

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

CONTRIBUIÇÃO AO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA
DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTÊNCIA

ADRIANO ALBER DE FRANÇA MENDES CARNEIRO
Orientador: PROF. DR. SECUNDINO SOARES FILHO

Este exemplar corresponde à redação final da tese
defendida por Adriano Alber de França
Mendes Carneiro e aprovada pela Comissão
Juizadora em 21 / 08 / 91.

Secundino Soares F.
Orientador

Tese de Doutorado apresentada
à Faculdade de Engenharia Elé-
trica da Universidade Estadual
de Campinas, como parte dos re-
quisitos exigidos para a ob-
tenção do título de DOUTOR EM
ENGENHARIA ELÉTRICA.

Agosto/1991

i

APRESENTAÇÃO

Este trabalho trata do problema do planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos de potência, voltado para aqueles com predominância de geração hidráulica, como é o caso do sistema brasileiro. Ele é o resultado de alguns anos de pesquisas desenvolvidas no Departamento de Engenharia de Sistemas, tendo como núcleo o Curso de Operação de Sistemas Elétricos - COSE, quando um grupo de engenheiros, liderados pelo Prof. Secundino, se dedicaram a estudar este assunto, com o objetivo não só de transmitir os conhecimentos adquiridos aos alunos do COSE, como também de propor soluções alternativas para o planejamento da operação do sistema brasileiro. É, portanto, um trabalho de equipe, sequência de trabalho feito anteriormente e que se liga a outros trabalhos desenvolvidos em áreas contíguas, formando um conjunto de onde já resultaram várias teses de mestrado e doutorado.

O desenvolvimento do trabalho não seguiu exatamente a sequência de apresentação, mesmo porque não se tinha como meta primeira a redação de uma tese. Também deixou-se de lado alguns trabalhos desenvolvidos, por não terem sido suficientemente concluídos ou por não terem chegado a bom termo. A medida em que a pesquisa foi evoluindo vários artigos foram sendo publicados, artigos estes que reunidos formam a essência desta tese.

O trabalho faz uma análise do problema do planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos partindo da conceituação e natureza deste problema. Mostram-se suas dificuldades inerentes e apresentam-se as principais abordagens em funcionamento em países com predominância de geração hidroelétrica. Apresenta-se ainda a metodologia em vigor no Brasil, apontando-se suas principais limitações.

Faz-se um estudo acurado, através de testes com diferentes configurações de usinas do sistema brasileiro, utilizando um algoritmo específico, visando identificar suas principais características de operação. Testa-se também uma proposta de abordagem adaptativa para o planejamento, mostrando-se sua performance. Finalmente apresenta-se uma proposta de modelo alternativo para o planejamento da operação energética do sistema hidrotérmico brasileiro, baseado nos estudos efetuados.

ÍNDICE

I	- INTRODUÇÃO	1
II	- O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTÊNCIA A MÉDIO E LONGO PRAZO	5
II.1	- Uma Hierarquia de Planejamento	5
II.2	- O Objetivo do Planejamento da Operação Energética	8
II.3	- A Natureza do Problema	9
II.4	- Formulação Geral do Problema de Planejamento da Operação Energética	12
II.5	- Comentários	20
III	- ABORDAGENS AO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA	21
III.1	- Formas de Abordagem	21
III.1.1	- Técnicas Utilizadas	22
III.2	- Modelo a Sistema Equivalente	24
III.3	- O Planejamento da Operação em Alguns Países	30
III.4	- O Planejamento da Operação no Brasil	41
III.5	- A Formulação Utilizada e o Algoritmo de Resolução	44

IV - ESTUDO DO COMPORTAMENTO ÓTIMO DE RESERVATÓRIOS PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	48
IV.1 - A Operação Ótima de Reservatórios	48
IV.2 - Princípios da Operação Econômica	49
IV.2.1 - Outras Influências sobre o Comportamento dos Reservatórios	59
IV.3 - Estudos Iniciais Efetuados	61
IV.3.1 - Uma Usina Isolada	64
IV.3.2 - Duas Usinas em Cascata	68
IV.3.3 - As Três Usinas em Cascata	69
IV.4 - Estudo com Sistema de 20 Usinas	72
IV.4.1 - Comportamento da Operação do Sistema	74
V - A OTIMIZAÇÃO DETERMINÍSTICA DO SISTEMA INTERLIGADO SUL-SUDESTE BRASILEIRO	81
V.1 - Introdução	81
V.2 - O Sistema Interligado Sul-Sudeste Brasileiro	82
V.2.1 - Formulação do Problema para o Sistema Sul-Sudeste Brasileiro	84
V.3 - Análise do Comportamento do Sistema com Afluências Críticas	86
V.4 - A Abordagem de Planejamento com Atualização de Estado	96
V.5 - A Operação por Planejamento com Atualização de Estado	97
V.6 - Comentários	103

VI - UMA PROPOSTA PARA O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO	
ENERGÉTICA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTÊNCIA	105
VI.1 - Introdução	105
VI.2 - Análise dos Critérios para uma Abordagem Consistente	105
VI.3 - Condições de Incerteza e Objetivos em Cada Nível	107
VI.4 - Uma Proposta de Planejamento Energético	110
VI.4.1 - O Planejamento Energético de Longo Prazo	111
VI.4.2 - O Planejamento Energético de Médio Prazo	113
VII - CONSIDERAÇÕES FINAIS	117
VII.1 - Sugestões para Trabalhos Posteriores	119
APÊNDICE 1 - DADOS DAS PRINCIPAIS USINAS DO SISTEMA INTERLIGADO SUL-SUDESTE	121
APÊNDICE 2 - O ALGORITMO DE FLUXO EM REDE	123
BIBLIOGRAFIA	127

I - INTRODUÇÃO

Os sistemas de energia elétrica são responsáveis por grande parte do fornecimento da energia consumida nos dias atuais, ocupando uma posição de fundamental importância, tanto nos países desenvolvidos como naqueles em desenvolvimento. Estes sistemas apresentam hoje grandes dimensões e complexidades crescentes, requerendo a participação de várias áreas do conhecimento científico e tecnológico para suas concepções, construções e funcionamentos.

A grande importância de um fornecimento adequado de energia elétrica, a complexidade e os elevados custos envolvidos nesta atividade levam à necessidade de estudos cuidadosos para o funcionamento adequado dos sistemas elétricos de potência. Dos vários tipos de estudos necessários, abrangendo áreas diversas na operação destes sistemas, um deles está relacionado com as fontes primárias de suprimento de energia (carvão, nuclear, hidráulica, etc).

Esta área de estudos se preocupa em como será o suprimento da energia que será transformada em energia elétrica, suas incertezas presentes e futuras, as quantidades disponíveis, seu gerenciamento e seus custos. Leva em consideração ainda as condições em que será gerada a eletricidade, ou seja, como a energia disponível será transformada em energia elétrica, tudo isto visando garantir o fornecimento desta energia elétrica, de forma confiável e a mais econômica possível.

Para tratar destas questões e tentar atingir o objetivo visado, é necessário planejar previamente como será a operação dos sistemas elétricos de potência, levando em conta desde condições futuras até a situação de momento, de forma a determinar os procedimentos que deverão ser assumidos ao longo do processo. Este é o chamado planejamento da operação dos sistemas elétricos de potência, o qual pretende determinar decisões operativas corretas para o funcionamento adequado destes sistemas. O planejamento deve avaliar previamente que comportamento terão os sistemas, analisar e propor alternativas para a garantia do fornecimento de energia, avaliar custos de operação, encontrar a solução mais econômica, tudo isto podendo ser traduzido

por uma operação ótima dos sistemas.

A importância deste planejamento pode ser avaliada pelo fato dele agir sobre o suprimento da fonte energética, afetando diretamente dois itens fundamentais no funcionamento dos sistemas elétricos de potência, quais sejam, a própria garantia de fornecimento da energia elétrica, através do gerenciamento adequado da disponibilidade da fonte primária, e o custo associado a este suprimento energético, dado pelo custo do combustível consumido. Este custo de operação, para sistemas de porte razoável, envolve cifras vultuosas, de tal forma que um pequeno aperfeiçoamento pode significar uma economia considerável. Para se ter uma ordem de grandeza destes valores, o Sistema Interligado Sul-Sudeste Brasileiro, nas condições descritas no capítulo V, teve seu custo previsto de operação estimado em 720 milhões de dólares americanos, para o período 1986-1990.

Nos sistemas com grande parcela de geração hidroelétrica, o planejamento da operação tem uma grande preocupação com a disponibilidade e o gerenciamento da fonte de suprimento de energia hidráulica, com característica aleatória, implicando na necessidade de estudos que abranjam horizontes de tempo mais longos.

Consequentemente, somente nos países com sistemas hidrotérmicos de potência com grande participação hidráulica, como por exemplo o Brasil, ou o Canadá, dá-se muita atenção a este tipo de problema. Na grande maioria dos países, incluindo Estados Unidos e quase toda a Europa, tem-se sistemas predominantemente térmicos, subsistindo somente pequenos subsistemas hidráulicos, o que leva o planejamento da operação a se preocupar com outros tipos de problemas, como por exemplo o despacho das usinas termoeletricas, em horizontes de tempo bem menores.

Esta é a razão pela qual não se encontra um grande número de trabalhos publicados sobre o assunto na literatura internacional, quando comparado com outras áreas de sistemas de potência, o que torna mais difícil a abordagem do problema. Mesmo assim pode-se dizer que há um esforço evidente, a nível internacional, no sentido de tentar solucionar não só a questão do gerenciamento de reservatórios para a geração de energia elétrica, como também questões semelhantes, onde a operação dos reservatórios tem como objetivos o

abastecimento de água, irrigação, navegação, controle da poluição e outros.

Esta tese pretende ser uma contribuição neste esforço, com uma conotação prática, voltada para o sistema brasileiro, onde preocupa-se muito mais com a análise de resultados do que com a apresentação de uma metodologia acabada. Há também uma preocupação, ao longo do trabalho, em se manter uma referência com a realidade existente, razão pela qual enfatizam-se os sistemas reais e os métodos e modelos implantados nestes sistemas.

No capítulo II apresentam-se a conceituação do problema com a necessidade de sua divisão, o objetivo do planejamento da operação e a natureza deste problema, com suas características. Encerrando o capítulo apresenta-se uma formulação geral do problema do planejamento da operação energética.

Já no capítulo III mostra-se como pode ser abordado o problema e as dificuldades para se considerar todos os aspectos da questão, gerando um dilema na escolha de uma das alternativas. Fala-se das técnicas e abordagens mais utilizadas, como também dos recursos usados para tentar superar o problema da dimensionalidade da Programação Dinâmica Estocástica, descrevendo-se um deles, o modelo a sistema equivalente. Apresenta-se a abordagem adotada no sistema brasileiro, apontando-se suas características mais importantes. Finalmente descreve-se, de forma sucinta, o algoritmo de fluxo em rede utilizado neste trabalho e a formulação adotada.

Os estudos apresentados no capítulo IV, inicialmente em um sistema reduzido, mostram os princípios da operação econômica em reservatórios. Através de testes com um sistema reduzido, usando-se um algoritmo determinístico e representação individualizada, ficam evidenciados, de forma bastante didática, os principais fatores que afetam o comportamento ótimo destes reservatórios. Em seguida, já em um sistema de grande porte, novos testes são apresentados, mostrando o comportamento da operação ótima do sistema.

O capítulo V mostra o comportamento do Sistema Interligado Sul-Sudeste Brasileiro, primeiramente em um contexto de estudo e depois em um contexto de operação. Na primeira parte, estuda-se o comportamento do sistema

dentro das condições do Plano de Operação para 1986 do Grupo Coordenador para a Operação Interligada (GCOI), considerando as vazões mais críticas já registradas no histórico. Na segunda parte simula-se a operação do sistema para o ano de 1986 através de uma metodologia de planejamento adaptativo, onde a operação é repetidamente otimizada para vazões previstas. Os resultados são comparados com a otimização para as vazões realmente verificadas naquele ano e ainda com a operação verdadeiramente executada pelo GCOI.

No capítulo VI analisam-se os principais fatores que influenciam a operação dos sistemas e apresenta-se uma proposta alternativa para o planejamento da operação energética do sistema brasileiro, que inclui o planejamento adaptativo.

Finalmente, no capítulo VII, apresentam-se algumas considerações finais sobre o trabalho, como também sugestões para a continuidade da pesquisa.

II - O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTÊNCIA A MÉDIO E LONGO PRAZO

II.1 - Uma Hierarquia de Planejamento

O planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência pode ser entendido como um conjunto de procedimentos que, utilizando modelos matemáticos para a representação dos sistemas, procura analisá-los usando técnicas de otimização ou regras heurísticas de simulação, obtendo como resultados desde as decisões operativas que devem ser tomadas no momento presente até uma avaliação do desempenho dos sistemas em um horizonte distante, sob as condições de operação consideradas. Planejar a operação é, portanto, conhecer quando e que decisões operativas devem ser tomadas e também a performance esperada dos sistemas sob estas decisões.

Este planejamento visa responder a variadas questões que vão desde a avaliação da geração térmica total necessária, ou do intercâmbio entre subsistemas para os próximos anos, até a determinação de despachos horários com restrições elétricas. É portanto um problema bastante complexo, que necessita contemplar diferentes níveis de incertezas, ou acuidades, quer referentes a dados ou mesmo soluções. Como exemplo, na análise do desempenho do sistema em um horizonte de vários anos, para avaliação do déficit de energia ou do intercâmbio entre os subsistemas, trabalha-se com um alto nível de incertezas em relação aos dados de vazões afluentes futuras e de mercado de energia e exige-se como resultado uma avaliação global. Por outro lado, na determinação das metas horárias de geração para cada usina trabalha-se com dados de afliências e mercado bem mais exatos, exigindo-se também resultados bem mais precisos que levem em conta as restrições elétricas do problema.

Consequentemente, é natural que se façam modelagens diferentes, para aspectos diferentes da questão, de forma a acomodar as facetas mais importantes em cada caso, já que seria impossível uma abordagem única para todo o planejamento.

Assim, o problema global do planejamento é "quebrado" em vários subproblemas, segundo os diversos horizontes abrangidos, já que estes horizontes acabam por definir as características mais importantes em cada aspecto da questão.

A forma como isto é feito, ou o número de partes em que o problema global é dividido, ou ainda os horizontes e as discretizações adotadas em cada subdivisão, dependem essencialmente das características físicas de cada sistema e também da linha de abordagem adotada, encontrando-se assim variadas estratégias [1,2,3,4,5,6].

Relembre-se que em sistemas puramente termoeletricos, ou em sistemas hidrotérmicos com usinas hidroelétricas sem reservatórios, o problema de planejamento a longo prazo decompõe-se imediatamente em uma série de problemas independentes de curto prazo, um para cada estágio, normalmente uma semana, já que a decisão de um estágio não tem nenhuma influência em qualquer dos outros estágios.

Em sistemas com pequena participação hidroelétrica, onde este tipo de geração não tem muita influência, embora o objetivo primordial desta geração permaneça sendo de substituição da geração de origem térmica, há uma abordagem diferente daquela em sistemas com maior peso de geração hidroelétrica. Este enfoque diferente advém das prioridades em cada caso, já que a existência de muitas termoeletricas leva a uma preocupação maior com saídas forçadas, a contínua alocação da geração entre as unidades para minimizar custos e mesmo o emprego ótimo de energia hidroelétrica para cobrir as rápidas variações de carga, o que seria custoso efetuar com termoeletricas.

Deve-se considerar ainda que, em geral, este tipo de sistema está situado em regiões onde não há muita abundância de água e os recursos hídricos servem a múltiplos objetivos, tão ou mais importantes, que restringem sua utilização pelas hidroelétricas, tais como, abastecimento de água, irrigação, navegação, recreação, controle de cheias, etc.

Assim, nestes sistemas com pouca participação hidráulica, o planejamento da operação é feito baseado na geração termoeletrica, entrando a hidroelétrica como uma complementação. Procura-se com ela atender a ponta, um

problema normalmente mais crítico nestes casos, substituir as termoeletricas mais caras e cobrir as variações rápidas de carga [7].

Já nos sistemas com grande participação hidráulica, assunto de nosso interesse, o planejamento da operação é dividido em subproblemas que são definidos conforme a característica dos sistemas e também a abordagem adotada. Uma das divisões possíveis de serem usadas nestes sistemas, é a que adota três níveis de horizontes principais na cadeia de planejamento, que são os níveis de curto, médio e longo prazo [8].

No horizonte maior, o de longo prazo, procuram-se determinar as metas energéticas globais do planejamento tais como o valor esperado de geração térmica envolvida, a previsão de intercâmbio entre os subsistemas, a avaliação dos riscos de déficit e a avaliação plurianual das reservas hidráulicas.

Nos horizontes inferiores os objetivos do planejamento são refinados cada vez mais e novos detalhamentos vão sendo incluídos, de tal forma que o médio prazo tem a preocupação de atribuir as metas de geração individuais a cada usina hidroelétrica, preocupando-se portanto com a determinação da decisão operativa de cada usina a cada intervalo, ainda sob o ponto de vista energético.

Já o curto prazo procura determinar as decisões dia a dia da operação, incluindo as restrições elétricas do sistema e preocupando-se com os aspectos inerentes ao seu horizonte de tempo. Existem ainda outros níveis de planejamento em horizontes mais curtos, como os de um dia e uma hora, voltados para aspectos como a alocação de unidades, controle de reativos, análises de segurança do sistema e outros, que, assim como o próprio curto prazo, fogem do escopo deste trabalho [9].

Os dois primeiros níveis, longo e médio prazos, como citado, preocupam-se fundamentalmente com o atendimento das metas de energia e demanda envolvidas na operação dos sistemas, diferentemente do terceiro nível, curto prazo, que já inclui as restrições elétricas do problema. Por esta razão pode-se dar a designação de planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos de potência às etapas de longo e médio prazos.

II.2 - Objetivo do Planejamento da Operação Energética

O objetivo do planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos de potência é o de encontrar uma política operativa que satisfaça o atendimento dos requisitos de energia e demanda do sistema, com economia e confiabilidade. Isto significa, determinar as metas de geração ótimas para cada usina, a cada intervalo de tempo, atendendo a demanda de forma confiável e minimizando o custo esperado da operação durante o horizonte de planejamento.

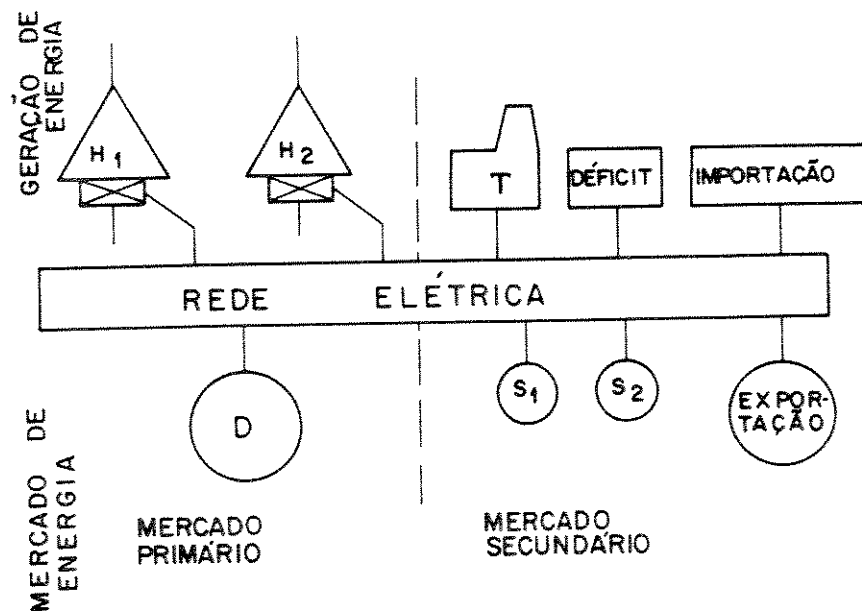


Fig. II.1 - Sistema hidrotérmico de potência.

Um sistema hidrotérmico de potência típico, mostrado na figura II.1, é formado, no que diz respeito à geração, por usinas hidroelétricas e usinas termoelétricas, podendo ainda incluir a compra de energia de outros sistemas, via interligação. Também eventuais cortes de carga, ou déficits, podem ser considerados, para efeito de formulação do problema de planejamento, como integrantes do conjunto gerador, através da representação por meio de uma usina termoelétrica fictícia, de custo de operação igual ao custo do déficit e que "geraria" a energia correspondente ao corte de carga [10].

Este sistema abastece um mercado de energia formado por um mercado primário, com prioridade de abastecimento, e um mercado secundário, cujo suprimento está condicionado à conveniência econômica do fornecimento. Além destas fontes de geração e consumo, pode existir ainda uma importação de energia de sistemas vizinhos, e da mesma forma uma exportação, normalmente considerados através de contratos e abatidos da carga ou da geração.

Sob o ponto de vista da operação, os sistemas termoelétricos têm um custo bem definido, dado pelo custo do combustível térmico empregado (óleo, carvão, combustível nuclear, etc), enquanto que os sistemas puramente hidroelétricos têm custo de operação zero, já que seu energético é a água, a qual está disponível gratuitamente. Assim, o custo de operação dos sistemas hidrotérmicos é composto pelo custo do combustível das usinas termoelétricas, pela compra de energia de outros sistemas e pelo custo atribuído ao não fornecimento de energia, ou seja, o custo do déficit.

Para os sistemas hidrotérmicos, por conseguinte, o objetivo econômico do planejamento da operação energética passa a ser o de evitar, de forma racional e na medida do possível, o custo elevado da geração de origem térmica, substituindo-a pela geração hidroelétrica, de custo "nulo".

II.3 - A Natureza do Problema

Os recursos hídricos para geração de energia elétrica são obviamente

limitados e de uma disponibilidade muito irregular em sua forma natural. A construção de reservatórios tenta minorar estas dificuldades aumentando a regularização dos recursos, sem entretanto eliminar as características citadas.

Desta forma o gerenciamento ótimo dos recursos hidráulicos implica em um compromisso temporal entre o momento presente e o futuro, já que o recurso usado em dado momento poderá comprometer a disponibilidade para o restante do período de planejamento. Este é portanto um problema *dinâmico* cuja solução ótima é um equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o esperado benefício futuro decorrente do seu armazenamento, medidos em termos de economia de combustível termoeletrico [11].

Observe-se que, a menos de situações excepcionais, um sistema termoeletrico não enfrenta incertezas quanto ao fornecimento de combustível, tendo seu abastecimento assegurado desde que se disponha a pagar o preço de mercado. Assim, no caso de sistemas termoeletricos, não faz sentido um planejamento da operação que vise a otimização do custo do suprimento de energia de forma global no horizonte de longo prazo.

Já em sistemas hidroeletricos, onde o fornecimento da energia a ser transformada em eletricidade é provido diretamente pela natureza, a irregularidade das vazões nos rios, o energético no caso, não permite que se conheçam exatamente as disponibilidades futuras dentro do horizonte de planejamento. Com isto, não se conhece exatamente quanto do energético estará disponível em um período de tempo e nem como este energético será fornecido ao longo do período, consequência da característica de aleatoriedade das vazões afluentes. E quanto maior for a participação hidráulica em um sistema, tanto mais importante será a característica da incerteza no problema do planejamento.

A demanda de energia é outro fator de incerteza no problema, pois não se conhece a priori qual será seu valor. A dificuldade de se modelar estocasticamente o mercado de energia leva a se planejar a operação dos sistemas para uma demanda determinística mais provável, sendo esta a prática normalmente usada, o que entretanto não altera a característica apontada.

A aleatoriedade das vazões, aliada à incerteza da demanda, faz do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos um problema essencialmente *estocástico*.

Os sistemas hidroelétricos são formados normalmente por várias usinas, muitas interconectadas hidraulicamente, espalhadas ao longo das bacias hidrográficas. Várias cascatas são formadas onde se criam interdependências operativas óbvias entre as usinas, de tal forma que a operação das usinas a jusante depende da operação das usinas a montante e vice-versa.

Além disso, como a água não tem um valor em si, o seu valor, e consequentemente o valor da energia hidroelétrica gerada, é atribuído pela geração termoelétrica deslocada, ou seja, o valor da geração hidroelétrica em cada usina é dado pelo valor do que ela consegue substituir de energia térmica. Ora, este valor não pode ser medido isoladamente em cada usina pois depende da operação em conjunto do sistema.

Por estas razões o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é um problema *não separável*, o que equivale dizer que as usinas hidroelétricas não podem ser tratadas isoladamente, ou ainda que é um problema espacialmente não separável. Isto irá se traduzir, como se poderá ver adiante, em uma função objetivo que não pode ser desmembrada em termos de cada usina hidroelétrica, ou seja, uma função objetivo não separável.

Em termos matemáticos a não separabilidade da função objetivo se manifesta na matriz Hessiana com termos não nulos fora da diagonal. Isto indica os efeitos cruzados de diferentes variáveis de decisão na função objetivo ou, para um sistema de reservatórios, a influência que a variável de decisão de uma usina hidroelétrica j tem sobre a variação do custo total de operação em relação à variável de decisão de outra usina hidroelétrica i [12].

Observe-se em contrapartida que apesar da característica dinâmica do problema, já apontada, não ocorrem efeitos cruzados em relação a intervalos de tempo diferentes, isto é, a variável de decisão de um intervalo de tempo não afeta o custo marginal de operação de outro intervalo de tempo. Isto se traduz na matriz Hessiana em uma estrutura bloco diagonal, com um bloco para

cada intervalo de tempo, o que dá uma característica de separabilidade temporal para a função objetivo. Isto não significa uma independência entre os vários intervalos de tempo já que a característica dinâmica, representada pela ligação entre estes intervalos, fica garantida pela restrição da equação de balanço dinâmico da água, onde o recurso hídrico gasto em determinado intervalo irá afetar a disponibilidade de recursos nos intervalos restantes do horizonte de planejamento.

A geração das usinas hidroelétricas é função, primordialmente, da vazão defluída, turbinada mais vertida, e da altura de queda da água, variáveis que dão um caráter não linear às suas funções de geração. Da mesma forma o custo de geração das usinas termoelétricas é também não linear. Estes dois fatores caracterizam o problema do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos como *não linear*.

Considere-se ainda que os sistemas com razoável participação hidroelétrica contam com dezenas de usinas e reservatórios, como o sistema brasileiro, onde nos subsistemas Sul e Sudeste interligados encontram-se mais de 50 usinas hidroelétricas e mais de 30 reservatórios. Estes sistemas necessitam ter sua operação planejada em horizontes que abrangem vários períodos, como por exemplo os 5 anos com discretização mensal usados no Brasil. Estes dois fatores definem uma característica de *grande porte* para o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos [13].

II.4 - Formulação Geral do Problema de Planejamento da Operação Energética

A importância do custo dos sistemas termoelétricos deve-se aqui somente ao fato, já mencionado, de que são as termoelétricas que dão o custo de operação dos sistemas hidrotérmicos, não sendo relevante entretanto uma análise detalhada sobre a modelagem e resolução do problema termoelétrico.

O custo de operação de uma usina termoelétrica c é dado por uma

função convexa crescente, próxima de um polinômio do segundo grau, que pode ser representada por :

$$c(g) = a_0 + a_1(g) + a_2(g^2) \quad (\text{II.1})$$

onde g é a potência gerada e a_0 , a_1 e a_2 são parâmetros característicos da usina termoeletrica [14].

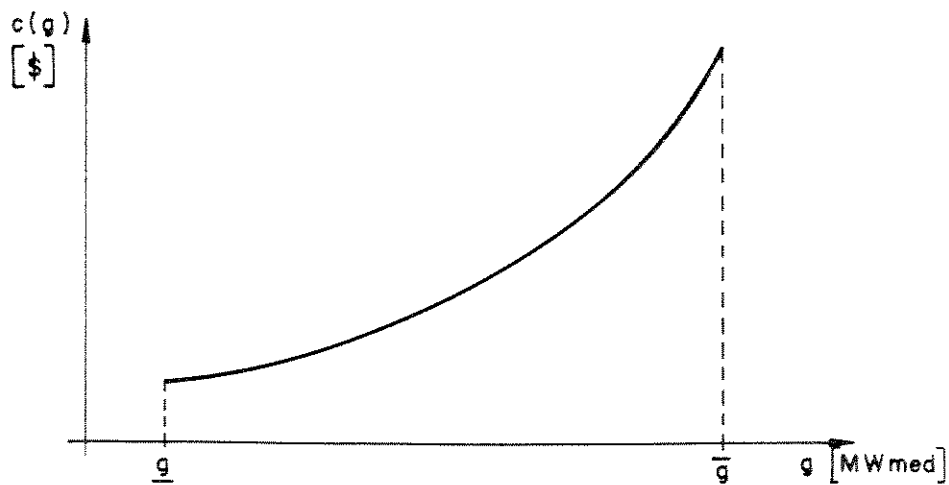


Fig. II.2 - Custo de geração de uma usina termoeletrica.

As restrições operativas são dadas pelos limites operacionais da usina :

$$\underline{g} \leq g(t) \leq \bar{g} \quad (\text{II.2})$$

O intercâmbio não contratual de energia pode ser representado por uma usina termoeétrica, em termos de custo de operação, já que pode ser considerado como tendo uma função de custo convexa crescente.

O corte de carga, por sua vez, pode ser também representado por uma termoeétrica fictícia, como indicado na figura II.1, e portanto pode ser agregado às outras usinas termoeétricas e à compra não contratual de energia de forma a englobar tudo o que poderíamos chamar de sistema não hidráulico. Esta usina termoeétrica fictícia, representando o corte de carga, terá um custo de operação igual ao do déficit e, agregada às outras usinas termoeétricas e às importações de energia, dará uma função de custo global $C(.)$ também convexa crescente.

Na realidade, para se levar em conta todas as alternativas de "fornecimento" de energia que não a geração hidroelétrica, o que se faz é modelar todas estas "fontes" não hidráulicas usando-se suas funções de custo marginal de "produção" para agregá-las, como será melhor detalhado mais adiante. Note-se que a partir deste ponto faz-se referência tanto às importações não contratuais como ao corte de carga, usando-se genericamente a designação de fontes de energia ou usinas, já que serão tratadas como tais.

Desta forma, o custo de operação ótimo do conjunto não hidráulico é dado pela solução de um problema de despacho de geração, em um dado período, que procura igualar os custos marginais entre as fontes. Este custo é dado por :

$$C(G) = \text{Min} \sum_{i=1}^M c(g_i) \quad (\text{II.3})$$

$$\text{s. a.} \quad \sum_{i=1}^M g_i = G \quad (\text{II.4})$$

$$\underline{g}_i \leq g_i \leq \bar{g}_i \quad (\text{II.5})$$

onde M é o número de usinas e G é a parcela não hidráulica da demanda de energia em MW.

A função Lagrangeana do problema II.3-II.5 é expressa como :

$$L(\underline{g}, \lambda, \alpha, \beta) = \sum_{i=1}^M c(g_i) + \lambda (G - \sum_{i=1}^M g_i) + \sum_{i=1}^M \alpha_i (g_i - \bar{g}_i) + \sum_{i=1}^M \beta_i (\underline{g}_i - g_i) \quad (\text{II.6})$$

Pelas condições de otimalidade de Kuhn-Tucker, tem-se :

$$1. \quad \hat{\lambda} \text{ irrestrito} \quad ; \quad \hat{\alpha}_i \geq 0 \quad ; \quad \hat{\beta}_i \geq 0 \quad (\text{II.7})$$

$$2. \quad \sum_{i=1}^M \hat{g}_i = G \quad ; \quad \underline{g}_i \leq \hat{g}_i \leq \bar{g}_i \quad (\text{II.8})$$

$$3. \quad \hat{\alpha}_i (\hat{g}_i - \bar{g}_i) = 0 \quad ; \quad \hat{\beta}_i (\underline{g}_i - \hat{g}_i) = 0 \quad (\text{II.9})$$

$$4. \quad c'_i(\hat{g}_i) - \hat{\lambda} + \hat{\alpha}_i + \hat{\beta}_i = 0 \quad (\text{II.10})$$

com $\hat{\lambda}$, $\hat{\alpha}$ e $\hat{\beta}$ multiplicadores de Lagrange, na condição de ótimo, c'_i custo marginal de operação e \hat{g}_i geração ótima da usina i .

Das condições acima, vem :

$$c'_i(\hat{g}_i) = \hat{\lambda} \quad \text{se} \quad \underline{g}_i < \hat{g}_i < \bar{g}_i \quad (\text{II.11})$$

$$c'_i(\hat{g}_i) \geq \hat{\lambda} \quad \text{se} \quad \underline{g}_i = \hat{g}_i \quad (\text{II.12})$$

$$c'_i(\hat{g}_i) \leq \hat{\lambda} \quad \text{se} \quad \hat{g}_i = \bar{g}_i \quad (\text{II.13})$$

O custo marginal do sistema é dado pelo multiplicador $\hat{\lambda}$ e é determinado pela equação II.11, isto é, é dado pelo custo marginal das unidades que não

estão nos seus limites de operação e que, por esta razão, são as que aumentam ou diminuem suas gerações no caso de aumento ou diminuição de carga no sistema.

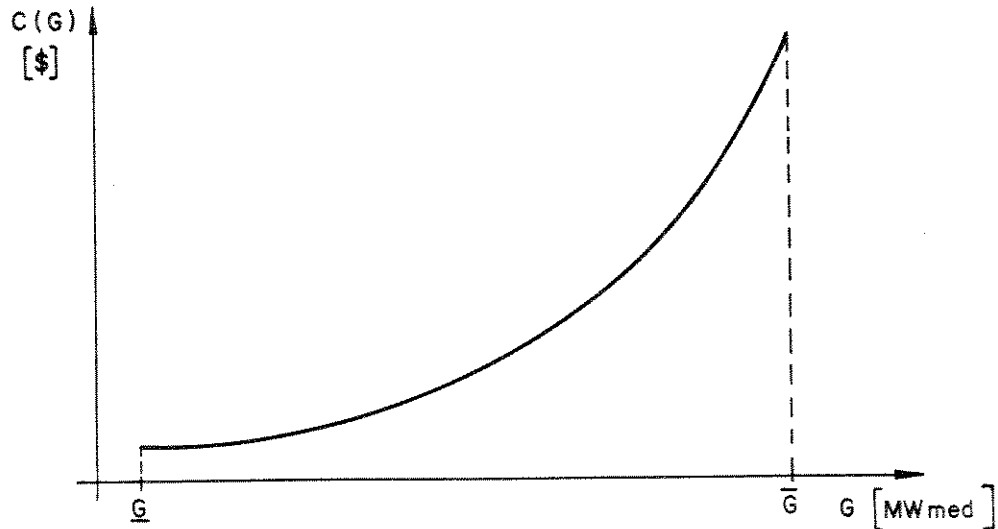


Fig. II.3 - Custo de geração de um sistema não hidráulico.

O custo de operação $C(G)$ do conjunto não hidráulico, em relação à demanda do sistema, será uma função convexa crescente pois $C(G)$ é a função de perturbação de um problema convexo.

Uma modelagem mais completa com outras funções mais elaboradas, inclusive com mercado primário estocástico e mercado secundário, pode ser encontrada em Lyra, Tavares e Soares [15].

Ora, o sistema hidrotérmico tem como custo de operação justamente o custo do sistema não hidráulico complementar, dado pela função $C(\cdot)$, a qual depende obviamente da demanda total D do sistema e também da geração

hidroelétrica H , pois quanto maior esta geração, menor será a complementação térmica necessária.

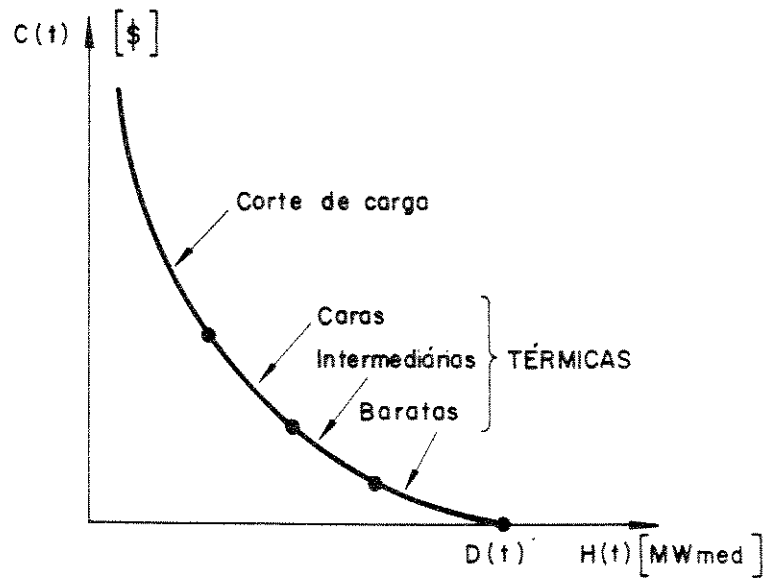


Fig. II.4 - Custo de operação do sistema hidrotérmico.

O custo de operação, mostrado na figura II.4, será então dado, em cada intervalo de tempo, por [16,17] :

$$C(t) = C [G(t)] \quad (II.14)$$

com

$$G(t) = D(t) - H(t) \quad \text{para} \quad D(t) \geq H(t) \quad (II.15)$$

$$G(t) = 0 \quad \text{para} \quad D(t) < H(t) \quad (II.16)$$

Com este modelamento adotado, o planejamento hidrotérmico passa a ser um problema tratado exclusivamente através das usinas hidroelétricas. Desta forma, uma formulação geral do planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos de potência pode ser estabelecida como a minimização do custo operacional do sistema, ao longo de todo o horizonte de planejamento $[1, T]$, dado por :

$$\text{Min } \sum_{t=1}^T C(t) \quad (\text{II.17})$$

A geração hidroelétrica total $H(t)$, em MWmês, é dada pelo somatório das gerações de todas as usinas hidroelétricas :

$$H(t) = \sum_{i=1}^N \phi_i [x_i(t), q_i(t), z_i(t)] \quad (\text{II.18})$$

onde

- N - número de usinas hidroelétricas.
- $\phi_i(.)$ - função de geração hidroelétrica da usina i .
- $x_i(.)$ - volume do reservatório i [m^3].
- $q_i(.)$ - vazão turbinada da usina i [m^3/s].
- $z_i(.)$ - vazão vertida da usina i [m^3/s].

A função de geração de uma usina i depende da altura de queda da água e das vazões turbinada e vertida :

$$\phi_i(x_i, q_i, z_i) = k_i \cdot [h_{1i}(x_i) - h_{2i}(q_i + z_i)] \cdot q_i \quad (\text{II.19})$$

onde

- k_i - constante que engloba aceleração da gravidade, densidade da água, rendimento turbina-gerador e fator de conversão.

- $h_{1i}(\cdot)$ - altura de montante, função do volume do reservatório [m].
 $h_{2i}(\cdot)$ - altura de jusante, função das vazões turbinada e vertida [m].

A equação de balanço dinâmico da água para cada reservatório é dada por :

$$x_i(t+1) = x_i(t) + y_i(t) + \sum_{k \in \Omega_i} [q_k(t) + z_k(t)] - q_i(t) - z_i(t) \quad (\text{II.20})$$

onde

- $y_i(\cdot)$ - afluência incremental ao reservatório i [m^3/s].
 Ω_i - conjunto dos índices dos reservatórios imediatamente a montante de i .

Os volumes, as vazões turbinadas e as vazões vertidas são limitadas devido às restrições operativas, controle de cheias, navegação ou outros critérios, sendo dados por :

$$\underline{x}_i(t) \leq x_i(t) \leq \bar{x}_i(t) \quad (\text{II.21})$$

$$\underline{q}_i(t) \leq q_i(t) \leq \bar{q}_i(t) \quad (\text{II.22})$$

$$\underline{u}_i(t) \leq q_i(t) + z_i(t) \leq \bar{u}_i(t) \quad (\text{II.23})$$

onde $\underline{u}_i(t)$ e $\bar{u}_i(t)$ representam, respectivamente, a defluência total mínima obrigatória e a defluência total máxima admissível.

Além disso os volumes iniciais dos reservatórios são dados e os volumes finais podem ser fixados e/ou penalizados.

II.5 - Comentários

O planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é assim formulado como um problema de otimização, com uma função objetivo já descrita como não linear e espacialmente não separável, com restrições lineares.

Observe-se que na formulação apresentada os valores da demanda (D) e das aflúncias (y_i) não são determinísticos embora, como já comentado, seja normal trabalhar-se com demandas previamente fixadas. Quanto às aflúncias, elas teriam que ser consideradas como grandezas estocásticas.

A consideração da estocasticidade das vazões junto com a representação individualizada das usinas hidroelétricas constitui uma das grandes dificuldades na resolução deste problema, já que as técnicas até hoje usadas não conseguem resolvê-lo de forma eficiente e satisfatória, contemplando ambos os aspectos de forma acurada.

No próximo capítulo serão analisadas diversas abordagens adotadas para a solução do planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos de potência.

III - ABORDAGENS AO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA

III.1 - Formas de Abordagem

As formas de abordagem ao problema do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, modelos utilizados e técnicas de solução, variam muito quer entre as metodologias implantadas em sistemas reais, isto é, em funcionamento, quer entre aquelas apresentadas como propostas.

Já foi citada a importância das características físicas dos sistemas nesta diversidade de abordagens. Porém, há também uma componente, um pouco mais subjetiva, que é a forma como o planejador resolve equacionar e resolver o problema. Em última instância é esta forma que vai definir a abordagem adotada.

A forma empregada, isto é, a escolha da modelagem e da técnica de resolução, deve, além de se harmonizar com as características físicas do sistema, evitar simplificações drásticas que deturpem os resultados, levar em conta adequadamente o nível de incerteza de cada horizonte e, fundamentalmente, saber atribuir graus de acuidade apropriados para cada faceta do problema.

Um dos dilemas na escolha da abordagem é o da representação *agregada* versus *individualizada* das usinas hidroelétricas, que se traduz na consideração *estocástica* versus *determinística* das vazões afluentes às usinas. Este dilema coloca de um lado uma representação agregada das usinas hidroelétricas, no todo ou por partes, com uma consideração estocástica das vazões inclusa na própria técnica de resolução, e do outro lado uma representação individualizada das usinas, com emprego de técnicas de resolução determinísticas, embora levando em consideração a aleatoriedade das afluições através de modelos de previsão de vazões.

Este conflito se dá devido ao fato de que as técnicas até hoje usadas

e que melhor contemplam a aleatoriedade das vazões, como a programação dinâmica estocástica, não conseguem representar as usinas de forma individualizada. A programação dinâmica, como é plenamente sabido, apresenta a já conhecida "maldição da dimensionalidade", que limita seu uso a sistemas agregados, com uma ou duas variáveis de estado. Por outro lado, as técnicas que conseguem representar as usinas de forma individual têm dificuldade de tratar o aspecto estocástico das vazões [18,19].

Vale esclarecer que a consideração aprimorada de um fenômeno estocástico da natureza, como as vazões afluentes, não é uma tarefa fácil. Mesmo em modelagens com programação dinâmica estocástica nem sempre este aspecto está representado a contento, já que o problema da dimensionalidade limita a modelagem estocástica ao processo autoregressivo de ordem um (markoviano).

III.1.1 - Técnicas Utilizadas

A programação dinâmica estocástica, nos seus mais variados modelos, é uma das formas mais usuais de abordagem ao planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos de potência [12,20,21]. Entre outras formulações existentes, uma que é habitualmente empregada no Brasil trata a afluência do mês anterior como variável de estado [22,23]. Esta formulação pode ser expressa como :

$$f_t[\underline{x}(t), \underline{y}(t-1)] = \underset{y(t)/y(t-1)}{E} \underset{u(t)}{\text{Min}} \left\{ C_t(u(t)) + f_{t+1}(\underline{x}(t+1), \underline{y}(t)) \right\} \quad (\text{III.1})$$

$$\text{s. a.} \quad \underline{x}(t+1) = f_t[\underline{x}(t), \underline{y}(t), \underline{u}(t)] \quad (\text{III.2})$$

$$\tilde{\underline{x}}(t+1) \leq \underline{x}(t+1) \leq \bar{\underline{x}}(t+1) \quad (\text{III.3})$$

$$\tilde{u}(t) \leq u(t) \leq \bar{u}(t) \quad (\text{III.4})$$

onde

- f_t - valor esperado ótimo do custo de operação do intervalo t ao final do horizonte.
- $\underline{x}(t)$ - vetor de estado do sistema no início do intervalo t .
- $\underline{y}(t)$ - vetor de afluências durante o intervalo t .
- E - esperança matemática.
- C_t - custo da geração térmica.
- $\underline{u}(t)$ - vetor de decisões.
- (III.2) - equação de transição de estado ou de balanço da água.
- (III.3 e 4) - restrições da variável de estado em $t+1$ e da variável de decisão em t , ou limites operativos do volume e da defluência.

Da forma como está colocado, não é possível resolver este problema para um sistema com múltiplas usinas, devido à sua dimensão excessiva. Vários recursos são então empregados para tentar resolver, ou minorar, o problema da dimensionalidade nesta técnica de solução, dando origem a variados métodos e procedimentos. Como exemplos, pode-se citar o método onde o sistema é agregado em um único reservatório equivalente de energia, ou em reservatórios equivalentes por subsistemas, e os métodos tidos como extensões da programação dinâmica por aproximações sucessivas, aplicados no Brasil, Canadá e Noruega [10,24,25,26,27,28,29]. Se por um lado o uso de métodos como estes permite uma consideração estocástica do problema, inclusa na própria técnica de resolução, por outro todos eles sacrificam a representação das usinas.

Já as técnicas de solução determinísticas, com uma abordagem diversa, permitem, mesmo para sistemas de grande porte, a representação individualizada das usinas, sendo empregadas com mais ênfase no médio prazo, normalmente envolvendo modelos de programação não linear. Como exemplos, pode-se citar o gradiente reduzido generalizado, empregado no Canadá, e técnicas de fluxo em redes [2,5,30]. Neste caso o sacrifício é feito com a consideração estocástica, embora se possa procurar compensar este fato levando em conta a

estocasticidade de maneira externa à técnica de solução, por exemplo, através de vazões previstas, com a reatualização do planejamento a cada passo para novas previsões.

Outros caminhos são também usados para se abordar o planejamento da operação energética, que não se encaixam nos dois grupos anteriormente citados. Entre estes alguns tentam conciliar a estocasticidade, na técnica de solução, com a representação individualizada, como no caso da agregação / decomposição usando programação dinâmica, ou os métodos com programação linear estocástica, programação com restrição de probabilidade e programação linear em dois estágios [31,32,33]. Estes métodos porém sempre sacrificam algum aspecto importante da questão, quer seja a não separabilidade da função objetivo, no primeiro caso, ou a forte não linearidade do problema, nos casos seguintes.

A literatura apresenta vários outros métodos para o planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos de potência, grande número deles como variantes da programação dinâmica, todos eles porém apresentando simplificações significativas na representação do problema, quer através da agregação de usinas, da não consideração da função objetivo real do problema, ou outras simplificações [12,20,21].

III.2 - Modelo a Sistema Equivalente

O emprego da programação dinâmica estocástica visando uma melhor representação da aleatoriedade das vazões, leva à necessidade de se trabalhar com sistema agregado, chamado sistema equivalente, onde os vários reservatórios são transformados em um único reservatório equivalente de energia potencial [24,25].

A transformação dos volumes de água armazenados nos reservatórios individuais em energia, no reservatório equivalente, implica na adoção de uma regra de operação para o sistema. Isto acontece porque, em uma cascata, a

forma como se deplecionam os vários reservatórios altera significativamente a quantidade total de energia que se pode obter da água armazenada nos mesmos, através da modificação das alturas de queda da água e conseqüentemente da produtividade das usinas. Como exemplo, se adotarmos como regra de operação em uma cascata o deplecionamento dos reservatórios de baixo para cima, esvaziando totalmente em primeiro lugar o reservatório mais a jusante, em seguida o imediatamente a montante e assim por diante, obteremos uma energia bem menor do que obteríamos com um procedimento oposto, isto é, esvaziando de montante para jusante. Isto é válido para usinas hidroelétricas onde a altura de queda dependa muito do nível do reservatório, como a quase totalidade das usinas brasileiras. Assim a energia armazenada em um reservatório depende do volume de água armazenado no próprio reservatório e das alturas de queda de todos os reservatórios a jusante, incluindo o próprio.

A regra geralmente adotada, inclusive no modelo empregado no sistema brasileiro, é a de que, por hipótese, os reservatórios operam em paralelo, isto é, os armazenamentos e deplecionamentos são feitos paralelamente em volume [22].

Assim, o volume armazenado no reservatório i , entre dois estados quaisquer, 1 e 2, pode ser definido por :

$$x_i = x_{i1} \alpha + (1 - \alpha) x_{i2} \quad \text{(III.5)}$$

com

$$0 \leq \alpha \leq 1 \quad \text{(III.6)}$$

sendo α o parâmetro que define o estado do reservatório e "amarra" a operação em paralelo de todos os reservatórios.

A relação volume-altura pode ser expressa por uma parábola do 2º grau em x , ajustada a partir de três pontos, dados por diferentes situações de volumes com respectivas alturas, como mostrado abaixo para o reservatório i :

$$h_1(x_1) = A_1 x_1^2 + B_1 x_1 + C_1 \quad (III.7)$$

Reescrevendo-se a equação III.7, agora em função de α , com auxílio da equação III.6, vem :

$$h_1(\alpha) = a_1 \alpha^2 + b_1 \alpha + c_1 \quad (III.8)$$

com

$$a_1, b_1, c_1 = f(A_1, B_1, C_1, x_{11}, x_{21}) \quad (III.9)$$

A energia armazenada no reservatório equivalente entre os estados 1 e 2, em Wmês, é dada por :

$$EA_1^2 = K \sum_{i \in R} \int_0^1 \sum_{j \in J_i} \rho_j h_j(\alpha) dx_i(\alpha) \quad (III.10)$$

onde

K - constante que inclui aceleração da gravidade [m/s^2], densidade da água [Kg/m^3] e fator de conversão de unidade (número de segundos em um mês).

R - conjunto de todas as usinas com reservatórios.

J_i - conjunto de todas as usinas a jusante da usina i , incluindo ela mesma.

ρ_j - rendimento turbina-gerador da usina j .

h_j - altura de queda líquida do reservatório da usina j , constante em caso de usina a fio d'água [m].

Da equação III.5, temos :

$$dx_i(\alpha) = (x_{1i} - x_{2i}) d\alpha \quad (\text{III.11})$$

Desta forma, a energia armazenada no reservatório equivalente, entre os estados 1 e 2, pode ser dada pela somatória de todos os volumes armazenados nos reservatórios, cada um valorizado pelas alturas de queda e rendimentos de todos os reservatórios a jusante, incluindo o próprio, multiplicada por uma constante, como mostrado abaixo :

$$EA_1^2 = K \sum_{i \in R} (x_{1i} - x_{2i}) \int_0^1 \sum_{j \in J_i} \rho_j h_j(\alpha) d\alpha \quad (\text{III.12})$$

De III.8, fazendo :

$$\int_0^1 h_i(\alpha) d\alpha = H_{eq_i} \quad (\text{III.13})$$

tem-se H_{eq_i} como a altura equivalente da usina a reservatório i ou, se for o caso, altura líquida da usina a fio d'água i . A altura equivalente de um reservatório representa a altura de queda que, mantida fixa, daria a mesma energia gerada durante o deplecionamento do mesmo volume do reservatório.

Substituindo III.13 em III.12 obtém-se a energia armazenada entre os estados 1 e 2, com uma altura equivalente em função dos volumes x_{1i} e x_{2i} , como ilustrado na figura III.1. Esta energia é dada por :

$$EA_1^2 = K \sum_{i \in R} (x_{1i} - x_{2i}) \sum_{j \in J_i} \rho_j H_{eq_i} \quad (\text{III.14})$$

Assim, para a situação em que os estados 1 e 2 correspondem aos volumes máximo e mínimo do reservatório i , teríamos a energia armazenada máxima, correspondente à altura equivalente máxima, dada por :

$$EA^{\max} = K \sum_{i \in R} (x_{\max_i} - x_{\min_i}) \sum_{j \in J_i} \rho_j H_{eq_i}^{\max} \quad (\text{III.15})$$

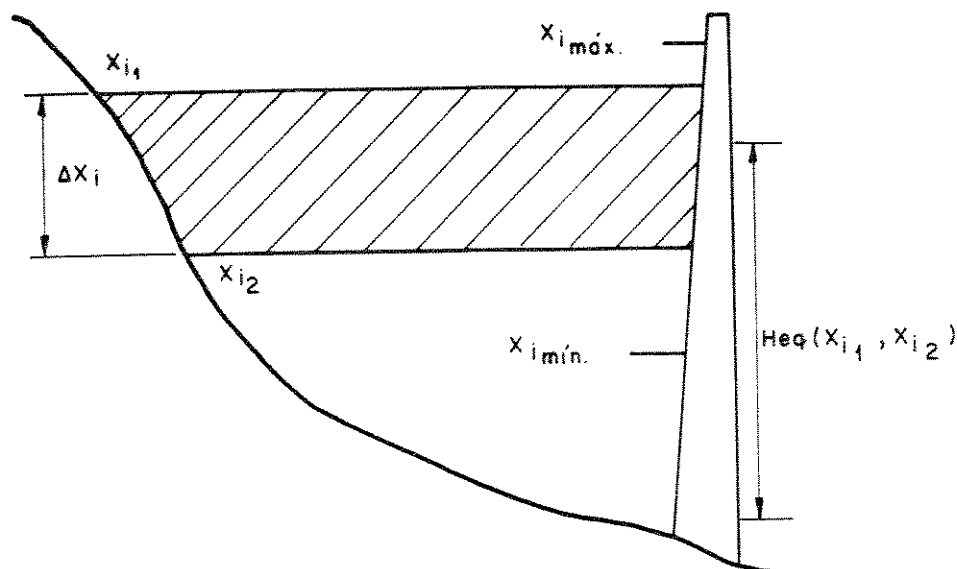


Fig. III.1 - A altura equivalente.

O modelo a sistema equivalente implica ainda em calcular o total da energia afluyente à todas as usinas hidroelétricas, cálculo este que é dividido em parcelas de energia.

Assim temos a parcela de energia afluyente controlável, também chamada de energia armazenável, que é a energia correspondente às vazões afluentes que podem ser guardadas nos reservatórios, tendo-se portanto um controle sobre as mesmas.

Com um comportamento oposto temos a parcela de energia não controlável, constituída pelas vazões afluentes às usinas a fio d'água,

chamada de energia a fio d'água, e pelas vazões defluentes mínimas obrigatórias dos reservatórios, chamada de energia de vazão mínima, sobre as quais não podemos exercer nenhum controle.

Além da energia afluyente, calcula-se também a chamada energia evaporada, em função das áreas de espelho d'água dos reservatórios.

Algumas considerações se fazem necessárias a respeito do modelo a sistema equivalente, seus méritos e falhas, e as conveniências de sua aplicação.

Em primeiro lugar, a não consideração individual dos reservatórios impede que se considere a altura de queda real em cada um deles, a qual depende do volume de água armazenado, levando conseqüentemente à impossibilidade de se trabalhar com as produtibilidades corretas das diversas usinas. Esta falha repercute em vários pontos do modelo, obrigando o emprego de correções empíricas, como no cálculo da energia controlável do sistema, e impedindo o cálculo correto da energia evaporada e da energia de vazão mínima dos reservatórios.

O modelo adotado não permite a representação individualizada das diversas parcelas da energia afluyente, tais como a energia controlável e a energia a fio d'água, as quais são separadas de forma empírica a partir do histórico do sistema. O modelo também apresenta imperfeições que podem levar a não consideração de vertimentos forçados nas usinas a fio d'água.

Entretanto, o reservatório equivalente é um recurso válido e importante para o gerenciamento de usinas hidroelétricas, sempre que se queiram análises e avaliações globais do sistema. Ele reduz a complexidade do problema a ser resolvido, permitindo, por outro lado, a consideração de aspectos relevantes da questão, como a estocasticidade das energias afluentes, quando usado juntamente com a programação dinâmica estocástica. A homogeneidade da bacia hidrográfica do sistema é uma condição necessária para sua utilização e a distribuição geográfica das usinas pode tornar mais conveniente sua aplicação. Como exemplo, pode-se citar o caso do Canadá, onde a configuração geográfica com bacias em vales independentes, apresenta condições favoráveis a uma agregação por vales com bons resultados.

Por todas as razões apresentadas, sua utilização deve ser cuidadosa, uma vez que as simplificações por ele introduzidas podem comprometer a qualidade dos resultados obtidos. Também fica claro que o reservatório equivalente não é adequado para situações onde sejam importantes informações individualizadas de usinas hidroelétricas, quer seja quanto a análise do comportamento das unidades, a consideração de características específicas de cada usina ou ainda a obtenção de decisões operativas individuais.

A adoção do reservatório equivalente de energia parece ser mais apropriada para situações em que a decisão de quanta energia hidráulica utilizar apresenta-se mais importante do que como armazenar esta energia entre as várias usinas hidroelétricas [24,25].

III.3 - O Planejamento da Operação em Alguns Países

O planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos de potência em uso em algumas regiões ou países, embora mantendo a filosofia básica quanto aos objetivos a serem atingidos, varia em termos de abordagens e técnicas utilizadas, de acordo com as características de cada sistema. Uma análise do planejamento utilizado em alguns sistemas no mundo nos dá uma compreensão melhor do problema, permitindo uma visão mais aprofundada sobre a escolha da abordagem adequada a cada sistema, inclusive comparando sistemas e abordagens diferentes.

Nossa atenção está voltada para sistemas com grande participação hidráulica, semelhantes ao sistema brasileiro, como os da Noruega e Canadá. Também serão analisados os sistemas da Nova Zelândia, embora de pequeno porte, e ainda, como exceção, o sistema da Tennessee Valey Authority (TVA), como exemplo de sistema com pequena participação hidráulica.

A TVA nos Estados Unidos, um caso típico de sistema onde o planejamento é realizado com base na geração térmica, tem uma participação hidráulica de 12 %, em termos de capacidade, e adota um planejamento de longo

prazo de um ano com discretização semanal. Observe-se que o planejamento de médio prazo inexistente, ou melhor confunde-se com o longo prazo e apresenta um horizonte bastante reduzido. Este sistema tem como prioridades a navegação e o controle de cheias, antes da geração de energia elétrica, além de outras mais como qualidade da água e recreação. Também inclui usinas reversíveis e tem como característica interessante o fato de que originalmente era quase puramente hidráulico [34,35].

A energia hidroelétrica é usada neste caso principalmente para suprir picos de demanda em substituição às gerações termoeletricas mais caras. Este sistema está em uma região sujeita a tempestades imprevisíveis com dias de duração, que provocam inundações, alternando-se com períodos secos, de tal forma que as vazões afluentes variam muito, tornando difícil sua previsão. Assim o único componente de longo prazo significativo em termos de previsão é o ciclo anual. Esta característica física do sistema leva a fixação de um horizonte de um ano para o planejamento de longo prazo.

A Nova Zelândia já apresenta um sistema com 80% de geração de eletricidade de origem hidráulica e uma capacidade instalada total de aproximadamente 6,6 MW. Este é um sistema pequeno e com reservatórios de pouca capacidade de tal forma que suas possibilidades de aproveitar as aflúências maiores, armazenando-as, para utilização em períodos de baixas aflúências são bastante limitadas. Isto pode ser traduzido numericamente através de um índice chamado de capacidade de regulação do sistema dado por :

$$R = \frac{\text{capacidade de armazenamento total (MWh)}}{\text{afluência anual média ao sistema (MWh)}} 100 (\%) \quad (\text{III.16})$$

Esta capacidade de regulação, em termos percentuais, revela quanto da afluência anual média o sistema tem possibilidade de armazenar em seus reservatórios, dando uma precisa avaliação da capacidade do sistema de aproveitar os períodos de altas aflúências exercendo seu papel de regulador de vazões [36,37].

O sistema da Nova Zelândia apresenta uma pequena capacidade de regulação, em torno de 24 %, indicando que seus reservatórios não conseguem guardar água suficiente para suprir longos períodos de seca. Em outras palavras, pode-se dizer que o conjunto de reservatórios não tem capacidade de regularização plurianual, ou não consegue guardar água de um ano para o outro em quantidade suficiente.

É claro que a capacidade de regulação de um sistema pode permitir, ou não, o gerenciamento de recursos hídricos em horizontes de mais longo prazo, já que só tem sentido fazer o planejamento até um horizonte onde as decisões atuais tenham alguma influência.

Desta forma, a Nova Zelândia adota um planejamento de longo prazo que se funde com o médio prazo, utilizando um horizonte de um ano, com discretização semanal, e um curto prazo com horizonte de uma semana, com discretização diária [38].

Já a Noruega, com um sistema com porte mais próximo ao do sistema brasileiro, pouco mais de 23 GW de capacidade instalada e 100 TWh em geração de energia elétrica, tem uma participação hidráulica de mais de 99 %, tanto em geração de energia como em capacidade instalada [39,40].

Este é um sistema com um número muito grande de pequenas usinas hidroelétricas, aproximadamente 600, pertencentes a um número também grande de proprietários, em torno de 300, divididos entre governos municipais, governo central e particulares, fazendo com que seu gerenciamento seja bastante complexo.

Embora as aflúncias anuais aos reservatórios variem relativamente pouco, entre 70 % e 130 % da aflúncia média anual em um período de referência de 30 anos, as variações sazonais são bastante grandes. A média de energia afluyente dos 30 anos de referência mostra uma variação de mais de 5 vezes entre o período de inverno, de janeiro a março com as mais baixas aflúncias, e o período entre o fim da primavera e o início do verão, de meados de maio a meados de julho, com o agravante de que justamente no período de inverno a demanda de energia está em seu nível mais elevado, que é de duas vezes a demanda do período de verão.

A capacidade de regulação do sistema norueguês já é bem maior do que o da Nova Zelândia, ficando em torno de 57 %. Ou seja, o sistema de reservatórios consegue guardar pouco mais da metade da energia afluente média anual.

O sistema é visto como um conjunto de subsistemas, os quais por sua vez são formados por usinas agrupadas por áreas, ou companhias, ou mesmo por usinas individuais. Todas as empresas do sistema formam um "pool" de potência, o chamado Norwegian Power Pool (NPP), responsável pela coordenação da operação da rede, produção ótima de potência e intercâmbio de potência excedente. O NPP atua como um coordenador dos subsistemas trocando informações com cada um deles, conforme mostrado na figura III.2. Cada subsistema otimiza sua própria estratégia baseado nas condições recebidas do coordenador e o realimenta com as informações resultantes desta otimização. Pode-se dizer que todo o funcionamento do sistema tem como ponto central um "mercado de energia", ao qual é fundamental que seja assegurado um funcionamento eficiente, através de intercâmbios ótimos.

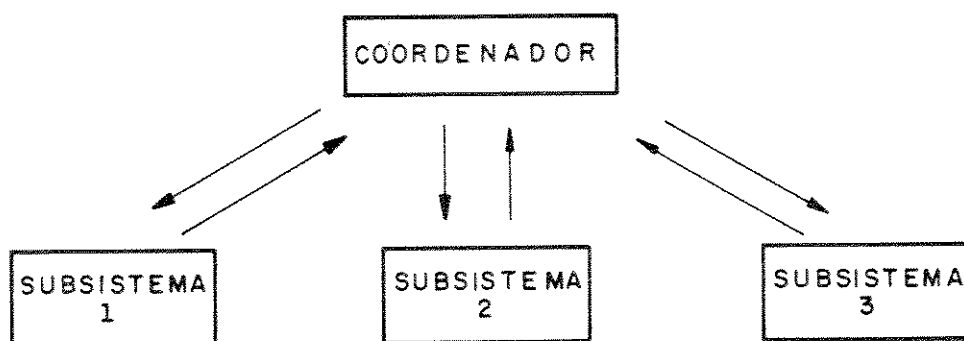


Fig. III.2 - Hierarquia no Norwegian Power Pool.

Rigorosamente falando não são feitos separadamente um planejamento de

longo prazo e, após, um de médio prazo. O que existe é um modelo integrado de longo-médio prazo, sem uma separação clara entre os dois. Neste modelo, com as características físicas descritas, o longo prazo adota um horizonte de 2 a 3 anos, com discretização semanal, e o médio prazo se estende por um horizonte de 2 a 7 meses, também com discretização semanal.

Como cada subsistema otimiza sua própria estratégia, os tamanhos de horizonte em cada nível podem variar. No médio prazo a dimensão do horizonte depende também da época do ano em que é feito o planejamento, além da relação capacidade do(s) reservatório(s) / afluência média, o que dá a capacidade de regulação local ou do subsistema.

A abordagem adotada chama-se método do valor da água, com técnica de resolução de programação dinâmica estocástica, considerando-se a afluência como uma variável estocástica em ambos os níveis, longo e médio prazo.

A sequência do planejamento é composta de sucessivas otimizações, em cada subsistema, e simulações tanto nos subsistemas como no sistema interconectado como um todo.

O coordenador recebe informações preliminares de cada subsistema e devolve a eles a informação sobre o intercâmbio esperado de energia. Baseado nisto e no comportamento do mercado, cada subsistema, usando programação dinâmica estocástica, otimiza sua estratégia para o longo prazo, obtendo tabelas de valores esperados da água para o período. Esta estratégia proposta é simulada no sistema interconectado, corrigindo o mercado e conseqüentemente levando a uma nova estratégia de cada subsistema, até uma convergência inicial de todo o conjunto. O resultado obtido em cada área é expresso através de uma matriz de valor da água que servirá de base para as decisões operativas.

No estágio seguinte cada subsistema fornece ao coordenador informações sobre a compra e venda de energia em função do preço, como expresso na figura III.3. De posse das informações de todos os subsistemas o coordenador encontra o preço do intercâmbio bem como o quanto de energia a ser intercambiada, função do balanço entre demanda e oferta de energia, como mostrado na figura III.4.

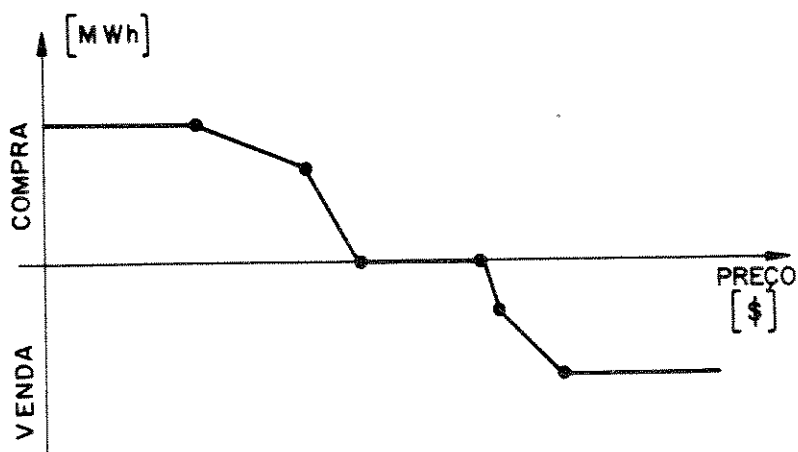


Fig. III.3 - Informações de cada subsistema.

Neste estágio determinam-se a produção hidráulica de cada área, a energia excedente, o intercâmbio de energia e as perdas de transmissão, que são passadas para uma nova simulação, agora detalhada, em cada subsistema. Nesta simulação, a um nível de médio prazo, procura-se igualar os riscos de vertimentos nos subsistemas durante a fase de enchimento dos reservatórios e também igualar os riscos de esvaziamento total na fase em que as defluências são maiores do que as afluições, isto é, nas fases de deplecionamento dos reservatórios. Em outras palavras, é feita uma simulação em um modelo detalhado de cada subsistema da estratégia ótima estipulada, levando-se em conta as restrições dos subsistemas e corrigindo-se a energia excedente ou a demanda em cada um deles, até que a convergência seja atingida.

Note-se que o modelo assume a hipótese de que o menor custo esperado futuro da operação é obtido se a estratégia de decisões visar a igualdade, entre os vários reservatórios, dos riscos de vertimentos, nos períodos de enchimento, e de esvaziamento total, nos períodos de deplecionamento.

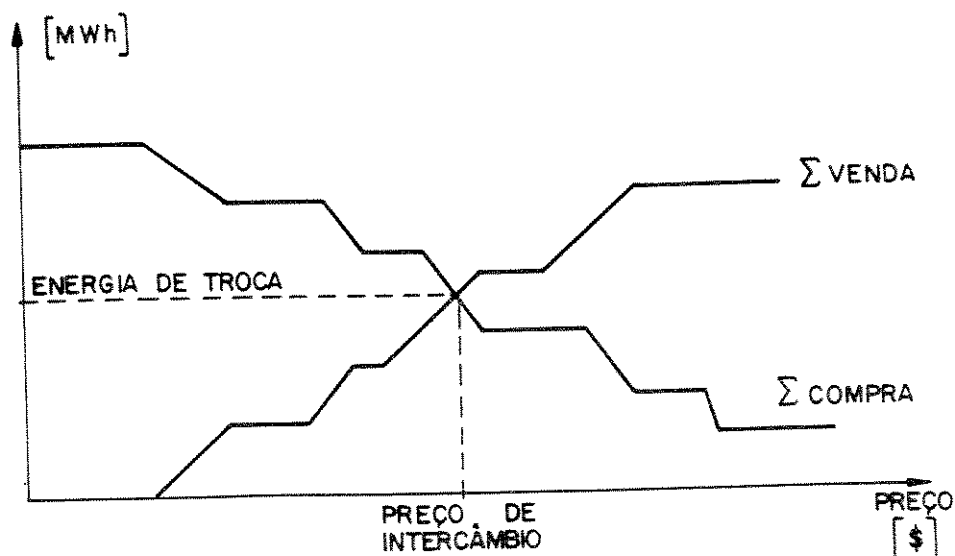


Fig. III.4 - Energia excedente e preço de intercâmbio.

Um outro exemplo de sistema com grande participação hidráulica e com porte próximo ao do sistema brasileiro é o da Hydro-Québec no Canadá, com aproximadamente 94 % de participação hidráulica, tanto em energia como em capacidade instalada, 139 TWh de geração de energia elétrica média anual e 25 GW de capacidade instalada total [10,41].

As afluições anuais ao sistema da Hydro-Québec têm variações não muito grandes, embora as variações sazonais sejam elevadas e em desencontro com as variações da demanda. No período de novembro a abril, a demanda firme é 60 % do total anual, enquanto as afluições não representam mais do que 28 % da afluição anual.

Em contrapartida o sistema é altamente regulado, com uma grande capacidade de armazenamento que chega a representar 81 % da produção anual total, incluindo as térmicas. A capacidade de regulação é de 84 %, significando que os reservatórios conseguem guardar esta porcentagem da afluição média anual, implicando em uma grande capacidade de transferência de

energia, abrangendo vários anos.

Estudos estatísticos mostram ciclos de seca com duração de 4 anos, com uma probabilidade de ocorrência de uma vez em 100 anos, que poderiam reduzir em 15 % a afluência média anual, ou 80 TWh nos quatro anos, que seriam perfeitamente supridos pela capacidade de armazenamento dos reservatórios, da ordem de 112 TWh. Isto atesta a capacidade de regulação verdadeiramente plurianual do sistema.

Uma outra faceta importante deste sistema é sua atuação como altamente exportador de energia, exportando aproximadamente 20 % de sua produção, o que imprime uma característica específica no seu planejamento da operação.

Com estas características o sistema da Hydro-Québec adota um planejamento de longo prazo de 10 anos com discretização mensal, considerando as afluências estocásticas, e usando a programação dinâmica estocástica como técnica de solução. Para o médio prazo o horizonte varia de 1 a 2 anos, com discretização semanal, onde a técnica de resolução é de gradiente reduzido e, fato importante a ser notado, as afluências são consideradas como determinísticas [42,43].

Os mercados de energia, tanto interno como externo, representados pelos sistemas vizinhos no próprio Canadá e pelos Estados Unidos, exercem um importante papel no planejamento da operação, tendo em vista a grande participação das cargas secundárias internas e externas e a exportação de energia firme, que representam uma parcela considerável na receita do sistema. Por esta razão, estudos cuidadosos são efetuados sobre a comercialização de energia, quantificando o potencial do mercado, o excesso de energia e também o preço esperado desta energia.

As modelagens das fontes de suprimento e demanda de energia são fundamentais para a montagem do modelo adotado na Hydro-Québec, já que permitirão a obtenção do custo ótimo de operação do sistema.

As várias fontes de suprimento de energia são divididas em dois grupos para efeito de modelagem, reunindo em um grupo toda a geração hidráulica e em outro as fontes não hidráulicas de energia. O primeiro grupo abrange tudo o

que diz respeito às fontes hidráulicas, incluindo a geração das usinas hidroelétricas e as capacidades de reserva de energia nos reservatórios. O sistema é representado por um modelo com múltiplos reservatórios equivalentes de energia em paralelo, onde cada um deles é uma representação composta de vários reservatórios e usinas, em uma forma similar à desenvolvida por Arvanitides e Rosing [24,25]. A representação por reservatórios equivalentes em paralelo explora as características físicas do sistema, o que vem facilitar seu modelamento.

O segundo grupo engloba todas as fontes não hidráulicas de energia, incluindo as importações secundárias, ou não contratuais, dos sistemas vizinhos e também eventuais cortes de carga, representados por uma fonte fictícia, além das térmicas convencionais e geração nuclear. O modelamento é feito usando-se as funções de custo marginal de produção de cada fonte, que indicam o custo incremental C'_{ik} como função da produção total de energia p_{ik} , da fonte i no intervalo k .

É feita uma otimização por programação quadrática, envolvendo todas as fontes não hidráulicas, obtendo-se como resultado as funções de custo de produção ótimas em cada intervalo k , $C_k(p_k)$, suas derivadas primeira, que são as funções de custo de produção incremental ótimas $C'_k(p_k)$ mostradas na figura III.4, e as funções de alocação de produção ótimas $p_{ik}^*(p_k)$, todas como funções da produção não hidráulica total p_k .

A modelagem das cargas representa a estrutura de demanda do sistema para cada intervalo de tempo do horizonte de planejamento, levando em consideração a previsão de demanda de energia firme e as potencialidades de mercado para a energia secundária com suas funções de benefício de venda.

O objetivo aqui é maximizar o benefício de venda total, ou receita total, o que é obtido novamente por programação quadrática, tendo-se como resultado as funções de benefício ótimas $R_k(S_k)$, para cada intervalo k , suas derivadas primeiras $R'_k(S_k)$, ou funções de receita incremental mostrada na figura III.4, e as funções ótimas de alocação de venda de energia secundária $s_{jk}^*(S_k)$, todas como funções da energia total disponível S_k .

De posse das funções anteriores, função custo de produção não

hidráulica $C_k(p_k)$ e função de benefício de venda $R_k(S_k)$, é possível determinar-se a função de lucro mensal $F_k(U_k)$ do sistema, parametrizada na produção de energia hidráulica total U_k , como a maximização da diferença entre benefício e custo, através também da programação quadrática. Obtém-se assim, além da função $F_k(U_k)$ e o lucro incremental $F'_k(U_k)$, uma produção de energia não hidráulica ótima $p_k^*(U_k)$ e uma venda de energia secundária ótima $s_k^*(U_k)$, ambas maximizando o lucro operacional e em função da energia hidráulica total no intervalo em questão.

A figura III.5 mostra, para o intervalo k , a solução do problema para um dado valor de geração hidráulica U_k . A interseção da curva de receita incremental $R'_k(S_k)$ com a curva de custo de produção incremental $C'_k(p_k, U_k)$, que inclui a geração hidráulica U_k com custo zero, indica o ponto de operação ótimo. Com este ponto tem-se a energia total disponível ótima S_k^* ou, descontando-se o mercado primário, o valor ótimo do total de energia secundária s_k^* a ser vendida e também a produção não hidráulica ótima.

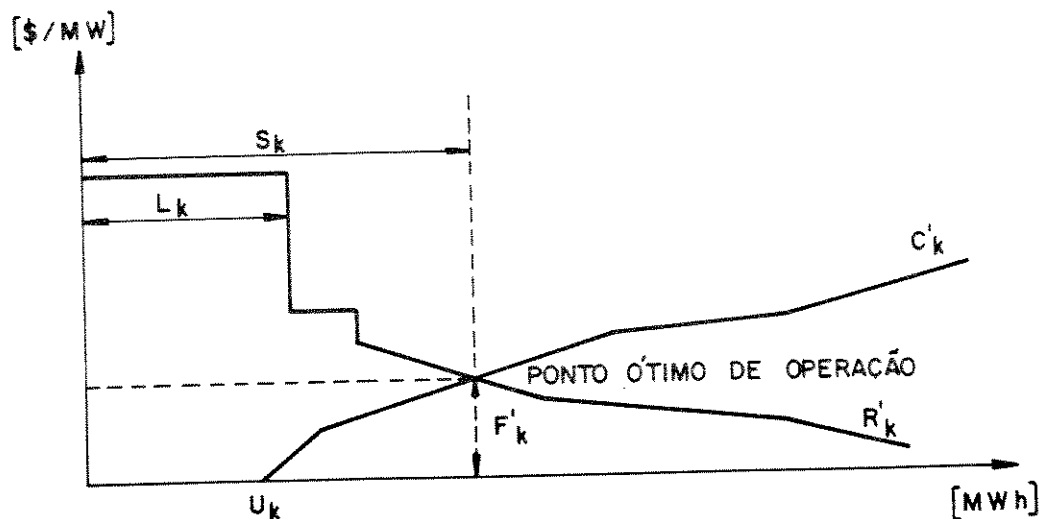


Fig. III.5 - Condições ótimas de operação.

O preço de equilíbrio da energia é dado pelo ponto de interseção das curvas e o lucro é dado pela diferença das áreas delimitadas pelas duas curvas até o ponto de interseção.

De posse da função $F_k(U_k)$, lucro mensal do sistema no intervalo k em função da produção hidráulica, o problema final fica sendo o de determinar o cronograma de produção hidráulica ao longo do horizonte de planejamento de forma a se obter o máximo lucro na soma total dos lucros parciais de todos os intervalos.

O problema, para um modelo multireservatório, com N reservatórios em paralelo resultantes de agregações, e com aflúncias estocásticas, é resolvido por programação dinâmica estocástica, aplicando-se um método de aproximações sucessivas, onde o problema com N variáveis é decomposto em N problemas de uma variável de estado cada. Este método consiste na otimização da política de operação de cada reservatório assumindo conhecidas as operações dos outros reservatórios. Esta operação é repetida para todos os reservatórios e o processo é repetido até a convergência da solução.

Obtém-se assim as decisões operativas ótimas $U_{ik}^*(x_{ik})$ de cada reservatório i em cada intervalo k , em função de cada estado x_{ik} . Também são obtidas as funções $I_{ik}(x_{ik})$ e $I'_{ik}(x_{ik})$, valor esperado e valor incremental da energia em cada reservatório i a cada intervalo k , como funções dos respectivos volumes. Estes valores irão servir de balizamento para o planejamento de médio prazo e fornecerão o valor da água, ou energia, armazenada no sistema em cada intervalo.

O modelo usado para o cronograma hidrotérmico de médio prazo representa explicitamente todas as usinas hidroelétricas com suas restrições operativas e adota, como já citado, aflúncias determinísticas. Este planejamento é um complemento do planejamento de longo prazo, adotando horizontes de um a dois anos, com discretização semanal, usando uma função objetivo que reflete um equilíbrio entre o benefício líquido de venda de energia em cada momento e o benefício esperado de vendas futuras, medido por uma função de recompensa do estado final dos reservatórios, dada pelo planejamento de longo prazo.

O problema do médio prazo leva em conta as cargas primária, demanda de energia firme, e secundária, com respectivas quantidades e preços. As gerações hidráulica e térmica, mais importações, também são consideradas com capacidades e custos. A função objetivo fica sendo então a renda bruta de venda no mercado secundário menos o custo de produção não hidráulica e mais a função de recompensa do estado final. A meta consiste em determinar as defluências dos reservatórios de forma a maximizar o benefício líquido esperado, respeitando as restrições operativas. O método de solução empregado é o do gradiente projetado, adaptado para tirar proveito da estrutura do problema [2,41].

III.4 - O Planejamento da Operação no Brasil

O sistema hidrotérmico brasileiro tem mais de 93 % de participação hidráulica em capacidade instalada, com um consumo de energia da ordem de 220 TWh e uma potência instalada em torno de 55 GW, segundo dados de 1990. O cálculo da capacidade de regulação para os diversos subsistemas brasileiros apresenta os seguintes resultados para a configuração deste mesmo ano :

TABELA III.1 - Capacidade de regulação do sistema brasileiro.

SUBS I S T E M A	CAPACIDADE DE REGULAÇÃO
Norte	8 %
Nordeste	50 %
Norte+nordeste	25 %
Sudeste	40 %
Sul	29 %
Sul+sudeste	38 %
TOTAL	35 %

Estes dados indicam que o sistema brasileiro tem uma capacidade de regulação relativamente pequena. Ao analisarmos o Sistema Interligado Sul-Sudeste, responsável por mais de 80 % da energia consumida no país, vemos que seus reservatórios só conseguem armazenar 38 % do que chega em média durante um ano, significando pouca capacidade para aproveitar os períodos de altas aflúncias e tendo portanto pouca capacidade de regulação das vazões. Isto também significa que este sistema não consegue guardar grandes quantidades de energia, em forma de água armazenada, em uma perspectiva plurianual.

Estes índices são muito menores do que aquele referente à Hydro-Québec no Canadá, com 84 %, e ainda bem menores do que o da Noruega, com 57 %, ficando mais próximos do sistema da Nova Zelândia, com 24 %.

Os sistemas interligados brasileiros adotam um horizonte de longo prazo de 5 anos e discretização mensal. A definição deste horizonte está baseada no chamado período crítico, uma decisão herdada do passado e fundamentada em conceitos de energia firme e curva limite, empregados nos primeiros estudos sobre o planejamento da operação energética do sistema brasileiro, que ainda hoje permanecem arraigados na forma de se ver o sistema [22,44].

Define-se a energia firme de um sistema hidrotérmico de potência como a máxima energia que pode ser produzida continuamente por este sistema, na hipótese de ocorrência de qualquer das sequências de vazões registradas no passado. Consequentemente, se o sistema gerar continuamente a sua energia firme, existirá pelo menos um período, o chamado período crítico, no qual o sistema hidráulico, partindo da condição de armazenamento máximo, se esvaziará completamente, sem que entre estes dois estados ocorra um enchimento completo. A curva limite, por sua vez, é entendida como uma regra de operação para o sistema hidrotérmico que assegura o atendimento dos requisitos de mercado, sob a hipótese de ocorrência de qualquer sequência de vazões já registradas no passado, estabelecendo uma curva de energia armazenada do sistema que define o regime de funcionamento das usinas termoeletricas.

Atualmente, o planejamento da operação energética dos sistemas interligados brasileiros é realizado em um contexto de otimização/simulação.

No planejamento de longo prazo é feita uma otimização com usinas agregadas em reservatórios equivalentes de energia, por subsistemas, utilizando-se programação dinâmica estocástica com o horizonte, já citado, de 5 anos e discretização mensal, na forma indicada nas equações III.1 a III.4 e no item III.2.

O próprio resultado desta otimização é utilizado no médio prazo onde se desagregam as mesmas metas obtidas no longo prazo, através de uma simulação heurística, e onde se dividem heurísticamente as metas referentes aos intervalos mensais em metas semanais [45,46].

O planejamento de longo prazo fornece uma avaliação plurianual da evolução dos níveis de armazenamentos do sistema e seus principais objetivos são a definição dos contratos de intercâmbios entre as empresas, a evolução do risco de déficit no período de planejamento, a geração térmica esperada com seu respectivo custo, a determinação por simulação da evolução do armazenamento de água para diferentes condições hidrológicas, a coordenação dos programas de manutenção das usinas, a coordenação de programas de controle de cheias e uso múltiplo da água, a avaliação do impacto de atrasos no programa de expansão e a determinação das estratégias de operação mensais.

A determinação da decisão ótima é feita por uma recursão através de programação dinâmica estocástica, utilizando um modelo estocástico de aflúncias energéticas mensais ao reservatório equivalente. O modelo empregado é do tipo markoviano, utilizando duas variáveis de estado para a decisão operativa que são a energia armazenada no sistema e a energia afluyente ao sistema no mês anterior, e o resultado é dado por uma tabela de decisão para todos os meses do horizonte de planejamento [22,47].

Os resultados da simulação heurística do médio prazo visam determinar as metas individuais de geração hidráulica, para cada usina em cada intervalo semanal do horizonte de planejamento, avaliar o desempenho do sistema no horizonte de médio prazo e ainda detalhar e atualizar alguns resultados já obtidos na etapa anterior, como contratos de intercâmbio, cronogramas de manutenção e controle de cheias.

A simulação heurística utilizada para desagregar os resultados do

longo prazo, transformando-os em resultados do médio prazo, é feita em ambiente determinístico, com vazões previstas, e usando regras arbitrárias e simplificadoras de operação para os reservatórios, como a operação dos reservatórios em paralelo, por faixas.

A adoção do reservatório equivalente de energia, visando reduzir a dimensionalidade do problema para permitir a solução por programação dinâmica estocástica, leva, como vimos, a simplificações na representação do sistema que, dependendo do que se pretende obter, podem comprometer a solução desejada. Isto fica bem evidente quando a aplicação deste modelo é estendida até o médio prazo, onde já se necessitam de informações a nível individualizado e que levem em conta as restrições operativas de cada usina.

Desta forma, o problema do planejamento da operação energética do parque hidrotérmico brasileiro justifica a proposta de abordagens alternativas no sentido de aprimorar o desempenho do sistema.

III.5 - A Formulação Utilizada e o Algoritmo de Resolução

Nos estudos e propostas de abordagem ao planejamento da operação energética apresentados neste trabalho utiliza-se um algoritmo determinístico de fluxo em rede, com representação individualizada das usinas, desenvolvido previamente para este fim [48,49].

A formulação do problema, adotada nos estudos, é feita de forma análoga à do item II.4, com pequena diferença, agora apresentada de forma específica para a solução por fluxo em rede. As vazões turbinada e vertida são reunidas em uma só variável, a defluência, adotando-se a regra de que as usinas só vertem quando não puderem mais turbinar. Isto é, só há vertimento quando o turbinamento estiver em seu limite máximo, o que é perfeitamente razoável em condições normais de operação.

Assim a formulação é dada por :

$$\text{Min } \sum_{t=0}^{T-1} C[G(t)] \quad (\text{III.17})$$

s.a.

$$G(t) + H[x(t),u(t)] = D(t) \quad (\text{III.18})$$

$$H[x(t),u(t)] = \sum_{i=1}^N \phi_i[x_i(t),u_i(t)] \quad (\text{III.19})$$

$$x_i(t+1) = x_i(t) + y_i(t) + \sum_{k \in \Omega_i} u_k(t) - u(t) \quad (\text{III.20})$$

$$\underline{x}_i(t) \leq x_i(t) \leq \bar{x}_i(t) \quad (\text{III.21})$$

$$\underline{u}_i(t) \leq u_i(t) \leq \bar{u}_i(t) \quad (\text{III.22})$$

$$x_i(0) \quad \text{dado} \quad (\text{III.23})$$

$$x_i(T) \quad \text{fixado ou penalizado} \quad (\text{III.24})$$

onde

- T - horizonte de planejamento.
- C[G(t)] - função custo de operação do sistema no intervalo t.
- H[x(t),u(t)] - geração hidroelétrica total, no intervalo t, função do volume e da defluência das usinas do sistema no mesmo intervalo.
- $\phi_i[x_i(t),u_i(t)]$ - função de geração da usina hidroelétrica i, no intervalo t, dependente do volume e da defluência da usina, no mesmo intervalo.
- $x_i(t)$ - volume armazenado na hidroelétrica i no final do intervalo t.
- $u_i(t)$ - defluência da usina hidroelétrica i durante o intervalo t.

- $y_i(t)$ - afluência incremental à usina hidroelétrica i no intervalo t.
 Ω_i - conjunto de índices das hidroelétricas imediatamente a montante da usina i.
 $\underline{x}_i, \bar{x}_i$ - limites de armazenamento da usina hidroelétrica i.
 $\underline{u}_i, \bar{u}_i$ - limites de defluência da usina hidroelétrica i.

A função de geração de cada usina hidroelétrica é dada agora em termos de altura de queda e defluência :

$$\phi_i[x_i(t), u_i(t)] = k_i \cdot (h_{1i}[x_i(t)] - h_{2i}[u_i(t)]) \cdot u_i^*(t) \quad (\text{III.25})$$

com

$$\begin{aligned}
 u_i^*(t) &= u_i(t) & \text{se} & & u_i(t) < \bar{q}_i \\
 u_i^*(t) &= \bar{q}_i & \text{se} & & u_i(t) \geq \bar{q}_i
 \end{aligned}$$

onde \bar{q}_i é a turbinagem máxima da usina hidroelétrica i.

O problema assim formulado é não linear, com restrições lineares, podendo ser resolvido por técnica de fluxo em rede capacitada. Sua representação por grafo mostra uma estrutura muito particular, característica da rede hidráulica, de uma arborescência expandida no tempo [30,50].

As especificidades do problema foram convenientemente exploradas pelos autores, de forma a se obter um algoritmo especializado, com vantagens sobre as abordagens convencionais. Também foram usados conhecimentos sobre o comportamento do sistema, propiciando decisões inteligentes por parte do algoritmo. Desta forma, o algoritmo, descrito no Apêndice 2, permite uma

escolha de base dirigida, propiciando trabalhar-se somente com as usinas mais significativas em termos da otimização, durante os intervalos que forem necessários, e também fazer-se trocas de grandes blocos de energia entre intervalos de tempo com maiores diferenças de custo marginal de operação, agilizando o processo de otimização [49,51].

Para o desenvolvimento deste trabalho, acrescentou-se uma espécie de "fase 1", com a escolha inteligente de uma solução inicial factível, de forma heurística, usando-se conhecimentos adquiridos sobre o comportamento ótimo dos reservatórios na geração de energia elétrica, de maneira a já iniciar a otimização o mais próximo possível do ótimo. Também agregou-se uma escolha dinâmica para o critério de recusa de passo, objetivando trabalhar sempre com os passos que impliquem em maiores ganhos, evitando perda de tempo com aqueles que apresentem ganhos relativamente pequenos na função objetivo [52].

IV - ESTUDO DO COMPORTAMENTO ÓTIMO DE RESERVATÓRIOS PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

IV.1 - A Operação Ótima de Reservatórios

O planejamento ótimo da operação de sistemas hidrotérmicos de potência com grande participação hidráulica tem como ponto fundamental o comportamento operativo dos reservatórios que compõem os sistemas. Este comportamento é determinado pelas características intrínsecas dos próprios reservatórios, incluindo-se as de geração elétrica a eles associados, pelo conjunto das outras usinas e também pelas condições operativas que lhes são impostas.

Conhecer o comportamento ótimo de um reservatório é conhecer como ele irá reagir às diversas situações durante a operação ou por quais princípios, ou regras, o reservatório norteia seu comportamento. É este comportamento em última análise que define a operação ótima dos sistemas.

É importante ressaltar que estas características operativas ótimas dos reservatórios, embora de fundamental importância para a compreensão e consequente solução dos problemas de operação dos sistemas hidrotérmicos de potência, nem sempre seguem o que a intuição nos indicaria em uma primeira análise.

Neste capítulo, apresenta-se inicialmente um estudo destas características feito através de testes realizados em um sistema reduzido e posteriormente um outro estudo, agora em um sistema mais complexo e de maior porte, mostrando como ficam as características e o comportamento ótimo dos reservatórios em um contexto operativo de parte do sistema sudeste brasileiro.

Os sistemas de energia elétrica estudados são constituídos basicamente por um subsistema hidráulico e um subsistema térmico, representado por uma única usina termoeletrica equivalente que substitui todo o sistema não hidráulico, inclusive eventuais cortes de carga, vistos como uma térmica

fictícia. O custo de operação de todo o sistema é dado pela participação do subsistema térmico, e o objetivo da operação ótima é o de minimizar este custo.

A formulação determinística utilizada é semelhante à apresentada nas equações (III.17) a (III.24), com a função de geração dada em (III.25), todas no item III.5. O algoritmo de resolução empregado é o de fluxo em rede, referenciado no mesmo item [53].

Adotou-se como custo de operação para a usina termoelétrica, nos estudos apresentados neste capítulo, um valor proporcional ao quadrado de sua geração, resultando em uma função de custo de operação para o sistema dada a seguir [16], uma vez que para qualquer outra função diferenciável, convexa, crescente, a solução obtida seria a mesma.

$$\begin{aligned} C(t) &= 1/2 [D(t) - H[x(t),u(t)]^2 && \text{para } D(t) \geq H(t) \\ C(t) &= 0 && \text{para } D(t) < H(t) \end{aligned} \quad (IV.1)$$

Os estudos práticos que serão apresentados são precedidos de uma análise dos princípios da operação econômica de reservatórios onde mostra-se quais os fatores principais que atuam no comportamento dos reservatórios, com suas influências, bem como a atuação do objetivo econômico que os rege [54].

IV.2 - Princípios da Operação Econômica

Consideremos o sistema hidrotérmico formado pela usina termoelétrica equivalente, anteriormente descrita, e uma usina hidroelétrica com reservatório. O planejamento da operação energética deste sistema pode ser formulado como a minimização do custo total de operação, no horizonte de

planejamento, dado por :

$$\text{Min } \sum_{t=0}^{T-1} C[G(t)] \quad (\text{IV.2})$$

s.a.

$$S \left\{ \begin{array}{ll} G(t) + H[x(t), u(t)] = D(t) & (\text{IV.3}) \\ x(t+1) = x(t) + y(t) - u(t) & (\text{IV.4}) \\ \underline{x}(t) \leq x(t) \leq \bar{x}(t) & (\text{IV.5}) \\ \underline{u}(t) \leq u(t) \leq \bar{u}(t) & (\text{IV.6}) \\ x(0) \quad \text{dado} & (\text{IV.7}) \\ x(T) \quad \text{dado} & (\text{IV.8}) \end{array} \right.$$

O Lagrangeano aplicado ao problema fica :

$$\begin{aligned} * \mathcal{L}(x, u, G, \lambda, \psi, \alpha, \beta) = & \sum_{t=0}^{T-1} C[G(t)] + \\ & + \sum_{t=0}^T \lambda(t) [D(t) - G(t) - H[x(t), u(t)]] + \\ & + \sum_{t=0}^{T-1} \psi(t) [x(t+1) - x(t) - y(t) + u(t)] + \\ & + \sum_{t=1}^T \{ \underline{\alpha}(t) [\underline{x}(t) - x(t)] + \bar{\alpha}(t) [x(t) - \bar{x}(t)] \} + \\ & + \sum_{t=0}^{T-1} \{ \underline{\beta}(t) [\underline{u}(t) - u(t)] + \bar{\beta}(t) [u(t) - \bar{u}(t)] \} \end{aligned} \quad (\text{IV.9})$$

Pelas condições necessárias de primeira ordem de Kuhn-Tucker, tem-se :

*As grandezas escritas sem indexação indicam vetores formados por todos os valores correspondentes.

$$1 . \lambda, \psi \quad \text{irrestritos} \quad ; \quad \underline{\alpha}, \bar{\alpha}, \underline{\beta}, \bar{\beta} \geq 0 \quad (\text{IV.10})$$

$$2 . x \in S \quad (\text{IV.11})$$

$$3 . \underline{\alpha}(t)[x(t)-\bar{x}(t)] = 0 \quad ; \quad \bar{\alpha}(t)[x(t)-\bar{x}(t)] = 0 \\ \underline{\beta}(t)[u(t)-\bar{u}(t)] = 0 \quad ; \quad \bar{\beta}(t)[u(t)-\bar{u}(t)] = 0 \quad (\text{IV.12})$$

$$4 . \nabla_x \mathcal{L} = 0 \quad ; \quad \nabla_u \mathcal{L} = 0 \quad ; \quad \nabla_G \mathcal{L} = 0 \quad (\text{IV.13})$$

A estacionariedade do Lagrangeano em relação às variáveis primais, indicada em IV.13, implica em :

$$-\lambda(t) \frac{\partial H[x(t), u(t)]}{\partial x(t)} \Big|_{\hat{x}(t)} + \psi(t-1) - \psi(t) - \underline{\alpha}(t) + \bar{\alpha}(t) = 0 \quad (\text{IV.14})$$

$$-\lambda(t) \frac{\partial H[x(t), u(t)]}{\partial u(t)} \Big|_{\hat{u}(t)} + \psi(t) - \underline{\beta}(t) + \bar{\beta}(t) = 0 \quad (\text{IV.15})$$

$$\frac{d C[G(t)]}{d G(t)} \Big|_{\hat{G}(t)} - \lambda(t) = 0 \quad (\text{IV.16})$$

onde $\hat{x}(t)$, $\hat{u}(t)$ e $\hat{G}(t)$ indicam os valores ótimos das variáveis primais.

Para simplificar a sequência de análise, admitamos agora que, por qualquer razão, os limites operativos da usina hidroelétrica nunca estão ativos, como se trabalhassemos com um reservatório infinito onde a defluência não chega a atingir seus limites. Nestas condições, são nulos os multiplicadores ótimos de Lagrange referentes às equações IV.5 e IV.6 :

$$\underline{\alpha} = \bar{\alpha} = \underline{\beta} = \bar{\beta} = 0 \quad (\text{IV.17})$$

Da equação IV.16 temos o custo marginal de operação do sistema, dado pelo multiplicador de Lagrange associado à equação de atendimento de carga, que expressa, em cada intervalo de tempo, o acréscimo de custo que ocorreria caso houvesse um aumento incremental da geração térmica :

$$\lambda(t) = \left. \frac{d C[G(t)]}{d G(t)} \right|_{\hat{G}(t)} \quad \forall t \quad (IV.18)$$

De IV.3, vem :

$$d H[x(t),u(t)] = -d G(t) \quad (IV.19)$$

$$\lambda(t) = - \left. \frac{d C\{D(t)-H[x(t),u(t)]\}}{d H[x(t),u(t)]} \right|_{\hat{H}(t)} = \left. \frac{d B\{D(t)-H[x(t),u(t)]\}}{d H[x(t),u(t)]} \right|_{\hat{H}(t)} \quad (IV.20)$$

onde

$B[G(t)]$ - benefício resultante da utilização da água pela usina hidroelétrica, no intervalo t .

A equação IV.20 expressa ainda o custo marginal de operação, agora como função da geração hidroelétrica, mostrando-o como o decréscimo de custo, ou o benefício, que ocorreria caso houvesse um aumento incremental da geração hidráulica. A função de custo, parametrizada na geração hidráulica, o custo marginal de operação e também o ponto ótimo da geração hidroelétrica, são mostrados na figura IV.1.

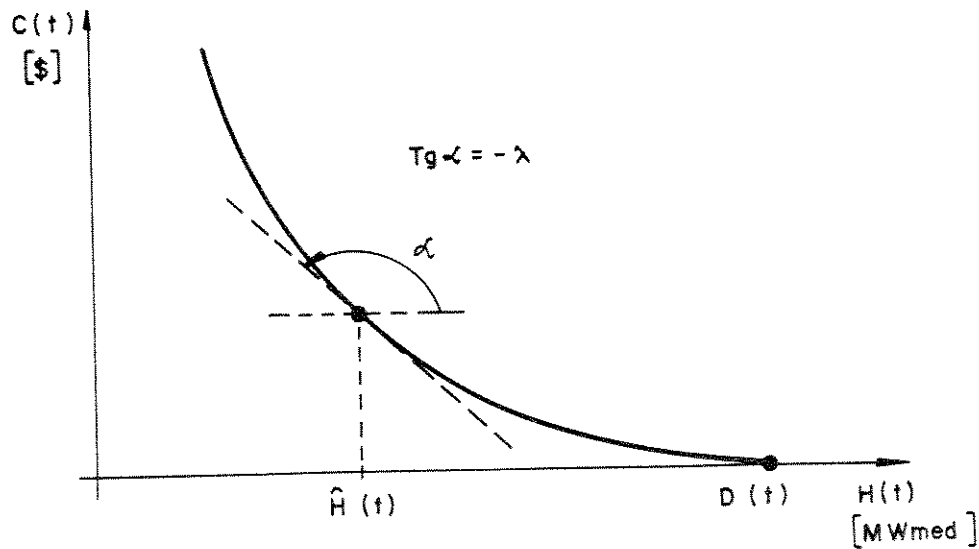


Fig. IV.1 - Ponto ótimo de operação do sistema hidrotérmico.

Nas condições descritas, a equação IV.15 nos dá o valor marginal da água, representado pelo multiplicador de Lagrange associado à equação de equilíbrio hídrico. Assim o valor marginal da água vem a ser igual ao custo marginal de operação do sistema ponderado pela geração marginal da usina hidroelétrica em relação à vazão turbinada, no ponto ótimo. Isto pode ser entendido como uma igualdade, na operação ótima, entre o benefício marginal de armazenar água e o benefício marginal de defluir :

$$\psi(t) = \lambda(t) \left. \frac{\partial H[x(t), u(t)]}{\partial u(t)} \right|_{\hat{u}(t)} \quad (IV.21)$$

Deve-se observar que, a rigor, a geração hidráulica tem uma variação não linear com a defluência. Em geral a produtividade da usina hidroelétrica

diminui com o aumento da defluência, devido ao aumento da cota do canal de fuga e conseqüente diminuição da altura de queda. Isto implica em conseqüente variação da geração marginal em relação à vazão turbinada, fazendo com que a relação entre o valor marginal da água e o custo marginal de operação não permaneça constante.

Usando-se as equações IV.18, IV.19 e IV.21, tem-se :

$$\psi(t) = - \left. \frac{\partial C[D(t)-H[x(t),u(t)]]}{\partial u(t)} \right|_{\hat{u}(t)} = \left. \frac{\partial B[D(t)-H[x(t),u(t)]]}{\partial u(t)} \right|_{\hat{u}(t)} \quad (IV.22)$$

Esta equação reafirma o conceito do valor marginal da água, que pode ser expresso como o decréscimo que se obteria no custo de operação, devido a um aumento incremental no uso da água pela usina hidráulica, em cada instante de tempo, ou seja, o benefício advindo de um acréscimo marginal no uso do recurso hídrico. Daí o conceito de que este valor representa, em termos marginais, o que a água conseguiria reduzir de custo pela substituição da geração termoelétrica por hidroelétrica, na condição de operação ótima.

Note-se ainda que, como a produtividade da usina hidroelétrica é função de sua altura de queda, dependendo da característica da usina, esta produtividade pode ser significativamente influenciada pela cota de montante, determinada pelo volume do reservatório, fazendo com que ela não permaneça constante, como mostra a equação IV.23. A este aspecto está relacionado o chamado efeito cota, particularmente importante na quase totalidade das usinas brasileiras, o qual é um dos fatores que influenciam o comportamento dos reservatórios, como mostrarão os testes efetuados.

$$\mathcal{P}[x(t),u(t)] = \frac{H[x(t),u(t)]}{u(t)} = k \cdot h[x(t),u(t)] \quad (IV.23)$$

onde

- \mathcal{P} - produtividade da usina hidroelétrica no instante t , função do volume x e da vazão turbinada u [$Mw/(m^3/s)$].
- k - constante que engloba aceleração da gravidade, densidade da água, rendimento turbina-gerador e fator de conversão.
- h - altura de queda da usina hidroelétrica, função do volume x e da vazão turbinada u , no instante t [m].

Esta influência da cota de montante fica explícita na equação IV.14, onde se mostra que a diferença entre o valor marginal da água em um período e no período seguinte, na operação ótima, é igual ao custo marginal de operação do período seguinte multiplicada pela geração marginal no período seguinte, em relação ao volume. Este produto pode ser entendido como um benefício resultante da não utilização da água, isto é, o que se consegue gerar a mais no futuro devido a retenção da água. A geração marginal deve-se ao ganho de produtividade devido ao acréscimo de armazenamento entre os dois instantes, portanto deve-se ao efeito cota.

$$\psi(t-1) = \psi(t) + \lambda(t) \left. \frac{\partial H[x(t), u(t)]}{\partial x(t)} \right|_{\hat{x}(t)} \quad (IV.24)$$

$$\text{como } \lambda(t) \geq 0 \quad \text{e} \quad \frac{\partial H[x(t), u(t)]}{\partial x(t)} \geq 0 \quad \Rightarrow \quad \psi(t-1) \geq \psi(t)$$

Isto significa que o valor da água diminui do início para o final do horizonte, devido ao efeito cota.

A diferença entre os valores marginais da água, entre dois instantes, também pode ser vista como o decréscimo que se obteria no custo de operação devido ao aumento incremental no volume do reservatório, entre estes instantes, ou ainda, o benefício advindo de um acréscimo marginal no armazenamento, como mostra a equação IV.25 :

$$\psi(t-1) - \psi(t) = - \frac{\partial C(D(t)-H[x(t),u(t)])}{\partial x(t)} = \frac{\partial B(D(t)-H[x(t),u(t)])}{\partial x(t)} \quad (IV.25)$$

Escrevendo-se a equação IV.14 para os intervalos de $t+1$ a T e somando-se as parcelas, tem-se :

$$\psi(t) = \psi(T) + \sum_{k=t+1}^T \lambda(k) \left. \frac{\partial H[x(k),u(k)]}{\partial x(k)} \right|_{\hat{x}(k)} \quad (IV.26)$$

Isto é, o valor marginal da água no instante t é igual ao valor marginal da água no final do horizonte, mais o somatório do custo marginal de operação multiplicado pela geração marginal em relação ao volume, em todos os intervalos futuros, desde o instante $t+1$ até o final do horizonte T . Em outras palavras, a equação IV.26 nos diz que o benefício presente do uso da água é igual ao benefício futuro de sua retenção, mais o benefício de tê-la armazenada no final do horizonte.

As equações IV.24 e IV.26 mostram que sem o efeito cota, com $(\partial H/\partial x) = 0$, o valor marginal da água permanece constante na usina hidroelétrica, em todos os intervalos do horizonte de planejamento. Isto significa que, nesta situação, a geração marginal em relação ao volume é nula, ou seja, não se obtém nenhum decréscimo de custo ao se elevar o nível de armazenamento.

$$\frac{\partial B(D(t)-H[x(t),u(t)])}{\partial x(t)} = 0 \quad e \quad \psi(t) = \psi(T) \quad \forall t \quad (IV.27)$$

Este é o caso, por exemplo, de usinas hidroelétricas cujos reservatórios estão em níveis bem mais elevados do que os geradores, normalmente localizados em serras ou montanhas, quando a cota do reservatório praticamente não modifica a altura total de queda, como as usinas de Henry-Borden e Capivari-Cachoeira.

A igualdade do valor da água ao longo do horizonte de planejamento é

obtida pela otimização através da transferência de recursos hídricos dos períodos com valores da água mais baixos para aqueles com valores da água mais elevados, já que nas condições descritas, usina com limites operativos não ativos, nada impede a transferência de água entre os intervalos, até o mais perfeito equilíbrio.

Por outro lado, a variação da geração marginal em relação à vazão turbinada, mostrada na equação IV.21, na realidade não é muito acentuada para a maioria das usinas, o que leva a se poder imaginar uma produtividade aproximadamente constante em relação à vazão turbinada, o que significa uma relação aproximadamente constante entre o valor marginal da água e o custo marginal de operação. Desta forma, admite-se que o custo marginal de operação tem o mesmo perfil obtido pela otimização para o valor marginal da água. Daí se dizer que, no caso sem efeito cota, a otimização da operação tende a igualar os custos marginais de operação ao longo do horizonte de planejamento.

Já no caso das usinas com efeito cota, que são usinas cujas alturas de queda são conseguidas em grande parte graças à cota de montante dos reservatórios, tem-se um custo marginal de operação não mais constante, mas decrescente ao longo do horizonte, tal como já mostrado para o valor marginal da água. O que ocorre é que a influência do efeito cota se manifesta sobre o comportamento do reservatório fazendo com que ele procure elevar seu nível de armazenamento nos períodos iniciais, retendo água às custas de maior geração termoeétrica e, portanto, com custo marginal de operação mais elevado, elevando assim a produtividade da usina para os períodos subsequentes, quando teria-se menor necessidade de participação termoeétrica e, conseqüentemente, menor custo marginal de operação.

Considerando-se agora o caso real em que os limites operativos do reservatório e da usina podem ser atingidos, porém, por simplicidade de raciocínio, sem a presença do efeito cota, tem-se uma situação em que a plena liberdade de operação fica cerceada. Estes limites operativos constituem um outro fator importante a afetar o comportamento dos reservatórios, devendo também ser analisado por ocasião da apresentação dos testes.

Assim, por exemplo, com o reservatório atingindo seus limites máximo e mínimo, a capacidade de transferência de energia entre instantes de tempo

diferentes, efetuada justamente pelo armazenamento, fica limitada. Isto significa um obstáculo na tentativa do sistema de igualar os valores marginais da água, o que pode ser verificado pela equação IV.14, com $\partial H/\partial x = 0$, onde os multiplicadores ótimos de Lagrange associados à equação IV.5 dos limites de armazenamento, não são mais nulos.

Nesta situação, quando o volume máximo for atingido em um dado período t , teremos $\bar{\alpha}(t) > 0$ e conseqüentemente o valor marginal da água neste período será maior do que no período anterior :

$$\psi(t) = \psi(t-1) + \bar{\alpha}(t) \quad (IV.28)$$

É o caso onde não se consegue transferir quantidade suficiente do recurso hídrico, do período $t-1$ para o período t , de forma a se igualar o valor marginal da água, devido justamente ao esgotamento da capacidade de armazenamento. Assim, nos períodos em que o reservatório permanecer em seu limite máximo teremos um valor marginal da água crescente, como pode ser verificado pela aplicação repetida da equação IV.28.

No caso do reservatório atingir seu limite inferior no período, teremos $\underline{\alpha}(t) > 0$ e conseqüentemente o valor marginal da água neste período será menor do que no período anterior :

$$\psi(t) = \psi(t-1) - \underline{\alpha}(t) \quad (IV.29)$$

Pode-se interpretar esta situação de maneira inversa à anterior, isto é, como uma impossibilidade de se transferir quantidade suficiente de recurso hídrico do período t , com valor marginal mais baixo, para o período anterior, $t-1$, com valor marginal da água mais elevado. Logo, sempre que o nível do reservatório permanecer em seu limite mínimo, e enquanto isto ocorrer, teremos um valor marginal da água decrescente.

Conseqüentemente, com o reservatório atingindo seu limite máximo ou

mínimo, a igualdade do valor da água fica limitada a trechos entre instantes onde o reservatório atinge seus limites. Pode-se dizer que cada vez que o reservatório atinge seu limite máximo, ou mínimo, é como se o problema da operação ótima ficasse dividido em dois problemas independentes, um antes e outro depois, com diferentes valores marginais da água.

Também com a vazão turbinada atingindo seus limites operativos, tem-se os multiplicadores ótimos de Lagrange associados à equação correspondente diferentes de zero, alterando a equação IV.21, que relaciona o valor marginal da água com o custo marginal de operação. Nestas condições, o valor marginal da água não é mais igual ao benefício marginal de defluir, devido à parcela do multiplicador ótimo de Lagrange :

$$\psi(t) = \lambda(t) \frac{\partial H[x(t), u(t)]}{\partial u(t)} + \underline{\beta}(t) - \bar{\beta}(t) \quad (IV.30)$$

No caso mais usual, com o limite superior da vazão turbinada ativado, pode-se entender a situação como tendo-se um benefício marginal de armazenar água que não chega a igualar o benefício marginal de defluir, ficando abaixo dele, graças a uma espécie de penalização devido a incapacidade de se aumentar a vazão turbinada. No caso oposto, com o limite inferior ativado, o valor da água passa a ser maior do que o benefício marginal de defluir, como se estivessemos guardando uma porção extra de água.

IV.2.1 - Outras Influências sobre o Comportamento dos Reservatórios

Além do efeito cota e dos limites operativos, já abordados, outros fatores que afetam o comportamento dos reservatórios, e que serão analisados durante os testes, são a seguir comentados.

A taxa de desconto, que traduz a remuneração de capital no mercado financeiro, é um deles. Sua inclusão na formulação do problema é importante

no sentido de se reproduzir o mais fielmente possível as condições de operação dos sistemas, já que esta remuneração de capital é uma prática usual, e afeta o custo desta operação. A função objetivo fica agora como :

$$\text{Min } \sum_{t=0}^{T-1} C[G(t)] \frac{1}{(1+j)^t} \quad (\text{IV.31})$$

onde j é a taxa de juros anual.

Ela acarreta uma redução no custo da geração térmica dos intervalos futuros, sendo tanto maior esta redução quanto mais distante, no tempo, estiver o intervalo. Isto é proveniente do fato de que o dinheiro a ser gasto na compra do combustível da usina termoeletrica pode ser aplicado no mercado financeiro, rendendo juros que vão reduzir o custo total da operação. Sob este ponto de vista, é sempre mais interessante adiar a geração termoeletrica, deixando-a para os intervalos finais do horizonte de planejamento, e usar mais energia hidroeletrica nos intervalos iniciais .

Assim a taxa de desconto também modifica a igualdade do valor marginal da água, já que joga a geração térmica para o fim do horizonte, elevando o custo marginal de operação, e conseqüentemente o valor marginal da água, enquanto utiliza mais energia hidroeletrica no início do horizonte, com custo marginal mais baixo e portanto com menor valor marginal da água, provocando um efeito justamente contrário ao do efeito cota.

Outros três fatores, que também têm influências importantes na operação dos reservatórios, devem ainda ser citados.

Em primeiro lugar a variação sazonal da afluência aos reservatórios, levando-os a um jogo em que procuram compensar esta variação e regularizar o fornecimento de energia. Os reservatórios procuram adequar suas trajetórias de volumes às variações das afluências, de forma a evitar vertimentos, evitar o colapso do abastecimento por falta de água, e também manter uma produtividade adequada.

Além disso, a variação da demanda de energia elétrica também afeta o comportamento dos reservatórios, pela simples razão de que o sistema tem que suprir esta demanda acompanhando suas variações, o que é agravado pelo fato de que, em geral, estas variações não coincidem com as das vazões.

Por último, para um caso mais geral de um subsistema térmico junto com várias usinas hidráulicas, há a influência que o sistema exerce sobre cada uma das usinas, isto é, a influência que todas as outras usinas têm sobre cada uma delas, levando a uma significativa mudança de comportamento.

Esta capacidade de alteração do comportamento de um reservatório, devido a atuação de outras usinas, se dá de forma muito evidente em usinas em cascata operando de forma ótima. Como foi visto no item III.2, a maneira de operar as usinas de uma cascata pode alterar substancialmente a energia total armazenada no conjunto. Desta forma, na operação ótima, o sistema procura adotar um comportamento que mantenha a máxima energia total armazenada, comportamento este que implica em operações específicas para cada reservatório, de acordo com sua posição na cascata. Considerando-se os reservatórios com influência do efeito cota, isto leva, por exemplo, a que usinas cujo volume do reservatório, e conseqüentemente produtividade, não tenham muita influência no compto da energia armazenada total, usinas de montante, tenham prioridade de esvaziamento. Inversamente, usinas cujo volume do reservatório, portanto produtividade, tenham muita influência no cálculo da energia armazenada, usinas de jusante, terão prioridade de enchimento.

IV.3 - Estudos Iniciais Efetuados

Nos estudos apresentados inicialmente, os trabalhos são desenvolvidos com usinas reais, porém com condições de funcionamento idealizadas de forma a separar as influências dos diversos fatores que intervêm na operação. Também serão supostas perfeitamente conhecidas as vazões afluentes futuras, embora nas condições normais de operação de um sistema isto não seja verdadeiro, já que aqui o interesse é analisar o comportamento dos reservatórios e não

determinar as decisões de operação [55].

Os estudos foram efetuados com 3 usinas, indicadas na figura IV.2, que formam uma cascata no rio Paranaíba, pertencentes ao Sistema Sudeste Brasileiro.

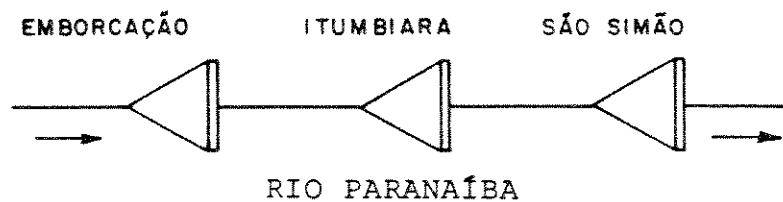


Fig. IV.2 - Sistema teste.

Os polinômios cota-volume, nível de montante, e cota-vazão, nível de jusante, presentes na equação III.25, são descritos nas equações IV.32 e IV.33. Os dados das usinas encontram-se no Apêndice 1.

$$h_1 = a_0 + a_1 x + a_2 x^2 + a_3 x^3 + a_4 x^4 \quad (\text{IV.32})$$

$$h_2 = b_0 + b_1 u + b_2 u^2 + a_3 u^3 + a_4 u^4 \quad (\text{IV.33})$$

Com o objetivo de se estudar separadamente as diversas influências no comportamento ótimo dos reservatórios, procurou-se isolar os diversos fatores envolvidos. Com este intuito, a demanda de energia foi considerada constante durante todo o estudo, afastando assim sua influência.

As vazões empregadas foram as do histórico de vazões de 1931 a 1986, de onde retirou-se também a chamada Média de Longo Termo (MLT), média de todo o histórico nos 12 meses.

Para se estudar o impacto da sazonalidade das vazões utilizou-se inicialmente uma vazão constante, igual a média da MLT, a qual foi sendo modificada gradativamente pela introdução de perturbações, no sentido de se chegar ao valor da MLT.

Já para o estudo da influência do efeito cota, modificaram-se as funções de geração das usinas, eliminando-se as influências das variações de volume e vazão turbinada na geração de energia elétrica, obtendo-se resultados que são comparados com aqueles com as funções normais.

Em todos os testes efetuados empregou-se um horizonte de otimização de 5 anos, com discretização mensal, mesmo nos casos em que por repetição de comportamento optou-se por mostrar somente uma parte do horizonte. Adotou-se como início de todas as otimizações o mês de maio, início do período seco, e como final o mês de abril, final do período de afluições mais elevadas, coincidindo portanto com o ano hidrológico.

As usinas foram de início otimizadas individualmente, otimizando-se em seguida a cascata com duas usinas, onde são mostradas as influências no comportamento de cada uma delas. Depois é feita a otimização da cascata completa com as 3 usinas.

Observe-se que com a função objetivo adotada, equação IV.1, a geração, ou complementação, térmica nos dá diretamente o custo marginal de operação do sistema, a menos de unidades. Com isto, os gráficos que mostram o comportamento da complementação térmica, mostram também o comportamento do custo marginal de operação do sistema.

A taxa de desconto adotada em todos os testes foi de 10 % ao ano. Para os volumes dos reservatórios ao final do horizonte foram atribuídos em todos os casos valores mínimos, significando isto que os reservatórios obrigatoriamente tem que atingir no mínimo o volume estipulado, ficando livres para assumir volumes finais mais elevados, o que obviamente só ocorre com custo de operação zero no final do horizonte. Esta observação sobre os volumes finais dos reservatórios é válida para todos os casos apresentados neste trabalho.

IV.3.1 - Uma Usina Isolada

O comportamento das usinas isoladas é mostrado a seguir, tomando-se como exemplo a usina de Emborcação. A figura IV.3 mostra o comportamento do reservatório na situação mais regular possível, ou seja, com vazão afluente constante igual a média da MLT, com volume inicial em 0 % e volume final em 100 % do volume útil, lembrando-se que em todos os testes realizados a demanda foi considerada constante. Nesta situação pode-se observar a linearidade da trajetória na ausência de qualquer outra influência (AI) e a elevação bem mais rápida do volume com o efeito cota (EC). A influência da taxa de desconto (TD) também pode ser observada, sozinha e juntamente com o efeito cota (EC+TD), mostrando um efeito bem menor que este último.

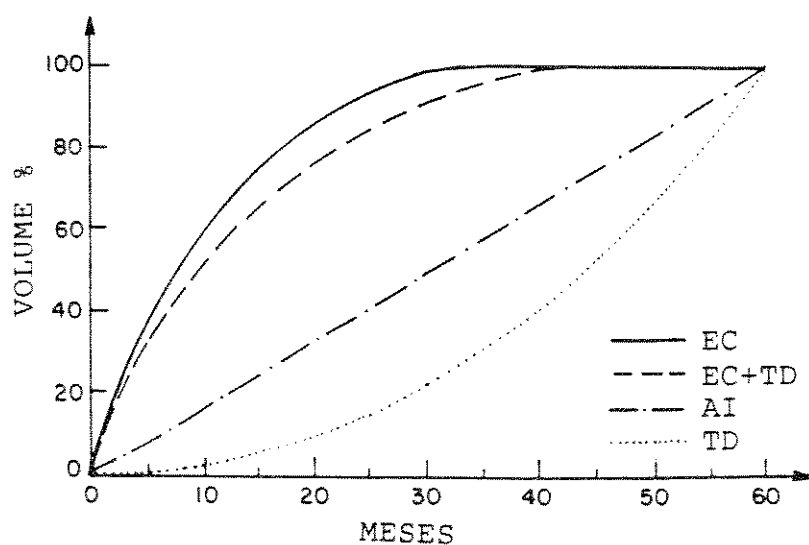


Fig. IV.3 - Efeito cota e taxa de desconto com afluências constantes.
Trajetórias de volume para o reservatório de Emborcação.

A figura IV.4 complementa o teste mostrando as complementações

térmicas que correspondem aos custos marginais de operação nas mesmas situações anteriores. Note-se o custo marginal constante na ausência de outros efeitos ou influências (AI) e sua inclinação com a taxa de desconto (TD), ainda linear, mostrando a postergação do uso das térmicas. O efeito cota faz com que a geração hidráulica seja reduzida no início, com conseqüente aumento da complementação térmica, a fim de que o reservatório aumente seu volume, ganhando produtividade. Este efeito predomina na operação ótima nas usinas testadas. Observa-se a queda do custo marginal de operação ao longo do horizonte, na presença do efeito cota, trajetórias (EC) e (EC+TD), mostrando a compensação pelo aumento de produtividade.

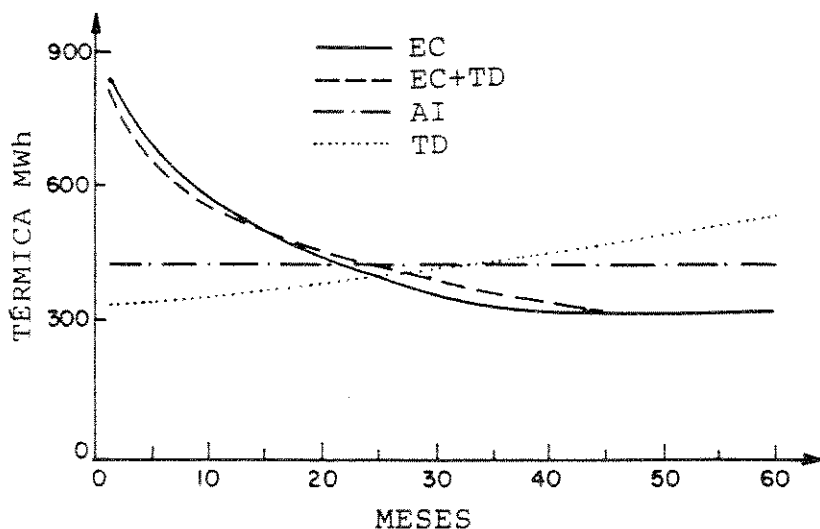


Fig. IV.4 - Efeito cota e taxa de desconto com aflúências constantes. Geração térmica.

A introdução de um outro fator de perturbação na operação dos reservatórios, a sazonalidade das vazões afluentes, é mostrada nas figuras IV.5 (a) e (b).

Na figura IV.5(a) estão indicadas as seguintes trajetórias de volume

para o reservatório de Emborcação : (1) com a média da MLT, indicada como (MMLT); (2) com 4 meses de MLT e 8 meses com a média do restante, indicada como (4M); (3) com 8 meses de MLT e 4 meses com a média do restante, indicada como (8M); (4) com os 12 meses de MLT, indicada como (MLT). Todas com volumes iniciais e finais iguais a 100 % do volume útil.

Mostra-se assim o impacto da variação das vazões afluentes, partindo-se de uma regularidade absoluta até a própria MLT, com perturbações gradativas, podendo-se observar o reservatório exercendo seu papel de regulador dos recursos hídricos.

Na figura IV.5(b) é apresentada a trajetória da própria MLT ao longo do ano.

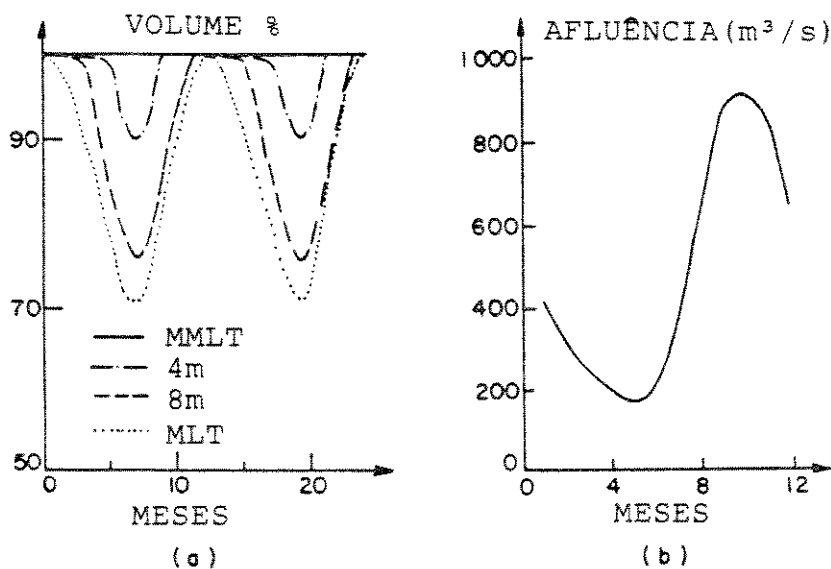


Fig. IV.5 - (a): Efeito da sazonalidade das vazões afluentes.
(b): Vazões afluentes da MLT em Emborcação.

É interessante observar que o reservatório diminui seu volume antes do

período cheio, de novembro a abril, preparando-se para receber aflúncias maiores e evitando verter, o que seria um desperdício; só por esta razão o reservatório sai de sua condição de cota máxima. Observe-se que o reservatório sempre está com seu volume máximo no fim do período cheio, ou seja, sua operação ótima indica um ciclo, repetido a cada ano hidrológico, que tem como meta de volume final em cada ano o enchimento do reservatório.

Os gráficos da figura IV.6 mostram agora as influências do efeito cota e taxa de desconto, juntamente com a sazonalidade das vazões afluentes (MLT), em uma condição onde os volumes inicial e final são iguais a 60 % do volume útil, permitindo portanto a movimentação do volume do reservatório, no caso o de Emborcação, tanto no sentido de crescimento como de diminuição da água armazenada.

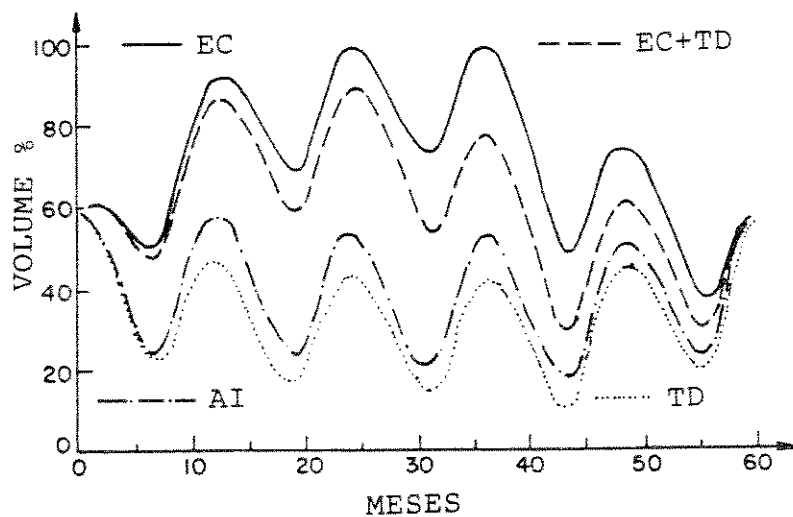


Fig. IV.6 - Efeito cota e taxa de desconto com aflúncias sazonais, para o reservatório de Emborcação.

Destaque-se em primeiro lugar a trajetória com efeito cota (EC) onde se observa a elevação de volume que atinge o máximo ao fim do 2º e 3º anos hidrológicos, caindo depois obviamente devido ao volume final fixado. A taxa de desconto afeta um pouco a trajetória anterior diminuindo os níveis de volume, já que a geração térmica é adiada (EC+TD), o mesmo acontecendo em relação a trajetória sem efeito cota (TD).

Os testes com uma usina isolada demonstram claramente a importância predominante do efeito cota, mostrando que a operação ótima leva o reservatório ao seu nível máximo de armazenamento, o qual só é abandonado com propósito de evitar vertimentos e na certeza de uma recuperação futura do mesmo. Também a taxa de desconto mostrou sua influência bem menor que o efeito anterior, adiando tanto quanto possível a geração térmica.

IV.3.2 - Duas Usinas em Cascata

O estudo da influência de uma usina no comportamento da outra é feito com a operação em cascata das usinas de Emborcação e Itumbiara.

Nesta situação a usina a montante se encarrega da regulação do sistema, oscilando em volume de forma cíclica e atingindo o volume máximo a cada final do período cheio, enquanto a usina a jusante trabalha como uma usina a fio d'água, mantendo seu volume máximo. Este comportamento pode ser observado na figura IV.7 com vazões afluentes iguais às da MLT e ainda com efeito cota e taxa de desconto.

As trajetórias dos reservatórios mostram mais uma vez a importância do efeito cota já que a usina de Itumbiara, a jusante, valoriza toda a água do sistema e, portanto, procura ficar em seu volume máximo, com produtividade máxima, deixando a função de regulação para a usina a montante. Este resultado nos dá uma indicação clara de que as usinas têm comportamentos diferentes na operação ótima, não devendo trabalhar da mesma forma.

Note-se ainda que o reservatório de Emborcação, responsável pela regulação do conjunto, confirma o já observado na figura IV.5(a). Depois de deplecionar até aproximadamente 50 % do seu volume útil, o reservatório recupera seu nível máximo todos os anos ao final do período úmido, sem que haja vertimento. Pode-se interpretar este comportamento como o reservatório deplecionando na justa conta para evitar vertimentos durante o período úmido, sendo esta a única razão para sair de seu estado de máxima energia armazenada.

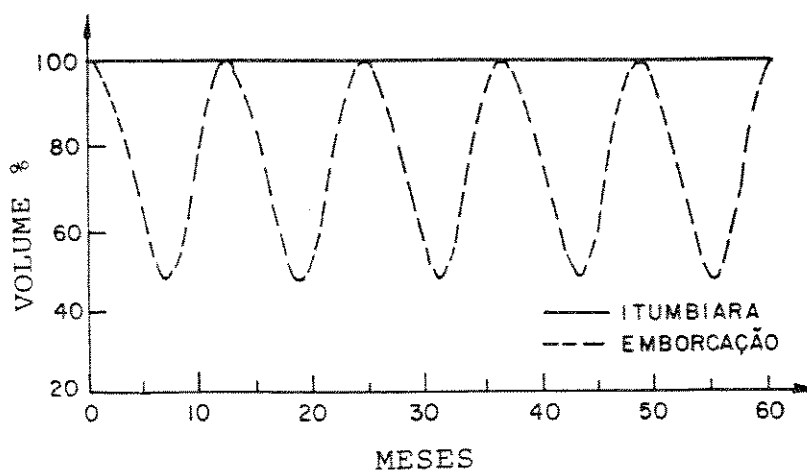


Fig. IV.7 - Trajetórias de volume de duas usinas em cascata.

IV.3.3 - As Três Usinas em Cascata

A figura IV.8 repete um dos testes da figura IV.3, com vazões constantes e iguais às médias das MLTs, volumes iniciais e finais iguais a 0 % e 100 %, respectivamente, e também com efeito cota e taxa de desconto. O teste é aplicado agora às 3 usinas em cascata : Emborcação, Itumbiara e São Simão.

Este teste confirma o já observado no caso das duas usinas, mostrando a usina de São Simão, mais a jusante, ganhando cota rapidamente no intuito de valorizar toda a água do sistema. Logo depois a usina de Itumbiara faz o mesmo, seguida posteriormente pela usina de Emborcação, mais a montante. Este comportamento mostra um critério de enchimento das usinas em conformidade com suas posições na cascata. Observa-se ainda que, devido ao efeito cota, todas as 3 usinas atingem o volume máximo bem antes do final do horizonte.

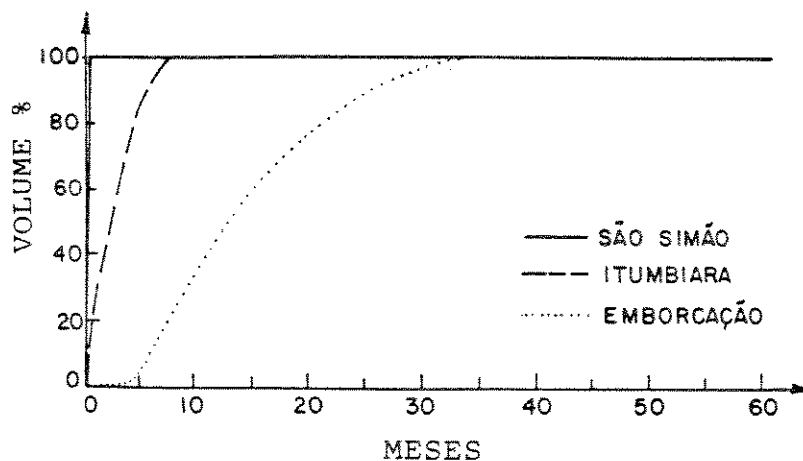


Fig. IV.8 - Trajetórias de volume de três usinas em cascata com aflúncias constantes.

Já a figura IV.9 mostra a operação ótima da cascata com vazões iguais a 90 % da MLT, com efeito cota e taxa de desconto, e com volumes iniciais e finais cheios. O comportamento das 3 usinas confirma mais uma vez o observado anteriormente, com trajetórias de acordo com suas posições na cascata. A usina de Emborcação, mais a montante, é a que mais oscila, vindo a seguir a usina de Itumbiara, em posição intermediária, e finalmente, sem nenhuma oscilação, a usina de São Simão.

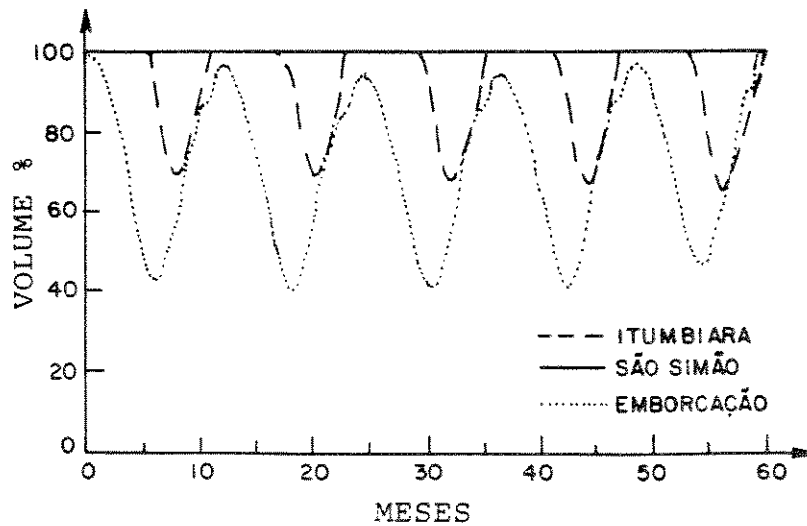


Fig. IV.9 - Trajetórias de volume de três usinas em cascata com afluências sazonais.

Finalmente é feito um teste na mesma condição anterior só que diminuindo-se as vazões afluentes para 80 % da MLT nas 3 usinas. A figura IV.10 mostra o resultado onde as usinas de Itumbiara e São Simão passam a trabalhar como usinas a fio d'água em seus volumes máximos e toda a regulação fica por conta da usina de Emborcação, mais a montante.

Este comportamento mostra o caráter conservativo do sistema ao se diminuir as vazões afluentes, oscilando menos em Emborcação e mantendo as duas usinas de baixo nas cotas máximas. Isto confirma também o fato de que as usinas só deplecionam em condições favoráveis, onde possa haver uma recuperação de volume.

A predominância do efeito cota fica também evidenciada, já que o sistema enfrenta uma situação de escassez segurando a água e mantendo as cotas elevadas para garantir produtividade.

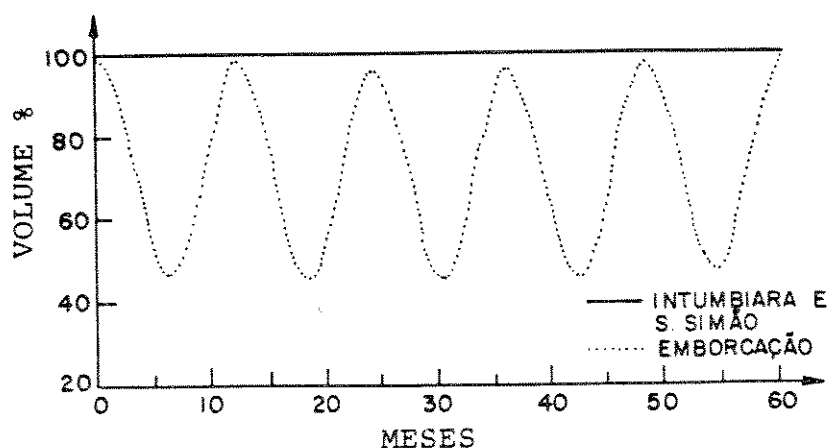


Fig. IV.10 - Trajetórias de volume de três usinas em cascata com pequenos valores de aflúências.

Além dos testes já descritos, fez-se uma comparação entre a operação ótima e a simulação em paralelo do mesmo conjunto de 3 usinas, com o intuito de se observar o desempenho do sistema nos dois casos. Para efeito de comparação estipulou-se para o sistema na simulação em paralelo, a cada intervalo, a mesma geração hidráulica obtida pelo conjunto das usinas na operação otimizada. Comparando-se as energias armazenadas nos dois casos, ao final de um horizonte de 5 anos, observaram-se reduções na simulação em paralelo, para várias condições hidrológicas, da ordem de 33 % a 46 % em relação à operação otimizada. Estes testes vêm referendar as conclusões já obtidas anteriormente, mostrando toda a inconveniência da operação em paralelo e dos modelos que a utilizam.

IV.4 - Estudo com Sistema de 20 Usinas

O segundo estudo é feito com um sistema maior e mais complexo onde se

reafirmam as características de operação econômica anteriormente mostradas, analisando-se qual o comportamento operativo do sistema. Para isto usou-se um conjunto formado por 20 usinas, sendo 11 com reservatórios e 9 à fio d'água, que compõem parte do Sistema Sudeste Brasileiro, abrangendo as bacias dos rios Paranaíba, Paraná, Grande e Pardo mostradas, na figura IV.11, cujos dados encontram-se no Apêndice 1 [16].

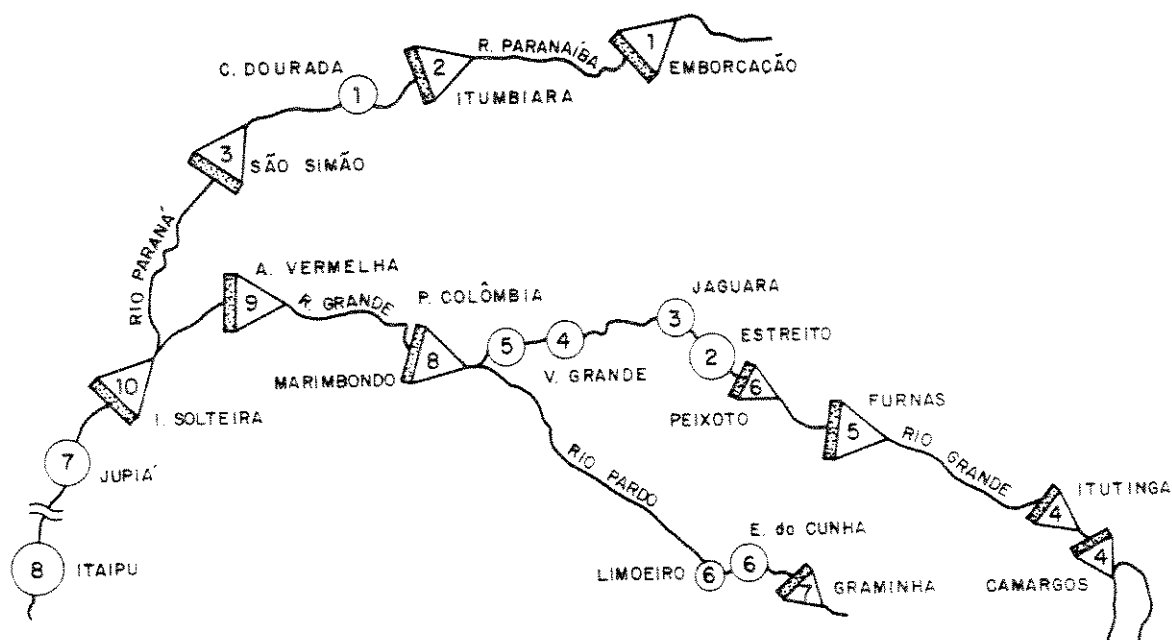


Fig. IV.11 - Parte do Sistema Sudeste Brasileiro.

Os estudos são feitos através de testes onde se opera o sistema de forma ótima sob condições históricas especiais ocorridas no passado, supondo-se portanto conhecidas as vazões afluentes, dadas pelo histórico de vazões.

IV.4.1 - Comportamento da Operação do Sistema

A análise é baseada inicialmente em um teste com um horizonte de planejamento de 5 anos, abrangendo o período hidrológico mais seco do histórico, o chamado período crítico, que vai de janeiro de 1953 a dezembro de 1956. O volume inicial dos reservatórios foi considerado em 60 % do volume útil e o volume final em 0 %, considerado livre segundo as observações já feitas no item IV.3. Como solução inicial foi adotada a solução a fio d'água, que consiste em defluir as aflúncias do período, ou seja, não utilizar a capacidade de regulação dos reservatórios.

O gráfico da figura IV.12 mostra a distribuição do custo marginal do sistema, déficit hidráulico, ao longo do horizonte de planejamento, antes e após a otimização. Observa-se que a solução ótima tende a nivelar o custo marginal do sistema ao longo do tempo, reduzindo-o em média. Entretanto, devido ao efeito cota e aos limites operativos das usinas, o custo marginal na solução ótima não chega a ficar perfeitamente igualado conforme foi observado anteriormente [54].

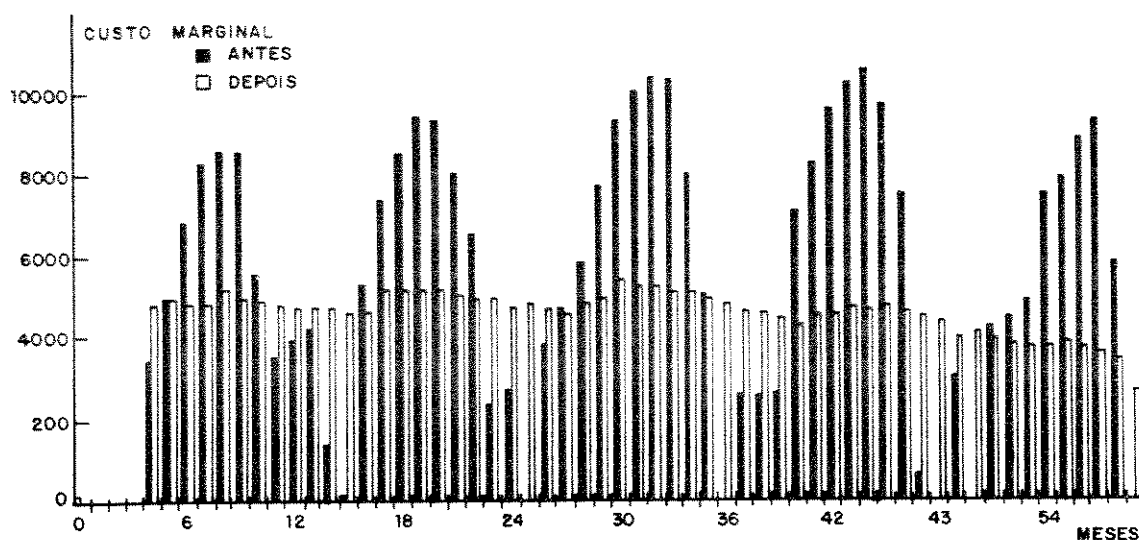


Fig. IV.12 - Comparação dos custos marginais do sistema antes e após a operação ótima.

O efeito cota, como já mostrado no item anterior, é o responsável pela natureza conservativa da operação ótima que procura armazenar o máximo de água no início das estações secas, ganhando em produtividade, para usá-la mais no final dos ciclos hidrológicos, períodos chuvosos. Assim este efeito é responsável pela tendência a maximizar o armazenamento médio dos reservatórios, evitando entretanto os vertimentos, o que caracteriza o volume máximo como o nível operativo permanentemente procurado.

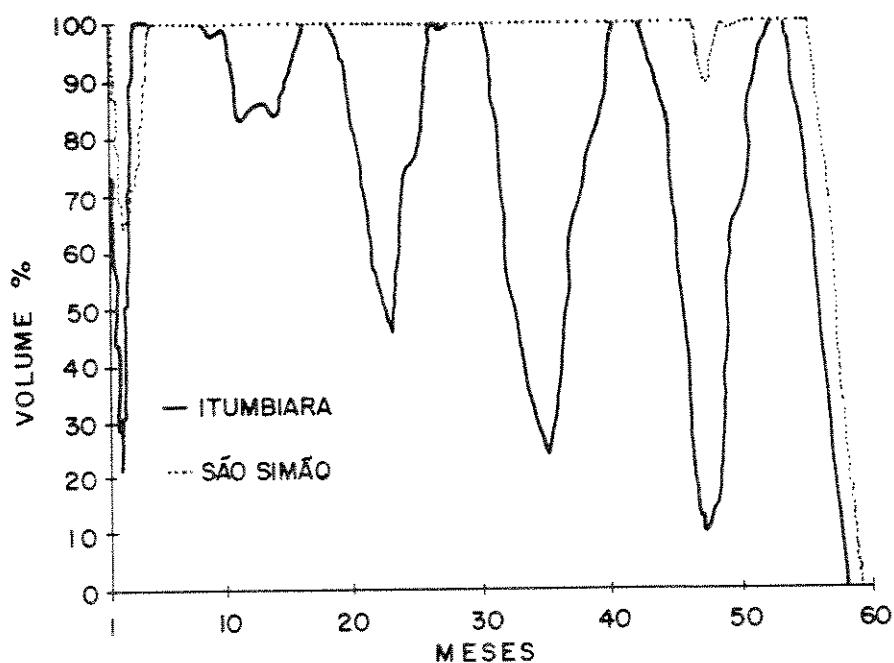


Fig. IV.13 - Trajetórias ótimas de volume das usinas de Itumbiara e São Simão.

Esta característica da operação ótima pode ser visualizada nas figuras IV.13 e IV.14, onde são apresentadas as trajetórias ótimas de alguns reservatórios. Verifica-se que, mesmo em se tratando do período hidrológico

mais desfavorável já registrado no passado, e mesmo liberando-se o estado final de armazenamento dos reservatórios, a solução ótima operativa caracteriza-se pelo enchimento periódico dos reservatórios em torno do início/fim do ciclo hidrológico, que para o Sistema Sudeste Brasileiro ocorre, a grosso modo, em abril/maio. Este resultado tem sido obtido em todos os testes realizados, qualquer que seja a tendência hidrológica, e reflete a natureza conservativa da operação dos reservatórios para geração de energia elétrica.

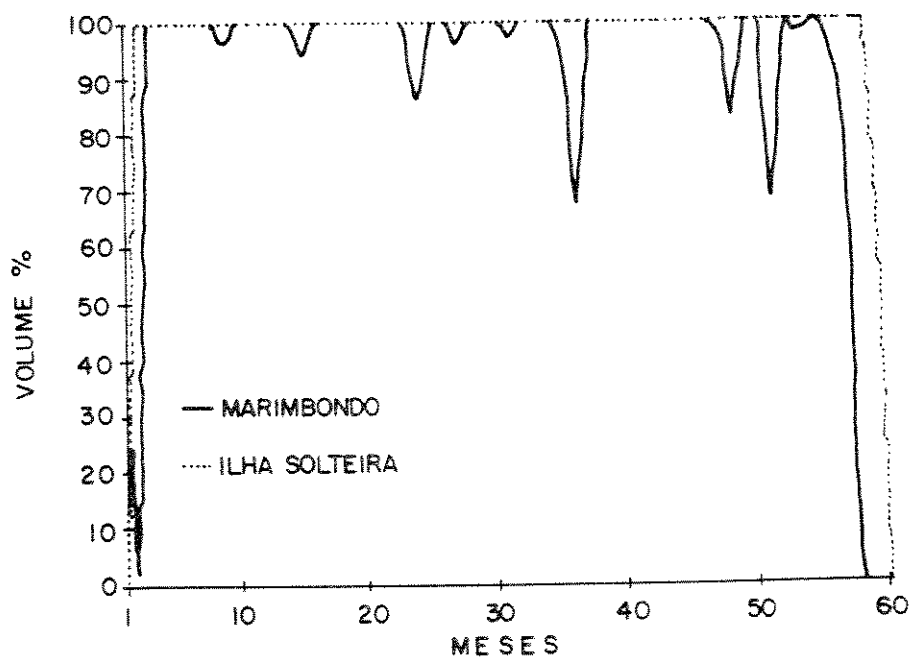


Fig. IV.14 - Trajetórias ótimas de volume das usinas de Marimbondo e Ilha Solteira.

Uma outra característica da operação ótima que foi mostrada e analisada no item anterior diz respeito às oscilações de volume dos

reservatórios em função do posicionamento na cascata. Este comportamento pode também ser observado nas figuras IV.13 e IV.14, comprovando-se que os reservatórios de montante mostram maiores oscilações durante o ciclo hidrológico, como é o caso da usina de Itumbiara, comparada à São Simão. A usina de Marimbondo, em posição intermediária na cascata, apresenta pequenas oscilações, enquanto Ilha Solteira, mais a jusante, praticamente não apresenta oscilações, funcionando como uma usina a fio d'água. Esta característica pode ser explicada observando-se que a energia armazenada em cada usina i do sistema, entre os estados de armazenamento x_1 e x_2 , é dada pela equação IV.34, semelhante à equação III.12.

$$EA_i(x_1, x_2) = k (x_1 - x_2) \int_0^1 \sum_{j \in J_i} \rho_j h_j(l) dl \quad (IV.34)$$

onde

- k - constante que engloba a aceleração da gravidade, densidade da água e fator de conversão de unidade.
- J_i - conjunto das usinas a jusante da usina i , incluindo a própria.
- ρ_j - produtividade específica da usina j [Mw/(m³/s)/m].
- $h_j(.)$ - altura de queda líquida da usina j [m].

A energia armazenada em uma usina é assim valorizada pela produtividade de todas as usinas a sua jusante. A altura de queda da usina mais a jusante, por exemplo, afeta a energia armazenada de todas as usinas da cascata. Desse modo, a operação ótima prioriza o deplecionamento de montante para jusante e o enchimento no sentido inverso.

Um outro teste foi realizado operando-se o sistema em duas condições hidrológicas distintas, uma crítica, em período de seca, e outra favorável, em período de chuvas abundantes, ambas com horizonte de dois anos e com volumes iniciais e finais iguais a 100 % do volume útil.

As figuras IV.15 e IV.16 apresentam as trajetórias ótimas de alguns reservatórios para as condições crítica, maio de 1953 a abril de 1955, e favorável, maio de 1985 a abril de 1987. Observa-se uma confirmação da conclusão obtida no item anterior, com os reservatórios esvaziando menos na condição crítica do que na favorável, enchendo entretanto ao final do primeiro ano hidrológico em ambos os casos. Isto se explica pela tendência conservativa já apontada anteriormente, que procura maximizar a produtividade das usinas, elevando ao máximo o volume médio operativo sem, entretanto, provocar desperdícios com vertimentos.

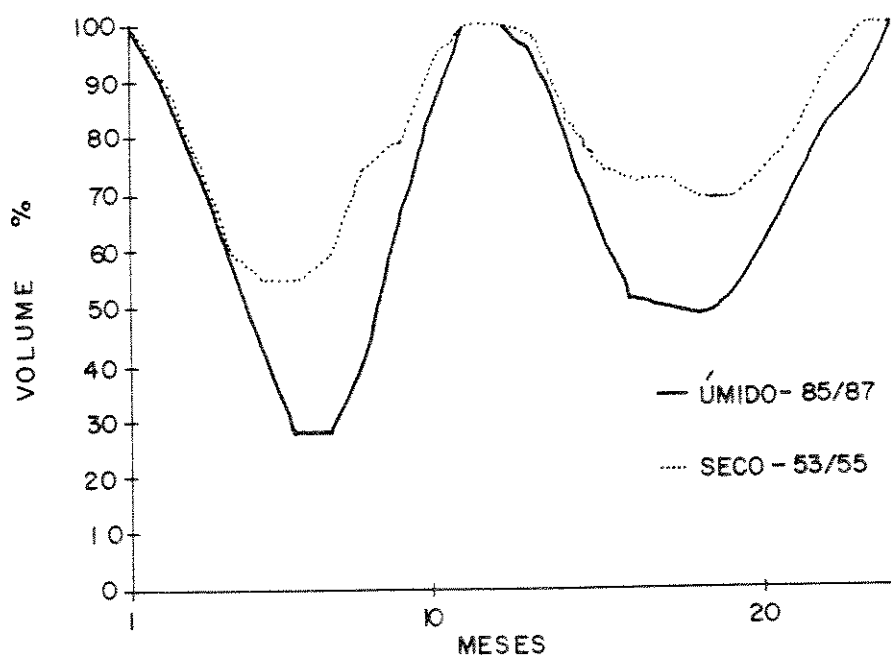


Fig. IV.15 - Trajetórias na usina de Emborcação para condições hidrológicas crítica e favorável.

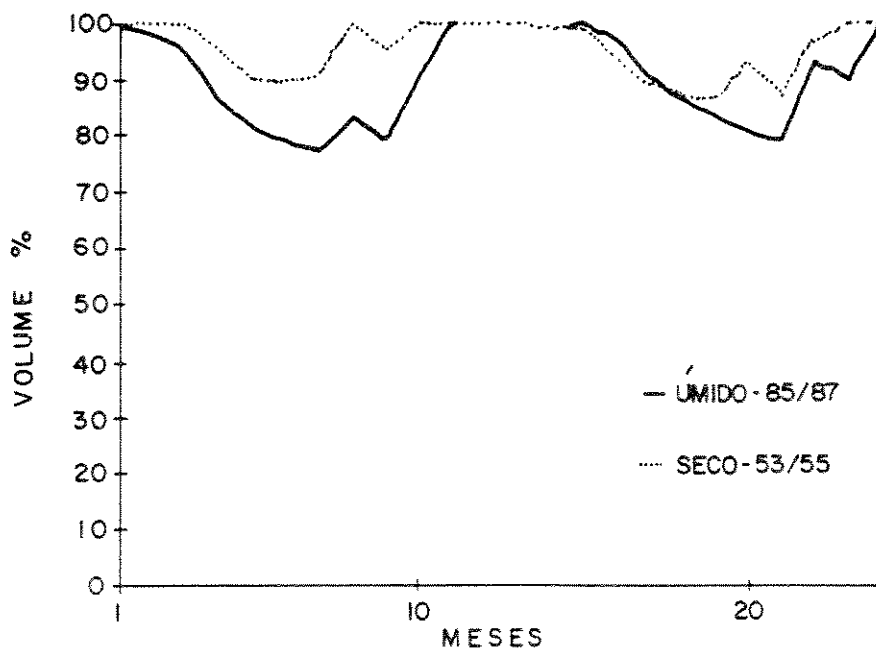


Fig. IV.16 - Trajetórias na usina de Furnas para condições hidrológicas crítica e favorável.

Assim, no período de vazões favoráveis o sistema é "obrigado" a deplecionar mais os reservatórios para evitar vertimentos no período das chuvas, ao contrário de períodos críticos onde ele depleciona menos, assegurando uma maior produtividade média.

Este comportamento indica que o conjunto de reservatórios atua não como um sistema produtor de energia e sim como um sistema regularizador de energia, e que os estoques de água armazenados devem ser utilizados na medida em que haja expectativa segura da sua reposição.

É importante ressaltar que este princípio é completamente oposto aos critérios de planejamento da operação e expansão do sistema hidrotérmico brasileiro, que se baseiam no conceito de energia firme ou, mais recentemente, de energia garantida. Segundo este critério o sistema é dimensionado para, operando sob o período crítico, esvaziar sem racionar preventivamente e sem ocasionar déficit. O resultado obtido pela otimização, entretanto, mostra que, se forem admitidos racionamentos preventivos, a natureza conservativa da operação otimizada não esvazia o sistema, mesmo no período crítico.

V - A OTIMIZAÇÃO DETERMINÍSTICA DO SISTEMA INTERLIGADO SUL-SUDESTE BRASILEIRO

V.1 - Introdução

Neste capítulo é apresentado um estudo de otimização da operação energética do Sistema Interligado Sul-Sudeste Brasileiro, composto por 63 usinas geradoras de energia elétrica, correspondendo a 45 GW de capacidade instalada, responsável por mais de 83 % de toda a energia elétrica consumida no país [17,56]. Os resultados, além de demonstrarem a performance da otimização determinística individualizada no planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos de potência de grande porte, tanto em ambientes de estudo como de operação real, mostram o comportamento operativo do sistema, reagindo de acordo com as características apontadas no capítulo anterior, bem como a aplicabilidade de uma metodologia alternativa de operação que preserva a representação individualizada das usinas hidroelétricas e emprega vazões afluentes previstas.

Este estudo tomou como base o Plano de Operação de 1986 [57], com um horizonte de planejamento de 1986 a 1990, e se constituiu de duas análises [58] :

(1) em um contexto de estudo, é feita a avaliação da performance do sistema sob as condições hidrológicas mais severas já registradas no passado, o chamado período crítico, onde são identificadas determinadas características da operação ótima não reproduzidas pela metodologia em vigor ;

(2) em um contexto de operação real, opera-se o sistema durante o ano de 1986, usando-se uma proposta metodológica alternativa, denominada Planejamento com Atualização de Estado, com vazões afluentes previstas por modelo de séries temporais, cujos resultados são comparados com a solução ótima a posteriori, isto é, com o conhecimento das vazões realmente

verificadas naquele ano, e também com a operação efetivamente realizada em 1986.

A formulação determinística adotada em todos os estudos é semelhante à já descrita no Item III.5.

V.2 - O Sistema Interligado Sul-Sudeste Brasileiro

O Sistema Interligado Sul-Sudeste Brasileiro é composto por 51 usinas hidroelétricas principais com 31 reservatórios, relacionadas no Apêndice 1, e 12 usinas térmicas, correspondendo a uma capacidade hidroelétrica instalada em torno de 40 GW e uma capacidade termoeétrica instalada por volta de 3 GW. Sua maior bacia hidrográfica, bacia do rio Paraná localizada no Sistema Sudeste, inclui 32 hidroelétricas e 14 reservatórios como mostra a figura 1.

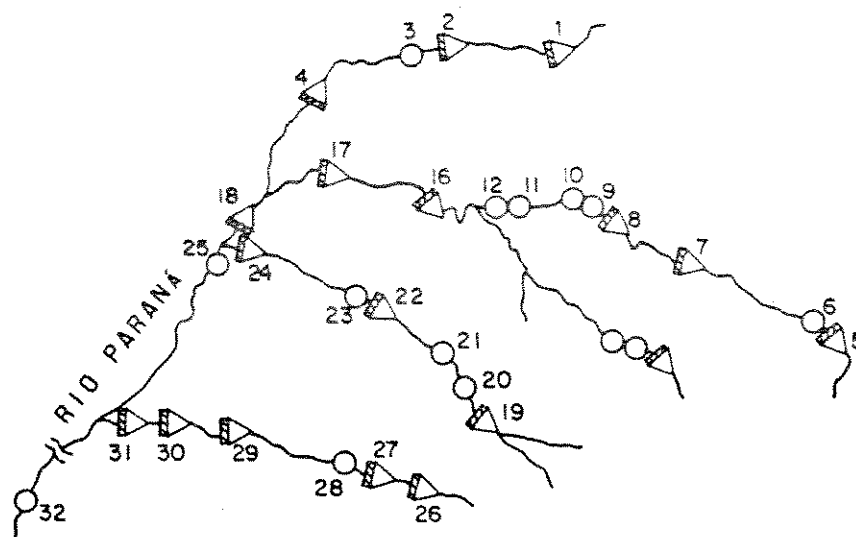


Fig. V.1 - Bacia do rio Paraná.

A linha de interligação entre os sistemas Sul e Sudeste tem níveis de tensão nas faixas de 750/500 KV e 230 KV, sendo seus limites de transmissão diferentes nas duas direções e mudando ao longo do tempo devido às expansões do sistema e ao cronograma de manutenção, de acordo com o Plano de Operação [57].

As funções de custo operacional para cada subsistema foram calculadas otimizando-se os custos de geração térmica para cada nível de produção [59] e os correspondentes custos marginais são mostrados na figura 2. Nesta figura não está mostrado o custo do déficit, ou corte de carga, o qual representa não um custo real mas um termo de penalidade, e que foi considerado como sendo uma função quadrática, com um custo médio de US\$ 360 por MWh, aproximadamente US\$ 259 000 por MWmês, o mesmo adotado no Plano de Operação [57].

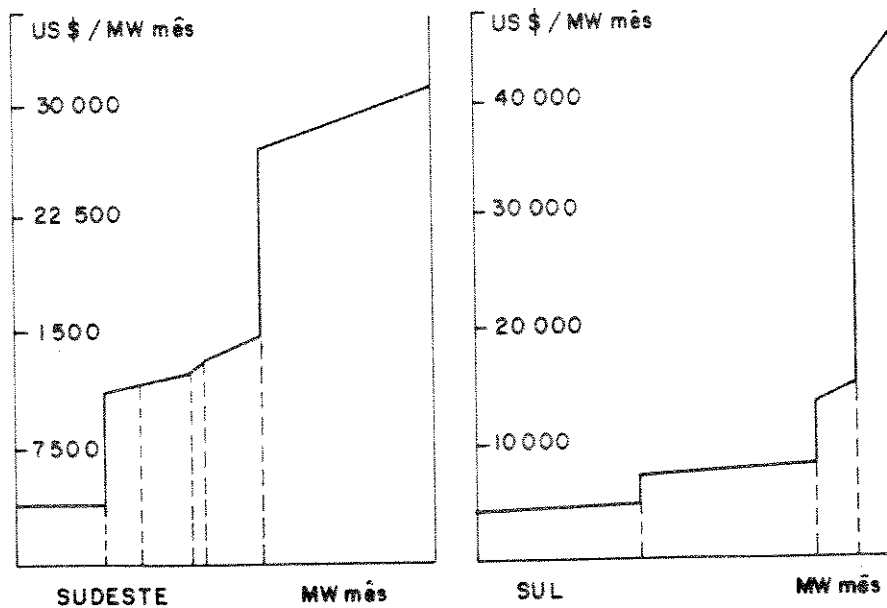


Fig. V.2 - Custos marginais no Sistema Sul-Sudeste.

Os testes numéricos aqui apresentados foram feitos usando-se funções de geração hidráulicas dadas pela equação III.25, onde $h_1(.)$ e $h_2(.)$ são consideradas como funções polinomiais de até o 4º grau.

Os testes foram aplicados ao Sistema Sul-Sudeste Brasileiro de acordo com o já citado Plano de Operação de 1986, desenvolvido pelo GCOI, cobrindo o horizonte de 5 anos à frente. Baseada em suas premissas a otimização determinística realizada levou em consideração os seguintes aspectos :

1. A configuração global do sistema durante o período 86-90, incluindo a expansão da capacidade instalada e a evolução da demanda de energia.
2. O cronograma de manutenção durante o período.
3. Os limites de intercâmbio variáveis durante o período.
4. As restrições de armazenamento devido ao controle de cheias.
5. A motorização de novas usinas e o enchimento do volume morto de novos reservatórios.
6. Os armazenamentos iniciais e finais dos reservatórios.

V.2.1 - Formulação do Problema para o Sistema Sul-Sudeste Brasileiro

O problema de otimização determinística do Sistema Sul-Sudeste Brasileiro pode ser formulado, de acordo com III.17 - III.24, como o seguinte problema **P** :

$$\begin{array}{l}
 \text{P} \left\{ \begin{array}{l}
 \text{s.a.} \\
 \text{Min } J = \sum_{t=0}^{T-1} \{ f_t^1 [C_1(t)] + f_t^2 [C_2(t)] \} \quad (\text{V.1}) \\
 C_1(t) = D_1(t) - H_2(t) - S(t) \quad (\text{V.2}) \\
 C_2(t) = D_2(t) - H_2(t) + S(t) \quad (\text{V.3}) \\
 \underline{S}(t) \leq \bar{S}(t) \leq S(t) \quad (\text{V.4}) \\
 H_1(t) \in H_1 \quad (\text{V.5}) \\
 H_2(t) \in H_2 \quad (\text{V.6})
 \end{array} \right.
 \end{array}$$

onde

$S(\cdot)$ - intercâmbio de energia no sentido Sudeste \rightarrow Sul.

$\{1,2\}$ - conjunto de índices dos subsistemas Sudeste e Sul.

$\underline{S}(\cdot), \bar{S}(\cdot)$ - limites de intercâmbio de energia variáveis no tempo.

H_i - conjunto de restrições hidráulicas, III.20 a III.24 para o subsistema i.

A solução do problema P foi efetuada por uma abordagem de decomposição primal que fixa a cada iteração o intercâmbio factível $\underline{S}(t) \leq \hat{S}(t) \leq \bar{S}(t)$, resolvendo os subproblemas da otimização decomposta :

$$\min J_i = \sum_{t=0}^{T-1} f_t^i [C_i(t)] \quad (\text{V.7})$$

s. a.

$$C_i(t) = D_i(t) - H_i(t) + (-1)^i \hat{S}(t) \quad (\text{V.8})$$

$$H_i(t) \in H_i \quad (\text{V.9})$$

A solução ótima de V.7 - V.9 pode apresentar custos marginais diferentes entre os subsistemas e, neste caso, um novo nível de intercâmbio deve ser fixado pelo coordenador para aproximar tanto quanto possível os custos marginais dos subsistemas na solução hidrotérmica presente.

Note-se que se as funções de custo $f_i(.)$ forem convexas e diferenciáveis a equalização dos custos marginais será assegurada para este novo nível de intercâmbio. Este não é o caso para o Sistema Sul-Sudeste Brasileiro cujas funções de custos marginais mostradas na figura V.2 apresentam muitos pontos de descontinuidade.

O procedimento descrito é repetido enquanto for possível diminuir a diferença entre os custos marginais. Esta abordagem por decomposição corresponde à projeção do problema original P no espaço das variáveis de intercâmbio

$$\min_{S(t)} \left\{ \min_{H(t)} P / S(t) \right\}$$

V.3 - Análise do Comportamento do Sistema com Afluências Críticas

O Sistema Interligado Sul-Sudeste Brasileiro, com a configuração prevista pelo Plano de Operação para o período 1986-1990, teve sua operação otimizada, supondo que o mesmo fosse receber neste período as afluências históricas críticas ocorridas em 1952-1956. Com os resultados obtidos é feita a seguir uma análise do comportamento do sistema.

Inicialmente, a figura V.3 mostra a convergência da coordenação do intercâmbio, a qual pode ser considerada como tendo sido atingida em duas iterações. Este comportamento ocorre devido ao fato de que a energia do intercâmbio representa uma pequena porcentagem da demanda de carga total do sistema.

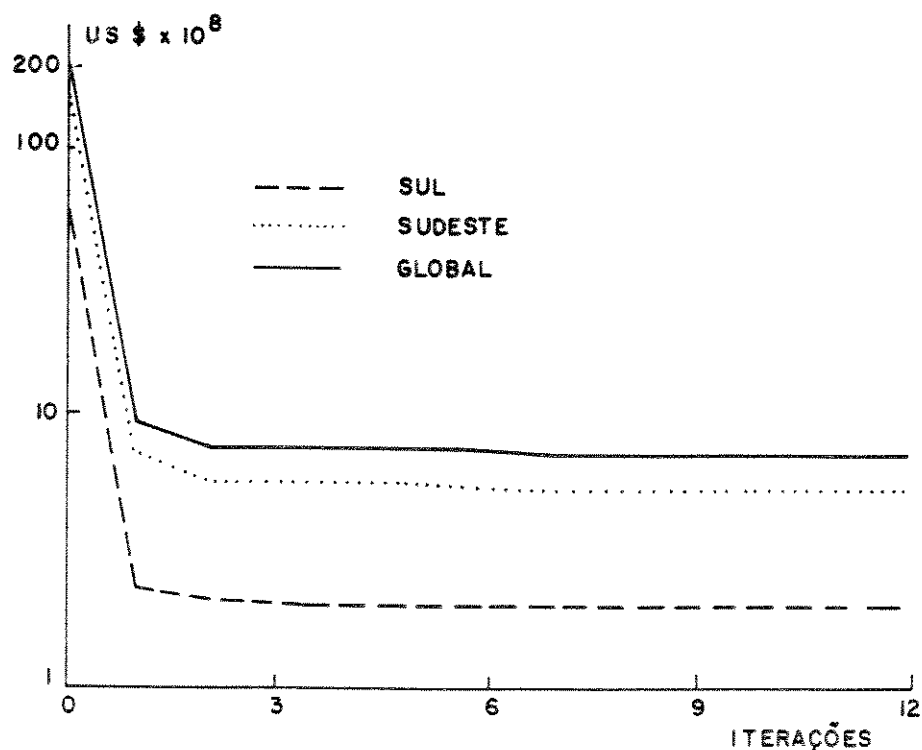


Fig. V.3 - Evolução dos custos operacionais no sistema Sul-Sudeste.

A evolução do custo operacional de cada subsistema para o primeiro nível de intercâmbio, isto é, para intercâmbio zero, é mostrada na figura V.4.

Durante todos os testes realizados a otimização adotou como solução inicial uma solução a fio d'água. Esta solução inicial pode apresentar períodos de corte de carga com custos operacionais elevados, o que explica os custos iniciais irrealisticamente elevados nas figuras V.3 e V.4. A solução final, entretanto, mostra valores reais livres desta influência, dando um custo total de operação de 144 milhões de dólares por ano, sendo 105 milhões de dólares correspondentes ao Sistema Sudeste e 39 milhões de dólares ao Sistema Sul.

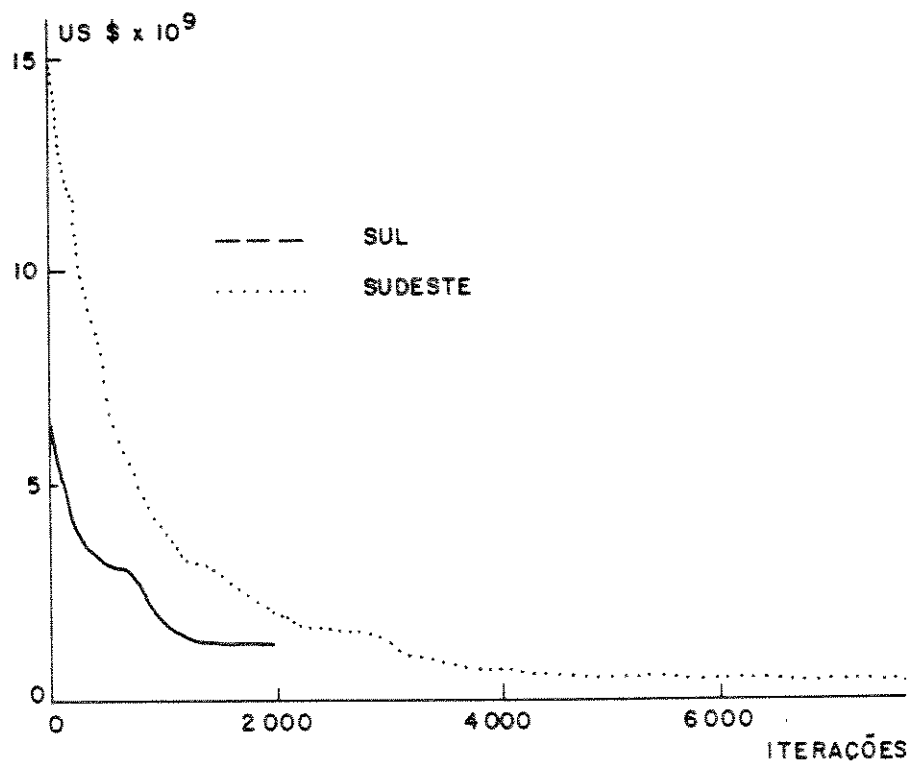


Fig. V.4 - Evolução dos custos nos subsistemas isolados Sul e Sudeste.

O nível de intercâmbio ótimo é mostrado na figura V.5, onde pode-se observar que o limite de transmissão é atingido em 1988 e 1989, quando a capacidade de transmissão na direção Sul → Sudeste é quase zero. Nos períodos restantes o intercâmbio ocorre na direção Sudeste → Sul sem atingir os limites.

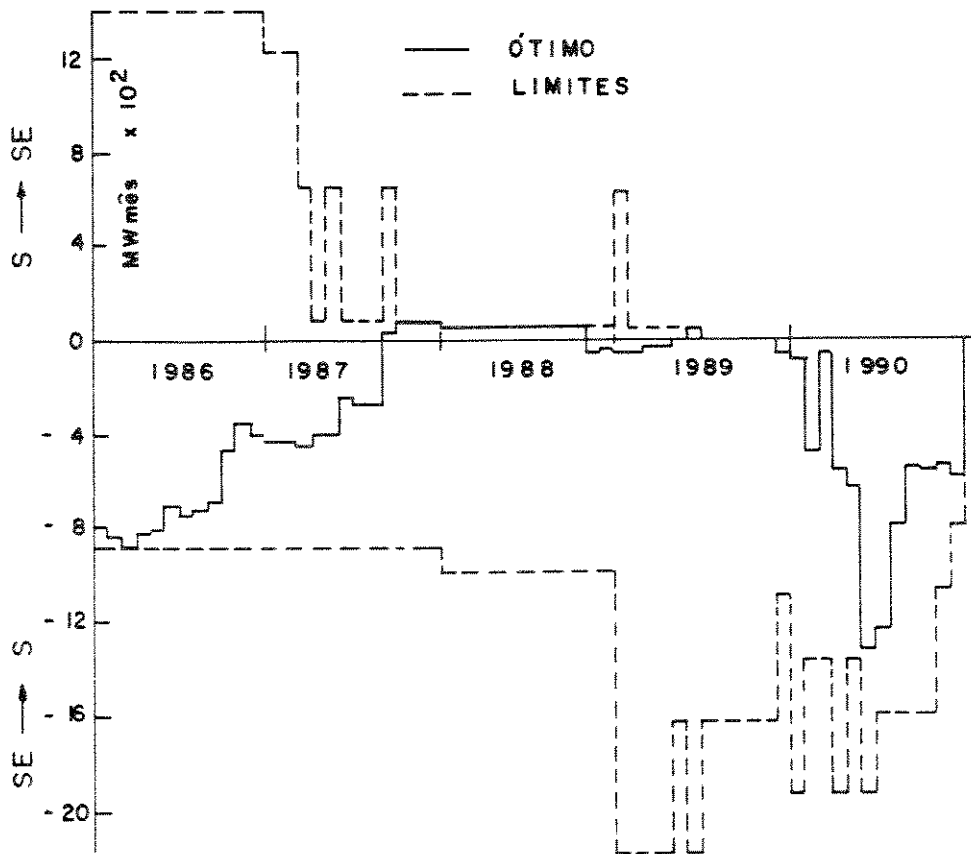


Fig. V.5 - Intercâmbio ótimo entre os subsistemas Sul e Sudeste.

A geração hidráulica do Sul é mostrada na figura V.6 e a do Sudeste na figura V.7. Comparando as soluções iniciais e finais pode ser visto que a otimização tenta equalizar a produção hidráulica ao longo dos 5 anos de horizonte, sendo restrita pela capacidade de regulação dos reservatórios, como apontado no capítulo anterior.

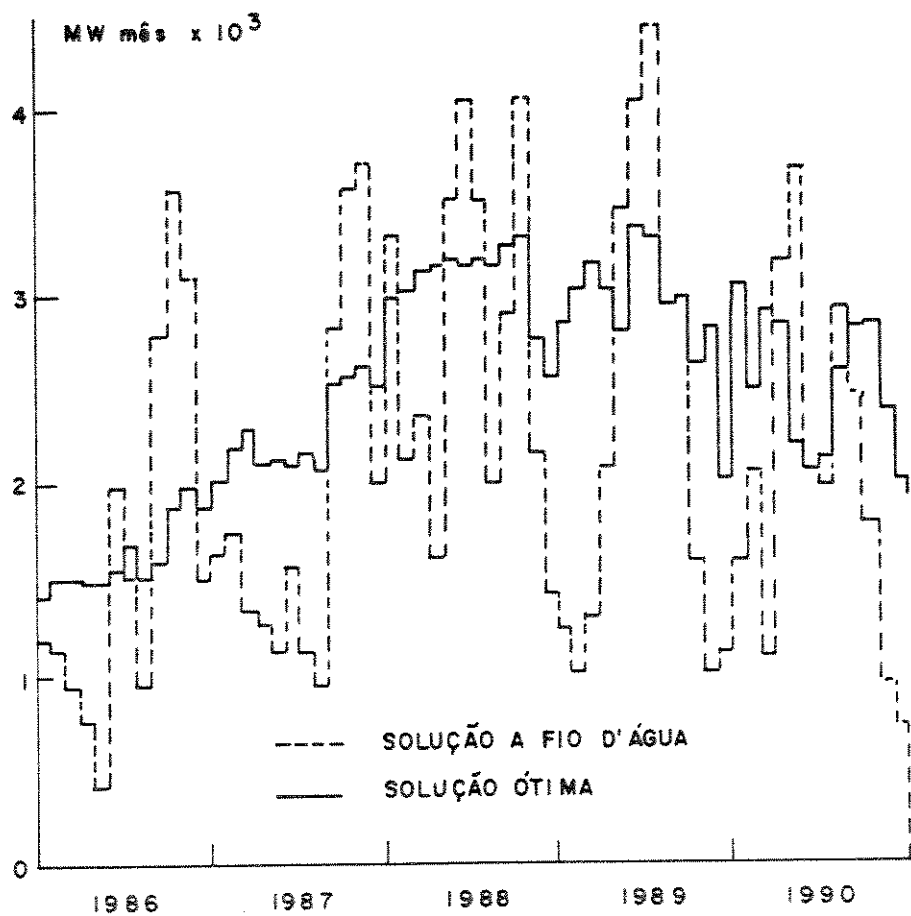


Fig.V.6 - Geração hidráulica no Substema Sul.

Comparando as soluções ótimas dos subsistemas observa-se ainda que suas aflúncias críticas são complementares neste período.

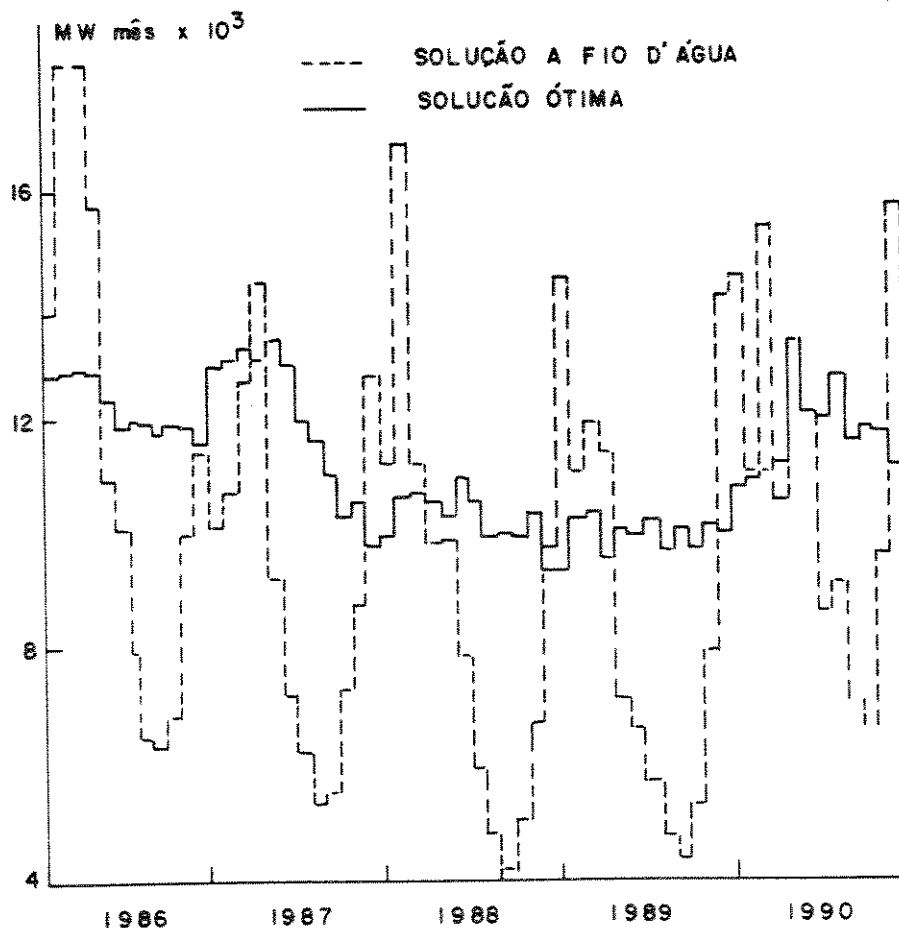


Fig. V.7 - Geração hidráulica no Subsistema Sudeste.

Os custos marginais de operação dos subsistemas são mostrados nas figuras V.8 e V.9. Pode-se também notar, de outro ponto de vista, que a otimização tenta equalizar os custos marginais ao longo do tempo e entre os subsistemas. As soluções ótimas com e sem a interligação mostram que, para as aflúncias críticas consideradas, apenas o Subsistema Sul é beneficiado com a interligação.

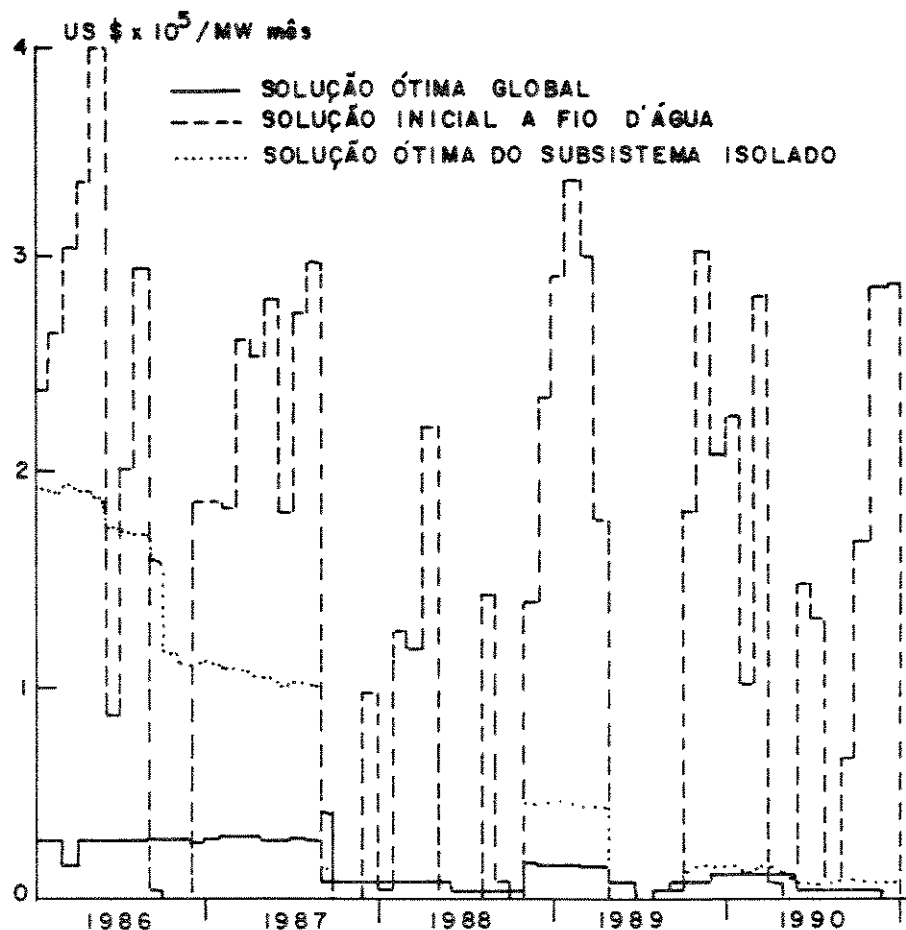


Fig. V.8 - Custo marginal de operação no Subsistema Sul.

As trajetórias ótimas de alguns importantes reservatórios são mostradas nas figuras V.10 e V.11. A cascata do rio Paranaíba composta pelos reservatórios das usinas de Emborcação, Itumbiara e São Simão foi seleccionada com o objetivo de mostrar os diferentes comportamentos das trajetórias de armazenamento dos reservatórios, segundo suas posições na cascata. Estes comportamentos estão de acordo com aqueles mostrados anteriormente quando da análise da mesma cascata isolada do resto do sistema, observadas as diferenças operacionais entre os dois casos.

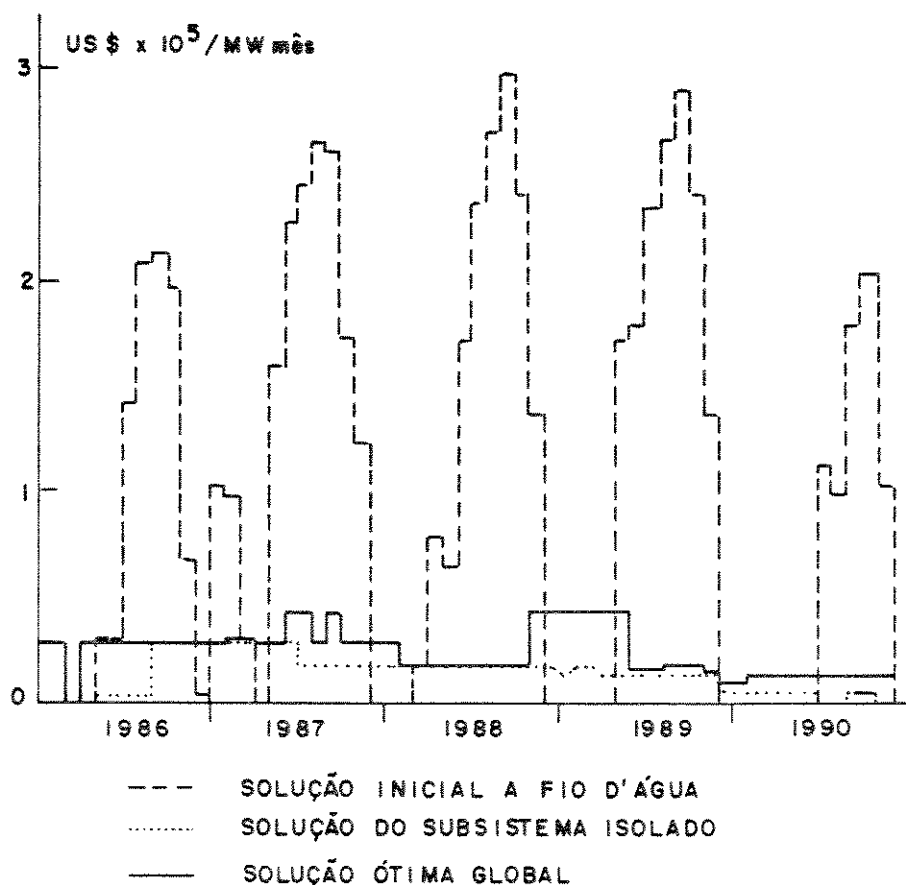


Fig. V.9 - Custo marginal de operação no Subsistema Sudeste.

O reservatório da usina de Emborcação, que está no topo da cascata, diminui seu armazenamento ao longo de todo o horizonte, com pequenos períodos onde há ligeiras tentativas de enchimento, mas nunca atingindo novamente o nível máximo. O reservatório da usina de Itumbiara tem um armazenamento que oscila a cada ano e que atinge o nível máximo pelo menos nos três primeiros anos. O reservatório da usina de São Simão atinge o nível máximo a cada ano e somente oscila devido às restrições de armazenamento de controle de cheias. Estas características podem também ser observadas na figura V.11, com o

reservatório da usina de Furnas, na parte superior da cascata, e o reservatório da usina de Ilha Solteira, na parte mais baixa da cascata.

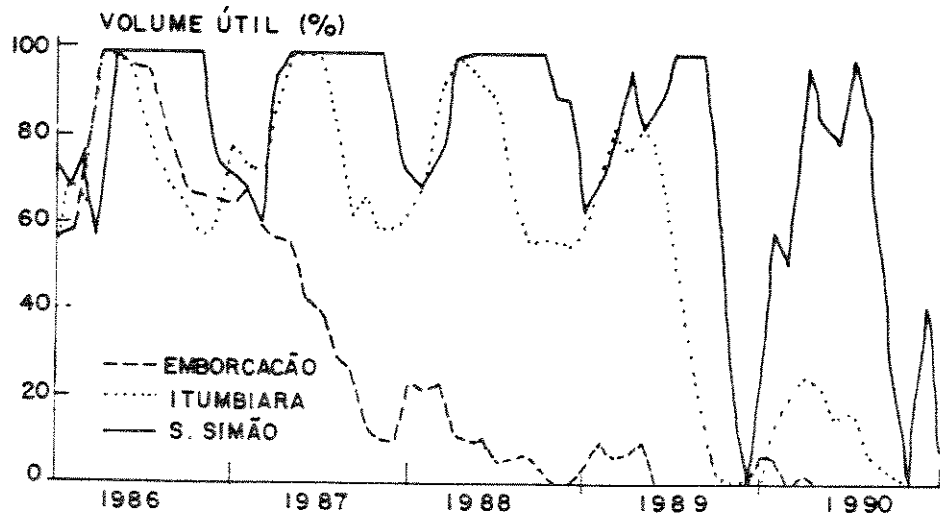


Fig. V.10 - Trajetórias de armazenamento ótimas.

Este tipo de tendência já havia sido detetado no capítulo anterior, e tem sido também observado para outras sequências de afluências, indicando que cada trajetória de armazenamento de reservatório depende de sua posição relativa na cascata. Assim as usinas de Ilha Solteira e São Simão tendem a trabalhar como usinas a fio d'água, somente diminuindo seus níveis de armazenamento devido ao controle de cheias. Por outro lado os reservatórios das usinas de Emborcação e Furnas assumem o papel de grandes reguladores de energia plurianuais no sistema, enquanto as usinas intermediárias, tal como Itumbiara, tendem a trabalhar como reguladoras anuais.

Reafirma-se aqui o que já foi apontado nos capítulos anteriores, que estas características operacionais não têm sido adequadamente consideradas pelas metodologias em uso pelas concessionárias de energia elétrica brasileiras. Estas metodologias, baseadas em modelamento de reservatório

equivalente e ferramentas de simulação, como exposto no capítulo III, usualmente assumem armazenamento em paralelo para os reservatórios.

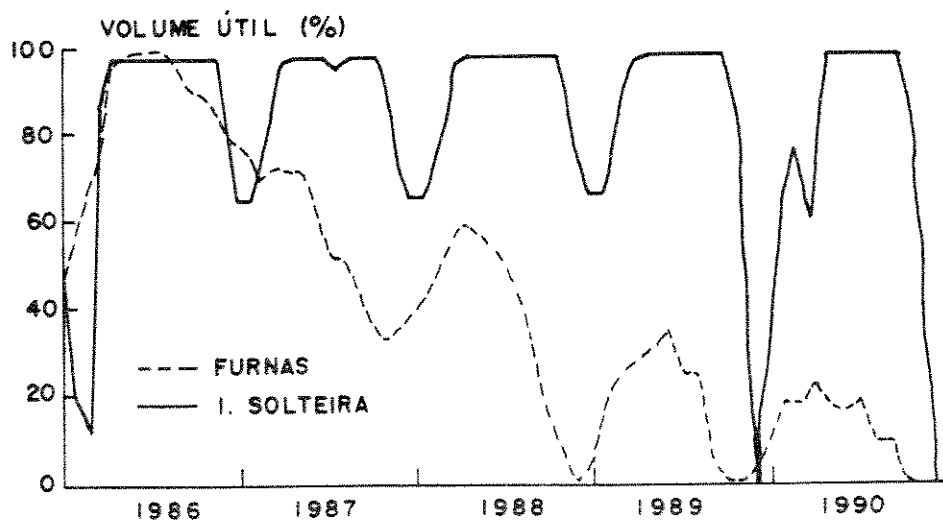


Fig.V.11 - Trajetórias de armazenamento ótimas.

Finalmente deve-se observar que, diferentemente das situações usadas nos estudos do capítulo anterior, algumas condições de operação adicionais foram introduzidas neste capítulo, modificando o comportamento dos reservatórios. Em primeiro lugar a própria presença de todo o resto do sistema, com o acréscimo de várias novas usinas nas cachoeiras, já modifica bastante este comportamento. Em especial a progressiva entrada em operação das máquinas de Itaipu, uma usina a fio d'água de enorme capacidade de geração, leva as usinas a trabalharem muito em função da sua geração. Também a introdução do volume de espera para controle de cheias, levando os reservatórios a deplecionamentos compulsórios, vem modificar as trajetórias dos reservatórios. Acrescente-se a estes fatos o volume final livre e as características do período crítico associadas aos critérios do Plano de Operação.

V.4 - A Abordagem de Planejamento com Atualização de Estado

A metodologia do Planejamento com Atualização de Estado tem como objetivo a determinação das decisões de geração de cada unidade hidroelétrica do sistema a cada estágio de tempo, através da otimização determinística, adotando vazões previstas por modelos de séries temporais. Uma visão esquemática desta metodologia é mostrada na figura V.12.

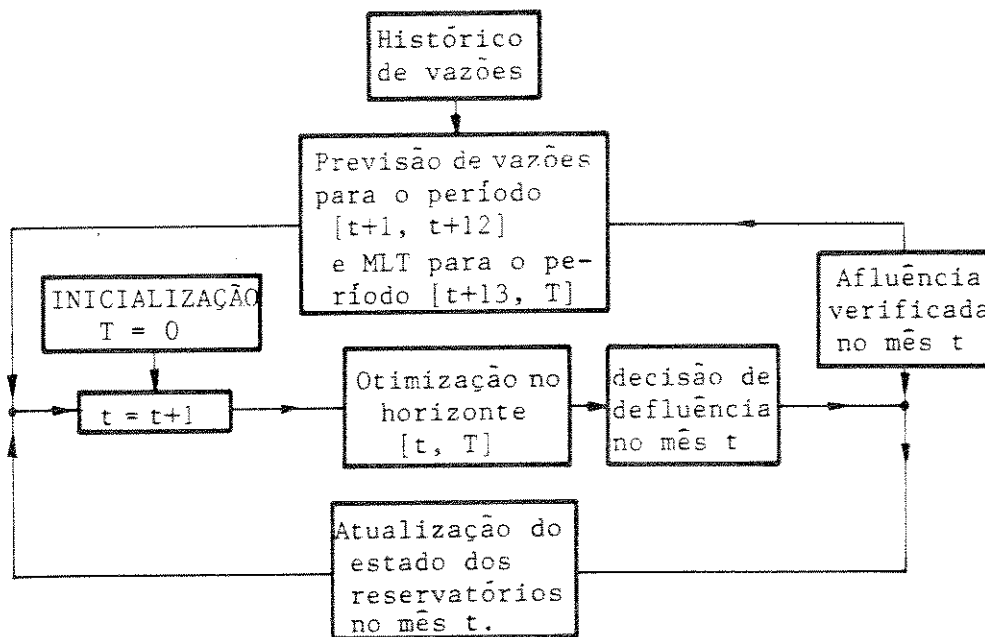


Fig. V.12 - Planejamento com Atualização de Estado.

A decisão de defluência de cada reservatório juntamente com a vazão afluente verificada determinam o novo estado de armazenamento do sistema. Por outro lado, a vazão verificada proporciona nova previsão de vazões para o futuro. Com o novo estado de armazenamento, e novas vazões

previstas, a otimização é refeita fornecendo a próxima decisão de defluência para o sistema.

Observe-se que o processo vai se corrigindo continuamente já que, uma vez ocorridas as verdadeiras vazões do período, o procedimento é repetido, levando em conta as novas condições do sistema em termos de armazenamentos dos reservatórios e afluições previstas atualizadas. Assim, uma decisão incorreta, fruto de uma previsão que não ocorreu, é compensada no intervalo seguinte, quando se recalcula a operação ótima a partir do novo estado do sistema e da nova previsão de vazões.

Este tipo de abordagem é semelhante a outras soluções subótimas para problemas dinâmicos estocásticos [60,61].

V.5 - A Operação por Planejamento com Atualização de Estado

Em um contexto de operação real o Sistema Sul-Sudeste Brasileiro, como descrito no Plano de Operação [57], teve sua operação executada durante o ano de 1986, usando-se uma abordagem por Planejamento com Atualização de Estado. Para esta operação as afluições previstas foram obtidas utilizando-se um modelo de séries temporais [62], ajustado sobre 50 anos de dados históricos registrados. As previsões foram fornecidas pelo Departamento de Operações Energéticas da ELETROBRÁS (DEOP), obtidas através do Sistema PREVAZ.

Para que se possa comparar os resultados obtidos com o Planejamento com Atualização de Estado (PA), foi feita uma outra operação otimizada do mesmo sistema, utilizando-se agora as próprias vazões afluentes ocorridas em 1986, isto é, uma otimização com o perfeito conhecimento das vazões, ou "a posteriori", por isso mesmo designada de ótimo absoluto (ABS). Estes resultados são ainda comparados com a operação verdadeiramente realizada pelo Sistema Sul-Sudeste durante aquele ano (OVR).

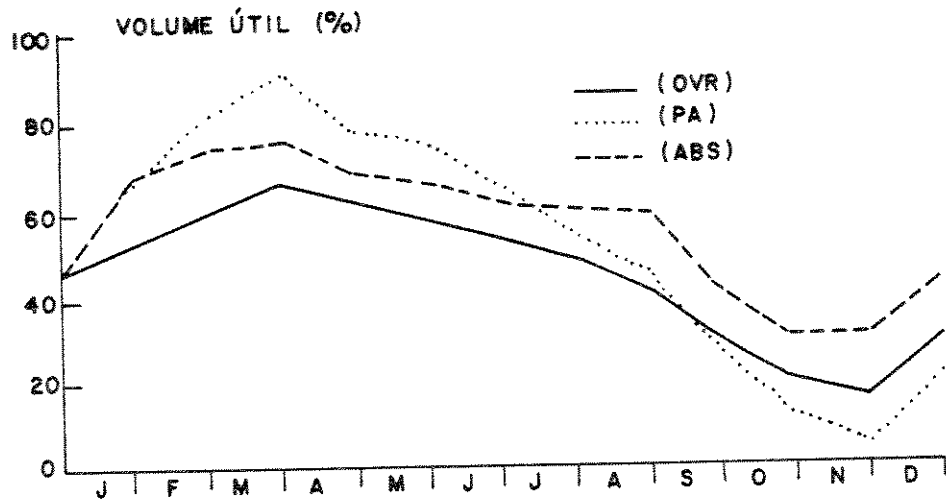


Fig.V.13 - Trajetórias de armazenamento de Furnas em 1986.

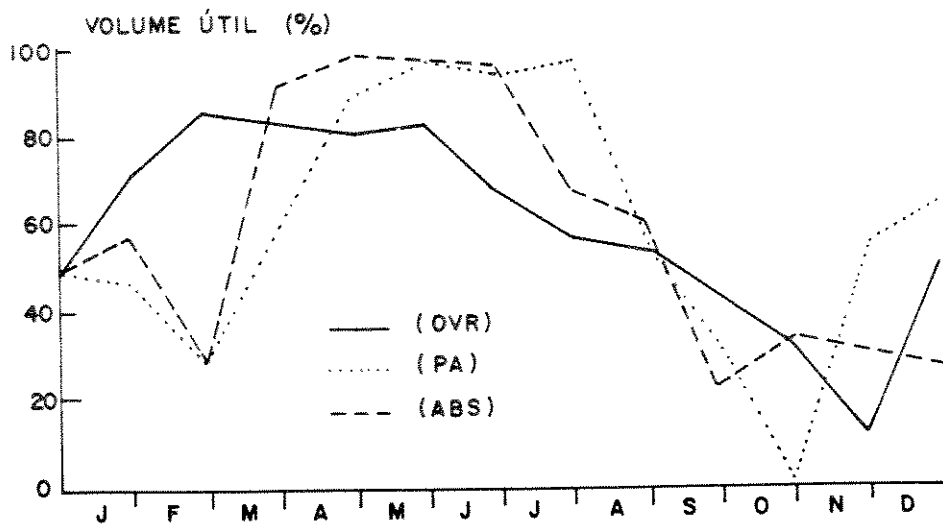


Fig. V.14 - Trajetórias de armazenamento de Marimbondo em 1986.

As figuras V.13, V.14, V.15 e V.16 mostram as trajetórias de armazenamento de alguns importantes reservatórios da cascata composta pelos rios Grande e Paraná, que são as usinas de Furnas, Marimbondo, Água Vermelha e Ilha Solteira. Note-se que as trajetórias (PA) tentam seguir as trajetórias (ABS), demonstrando a adaptatividade da abordagem proposta. Observe-se ainda que, como o intervalo de tempo adotado foi de um mês, a realimentação mostra-se relativamente lenta, prevendo-se uma melhor performance com o uso de discretização semanal.

A grande diferença apresentada pelas trajetórias (OVR) com respeito às outras duas pode ser parcialmente explicada por várias modificações na configuração do Sistema Sul-Sudeste ocorridas durante 1986, das quais as mais importantes foram :

- um corte de carga de 10% no Subsistema Sul durante os primeiros dois meses.
- a indisponibilidade da usina nuclear Angra I durante todo o ano.
- o inesperado comportamento da carga do sistema durante o ano, menor no início e maior no fim do ano, devido ao plano econômico do governo brasileiro contra a inflação.

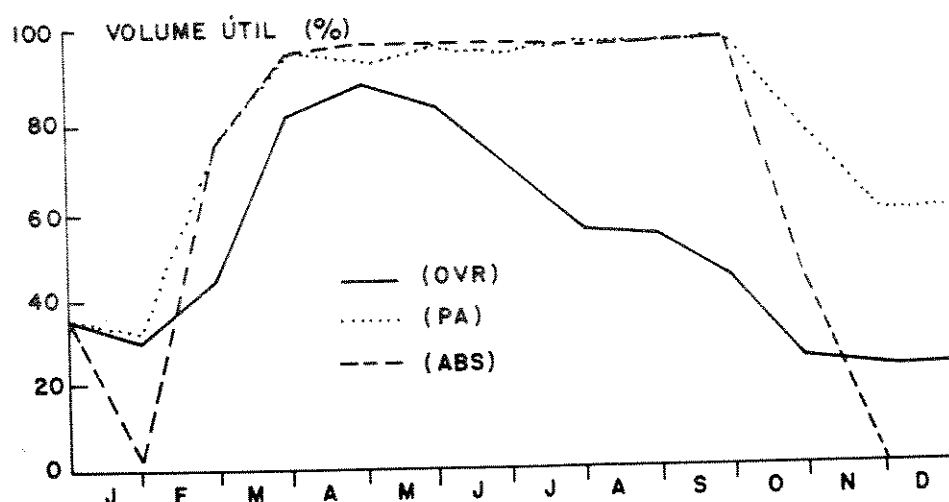


Fig. V.15 - Trajetórias de armazenamento de Água Vermelha em 1986.

De qualquer maneira, deve ser observado que as trajetórias (OVR) mostram certas características que parecem indicar que o sistema como um todo não está trabalhando de forma ótima. Isto pode ser visto, por exemplo, na figura V.16 que mostra a trajetória da usina de Ilha Solteira a qual, como já foi observado nos estudos do planejamento da operação através da figura V.11, deve operar como uma usina a fio d'água, isto é, deve diminuir seu nível de armazenamento apenas por razões de controle de cheias. Não obstante, esta não é sua trajetória (OVR) observada durante o ano.

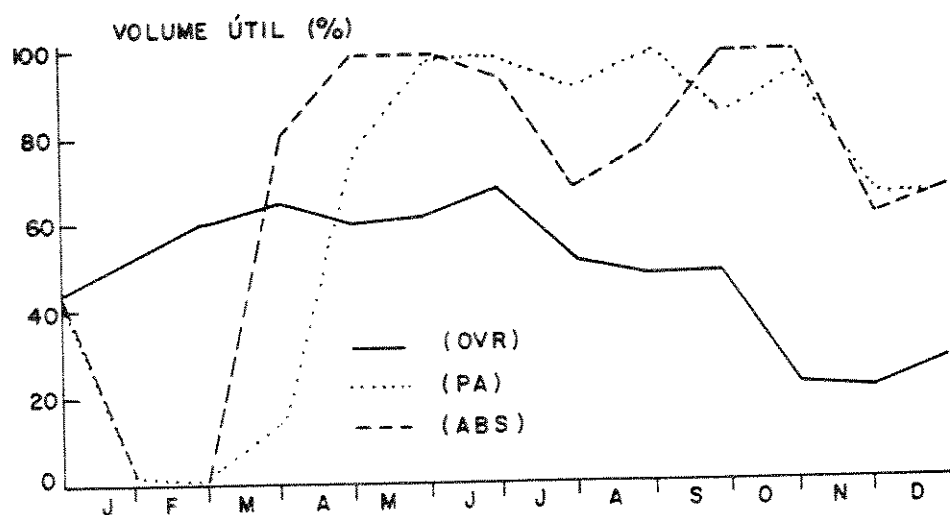


Fig. V.16 - Trajetórias de armazenamento de Ilha Solteira em 1986.

Por outro lado, as trajetórias (PA) e (ABS) caminham juntas procurando manter o nível de armazenamento máximo. O comportamento inesperado observado nestas trajetórias para os primeiros dois meses é consequência dos inadequados níveis iniciais de armazenamento para os reservatórios.

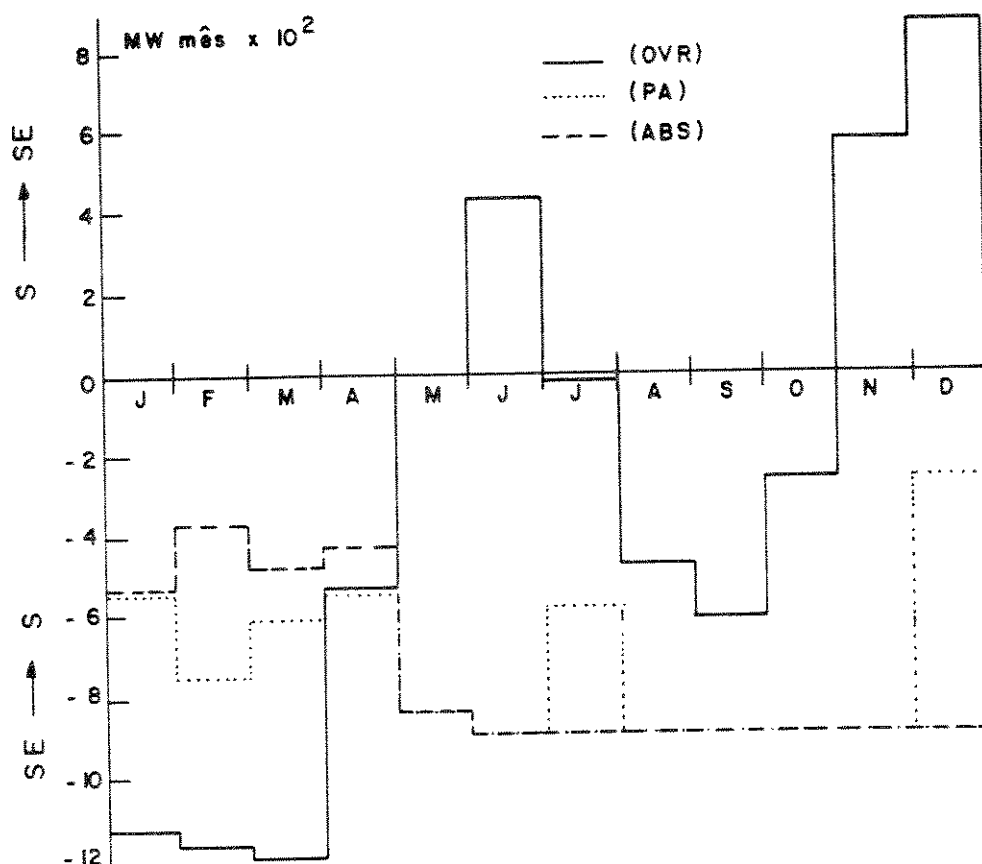


Fig. V.17 - Intercâmbio entre os subsistemas Sul e Sudeste em 1986.

O intercâmbio ótimo é mostrado na figura V.17 onde é muito evidente a diferença entre a trajetória (OVR) e as duas outras, as trajetórias (PA) e (ABS), indicando que a operação verificada do sistema não foi otimizada.

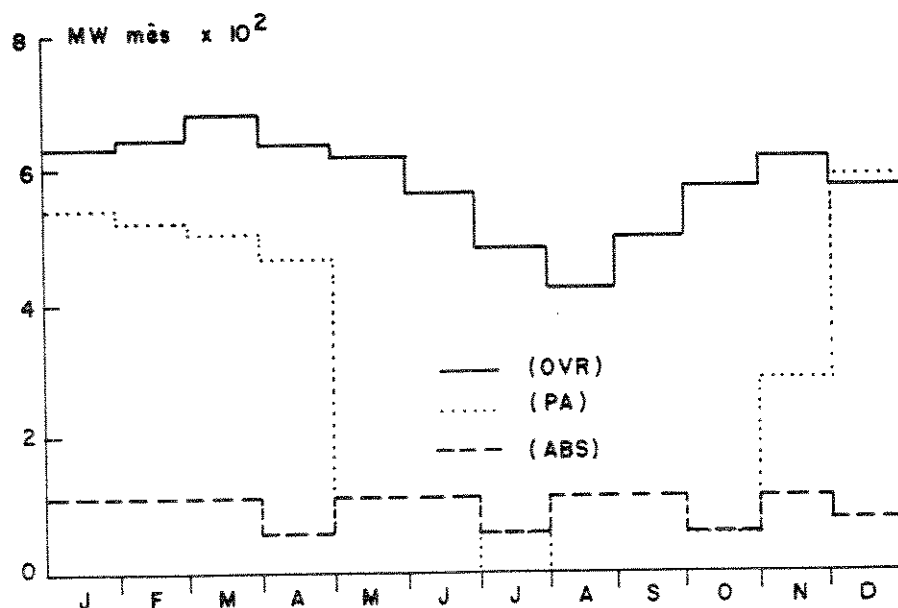


Fig. V.18 - Geração térmica no Subsistema Sul em 1986.

As figuras V.18 e V.19 apresentam as gerações térmicas dos Subsistemas Sul e Sudeste, respectivamente, onde se pode observar que durante os primeiros quatro meses o Subsistema Sudeste, mesmo com custo marginal zero, não aumenta o intercâmbio para o Subsistema Sul, que tem um custo marginal mais elevado, embora o limite de intercâmbio não esteja sendo atingido. Isto ocorre porque a unidade térmica mais econômica no Subsistema Sudeste durante o período, de acordo com o cronograma de manutenção, tem um custo marginal maior do que aquele do Subsistema Sul. Note-se ainda que a trajetória (ABS) para o Subsistema Sudeste apresenta um perfil irregular de maio a dezembro, sugerindo uma solução não ótima. Contudo, este não é o caso porque o custo marginal do Sudeste durante todo este tempo é constante, já que apenas a usina térmica nuclear está sendo usada, como pode ser visto na figura V.2.

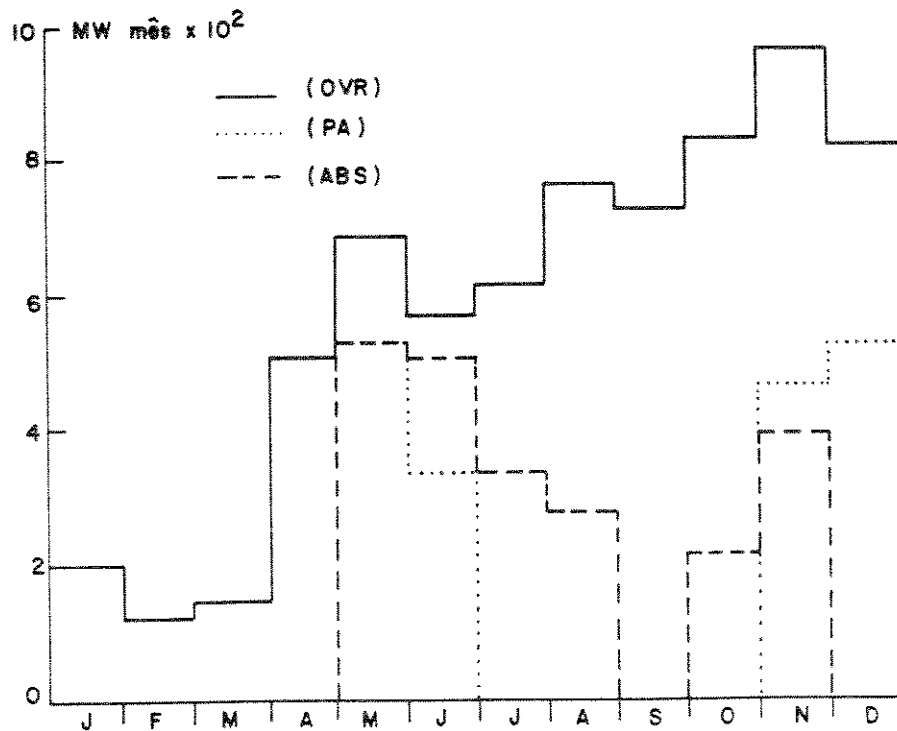


Fig. V.19 - Geração térmica no Subsistema Sudeste em 1986.

V.6 - Comentários

Os testes aqui relatados apresentaram um tempo de CPU que variou em torno de 3 minutos em um computador IBM 3090. Como o problema de otimização não linear tem 3840 variáveis, 1920 restrições de igualdade e 3960 de desigualdade, já que as usinas a fio d'água foram agregadas aos reservatórios acima, este tempo de CPU foi considerado razoável e perfeitamente adequado para propósitos de planejamento.

Como já comentado, os inadequados estados iniciais dos reservatórios são os responsáveis pelo comportamento atípico nos primeiros quatro meses, levando à trajetórias de armazenamento distintas das ótimas. Observe-se ainda que o período de janeiro de 1952 até dezembro de 1956 foi considerado no estudo de afluências críticas, de acordo com o Plano de Operação já citado, o qual cobre o ano civil. Entretanto, os primeiros quatro meses deste período apresentam afluências elevadas, já que a afluência crítica realmente começa em maio de 1952 com o início do ano hidrológico da Região Sudeste.

Como os armazenamentos finais dos reservatórios foram considerados livres, os mesmos ficaram vazios em todos testes realizados. Portanto, o comportamento dos reservatórios durante o período final do horizonte de planejamento não pode ser considerado como típico.

A abordagem do planejamento adaptativo mostrou uma performance promissora, especialmente se implementada com períodos mais curtos como, por exemplo, com intervalos semanais. Os testes mostraram a potencialidade desta abordagem, apresentando resultados bem mais próximos do ótimo absoluto, com conhecimento prévio das vazões, do que a operação efetivamente realizada.

Os testes realizados levaram em conta a não linearidade das funções de custos das térmicas e de geração hidráulica, cronograma de manutenção, restrições de controle de cheias, limites de intercâmbio e outras restrições operativas, de acordo com o Plano de Operação-1986 do GCOI [57].

Os trabalhos efetuados mostram ainda que o algoritmo empregado é uma ferramenta muito útil para emprego em planejamento de sistema hidrotérmicos de grande porte.

VI - UMA PROPOSTA PARA O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTÊNCIA

VI.1 - Introdução

Os diversos estudos efetuados com uma abordagem de otimização determinística individualizada para o planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos de potência, descritos nos capítulos anteriores, além de mostrarem a adaptabilidade e conveniência deste tipo de ferramenta, realçaram conceitos básicos fundamentais para a operação econômica de reservatórios com fins de geração de energia elétrica.

Neste capítulo, baseando-se nas conclusões dos estudos efetuados anteriormente, apontam-se os pontos essenciais que condicionam as abordagens ao planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos de potência. Mostra-se também em que ambiente se dá cada etapa do planejamento. Em seguida, de acordo com as análises realizadas, apresenta-se uma proposta alternativa para o planejamento da operação energética, que leva em conta os aspectos importantes do problema, respeitando suas características relevantes.

VI.2 - Análise dos Critérios para uma Abordagem Consistente

Os estudos apresentados no capítulo IV, corroborados pelo capítulo V, levam a conclusões fundamentais a respeito do comportamento dos sistemas hidrotérmicos de potência e dos modelos adotados para o planejamento energético de sua operação.

A principal e mais importante conclusão é a de que o efeito cota tem uma importância decisiva no comportamento da quase totalidade dos

reservatórios do sistema hidrotérmico brasileiro, condicionando fortemente a operação das usinas hidroelétricas e conseqüentemente a operação de todo o sistema. Este é um efeito predominante, diretamente relacionado com a produtividade das usinas, e que leva os reservatórios a procurarem, sempre que possível, o estado de volume máximo que corresponde à produtividade máxima.

A influência do efeito cota leva ainda a outras conclusões, decorrentes da primeira, como a que diz respeito à operação em paralelo dos reservatórios, ainda usada na operação do sistema brasileiro, a qual mostrou-se absolutamente incompatível com uma operação otimizada. O que ocorre é que o efeito cota leva o sistema, na operação ótima, a preservar uma produtividade elevada para o conjunto das usinas, sacrificando as produtividades das usinas com menor influência energética. Os estudos apresentados mostraram que os reservatórios de uma cascata assumem comportamentos completamente diferentes, com as usinas de montante tendendo a absorver a regularização do sistema, em prejuízo de suas cotas, enquanto as usinas de jusante mantêm elevadas produtividades, já que valorizam maior volume de água armazenada.

A forte não linearidade do problema do planejamento da operação energética dos sistemas hidrotérmicos é outra característica que não pode ser desprezada, devendo ser não lineares tanto os modelos de longo como os de médio prazo. Esta não linearidade deve-se principalmente, no caso da maioria das usinas do sistema brasileiro, às funções de geração hidroelétrica das usinas onde a altura de queda depende, de forma não linear, do volume do reservatório e da defluência total. Aqui também a influência do efeito cota aparece como a principal causadora desta característica de não linearidade. Além disto, esta característica se manifesta ainda na função objetivo do problema de otimização, com uma função de custo não linear crescente.

Desta forma, modelos que optam por linearizar o problema introduzem uma simplificação que deturpa sua natureza, produzindo resultados incompatíveis com a realidade. Neste sentido, o modelo por decomposição (DECOMP), apresentado como proposta de solução para o planejamento de médio prazo do sistema brasileiro, embora louvável em seu esforço na tentativa de aprimorar a solução através de uma abordagem a usinas individualizadas e levando em conta a estocasticidade das vazões afluentes, usa um modelo linear,

contrariando totalmente esse aspecto relevante do problema [63,64,65].

Mesmo se tratando a demanda de forma determinística, as vazões afluentes imprimem uma característica estocástica marcante ao planejamento da operação energética. Esta característica não pode ser desprezada, devendo-se levar em conta a estocasticidade, de alguma forma, nos modelos de médio e longo prazos.

Os testes mostraram ainda que os reservatórios, sempre na condição de operação ótima, evitam a todo custo a ocorrência de vertimentos, o que representaria um desperdício de energia. Assim, previamente aos períodos de vazões afluentes elevadas, os reservatórios deplecionam na conta justa para atingirem novamente a cota máxima ao final destes períodos, recuperando a produtividade máxima, porém sem verter. Isto nos leva à conclusão de que o deplecionamento dos reservatórios, na operação ótima, só ocorre em condições em que há a possibilidade de recuperação de volume.

Tudo isto induz a uma abordagem criteriosa ao problema do planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos de potência com grande participação hidráulica, como o sistema brasileiro, de forma a se respeitar suas características essenciais. Para tal, torna-se importante analisar também em que condições ocorre o planejamento, em seus diferentes níveis, e também os objetivos esperados em cada um deles.

VI.3 - Condições de Incerteza e Objetivos em Cada Nível

O que se pretende obter, ou as metas, em cada horizonte de planejamento, ou seja, em cada subproblema em que foi dividido o problema de planejamento global, varia um pouco de um sistema para outro, dependendo da abordagem adotada.

Entretanto, algumas regras gerais ficam estabelecidas pelos dados disponíveis e pelas informações que se pretende obter em cada horizonte. Isto

quer dizer que as próprias condições em que está imerso cada subproblema da cadeia de planejamento já nos fornecem um caminho de abordagem, ou as linhas mestras para uma abordagem racional do problema.

Observe-se que a incerteza em relação a um dado fundamental do problema, que são as vazões afluentes, cresce em relação ao futuro desde um valor quase nulo, o momento presente, até um certo nível de saturação onde passa a ser indiferente a dimensão deste futuro. Em outras palavras, a incerteza que se tem em relação a uma afluência que irá ocorrer daqui a 4 anos, por exemplo, é essencialmente a mesma que se tem em relação a uma outra daqui a 5 anos [13].

Este valor cresce de forma gradual, como ilustra a figura VI.1. Primeiro em um horizonte de curto prazo, até t_1 , tem-se um pequeno nível de incerteza já que a capacidade de previsão baseada na relação chuva-vazão é bastante satisfatória, levando a se trabalhar com vazões determinísticas.

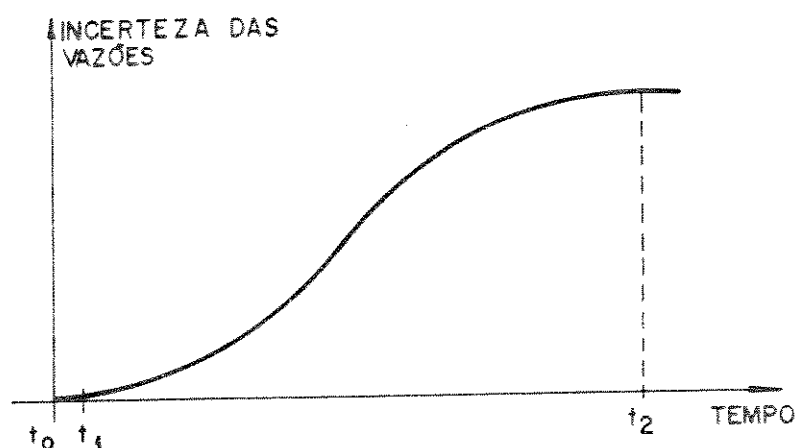


Fig. VI.1 - Incerteza das vazões com incremento do intervalo futuro.

À medida em que cresce o tempo, a incerteza também cresce, mas dentro

de um horizonte considerado de médio prazo, até t_2 , o nível de incerteza ainda não é muito elevado, mantendo-se uma correlação entre as vazões futuras e o histórico de vazões, o que ainda permite o trabalho com vazões previstas. Observe-se que a qualidade das previsões de vazões afluentes em um sistema, depende da época do ano em que se façam estas previsões. Para o sistema Sudeste, por exemplo, no início do chamado período seco, em maio, as previsões de vazões futuras são melhores do que no início do período chuvoso, em novembro. Desta forma, o planejamento de médio prazo deve se adaptar à esta variação, regulando seu horizonte dentro de um horizonte de previsão conveniente.

Finalmente, na faixa do longo prazo, chega-se a uma independência estocástica entre as vazões atuais e as futuras, de tal forma que qualquer tentativa de previsão não poderá se aproveitar de correlação com o presente.

De uma forma geral, pode-se dizer que o planejamento de longo prazo tem como grande objetivo a determinação das metas globais de geração hidráulica e térmica, dentro de um horizonte em que possa ser observada a evolução dos reservatórios em face das variações hidrológicas. Assim, faz-se uma avaliação do comportamento do sistema em condições de elevada incerteza quanto às vazões futuras e mesmo às cargas a serem atendidas. Conforme vimos, outros objetivos também costumam figurar neste nível de planejamento, tais como, a estimativa de riscos de déficits, o controle de cheias e a estimativa de futuros intercâmbios com outros sistemas.

Portanto, neste horizonte de planejamento, pode-se afirmar que aliam-se condições de elevada incerteza quanto aos dados disponíveis, com o objetivo de se obter avaliações globais do desempenho do sistema. Desta forma, a adoção de modelos que privilegiam o aspecto estocástico, em detrimento de uma representação mais apurada do sistema, parece ser a solução mais sensata. Nesta perspectiva a adoção da representação por reservatório equivalente de energia vem a ser conveniente.

Já o planejamento de médio prazo, que em muitos sistemas se confunde com o de longo prazo, é um complemento deste último, com uma representação detalhada do sistema hidroelétrico, com restrições individuais e geralmente com discretização mais fina, como já mostrado no capítulo II. Ele consiste em

determinar a cada intervalo, mensal ou semanal, as defluências de cada reservatório, e portanto as metas de geração das diferentes hidroelétricas, e refinar outros detalhes do planejamento, tais como, intercâmbios, manutenção, previsão de gastos com as térmicas, ganho esperado futuro com a água armazenada no final do horizonte, etc.

Este é um planejamento realizado em um ambiente de incertezas menores quanto às vazões e demanda, permitindo representações que contemplem menos o aspecto estocástico, requerendo entretanto resultados bem mais apurados, inclusive no que diz respeito à representação do sistema. Neste contexto pode-se empregar modelos de abordagem determinísticos, dando maior acuidade à representação do sistema e sua operação, de forma a traduzir mais fielmente o sistema real e as suas características operativas localizadas. Como vimos no capítulo III, encontra-se exemplo de adoção de planejamento de médio prazo com vazões afluentes tratadas deterministicamente não só a nível de literatura, mas em sistemas reais, ou seja, sistemas que funcionam com esta abordagem.

Observe-se que a possibilidade de se repetir o planejamento a dado intervalo, com atualização de dados, e também a adoção de um balizamento deste planejamento de médio prazo com os resultados obtidos do longo prazo, reforçam as perspectivas de um desempenho favorável deste tipo de abordagem.

Note-se que a forma de abordagem ao problema, isto é, a escolha da modelagem e da técnica de resolução, deve se harmonizar com as características físicas do sistema, evitar simplificações drásticas que deturpem o desempenho operativo, levar em conta o nível de incerteza de cada horizonte e, fundamentalmente, saber atribuir graus de acuidade apropriados para cada faceta do problema.

VI.4 - Uma Proposta de Planejamento Energético

No capítulo II discorreu-se sobre a natureza do problema do

planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência, mostrando sua complexidade e a grande dificuldade de se obter um modelo matemático para o gerenciamento do sistema de reservatórios, que trate convenientemente todos os aspectos da questão. Esta dificuldade pode ser vista por um lado como a impossibilidade de se considerar adequadamente o aspecto estocástico juntamente com a representação individualizada das usinas, isto é, juntamente com a representação explícita de um sistema multireservatórios. Por outro lado, se admitirmos somente modelos aplicáveis a sistemas multireservatórios, com representação individualizada das usinas, o dilema se transfere para a aparente incompatibilidade entre a consideração estocástica e a característica de não separabilidade da função de benefício [12].

Para contornar estas dificuldades, propõe-se a utilização de uma cadeia de planejamento com modelos distintos para os diferentes níveis, que levem em conta características distintas do problema, de forma a equilibrar a representação no seu todo. Também procura-se compensar a exclusão de alguma característica nos modelos, através de uma consideração externa desta mesma característica.

Assim as análises efetuadas nos itens anteriores levam à adoção de uma proposta de abordagem para o planejamento da operação energética do sistema brasileiro, onde procura-se contemplar os dois aspectos conflitantes neste tipo de problema, quais sejam, o aspecto estocástico e a representação individualizada das usinas hidroelétricas, respeitando-se as características operativas dos reservatórios e as condições em que estão imersos os diferentes problemas.

VI.4.1 - O Planejamento Energético de Longo Prazo

Em relação à metodologia existente hoje no Brasil, a proposta significa a introdução de uma etapa de planejamento de médio prazo. Assim, para o planejamento de longo prazo é conveniente a utilização de um modelo de representação por reservatório equivalente de energia, nos moldes do

planejamento atualmente adotado no sistema brasileiro, conforme descrito no item III.2, permitindo o emprego de programação dinâmica estocástica, como descrito no item III.1.1, o que possibilita um tratamento mais acurado para a aleatoriedade das vazões afluentes. O horizonte adotado é de 10 anos, com discretização mensal, de forma a se aproveitar os 5 primeiros anos sem que haja interferência do custo terminal admitido como nulo [66]. As usinas termoeletricas são também substituídas por uma única usina térmica equivalente onde se inclui, como uma térmica fictícia, o corte de carga ou déficit do sistema [56].

Propõe-se um modelo markoviano para as vazões afluentes, ou mais especificamente para a energia afluente, o que significa que a programação dinâmica estocástica leva em conta, além do estado do reservatório equivalente, a energia afluente do mês anterior. O modelo proposto permite o cálculo do risco de déficit do sistema, e também sua calibração, através de um algoritmo de simulação, com uso da tabela de decisão gerada [66].

A distribuição de probabilidade das energias afluentes, usada pela programação dinâmica estocástica, é calculada a partir do histórico de energia, fornecido pelo modelo equivalente.

Com a solução encontrada pela programação dinâmica estocástica, para o planejamento de longo prazo, obtem-se a função de custo esperado futuro de operação, mostrada na equação VI.1, que nos dá o custo terminal de operação do planejamento de médio prazo, ou seja, o custo esperado de operação a partir do final do horizonte de médio prazo, onde t_2 representa este horizonte [13].

$$v[r(t_2)] = E_{a(t_2-1)} \left\{ F^{t_2}[r(t_2), a(t_2-1)] \right\} \quad (VI.1)$$

com

$$r(t_2) = \sum_{j=1}^N \bar{\varphi}_j x_j(t_2) \quad (VI.2)$$

onde

- $r(t)$ - volume útil do reservatório de energia equivalente ou energia armazenada no mês t [MWmês].
- $a(t)$ - energia afluyente no mês t [MWmês].
- $F^t[r(t),a(t-1)]$ - mínimo valor esperado do custo de operação do mês t até o fim do horizonte T , prevendo que no mês t o sistema está no estado $[r(t),a(t-1)]$.
- N - número de usinas hidroelétricas.
- $\bar{\varphi}_j$ - produtividade acumulada da usina hidroelétrica j , incluindo todas as produtividades a jusante [MW/(m³/s)].

Esta é a informação transferida ao nível inferior e que estabelece uma ligação coerente entre os dois níveis, fazendo com que o planejamento de médio prazo se dê dentro das condições estabelecidas pelo longo prazo.

VI.4.2 - O Planejamento Energético de Médio Prazo

A cadeia proposta adota para o planejamento de médio prazo uma abordagem nos moldes do Planejamento com Atualização de Estado, mostrado no capítulo anterior. Como já ficou estabelecido, neste horizonte trabalham-se com incertezas menores quanto às vazões afluentes, permitindo representar o fenômeno aleatório por meio de modelos de séries temporais. Assim usa-se o algoritmo determinístico, descrito em III.5, e representam-se as usinas individualmente, com todas suas particularidades, privilegiando-se agora este aspecto do problema. Isto é importante, uma vez que o objetivo é determinar uma política de operação que respeite o acoplamento hidráulico das cascatas e que aproveite as possíveis diversidades hidrológicas entre os vários rios. Importa saber quanto cada usina deve gerar, de modo a se conseguir o melhor rendimento hidráulico do sistema, evitando-se tudo o que possa significar perda de energia, como vertimentos e perda de produtividade em usinas que têm

grande quantidade de água armazenada à sua montante.

Como já ficou estabelecido nas discussões anteriores, esta abordagem é a que melhor se coaduna com as características desta etapa do planejamento. Observe-se que apesar da característica estocástica estar excluída do algoritmo de solução adotado, há um tratamento externo, por meio da previsão de vazões, que faz com que a estocasticidade esteja embutida no modelo. Também a reatualização contínua do estado do sistema, como já explicado, atenua de forma considerável a influência da aleatoriedade das vazões.

A informação global recebida do longo prazo, o custo esperado de operação no final do horizonte de médio prazo, função da energia armazenada no sistema, é então desagregada entre as várias usinas e colocada como um custo terminal, em t_2 , função do estado de armazenamento individual dos reservatórios, $x_j(t_2)$. Isto pode ser feito da seguinte maneira :

$$v [r(t_2)] = \sum_{j=1}^N v_j [x_j(t_2)] \quad (\text{VI.3})$$

$$v_j [x_j(t_2)] = \frac{\varphi_j \sum_{i \in \Omega_j} x_i(t_2)}{\sum_{i=1}^N \bar{\varphi}_i x_i(t_2)} v [r(t_2)] \quad (\text{VI.4})$$

onde

φ_j - produtividade da usina hidroelétrica j [MW/(m³/s)].

Ω_j - conjunto de índices das usinas hidroelétricas imediatamente a montante da hidroelétrica j , incluindo a própria.

A abordagem por Planejamento com Atualização de Estado, conforme foi mostrado, adota uma formulação por fluxo em redes, com uma técnica de

resolução determinística [16]. A formulação para o planejamento de médio prazo, incluindo as informações recebidas do nível superior, o longo prazo, fica estabelecida como :

$$\text{Min} \sum_{t=1}^{t_2} C^t[H(t)] + \sum_{j=1}^N v_j [x_j(t_2)] \quad (\text{VI.5})$$

$$\text{s.a.} \quad H(t) = \sum_{j=1}^N \phi_j [x_j(t), u_j(t)] \quad (\text{VI.6})$$

$$x_j(t+1) = x_j(t) + y_j(t) + \sum_{k \in \Omega_i} u_k(t) - u_j(t) \quad (\text{VI.7})$$

$$\underline{x}_j(t) \leq x_j(t) \leq \bar{x}_j(t) \quad (\text{VI.8})$$

$$\underline{u}_j(t) \leq u_j(t) \leq \bar{u}_j(t) \quad (\text{VI.9})$$

$$x_j(0) \quad \text{dado} \quad (\text{VI.10})$$

onde

- $H(t)$ - produção total das usinas hidroelétricas na semana t .
- $x_j(t)$ - volume armazenado na usina hidroelétrica j no início da semana t .
- $u_j(t)$ - quantidade de água defluída da usina hidroelétrica j durante a semana t .
- $y_j(t)$ - quantidade de água afluyente incremental à usina hidroelétrica j durante a semana t .
- Ω_i - conjunto de índices das usinas hidroelétricas imediatamente a montante da hidroelétrica i .
- $\underline{x}_j, \bar{x}_j$ - limites de armazenamento da usina hidroelétrica j .
- $\underline{u}_j, \bar{u}_j$ - limites de defluência da usina hidroelétrica j .

O horizonte de planejamento varia conforme a época do ano, com uma

proposta de discretização semanal e dados de vazões previstas obtidas por modelo de séries temporais.

A solução do problema VI.5-VI.10 nos dá a decisão operativa ótima de cada usina, a cada semana, levando em conta as características específicas individuais e permitindo acompanhar a participação e o comportamento de cada unidade.

Os dois níveis do planejamento energético trabalham, como vimos, de forma integrada, com o nível superior passando informações para o nível inferior, de maneira a incorporar neste último os resultados e metas do primeiro.

Deve-se observar que, em ambos os níveis, todas as vezes em que ocorrerem mudanças de configuração do sistema, de demanda, ou outra qualquer, de forma acentuada, significando uma mudança considerável nas condições de operação do sistema, o planejamento deve ser refeito, com reatualização das condições existentes.

Os resultados do planejamento energético são passados para os níveis inferiores, vindo logo a seguir o planejamento de curto prazo que já leva em consideração os aspectos elétricos, com uma primeira representação da rede elétrica, adotando-se um horizonte de planejamento semanal, com discretização diária [67,68]. Outros níveis de planejamento são executados, em períodos de tempo mais curtos, até se chegar ao nível chamado de tempo real, com ações de controle de segurança, tanto preventivos como corretivos.

VII - CONSIDERAÇÕES FINAIS

A complexidade do problema de planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos de potência, com grande participação hidráulica, é um fato patente, como bem mostra o esforço no sentido de solucioná-lo, evidenciado nas diversas publicações ao longo dos anos, sumarizadas em vários trabalhos [12,20,27].

Contudo, apesar deste esforço, este não parece ser um problema cuja solução completa e definitiva esteja próxima de ser alcançada. Muito pelo contrário, as dimensões do problema, a diversidade de características físicas dos sistemas e a dificuldade em se considerar todos os aspectos da questão, aliados às limitações dos recursos atualmente disponíveis para sua solução, sugerem que a superação deste problema não deverá ocorrer em um futuro próximo. Esta realidade não leva a crer também em soluções gerais, do tipo global, apontando muito mais para soluções de problemas específicos, voltados para sistemas determinados.

A própria complexidade do sistema hidrotérmico brasileiro, pelo seu porte, abrangendo regiões com regimes hidrológicos distintos, com usinas hidroelétricas situadas em cascatas que se unem em grandes bacias hidrográficas, usinas estas pertencentes a diferentes empresas, tudo isto dificulta ainda mais sua operação.

Neste sentido deve-se tirar lições do funcionamento de sistemas semelhantes em outros países, no caso a Noruega, onde com um sistema formado por um número de empresas proprietárias de usinas muitas vezes maior do que no Brasil, consegue-se uma atuação conjunta, através de um mercado de energia, prevalecendo os objetivos de uma otimização global, sem prejuízo para seus integrantes. É uma demonstração de que a operação ótima de todo o sistema pode conviver com os interesses dos subsistemas, e que uma política deste tipo, como a proposta neste trabalho, pode ser implantada também no Brasil.

Um outro exemplo a ser seguido, agora do Canadá, e também da própria Noruega, diz respeito ao aproveitamento intensivo da energia potencial

excedente, oriunda das altas afluições durante os períodos de cheias, vertida sem nenhum aproveitamento. Este é um problema típico de sistemas onde a energia firme do subsistema hidráulico, que é a energia que o sistema consegue produzir continuamente, está dimensionada para atender praticamente todo o mercado primário, provocando o desperdício da energia afluyente adicional durante o período mais úmido. O aproveitamento desta energia pode ser feito, por exemplo, através do aumento do parque termoeletrico, com o crescimento do mercado, de forma a se promover uma complementariedade entre os dois tipos de geração. Ou ainda, como no Canadá e Noruega, com a formação de um mercado secundário que possa absorver esta energia temporariamente excedente. Esforços neste sentido vêm sendo feitos no Brasil através do GCOI, com estudos de oferta de energia temporária para substituição, porém sem proporcionar ainda o nível de aproveitamento desejável [69]. O sistema brasileiro, quase que totalmente servido por usinas hidroelétricas, apresenta um potencial de energia vertida ainda não devidamente contabilizado, mas certamente de grande valor, tornando urgente a necessidade da criação de um verdadeiro mercado secundário para seu aproveitamento.

Este trabalho vem se somar aos esforços no sentido de aprimorar o planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos de potência, sendo especialmente voltado para a realidade do sistema brasileiro, levando em conta suas reais características e necessidades.

Para tanto fez-se uma análise do problema de planejamento da operação energética dos sistemas hidrotérmicos de potência com grande participação hidráulica, mostrando seus aspectos relevantes e a dificuldade de se abordar todos estes aspectos simultaneamente. Fez-se também um estudo descritivo sobre as abordagens implantadas em sistemas com estas características.

Implantou-se e aprimorou-se um algoritmo específico para a solução do problema de planejamento da operação energética. Utilizando este algoritmo fez-se, pela primeira vez, um estudo detalhado sobre o comportamento de reservatórios para a geração de energia elétrica, através de testes, mostrando de forma prática as características essenciais no comportamento das usinas hidroelétricas durante a operação ótima, comprovadas com estudos sobre uma parte do sistema brasileiro, e posteriormente com todo o Sistema Sul-Sudeste, quando também testou-se uma abordagem por planejamento adaptativo.

Finalmente, apresentou-se uma proposta de abordagem para o planejamento da operação energética, abrangendo os horizontes de longo e médio prazos, que atende tanto o aspecto estocástico das vazões afluentes como a representação individualizada das usinas hidroelétricas.

VII.1 - Sugestões para Trabalhos Posteriores

O planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos de potência continua a apresentar desafios e muito ainda há para ser feito no caminho de uma solução cada vez mais próxima da exata e também na solução de novos sistemas, ou subsistemas, com suas características específicas. Assim a pesquisa aqui apresentada abriu caminhos para novas pesquisas, em continuidade a esta, algumas das quais estão sugeridas abaixo. Deve-se observar que o trabalho neste campo não foi interrompido, portanto, todas as propostas de pesquisas posteriores são na realidade trabalhos que estão sendo realizados, ou que estão programados para tal.

Dentro deste campo, o algoritmo determinístico apresentado tem-se mostrado como uma poderosa ferramenta de trabalho para estudos e aplicações em planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência. Assim, sua utilização para estudos de sistemas, ou subsistemas, específicos, de forma a se analisar o comportamento das usinas hidroelétricas, abre várias perspectivas de aplicação.

Também um estudo, detalhado e aprofundado, sobre regras de operação de usinas hidroelétricas em cascatas se mostra importante e necessário para o gerenciamento dos recursos hídricos com fins de geração de energia elétrica. O objetivo aqui é o de se tentar encontrar regras que relacionem o deplecionamento e enchimento de um determinado reservatório da cascata em função do estado de armazenamento das outras usinas envolvidas, o que viria auxiliar em muito a operação dos sistemas, norteando o posicionamento das diversas unidades. Este estudo pode ser feito utilizando-se o mesmo algoritmo apresentado, em repetidos testes de operação com sistemas de usinas

hidroelétricas, sob diferentes condições hidrológicas, tentando-se encontrar relações entre seus estados.

A quantificação dos ganhos e perdas, por usina e por empresa, advindos de uma política de operação norteada por uma otimização conjunta, como a proposta nesta tese, é também um trabalho importante a ser desenvolvido com o objetivo de conciliar os interesses dos diversos participantes do parque gerador brasileiro para a obtenção de uma operação mais eficiente.

O levantamento do potencial de energia secundária no sistema brasileiro é outro estudo que merece atenção, visando uma estratégia de aproveitamento.

Voltando-se a atenção para o próprio algoritmo de fluxo em redes apresentado, também encontram-se aí aperfeiçoamentos a serem introduzidos como, por exemplo, a melhoria de sua convergência, com a introdução de um algoritmo de segunda ordem na fase final da otimização.

Também são necessários testes numéricos exaustivos com a cadeia de planejamento proposta, comparando seus resultados com os de outras abordagens, em especial com a programação dinâmica estocástica juntamente com a simulação heurística, adotada no sistema brasileiro, com o objetivo de quantificar o desempenho de cada uma delas.

APÊNDICE 1 -DADOS DAS PRINCIPAIS USINAS DO SISTEMA INTERLIGADO
SUL-SUDESTE

N ^o	Nome	Potência Instalada (MW)	Volume Útil (10 ⁶ m ³)	Engolimento Max. (m ³ /s)	Queda Efetiva (m)	Produtibilidade Específica (MW/(m ³ /s)/m)
1	Emborcação	1192	12521	1048	130	.00873
2	Itumbiara	2280	12454	3222	80	.00882
3	Cachoeira Dourada	638	-	1766	30	.00845
4	São Simão	1680	5540	2622	71	.00903
5	Camargos	48	672	228	25	.00853
6	Itutinga	54	-	245	25	.00883
7	Furnas	1312	17217	1692	90	.00863
8	Peixoto	478	2500	1328	43	.00833
9	Estreito	1104	-	2028	62	.00882
10	Jaguara	400	-	1016	44	.00873
11	Volta Grande	380	-	1584	27	.00903
12	Porto Colômbia	328	-	1988	19	.00873
13	Graminha	80	504	94	101	.00843
14	Euclides da Cunha	108	-	136	88	.00833
15	A. S. Oliveira	32	-	178	22	.00824
16-	Marimbondo	1488	5260	2944	59	.00853
17	Água Vermelha	1380	5169	2922	54	.00882
18	Ilha Solteira	3240	12828	8840	42	.00882
19	Barra Bonita	140	2566	756	21	.00863
20	A. S. Lima	144	-	771	22	.00843
21	Ibitinga	132	-	705	21	.00882
22	Promissão	264	2128	1293	23	.00882
23	Nova Avanhandava	303	-	1248	28	.00882
24	Três Irmãos	640	3440	1748	42	.00882
25	Juplú	1414	-	7602	21	.00873
26	Jurumirim	98	3165	356	31	.00892
27	Xavantes	416	3040	648	74	.00873
28	L. N. Garcez	72	-	564	15	.00833

N ^o	Nome	Potência Instalada (MW)	Volume Útil (10 ⁶ m ³)	Engolimento Max. (m ³ /s)	Queda Efetiva (m)	Produtibilidade Específica (MW/(m ³ /s)/m)
29	Capivara	640	5724	1744	44	.00833
30	Taquaruçu	505	-	522	22	.00882
31	Rosana	320	-	608	15	.00882
32	Itaipu	12600	-	11826	117	.00903
33	Foz do Areia	1676	3805	1376	135	.00902
34	Salto Santiago	1332	4113	1480	102	.00882
35	Salto Ozório	1050	-	1740	68	.00882
36	Passo Fundo	220	1404	104	247	.00893
37	Passo Real	140	3357	414	37	.00922
38	Jacul	180	-	234	89	.00873
39	Itauba	500	-	620	88	.00922
40	Parigot de Souza	252	156	40	714	.00882
41	Henry Borden	880	1364	156	712	.00794
42	Jaguari	28	793	66	50	.00942
43	Paralbuna	86	2636	126	78	.00942
44	Funil	222	605	378	70	.00961
45	Ilha dos Pombos	164	-	636	32	.00961
46	Fontes	132	516	48	320	.00961
47	Pereira Passos	100	-	320	38	.00952
48	Salto Grande	102	-	132	93	.00824
49	Mascarenhas	123	-	672	21	.00873
50	Três Marias	396	15278	924	50	.00853
51	Nilo Peçanha	380	-	144	310	.00961

Dados retirados do Cadastro Técnico de Usinas Hidráulicas da ELETROBRÁS - GTMC/SCEN/GCOI - novembro 1987.

Os demais dados de usinas hidroelétricas utilizados nos estudos realizados, inclusive os polinômios cota-volume e cota-vazão, foram retirados do mesmo cadastro.

APÊNDICE 2 -O ALGORITMO DE FLUXO EM REDE

O algoritmo de fluxo em rede utilizado neste trabalho foi desenvolvido por Carvalho e Soares [48,49,51], especificamente para aplicações em planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência com predominância de geração hidroelétrica. Este é um algoritmo determinístico que permite a representação individualizada das usinas hidroelétricas, preservando as restrições operativas de cada uma delas, bem como o acoplamento hidráulico entre usinas. Ele explora a estrutura particular da rede hidráulica através de procedimentos que norteiam o processo de partição das variáveis, em básicas e não básicas, empregando uma partição dirigida de variáveis.

O problema apresentado, formulado em III.17-24, tem uma função objetivo não linear, espacialmente não separável, porém aditivamente separável no tempo, com restrições lineares, podendo ser representado através de um grafo. Este tipo de representação mostra uma estrutura muito particular da rede hidráulica, onde cada nó possui somente dois arcos divergentes, um representando o volume e outro a defluência, vazão turbinada mais vertimento, formando uma arborescência expandida no tempo [30,50]. A maioria das abordagens propostas para a solução deste problema adota algoritmos convencionais [8,30,41], como por exemplo o Gradiente Reduzido ou o Simplex Convexo, sem explorar eficientemente a estrutura apontada.

O procedimento básico no desenvolvimento do algoritmo, denominado de Programa para a Otimização de Sistemas Hidrotérmicos (POSH) em [48], é a adoção sempre de um e somente um, dos dois arcos divergentes de cada nó, como pertencente ao conjunto das variáveis básicas, ficando o outro como pertencente ao conjunto das variáveis não básicas. Desta forma, é possível criar um algoritmo de fluxo em rede usando somente um índice para representar a base a cada instante, em contraste com os algoritmos convencionais que necessitam de pelo menos dois índices, facilitando assim a troca de base. Esta facilidade de identificação oferece uma flexibilidade de alteração, a qualquer momento, que permite a aceleração da convergência através da escolha conveniente da base.

Com este recurso pode-se alterar todo o conjunto das variáveis básicas de uma só vez, ao contrário de algoritmos convencionais onde só é permitida a mudança de uma única variável a cada iteração, com a identificação da base através de uma matriz de defluências básicas, onde marcam-se os nós cujas defluências sejam básicas [48,49].

A escolha das variáveis básicas é feita segundo critérios da análise da função de produção hidráulica, da função objetivo e da importância das usinas hidroelétricas, todos eles voltados para a melhoria da convergência do algoritmo.

Pelo primeiro critério, supondo-se que a defluência não atingiu o valor máximo da vazão turbinada, e derivando-se a função de geração hidráulica, dada em III-25, em relação ao volume e em relação à defluência, tem-se :

$$\frac{\partial \phi}{\partial x} = \frac{k u \partial h_1(x)}{\partial x} \qquad \frac{\partial \phi}{\partial u} = h_1(x) - h_2(u)$$

Substituindo-se nas equações acima valores médios mensais de volumes armazenados e vazões turbinadas das usinas hidroelétricas, observa-se que o gradiente em relação à defluência é da ordem de dez vezes maior do que o gradiente em relação ao volume, indicando que o conjunto ideal das variáveis não básicas é formado pelas defluências [42,48].

As equações IV.24 e IV.26, e os estudos apresentados no Item IV.3, demonstram que a operação ótima dos sistemas hidrotérmicos de potência tende a igualar os custos marginais de operação ao longo do horizonte de planejamento. Desta forma, a convergência do algoritmo pode ser acelerada pela escolha de bases que facilitem a transferência de grandes blocos de energia entre períodos de custos marginais acentuadamente diferentes, o que pode ser feito simplesmente declarando básicas as defluências dos dois períodos em questão.

O terceiro critério adotado diz respeito à importância das usinas, e faz com que as usinas menos importantes em termos de dimensão sejam

consideradas como usinas a fio d'água, declarando-se suas defluências como básicas, na primeira etapa da otimização [13,48].

Os passos básicos do algoritmo podem ser sumarizados em :

- Passo 1 - Inicialize com qualquer solução.
- Passo 2 - Defina um conjunto de prioridade, com as usinas mais importantes, e declare as defluências das outras restantes como variáveis básicas.
- Passo 3 - Percorra os intervalos de tempo ($t=1, \dots, T$).
- Passo 4 - Percorra as usinas do conjunto de prioridade ($i=1, \dots, N$).
- Passo 5 - Atualize a matriz de defluências básicas segundo a partição dirigida de variáveis.
- Passo 6 - Identifique o ciclo no grafo e calcule o custo reduzido para a variável não básica associada ao nó (i,t) .
- Passo 7 - Determine o passo ótimo por busca unidimensional.
- Passo 8 - Atualize os volumes, defluências e gradientes das variáveis que pertencem ao ciclo.
- Passo 9 - Se existe alguma usina do conjunto de prioridade ainda não considerada, retorne ao passo 4.
Se existe um intervalo de tempo não considerado, retorne ao passo 3.
- Passo 10- Se a convergência ainda não foi obtida, modifique o conjunto de prioridade, se necessário, e retorne ao passo 3. Caso contrário pare.

Para o desenvolvimento desta tese o algoritmo foi implantado em microcomputador, tipo PC, acrescentando-se ao mesmo uma inicialização mais elaborada, heurística, com o objetivo de se iniciar o processo de otimização com uma solução mais próxima da solução ótima, acelerando assim a convergência.

Este novo passo 1 procura, em primeiro lugar, factibilizar eventuais soluções iniciais que infrinjam restrições do problema, permitindo maior flexibilidade na inicialização.

Também, faz-se uma eliminação de eventuais vertimentos na solução inicial proposta, partindo-se do princípio de que eles são indesejáveis na

operação ótima.

Além disso, pelo estudo do comportamento operativo ótimo dos reservatórios das usinas hidroelétricas, como mostrado nos capítulos IV e V, sabe-se que a tendência do sistema é a de manter os reservatórios no estado de máxima energia armazenada. Desta forma, a inicialização procura, de forma heurística, levar os reservatórios do sistema para uma situação mais próxima possível daquela estado.

Ainda mais, como nas primeiras iterações são feitas as maiores trocas de energia, com maiores ganhos para a função objetivo, ganhos estes que vão diminuindo com o aumento do número de iterações, procurou-se acelerar a convergência com a introdução de um critério dinâmico para a recusa de passo. Isto é, nas primeiras iterações adota-se um valor de recusa de tal forma que, rejeita-se qualquer passo representando um ganho na função objetivo menor do que o valor estipulado. Nas iterações seguintes este valor é automaticamente reduzido de forma a aceitar passos menores, e assim sucessivamente.

BIBLIOGRAFIA

- [1] - ÖLÇER, S.; HARSA, C. & ROCH, A., "Application of linear and dynamic programming to the optimization of the production of hydroelectric power". *Optimal Control Applications & Methods*, v. 6, p.43-56, 1985.
- [2] - BISSONNETTE, V.; LAFOND, L. & CÔTÉ, G., "A hydro-thermal scheduling model for the Hydro-Québec production system". *IEEE Transactions on Power Systems*, v. PWRS-1, n. 2, p. 204-210, May 1986.
- [3] - KROKEN, Svein, "Operational planning in the Norwegian State Power System". In : *I Encontro Técnico Internacional sobre Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Brasileiro*, Rio de Janeiro, ELETROBRÁS, out. 1986.
- [4] - GILBERT, Kenneth C. & SHANE, Richard M., "TVA hydro scheduling model : theoretical aspects". *Journal of the Water Resources Planning and Management Division*, Proceedings of the American Society of Civil Engineers - ASCE, v. 108, n. WR1, p. 21-36, Mar. 1982.
- [5] - SJELVGREN, Denis; ANDERSSON, Stig; ANDERSSON, Tord; NYBERG, Ulf & DILLON, T. S., "Optimal operations planning in large hydro-thermal power system". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-102, n. 11, p. 3644-3651, Nov. 1983.
- [6] - DURÁN, Hernando, "Operation planning in the Colombian interconnected system" In : *I Encontro Técnico Internacional sobre Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Brasileiro*, Rio de Janeiro, ELETROBRÁS, out. 1986.
- [7] - GILLES, J. E. & WUNDERLICH, W. O., "Hydro system planning of the TVA". *Water Power & Dam Construction*, p. 11-16, July 1984.
- [8] - LYRA FILHO, Christiano, *Contribuição ao Planejamento da Produção de energia em sistemas de potência*. Tese de Doutorado, Faculdade de

Engenharia de Campinas, UNICAMP, Campinas, 1984.

- [9] - TERRY, Leslie A. & PEREIRA, Mário V. F., "Modelos computacionais para planejamento da operação do sistema brasileiro" In : *I Encontro Técnico Internacional sobre Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Brasileiro*, Rio de Janeiro, ELETROBRÁS, out. 1986.
- [10] - PRONOVOST, R. & BOULVA, J., "Long-range operation planning of a hydro-thermal system - Modelling and optimization". In : *Canadian Electrical Association Spring Meeting*, Toronto, Mar. 13-17, 1978.
- [11] - DURÁN, H.; PUECH, C.; DÍAZ, J. & SÁNCHEZ, G., "Optimal operation of multireservoir systems using an aggregation-decomposition approach". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-104, n. 8, p. 2086-2092, Aug. 1985.
- [12] - ROSENTHAL, Richard E. "Status of optimization models for the operation of multireservoir systems with stochastic inflows and nonseparable benefits". *Water Resources Research Center*, Research report n. 75, The University of Tennessee, May 1980.
- [13] - SOARES FILHO, Secundino, "Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos". *SBA - Controle e Automação*, v. 1, n. 2, p. 122-131, abr. 1987.
- [14] - EL-HAWARY, M. E. & CHRISTENSEN, G. S., *Optimal economic operation of electric power systems*, New York, Academic Press, 1979.
- [15] - LYRA, C.; TAVARES, H. & SOARES, S., "Modelling and optimization of hydrothermal generation scheduling". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-103, n. 8, p. 2126-2133, Aug. 1984.
- [16] - CARNEIRO, A. A. F. M.; SOARES, S. & CARVALHO, M. F. H., "Um modelo adaptativo para o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência". In : *Anais do 7º Congresso Brasileiro de Automática*,

São José dos Campos-SP, v. 2, p. 823-829, ago. 1988.

- [17] - CARNEIRO, A. A. F. M.; SOARES, S. & BOND, P. S., "A large scale application of an optimal deterministic hydrothermal scheduling algorithm". *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 5, n. 1, p. 204-211, Feb. 1990.
- [18] - ARARIPE NETO, T. A.; COTIA, C. B.; PEREIRA, M. V. F. & KELMAN, J., "Comparison of stochastic and deterministic approaches in hydrothermal generation scheduling". In : *IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems - Preprints*, Rio de Janeiro, p. 201-206, jul. 1985.
- [19] - HALLIBURTON, T. S. & SIRISENA, H. R., "Stochastic optimization for hydro-thermal power systems". *Optimal Control Applications & Methods*, v. 6, p. 91-103, 1985.
- [20] - YEH, William W-G., "Reservoir management and operations models : a state-of-the-art review". *Water Resources Research*, v. 21, n. 12, p. 1797-1818, Dec. 1985.
- [21] - YAKOWITZ, Sidney, "Dynamic programming applications in water resources". *Water Resources Research*, v. 13, n. 4, p. 673-696, Aug. 1982.
- [22] - CEPEL/ELETRORÁS, "Modelo a sistema equivalente - Descrição geral". *Relatório Técnico CEPEL*, n. 1705/80, Rio de Janeiro, 1980.
- [23] - ANDRADE FILHO, Marinho G. & SOARES FILHO, Secundino, "Planejamento da operação de um sistema hidroelétrico com objetivos conflitantes". In : *Anais do 6º Congresso Brasileiro de Automática*, Belo Horizonte, v. 2, p. 763-767, nov. 1986.
- [24] - ARVANITIDES, Nicolaos. V. & ROSING, Jakob, "Composite representation of a multireservoir hydroelectric power system". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-89, n. 2, p. 319-326, Feb. 1970.

- [25] - ———, "Optimal operation of multireservoir systems using a composite representation". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-89, n. 2, p. 327-335, Feb. 1970.
- [26] - EGELAND, O.; HEGGE, J.; KYLLING, E. & NES, J., "The extended power pool model. Operation planning of a multi-river and a multi-reservoir hydro-dominated power production system. A hierarchical approach". *CIGRÉ Meeting*, Paris, paper 32-14, Sept. 1982.
- [27] - PEREIRA, M. V. F., "Optimal scheduling of hydrothermal systems - An overview". In : *IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems - Preprints*, Rio de Janeiro, p. 1-9, jul. 1985.
- [28] - ARARIPE NETO, Tristão A.; PEREIRA, Mário V. F. & KELMAN, Jerson, "A risk-constrained stochastic dynamic programming approach to the operation planning of hydrothermal systems". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-104, n. 2, Feb. 1985.
- [29] - REED, E. G., "Stochastic long-term scheduling models for a power system". In : *Proceedings of the 15th Annual Conference of the Operations Research Society of New Zealand*, Wellington, p. 41-52, Aug. 1979.
- [30] - ROSENTHAL, Richard E., "A nonlinear network flow algorithm for maximization of benefits in a hydroelectric power system". *Operation Research*, v. 29, n. 4, p.763-785, July-Aug. 1981.
- [31] - DILLON, T. S.; MARTIN, R. W. & SJELVGREN, D., "A chance constrained approach to the problem of long term regulation of hydro-thermal systems". In : *Proceedings of the 7th Power Systems Computation Conference*, Lausanne, Switzerland, July 1981.
- [32] - TURGEON, Andre, "Optimal operation of multireservoir power systems with stochastic inflows". *Water Resources Research*, v. 16, n. 2, p. 275-283, Apr. 1980.

- [33] - LOAICIGA, Hugo A., "On the use of chance constraints in reservoir design and operation modelling". *Water Resources Research*, v. 24, n. 11, p. 1969-1975, Nov. 1988.
- [34] - GILLES, James E. & WUNDERLICH, Walter O., "Weekly multipurpose planning model for TVA reservoir system". *Journal of the Water Resources Planning and Management Division*, Proceedings of the American Society of Civil Engineers - ASCE, v. 107, n. WR2, p. 495-511, Oct. 1981.
- [35] - SHANE, Richard M. & GILBERT, Kenneth C., "TVA hydro scheduling model : practical aspects". *Journal of the Water Resources Planning and Management Division*, Proceedings of the American Society of Civil Engineers - ASCE, v. 108, n. WR1, p. 1-19, Mar. 1982.
- [36] - GJERDE, O.; JOHANNESSEN, A.; NES, J.; REITAN, R. & SVOEN, J., "Control of multiowned power systems - Perspectives for mixed hydro/thermal power systems". *CIGRÉ Meeting*, paper n. 32-11, 1980.
- [37] - HANSCOM, Melville, "A view of the modelling and resolution of the operation planning problem of a large interconnected predominantly-hydro power system". In : *I Encontro Técnico Internacional sobre Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Brasileiro*, Rio de Janeiro, ELETROBRÁS, out. 1986.
- [38] - BOSHIER, J. F. & READ, E. G., "Stochastic single reservoir models for long term scheduling of a hydrothermal power system". *New Zealand Ministry of Energy Planning Division Internal Report*, 1980.
- [39] - TVEIT, J.; VINJAR, A.; JOHANNESSEN A. & STENE B., "Integrated planning of the electrical energy market and the power generation system in Norway". *CIGRÉ Meeting*, Paris, paper n. 31-12, Sept. 1982.
- [40] - ANDRESEN, J. K.; FLATABO, N.; LANDSNES, A. & STENE, B., "Long and short term production planning in a river system with multiple reservoirs and power plants". *CIGRÉ Meeting*, Rio de Janeiro, paper n. 81 OP 04, Sept. 1981.

- [41] - HANSCOM, Melville & LAFOND, Louis, "Modelling and resolution of the deterministic mid-term energy production problem for the Hydro-Québec System". *L'Institut de Recherche de l'Hydro-Québec*, Rapport n. IREQ-1453, Varennee, Canada, juil. 1976.
- [42] - HANSCOM, M.; LAFOND, L.; LASDON, L. S. & PRONOVOST, G., "Modelling and resolution of the mid-term generation planning problem for a large scale hydroelectric system". *Management Science*, v. 26, n. 7, p. 659-668, July 1980.
- [43] - CERCEAU, Jacky, "Long-term electricity production planning for the Hydro-Québec's systems". In : *I Encontro Técnico Internacional sobre Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Brasileiro*, Rio de Janeiro, ELETROBRÁS, out. 1986.
- [44] - MENDES, Serafim Bragança, *Modelo de Simulação a Subsistemas equivalentes*. Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da USP, São Paulo, 1980.
- [45] - FERREIRA, C.; BARRETO, L. A. L.; ARARIPE NETO, T. A. & FORTUNATO, L. A. M., "Energy operation planning of the Brazilian interconnected system". *CIGRÉ Meeting*, paper n. 39-03, Rio de Janeiro, Aug.-Sept. 1986.
- [46] - VIEIRA F., X.; COURI, J. J. G.; CHIPP, H. J. & NERY, E., "Electric operational planning studies in the Brazilian Interconnected Power System". *CIGRÉ Meeting*, paper n. 39-01, Rio de Janeiro, Aug.-Sept. 1986.
- [47] - FORTUNATO, L. A. M.; ARARIPE NETO, T. A.; BARRETO, L. A. L. & FERREIRA, C., "Operation planning studies of the Brazilian generation system". *IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems - Preprints*, Rio de Janeiro, p. 193-200, jul. de 1985.
- [48] - CARVALHO, Marcius Fabius Henriques, *Modelos de fluxo em redes aplicados a sistemas de energia elétrica*. Tese de Doutorado,

Faculdade de Engenharia Elétrica, UNICAMP, Campinas, 1986.

- [49] - CARVALHO, M. F. & SOARES, S., "An efficient hydrothermal scheduling algorithm". *IEEE Transactions on Power Systems*, v. PWRS-1, n. 2, p. 537-542, Aug. 1987.
- [50] - CARVALHO, M. F. H.; CARNEIRO, A. A. F. M. & SOARES, S., "A temporally expanded arborescence algorithm". In : *Anais do VIII Congresso Latino-Americano e Ibérico sobre Métodos Computacionais para Engenharia*, Rio de Janeiro, v. A, p. 423-437, nov. 1987.
- [51] - SOARES, Secundino & CARVALHO, Marcius F., "Programa para otimização de sistemas hidrotérmicos (POSH)". In : *Anais do 6º Congresso Brasileiro de Automática*, Belo Horizonte, v. 1, p. 191-197, nov. 1986.
- [52] - CARNEIRO, A. A. F. M. & SOARES, S., "An adaptive approach for hydrothermal scheduling". *IFAC Symposium on Power Systems and Power Plant Control*, Seoul, Korea, Aug. 1989.
- [53] - SOARES, S. & CARNEIRO, A. A. F. M., "Optimal operation of reservoirs for electric generation". *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 6, n. 3, p. 1101-1107, July 1991.
- [54] - REED, E. G., "Economic principles of reservoir operation 1 : Perfect foresight". *CBER Working Paper*, University of Tennessee, June 1982.
- [55] - CARNEIRO, A. A. F. M. & SOARES, S., "Comportamento ótimo de reservatórios na operação de sistemas hidroelétricos". In : *Anais do 8º Congresso Brasileiro de Automática*, Belém, Pará, v. 2, p. 850-856, set. 1990.
- [56] - BOND, Péricles de Souza, *Otimização determinística individualizada da operação energética do Sistema Hidrotérmico Interligado Sul-Sudeste do Brasil*, em horizontes de médio a longo prazos. Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica, UNICAMP, Campinas, 1988.

- [57] - GRUPO COORDENADOR PARA A OPERAÇÃO INTERLIGADA, "Plano de operação 1986". *Relatório Interno SCEN-GTEN-SE-S-17/85*, Rio de Janeiro, 1985.
- [58] - CARNEIRO, A. A. F. M.; SOARES, S. & BOND, P. S., "O planejamento energético da operação do Sistema Elétrico Sul-Sudeste Brasileiro". *I Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*, Campinas, mai. 1989.
- [59] - SOARES, S.; LYRA, C. & TAVARES, H., "Optimal generation scheduling of hydrothermal power systems". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-99, n. 3, May 1980.
- [60] - DAGLI, C. H. e MILES, J. F., "Determining operating policies for a water resource system". *Journal of Hydrology*, Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam, n. 47, p. 297-306, 1980.
- [61] - BERTSEKAS, D. P., *Dynamic programming and stochastic control*. Academic Press, New York, 1976.
- [62] - SALES, Paulo Roberto de Holanda, "Um modelo determinístico-estocástico para previsão de séries hidrológicas temporais". Dissertação de Mestrado, COPPE - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1977.
- [63] - PEREIRA, M. V. F. & PINTO, L. M. V. G., "Application of decomposition techniques to the mid - and short - term scheduling of hydrothermal systems". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-102, n. 11, Nov. 1983.
- [64] - ———, "Stochastic optimization of a multireservoir hydroelectric system : a decomposition approach". *Water Resources Research*, v. 21, n. 6, p. 779-792, June 1985.
- [65] - GORENSTIN, Boris G.; DA COSTA, Joari Paulo; PEREIRA, Mário V. F. & NETO, Tristão A. A., "Otimização estocástica da operação de um sistema multireservatório". In : *X Seminário Nacional de Produção e*

Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba, Paraná, CTBA/GOP/06, 1989.

- [66] - SOARES, S.; ANDRADE FILHO, M. G.; CARNEIRO, A. A. F. M. & OHISHI, T. "Modelo de programação dinâmica estocástica". In : *Relatório Técnico do Convênio UNICAMP/ELETRONORTE*, UNICAMP, p. 11-25, mai. 1990.
- [67] - OHISHI, Takaaki, *Planejamento da operação de curto prazo de sistemas hidrotérmicos predominantemente hidráulicos*. Tese de Doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica, UNICAMP, Campinas, 1990.
- [68] - OHISHI, T.; SOARES, S. & CARVALHO, M. F. H., "A short-term hydrothermal scheduling approach for dominantly hydro system". *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 6, n. 2, p. 637-643, May 1991.
- [69] - GRUPO COORDENADOR PARA A OPERAÇÃO INTERLIGADA, "Estudo de oferta de energia temporária para substituição". *Relatório Interno SCEN-GTPL-SE-S-01/91*, Rio de Janeiro, 1991.
- [70] - CARNEIRO, A. A. F. M.; SOARES, S. & MARTINS, P. E. A. F., "Reservoirs operation principles for electric power generation", In : *CIGRÉ Symposium on Operation of Electric Power Systems in Developing Countries*, Bangkok - Thailand, paper n. 220-04, p. 1-6, Nov. 1989.