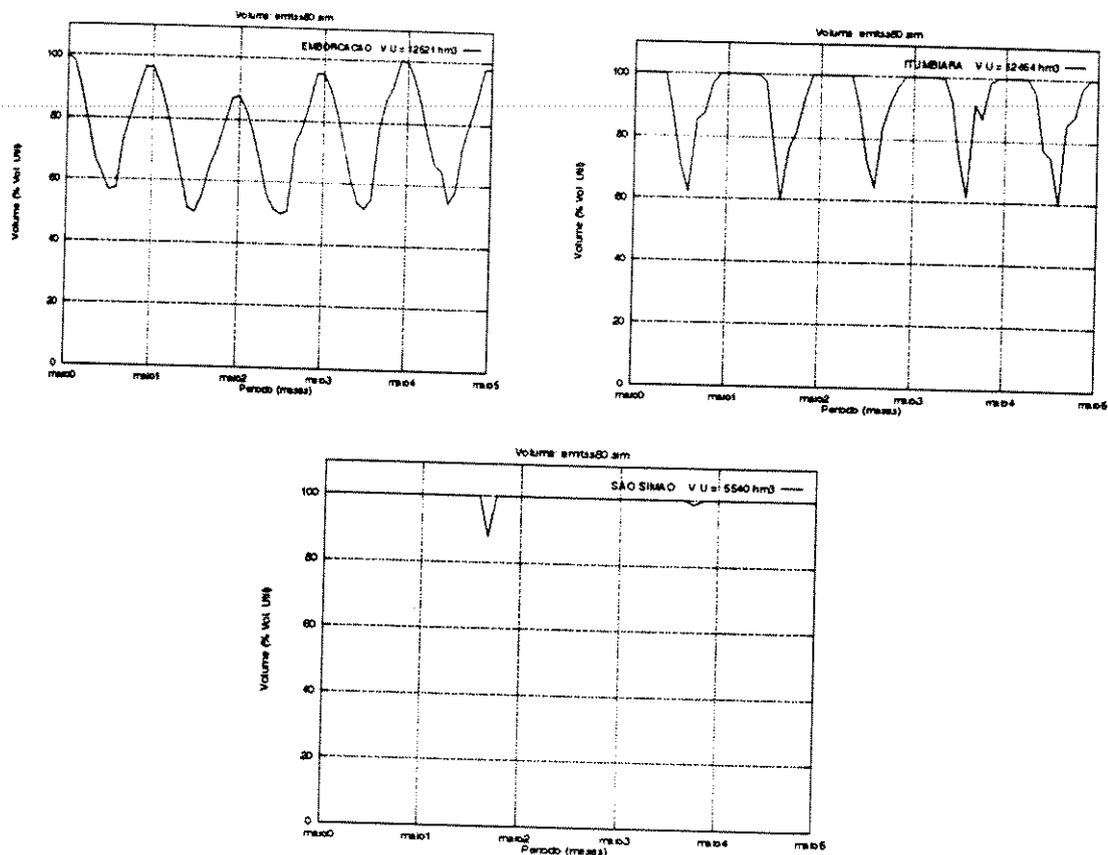


Figura 4.9: Volumes obtidos na simulação para 80 % da MLT.

Na Figura 4.10 temos uma simulação com uma afluência de 100 % da MLT para as otimizações. Trata-se de uma “previsão” com valores mais elevados para a defluência, isto faz com que os reservatórios se mantenham num nível mais inferior, sem a necessidade de estocar uma quantidade maior de água. É possível notar também que os reservatórios alcançam volumes mais baixos em períodos próximos ao período chuvoso. Este exemplo mostra o quanto o simulador se mostra sensível às alterações da afluência e como esta sensibilidade pode ser útil na determinação de resultados eficientes de acordo com a previsão utilizada.

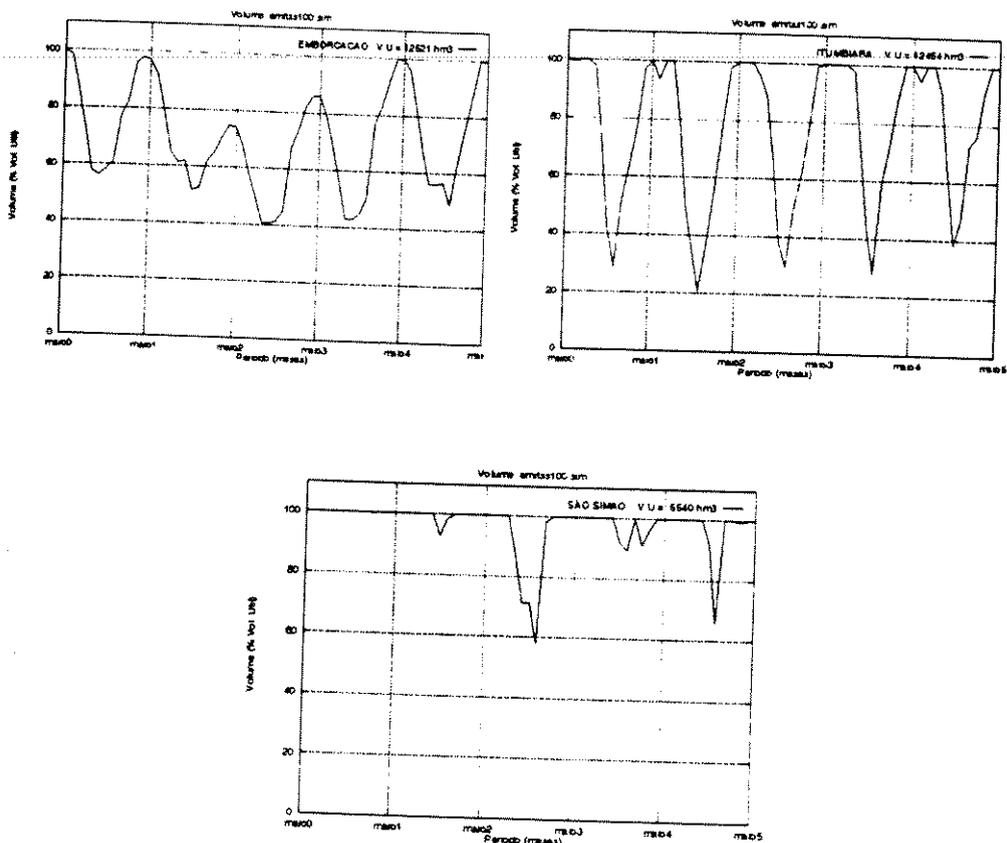


Figura 4.10 : Volumes obtidos para simulação com 100 % da MLT.

Na Figura 4.11 temos uma simulação utilizando um modelo de previsão para as afluências da otimização. Pode-se notar também que os reservatórios obedecem as prioridades de esvaziamento de acordo com a posição das usinas na cascata. Embora o reservatório da usina de Itumbiara tenha atingido valores mais baixos do que o da usina de Emborcação, que fica mais acima na cascata, pode-se observar que Emborcação tem seu reservatório no volume máximo por poucas vezes.

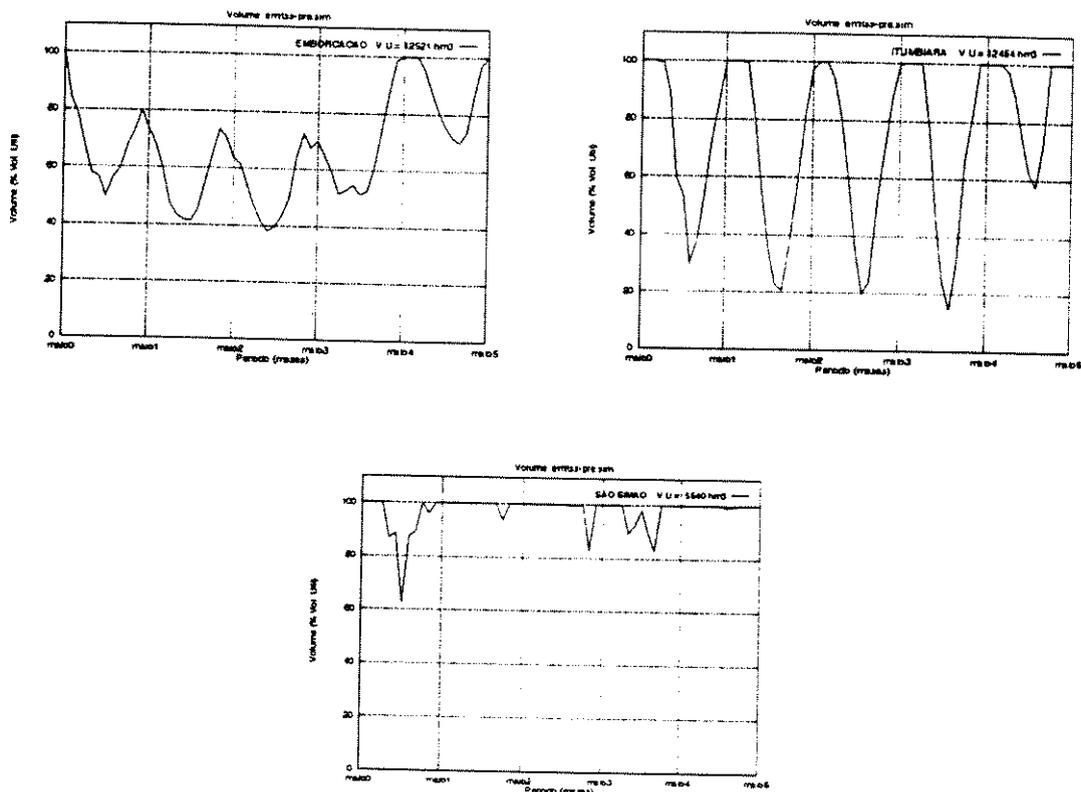


Figura 4.11: Volume obtido para simulação com previsão de vazão

A variação do custo térmico referente ao custo da solução obtida através da otimização pode ser verificada na tabela da Tabela 4.12.

Estudo	Custo Térmico Final
Simulação com 80% da MLT	24,41 %
Simulação com 100% da MLT	29,53 %
Simulação com Previsão de Vazão	22,11 %

Tabela 4.12: Custo térmico total dos estudos citados

A variação dos custos mostrada na tabela Tabela 4.12 acima permitem-nos comparar as soluções obtidas através do simulador. A solução através do simulador com previsão tem custo menor do as outras duas obtidas com a afluência MLT, o que vem a comprovar uma melhoria na solução gerada pelo simulador utilizando uma previsão de vazões.

É importante ressaltar que o período escolhido para o exemplo é um período bastante particular pois tem uma fase de escassez e uma fase de abundância de água. O intuito é mostrar que mesmo assim o simulador foi capaz de gerar soluções coerentes, dependendo é claro, da afluência utilizada.

A principal importância do simulador de deve ao fato de representar um facilitador no tratamento de vários tipos de estudos, possibilitando uma análise mais genérica do problema da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos. O Simulador é uma ferramenta que, atualmente, está crescendo através de novos módulos que são implementados de acordo com as necessidades que surgem. Isto significa que mesmo finalizado de acordo com a proposta inicial deste trabalho, o desenvolvimento do simulador continuará através de novos projetos.

Capítulo 5

Conclusões

O estudo do planejamento energético da operação de sistemas hidrotérmicos pode ser dividido em dois horizontes de planejamento: médio e longo prazo. Pode-se considerar assim que este estudo é usualmente composto por dois problemas distintos. O planejamento de longo prazo trata um horizonte de anos à frente, gerando através de programação dinâmica estocástica, uma função de custo futuro esperado de operação. O planejamento de médio prazo proposto é feito para um horizonte de meses ou semanas à frente e solucionado através de otimização determinística a usinas individualizadas utilizando o custo futuro esperado, obtido pelo planejamento de longo prazo, gerando soluções otimizadas para o problema.

O presente trabalho dá ênfase ao estudo do planejamento de médio prazo ressaltando contribuições fundamentais ao modelo de otimização determinística a usinas individualizadas. Inicialmente temos a representação do sistema hidrotérmico, que é formado por um sistema de usinas hidrelétricas e um sistema de usinas térmicas, ambos responsáveis pela representação dos custos de geração que são considerados no planejamento de médio prazo. O problema do planejamento de médio prazo é representado por um modelo de fluxos em rede não linear onde as usinas são tratadas de forma individualizada e a técnica de solução proposta é o método do gradiente reduzido. A solução inicial para o problema é calculada através de um modelo de fluxo em rede linear por partes.

O ponto principal deste trabalho e a principal contribuição para o planejamento de médio prazo foi o acoplamento com o planejamento de longo prazo. Esta implementação é importante pois possibilita uma visão mais ampla ao se planejar um horizonte de meses à frente levando em consideração o custo futuro esperado de operação que é obtido a partir de um estudo com um horizonte de anos à frente. Outras contribuições foram a representação dos limites de engolimento em função da queda líquida e o Despacho Econômico Termelétrico

A análise das soluções ótimas obtidas para o problema do planejamento de médio prazo faz parte de um processo de aproveitamento da ferramenta de otimização com o objetivo de gerar resultados benéficos à um cenário real. As regras otimizadas de operação obtidas podem auxiliar na operação de reservatórios definindo prioridades de esvaziamento e enchimento para os reservatórios de um sistema tornando mais eficiente a utilização dos recursos naturais disponíveis.

Por fim temos a implementação de um simulador que teve êxito na sua proposta de criar um ambiente computacional para que várias metodologias e ferramentas possam ser utilizadas e comparadas.

O ambiente de simulação está aberto ao acréscimo de novas ferramentas em desenvolvimento no projeto. Uma proposta de trabalho futuro seria a introdução do planejamento adaptativo como ferramenta de otimização do simulador, possibilitando uma simulação utilizando o método de acoplamento proposto no presente trabalho para os horizontes de médio e longo prazo.

Bibliografia

- [1] Amado, S.; Fortunato, L.; Sá Jr.,C.; *Um Modelo de Simulação da Operação de Usinas Para o Sistema Interligado Brasileiro*, VIII Congresso Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.
- [2] Arvaniditis, N e Rosing, J.; *Composite Representation of Multireservoir Hydroelectric Power Systems*, IEEE Transaction on PAS, vol. PAS-89, pp 319--326, 1970.
- [3] Arvaniditis, N e Rosing, J.; *Optimal Operation of Multireservoir Hydroelectric Power Systems*, IEEE Transaction on PAS, vol. PAS-89, pp 327--335, 1970.
- [4] Carneiro, A e Soares, S; *Optimal Operation of Reservoirs for Electric Generation*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 6, n. 3, pp 1101--1107, Julho 1991.
- [5] Carvalho, M e Soares, S; *An Efficient Hydrothermal Scheduling Algorithm*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. PWRS-2, pp 537--542, 1987.
- [6] Cruz Jr.,G.; *Planejamento da Operação Energética à Longo Prazo de Sistemas de Energia Elétrica*, Tese de Mestrado, FEE - UNICAMP, FAPESP 1994.
- [7] Ferreira, R. F.; *Soluções Heurísticas Para a Operação de Sistemas Hidroelétricos*, Projeto de Iniciação Científica, FEE - UNICAMP - FAPESP 1991-1992.
- [8] Fortunato, L. A M e outros; *Introdução ao Planejamento da expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica* , EDUFF , Universidade federal Fluminense - R.J. - 1990

- [9] Kliegerman, A.; *Operação Ótima de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados Utilizando Programação Dinâmica Estocástica Dual*, Tese de Mestrado, FEE - UNICAMP, 1992.
- [10] Luenberger, D. G.; *Linear and Non-Linear Programming* - Addison-Wesley, Reading, Massachusetts, 1984.
- [11] Mendes, S. B.; *Modelo de Simulação a Sistemas Equivalentes*, Tese de Mestrado, Escola Politécnica da USP, 1980.
- [12] Oliveira, G.; *Otimização da Operação Energética de Sistemas Hidroelétricos com Representação Individualizada das Usinas e Afluências Determinísticas*, Tese de Mestrado, FEE - UNICAMP, FAPESP 1992.
- [13] Soares, S. e outros, *Planejamento da Operação de Sistemas de Energia Elétrica com Predominância de Geração Hidroelétrica*, Projeto Temático de Equipe, FAPESP 90/3611 - 7, julho 1992.
- [14] Soares, S.; Vinhal, C.; Cruz, G.; Ferreira, R.; Carneiro, A.; Makoto, K., *Regras Otimizadas Para Operação de Reservatórios em Sistemas Hidroelétricos*, Anais do XXV SBPO - Campinas - SP, pp 610--614, 1993.
- [15] Soares, S; *Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos*, Revista SBA: Controle e Automação, vol. 1, n. 2, pp 122--133, 1987.
- [16] Terry, L. A. e outros; { *Modelo a Sistema Equivalente - Descrição Geral*}, *Relatório Técnico*, CEPEL 1705/80, 1980.
- [17] Vinhal, C. D. N.; *Um Sistema de Apoio à Decisão no Planejamento da Operação Energética de Sistemas de Energia Elétrica*, Tese de Mestrado, FEE - UNICAMP - FAPESP 1994.
- [18] Ferreira, C.; Barreto, L. ;Araripe Neto, T. A. ; Fortunato, L.A.M., *Energy Operation Planning of the Brazilian Interconnected System*, Study Committee 39°.CIGRE Meeting, pp 39-03, R.J. - 1986.

Apêndice A

Modelo de Planejamento a Longo Prazo

A técnica de programação dinâmica estocástica pode ser aplicada à resolução do problema de planejamento energético da operação de sistemas hidrotérmicos ao adotarmos o modelo equivalente. Este modelo permite a representação de um sistema de usinas por um único reservatório equivalente [16]. Com isto, podemos formular o problema de longo prazo como um problema de programação dinâmica estocástica, cuja solução é dada pela equação recursiva:

$$F_t(e_t, ef_{t-1}) = \min_{ed_t} [E_{ef_t/ef_{t-1}} \{c_t(ed_t) + 1/\beta F_{t+1}(e_{t+1}, ef_t)\}] \quad (\text{a.1})$$

$$t = T, T-1, K, 1$$

Sujeito a

$$e_{t+1} = e_t + ef_t - ed_t$$

$$(\text{a.2})$$

$$\underline{e}_t \leq e_t \leq \bar{e}_t$$

$$(\text{a.3})$$

$$\underline{ed}_t \leq ed_t \leq \bar{ed}_t$$

$$(\text{a.4})$$

onde

- e_t : energia armazenada do sistema no início do estágio t ;
- ef_t : energia total afluyente/controlável no estágio t ;
- $E_{ef_t/ef_{t-1}}$: valor esperado sobre a afluência do estágio t , condicionado à afluência do estágio $t-1$;
- ed_t : energia total defluente no estágio t ,
- $c_t(ed_t)$: custo de operação do estágio t associado à decisão ed_t ;

- T : número de estágios no horizonte de planejamento;
- $F_{t+1}(e_{t+1}, ef_t)$: valor esperado do custo total de operação do período t até T ;
- β : taxa de desconto;

A equação (a.2) é a fórmula de transição do sistema e corresponde à equação de balanço de energia onde a energia do período posterior é igual à soma da energia do período mais a energia afluyente e menos a energia defluyente do período.

As restrições (a.3) e (a.4) são relativas às variáveis de estado e de decisão e representam as limitações para a capacidade do sistema.

O custo de operação $c_t(ed_t)$ é descrito pelo custo de operação das térmicas que complementam o mercado, conforme descrito na seção 2.2.

A PDE gera como resultado, entre outros, tabelas que representam o custo futuro relacionado à energia afluyente versus energia armazenada. Estas tabelas estão discretizadas em valores para a energia armazenada e valores para a energia afluyente formando matrizes onde cada elemento representa um custo esperado. A função que representa o custo futuro esperado de operação (cfe) do sistema está embutido na função objetivo do problema para o planejamento de médio prazo (3.1.10) - (3.1.14) e é representada pela função 3.1.3. Esta função permite a independência do estado final dos reservatórios, e representa para cada mês, um custo futuro esperado de operação.

[19] Salmato, C. T., *Modelo de Otimização Eletro-Energético de Curto Prazo (Pré-Despacho) Aplicado ao Sistema COPEL*, Dissertação de Mestrado, UNICAMP, abril de 1997.

..... [20] El-Hawary, M.E.; Christensen G.S., *Optimal Economic Operation of Electric Power Systems*, Academic press, 1979.

[21] Bazaraa, M. S.; Jarvis J. J. , *Linear Programming and Network Flows* , John Wiley and Sons, 1977.