

UM MODELO DE SIMULAÇÃO DE INTERCÂMBIOS DE ENERGIA
ENTRE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS INTERLIGADOS

Luiz Henrique de Souza Aguiar Coutinho

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

Aprovada por:


CLOVIS CAESAR GONZAGA
(Presidente)


RUY EDUARDO CAMPELLO


RONALDO CESAR MARINHO PERSIANO

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
JANEIRO DE 1982

COUTINHO, LUIZ HENRIQUE DE SOUZA AGUIAR

Um Modelo de Simulação de Intercâmbios de Energia entre Sistemas Hidrotérmicos Interligados [Rio de Janeiro] 1982.

VII, 76 p. 29,7cm (COPPE-UFRJ, M.Sc., Engenharia de Sistemas e Computação, 1982).

Tese - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Faculdade de Engenharia.

1. Programação Matemática I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

RESUMO

Em sistemas hidrotérmicos interconectados, o dimensionamento dos aportes de energia elétrica trocados entre eles é de grande importância para o planejamento tanto da operação quanto da expansão dos mesmos.

Visando fornecer um ferramental para tal estudo, foi desenvolvido, neste trabalho, um procedimento iterativo de cálculo composto de duas fases:

1. Programação Dinâmica Estocástica.

Cada sistema é representado pelo modelo composto, que considera o potencial armazenado no sistema hidráulico agrupado em um único reservatório equivalente de energia e opera individualmente suas unidades térmicas. O conceito de valor marginal da água é utilizado para a obtenção de uma estratégia ótima de complementação térmica.

2. Simulação.

O intercâmbio é determinado através de uma simulação, utilizando-se o critério de valor marginal a cada estágio.

Tendo em vista que a estratégia ótima de complementação térmica é obtida sem levar em conta tais intercâmbios, deverá ser recalculada, incorporando-se tais intercâmbios aos mercados consumidores de cada sistema.

Finalmente, utilizando-se programas computacionais implementados durante este estudo, obtêm-se resultados do procedimento proposto.

RÉSUMÉ

Dans les systèmes hydrothermiques liés, le mesurage des quantités d'énergie électrique changées entre eux, c'est d'une grande importance pour le plan de l'opération et aussi pour le plan de l'expansion.

Ayant comme but donner un instrumental pour cet étude, on a développé, dans ce travail un procédé itératif de calcul, composé de deux parties:

1. Programmation Dynamique Aléatoire.

Chaque système est représenté pour le modèle composé, qui considère le potentiel conservé dans le système hydraulique groupé dans un même réservoir équivalent d'énergie et qui fait agir individuellement ses unités thermiques. L'idée de valeur marginal de l'eau est utilisé pour l'obtention d'une stratégie optimale de la thermique complémentaire.

2. Simulation.

L'échange est déterminé pour une simulation, en utilisant le critérium de valeur marginal à chaque étape.

La stratégie optimale des thermiques complémentaires a été obtenue sans considérer les échanges. C'est pourquoi elle devra être recalculé en incorporant les échanges aux propres marchés de chaque système.

Finalement, en utilisant des algorithmes pour les ordinateurs, on obtiendra les résultats du procédé proposé.

ÍNDICECAPÍTULO I - INTRODUÇÃOCAPÍTULO II - DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

II.1	-	Descrição do Problema	7
II.1.1	-	Sistemas Térmicos	8
II.1.2	-	Sistemas Hidráulicos	8
II.1.3	-	Sistemas Mistos	9
II.2	-	Operação de Sistemas Mistos	9
II.2.1	-	Critérios de Operação Existentes	11
II.3	-	O Problema	12
II.4	-	Metodologia	13
II.4.1	-	Programação Dinâmica Estocástica (Passo 1)	13
II.4.2	-	Simulação (Passo 2)	14
II.4.3	-	Procedimento Iterativo	15

CAPÍTULO III - PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA

III.1	-	Introdução	16
III.1.1	-	Representação do Sistema	17
III.2	-	Modelo Composto	20
III.2.1	-	Reservatório Único	20
III.2.2	-	Energia Natural	22
III.2.3	-	Complementação Térmica	22

III.2.4 - Mercado Consumidor	23
III.3 - Equação de Transição de Estado	23
III.3.1 - Vertimento	25
III.3.2 - Déficit	25
III.4 - Cálculo Padrão	26
CAPÍTULO IV - <u>SIMULAÇÃO</u>	
IV.1 - Descrição das Variáveis	29
IV.1.1 - Implementação do Cálculo da Estratégia Ótima	33
IV.2 - Simulação	34
IV.2.1 - Critério do Valor Marginal	37
IV.3 - Procedimento Iterativo	39
IV.4 - Interpretação Física	40
CAPÍTULO V - <u>IMPLEMENTAÇÃO EM COMPUTADOR</u>	
V.1 - Critério	43
V.2 - Restrições Físicas ao Intercâmbio	45
V.2.1 - Restrição de Limite Superior	45
V.2.2 - Restrições de Limite do Nível da Reserva	46
V.3 - Procedimentos de Cálculo da Simulação	48
V.4 - Custo do Déficit	54
V.5 - Procedimento Iterativo	57

CAPÍTULO VI - RESULTADOS OBTIDOS

CAPÍTULO VII - RESUMO E CONCLUSÕES

REFERÊNCIAS

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

O uso de energia elétrica no Brasil, em escala comercial, ocorre pela primeira vez na iluminação da estação ferroviária do Rio de Janeiro em 1879.

Os serviços regulares, como hoje conhecemos, começaram mais tarde, em 1892 no Rio, e em 1900 em São Paulo. Na virada do século, 17 cidades possuíam serviços de eletricidade, com capacidade instalada de 12 MW, sendo 6,5 MW em usinas térmicas e 5,5 MW em usinas hidráulicas.

Na primeira metade deste século, as usinas então construídas eram predominantemente hidráulicas. Também nesse período é importante notar que o desenvolvimento da energia elétrica se deu através de empresas privadas ou municipais, que construíam e operavam tais usinas visando suprir as suas pequenas demandas locais. Isto acarretava que o sistema elétrico brasileiro de então fosse disperso pelo território nacional.

No final dos anos 40, ficou evidente que a capacidade total de investimentos das companhias nacionais ou estrangeiras aqui instaladas não era suficiente para garantir o suprimento da demanda que crescia rapidamente devido à expansão industrial então verificada.

A solução encontrada foi tirar vantagem da economia de escala, fazendo com que as pequenas empresas fossem interligadas em alta voltagem e grandes usinas hidrelétricas fossem construídas longe dos centros consumidores.

Para viabilizar este processo, foi montada a atual estrutura do setor de energia elétrica, tendo como empresa coordenadora e planeja

dora a ELETROBRÁS (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) e como subsidiárias desta, a nível regional, tendo nos dias de hoje a configuração exibida na fi gura (I-1).



FIGURA I.1

ELETRONORTE: responsável pela região Norte e parte da Centro-Oeste.

CHESF: responsável pela região Nordeste.

FURNAS: responsável pela região Sudeste e parte da Centro-Oeste.

ELETROSUL: responsável pela região Sul.

Para a construção e operação de Itaipu, por ser uma usina de grande porte (12 600 MW de potência instalada) e por ser este empreendimento binacional (Brasil-Paraguai), foi criada dentro da estrutura da ELETROBRÁS a Empresa ITAIPU-BINACIONAL. A distribuição da energia gerada por esta

Empresa será feita por FURNAS e pela ELETROSUL.

Além destas, existem as que atuam a nível estadual, onde se destacam a CESP, em São Paulo, e a CEMIG, em Minas Gerais, e as que atuam a nível municipal, como por exemplo a CEM, em Manaus. A distribuição é feita por empresas pertencentes aos estados, sendo a ELETROBRÁS acionista.

O processo de construção de grandes projetos hidráulicos distantes dos centros de consumo permaneceu sem grandes modificações, até a década de 70. A partir de então, tornou-se claro que o potencial hidrelétrico das regiões Sudeste e Nordeste estaria totalmente utilizado nos próximos 20 anos. Em 1973, a crise do petróleo e o conseqüente aumento do preço do mesmo agravou a situação.

As soluções a serem encontradas para o aumento da geração elétrica teriam de se basear nos seguintes aspectos quantitativos:

- Mercado Consumidor

As previsões baseadas em um crescimento médio do Produto Interno Bruto de 7% ao ano e um crescimento demográfico de 2,8% ao ano previam um aumento no consumo, como mostra a tabela a seguir:

REQUISITOS DE ENERGIA

<u>Ano</u>	<u>MW-médios</u>	<u>GWh</u>
1978	11 528	100 985
1986	26 234	229 810
2000	75 087	657 762

Fonte: DEME/ELETROBRÁS

- Potencial Energético

Em um horizonte até a primeira década do próximo século, considera-se improvável um desenvolvimento tecnológico capaz de permitir a incorporação de forma significativa de fontes não convencionais para geração de energia elétrica. Estas fontes, tais como energia solar, energia eólica, energia da biomassa, devem ter o seu papel considerado na política de conservação e substi

tuição de fontes convencionais de energia, para aplicações específicas. No atual estágio de desenvolvimento tecnológico, isto poderia representar de 5 a 10% do mercado no ano 2000. A expansão da geração por energia térmica a óleo não é viável, pois os recursos petrolíferos do Brasil não são suficientes nem para garantir o seu consumo atual (25% do consumo de petróleo é extraído dos campos brasileiros).

Portanto, das fontes primárias de energia, para o atendimento ao crescimento previsto do mercado de energia elétrica, apenas três podem ser consideradas como opção. São estes, os recursos de carvão, nuclear e hidráulicos:

- Carvão:

As principais reservas brasileiras de carvão estão localizadas na região Sul nos estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

Não computando as jazidas de pequeno porte e as de alto custo de beneficiamento e extração, pode-se estimar a possibilidade de se instalar 26 000 MW de usinas termelétricas a carvão, o que forneceria uma potência média de, aproximadamente, 13 000 MW.

- Urânio:

As reservas brasileiras de urânio possibilitam, aproximadamente, uma capacidade instalável de 6 000 MW de potência, o que geraria uma potência média de 3 000 MW.

Espera-se que as pesquisas de novas jazidas, em andamento, elevem estes valores.

- Recursos Hidráulicos:

Dos recursos primários disponíveis, os recursos hidráulicos são os mais abundantes no País. O potencial hidrelétrico brasileiro é da ordem de 209 000 MW, o que pode proporcionar uma geração de energia de 915 TWh por ano. Comparando, em termos globais, as projeções de demanda de energia e potencial existente, verifica-se que a demanda até o final deste século poderia ser atendida só com os recursos hídricos.

A distribuição regional deste potencial é a seguinte:

DISTRIBUIÇÃO REGIONAL

<u>Região</u>	<u>Construída (MW)</u>	<u>Potencial (MW)</u>
Norte	4 500	87 100
Nordeste	8 300	15 700
Sudeste	23 100	54 100
<u>Sul</u>	<u>13 300</u>	<u>52 700</u>
<u>Total:</u>	<u>49 200</u>	<u>209 000</u>

Fonte: DEME/ELETOBRÁS

Na parte construída, estão incluídos os aproveitamentos em construção.

Em decorrência deste panorama, as diretrizes que foram escolhidas para tentar solucionar o problema foram:

- a) Iniciar o Programa Nuclear - visando a introdução de uma nova tecnologia para o aproveitamento de uma fonte de recursos já existente.
- b) Explorar os recursos hídricos brasileiros mais intensamente.

A distribuição regional do potencial hidrelétrico brasileiro não se coaduna com a distribuição regional de demanda. Supondo só haver construção de usinas em uma região para seu próprio consumo, em 1990, as regiões Sudeste e Nordeste, que representam 75% da demanda de energia elétrica do País, já apresentam déficits, enquanto as regiões Sul e Nordeste apresentam saldos.

Portanto, o equilíbrio no balanço energético terá que ser buscado através das interligações regionais. Isto acarreta alguns problemas técnicos tais como: dimensionamento da interligação, operação dos sistemas geradores em cada região em face dos aportes de energia, etc.

Apresentamos, neste trabalho, um modelo que estima as quantidades de energia trocada entre dois sistemas. Seu desenvolvimento é descrito nos seis capítulos a seguir, esquematizados da seguinte forma:

- Capítulo II: Descreve o Problema com os sistemas e critérios de operação existentes.
- Capítulo III: Descreve as simplificações na representação de um sistema isolado, bem como o procedimento de cálculo, através de programação dinâmica estocástica, da operação ótima do mesmo.
- Capítulo IV: Descreve os critérios e procedimentos utilizados na simulação, bem como o procedimento iterativo para calcular os intercâmbios entre sistemas.
- Capítulo V: Descreve a implementação em computador do procedimento descrito nos capítulos precedentes.
- Capítulo VI: Fornece resultados da aplicação deste modelo a uma configuração teste.
- Capítulo VII: Resumo e Conclusões.

O objetivo do modelo é estimar a quantidade de energia a ser trocada entre dois sistemas, de tal modo que seja vantajoso, economicamente, para os sistemas envolvidos como um todo.

A quantidade de energia intercambiada, bem como a economia de combustível que o modelo fornece, servem para estudar tanto a operação de cada sistema face à interligação, como a viabilidade de construção de novos recursos que devam ser adicionados a sistemas tais como linhas de transmissão interligando os dois sistemas, usinas, etc.

A aplicação do modelo em configuração teste, como será mostrado mais adiante, forneceu resultados promissores.

CAPÍTULO II

DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

O planejamento energético visa estabelecer uma melhor participação de cada uma das fontes de energia de que dispõe um sistema para que, dentro de determinados níveis de segurança, fique garantido o suprimento de energia elétrica a um mercado consumidor, ao longo de um período situado no futuro.

Os estudos nesta área lançam mão de métodos de otimização que, dada a natureza extremamente complexa de um sistema gerador de grandes proporções, fornecem sempre soluções aproximadas, sendo pouco provável que se consiga uma otimização global do sistema. Deve-se ter em mente que, ao fixar os limites desses estudos, o modelo utilizado para descrever o problema é sempre aproximado, e que a operação real da usina nem sempre é efetuada de forma ótima.

Portanto, a modelagem apresentada neste trabalho apresenta simplificações, julgadas necessárias, para que o sistema gerador pudesse ser descrito de maneira coerente e fornecesse resultados ao problema que se propunha estudar.

II.1 - DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

A energia elétrica pode ser produzida de várias maneiras, utilizando-se quase todas as formas de energia primária conhecidas.

No atual estágio de desenvolvimento tecnológico, apenas duas formas de produção de energia elétrica têm importância econômica em escala industrial: a hidrelétrica e a termelétrica.

A este conjunto de usinas que produzem energia elétrica em escala comercial, dá-se o nome de sistema.

Tais sistemas podem ser constituídos só de usinas térmicas ou só de usinas hidráulicas, ou ainda, como no caso brasileiro, constituídos de usinas tanto térmicas quanto hidráulicas.

O objetivo da construção de tais parques geradores é, dentro de critérios pré-estabelecidos, garantir o suprimento de energia a um mercado consumidor.

É interessante notar algumas características de cada um destes sistemas.

II.1.1 - Sistemas Térmicos

Um sistema térmico produz uma quantidade de energia, só limitada pela capacidade instalada ou por quebras eventuais nas máquinas que o compõem, desde que haja disponibilidade de combustível para tanto.

Como o suprimento de combustível normalmente não constitui problema, a menos do custo exigido para o seu fornecimento, a operação de um sistema térmico visa atender o seu mercado de energia, minimizando os custos.

II.1.2 - Sistemas Hidráulicos

Um sistema gerador constituído apenas por usinas hidrelétricas tem como limitação a aleatoriedade das vazões naturais dos rios. Mesmo se houver reservatórios de regularização, isto é, que armazenam parte da vazão para deplecionar em período de baixa vazão, existirá, quanto à energia média gerada durante um certo período, uma limitação devido à afluência do

aproveitamento.

II.1.3 - Sistemas Mistos

Na prática, os sistemas puramente hidro ou termelétricos não são encontrados. Os sistemas encontrados, como no caso brasileiro, são mistos, isto é, englobam usinas de ambos os tipos. Nestes casos, pode haver predominância de um ou de outro tipo de geração.

II.2 - OPERAÇÃO DE SISTEMAS MISTOS

O mercado consumidor varia suas necessidades de energia instantaneamente ao longo do dia. Traçando-se uma curva que tem por abscissa as horas do dia cronologicamente dispostas, e por ordenada os requisitos do mercado, temos a curva de carga, figura (II.1.1). A área sob esta curva representa a quantidade de energia requerida pelo sistema.

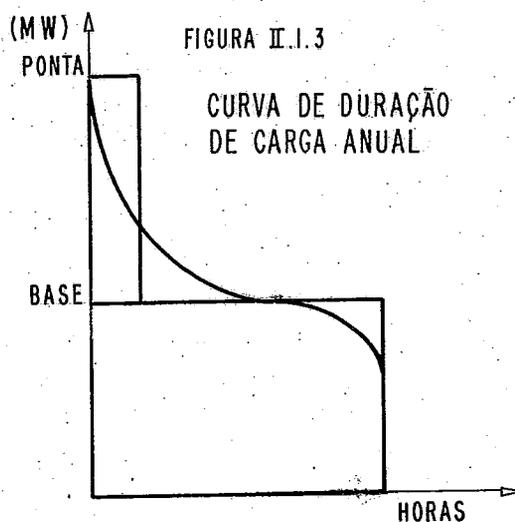
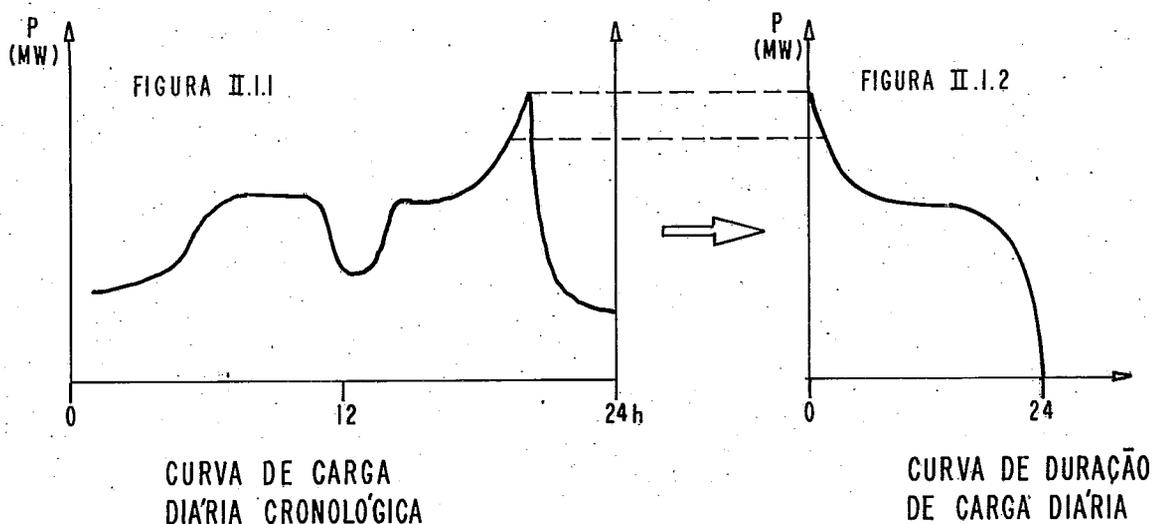
A curva de duração de carga, figura (II.1.2), é, na prática, utilizada para representar o comportamento da demanda do Sistema em um período longo de estudos. A área sob esta curva representa a mesma energia que a área sob a curva de carga, sem contudo se prender à seqüência cronológica das cargas em questão. Na curva de duração de carga, a abscissa representa o número de horas durante as quais a carga do sistema iguala ou excede a quantidade de potência associada nas ordenadas.

Dentro de uma representação simplificada do problema, podemos aproximar a curva de duração de carga por dois patamares, vide figura (II.1.3), que passaremos a chamar ponta e base.

Como a operação de um sistema tem por objetivo satisfazer o mercado consumidor, pelas considerações acima expostas, a operação fica:

Ponta: Horário em que o sistema apresenta sua demanda de energia máxima. Operar na ponta significa fornecer energia somente no horário de ponta do sistema.

Base: O suprimento de energia é feito durante todas as horas do dia em potência média



A operação destes sistemas vai depender do percentual de energia que cada tipo de suas usinas pode fornecer. Em sistemas predominantemente térmicos, as usinas hidráulicas entram como complementação da geração térmica. Caso contrário, isto é, sistemas predominantemente hidráulicos, são as térmicas que fazem a complementação.

Entende-se, portanto, por complementação térmica, a opera

ção das usinas térmicas ora na base, ora na ponta, dependendo do estado dos reservatórios hidráulicos do sistema. Em resumo, durante estiagens, a usina funciona na base, fornecendo energia e evitando o consumo das reservas hidráulicas, e durante os períodos chuvosos, a operação na ponta possibilita a economia de combustível em favor da utilização do excesso de água existente.

II.2.1 - Critérios de Operação Existentes

É claro que a operação das térmicas, como foi descrito, exige regras que permitam definir a cada momento a operação mais adequada (base ou ponta).

Tais regras baseiam-se em níveis de risco de falha no suprimento de energia ao mercado consumidor e são expressas, em termos de operação, de duas maneiras:

- **Operação do Sistema por Curva Limite/Período Crítico**

Este critério toma como parâmetro que define a escolha da operação o nível dos reservatórios do parque hidrelétrico. Dentro do enfoque determinístico da simulação, essas regras de decisão são expressas pela curva limite | 9 |.

Esta curva é obtida simulando o sistema para a pior série de afluições existente no histórico. Essa curva define um volume de energia armazenado no sistema para cada mês, de tal modo que se, em um dado mês, existe mais energia armazenada do que a prevista pela curva, as térmicas deverão operar na ponta. Em caso contrário, deverão operar na base. O risco implícito neste procedimento é que não há garantias caso ocorra um período de afluições mais seco do que o verificado no histórico.

- **Critério Econômico**

Neste critério, é atribuído um valor ao risco de falha no suprimento, de tal modo que, através de programação dinâmica, as decisões de usar ou não certos

tipos de recursos energéticos dependem das vantagens econômicas que isto acarreta. Portanto, tendo em vista um déficit no suprimento, talvez seja vantajoso gastar mais combustível, isto é, operar as térmicas na base, do que deixar que ele ocorra.

II.3 - O PROBLEMA

O problema a ser resolvido é dimensionar a quantidade de energia a ser intercambiada entre dois sistemas quando estes são interligados. Algumas suposições foram feitas, neste trabalho, podendo ser relaxadas em desenvolvimentos futuros.

- Os dois sistemas são considerados não-correlacionados, isto é, as afluências naturais a cada um dos sistemas não sofrem influência das condições climáticas do outro sistema em estudo. Devido à escassez de dados históricos referentes à hidrologia dos rios brasileiros, há alguma discordância quanto à validade desta suposição [11], sem com isso invalidar o modelo.

- Os sistemas são considerados estáticos, ou seja, no período de estudo não haverá aumento do parque gerador tanto térmico quanto hidráulico em nenhum dos dois sistemas.

- Representação de cada um dos dois sistemas:

Dada a complexidade de um sistema real, todos os modelos matemáticos implicam em simplificações da realidade física. No caso presente, substituiu-se o sistema gerador hidráulico por uma usina equivalente e trata-se os recursos térmicos separadamente. Tal simplificação é chamada de modelo equivalente e representa cada um dos sistemas, como na figura II-2.

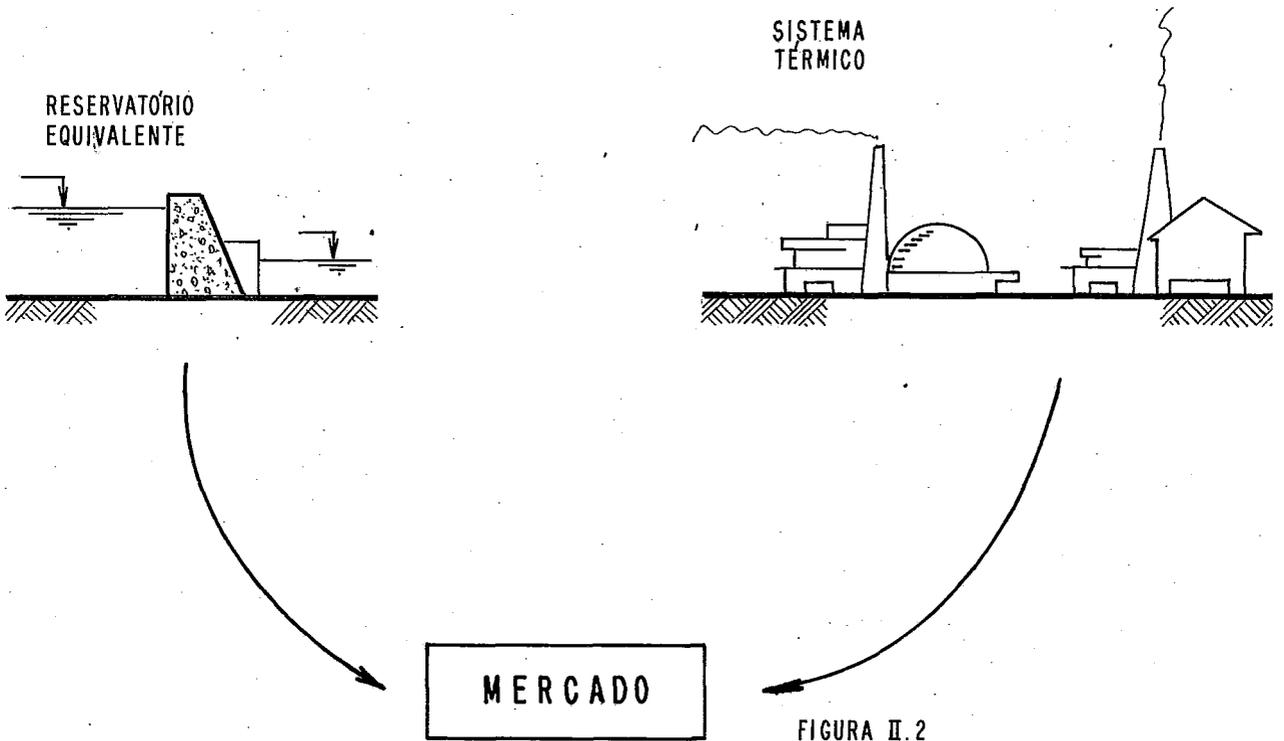


FIGURA II.2

II.4 - METODOLOGIA

A metodologia aplicada visando uma estimativa da quantidade de energia intercambiada (intercâmbio) entre dois sistemas, neste trabalho, é, na realidade, um procedimento iterativo que se compõe de dois passos:

II.4.1 - Programação Dinâmica Estocástica (Passo 1)

Cada sistema, isoladamente, é representado pelo modelo composto. Em função da armazenagem e da tendência hidrológica de cada siste

ma, obtêm-se uma estratégia ótima de utilização das unidades térmicas, para suprir o mercado consumidor. Este cálculo será melhor detalhado no Capítulo III.

II.4.2 - Simulação (Passo 2)

Conhecidas as estratégias ótimas de operação para os dois sistemas considerados isolados (Passo 1), adota-se uma política de intercâmbio, isto é, para cada estágio do horizonte de estudo é calculada uma quantidade de energia intercambiada, obedecendo a um critério que visa minimizar os custos operativos dos sistemas em conjunto, descrito a seguir.

o Critério de Troca por Valores Marginais

O Passo 1 associa a cada estágio e a cada estado "valores marginais da reserva" para cada um dos sistemas. Tais valores são associados à estratégia ótima de complementação térmica. O critério de igualdade dos valores marginais, que será desenvolvido no Capítulo III, propõe que boas políticas globais devem gerar trajetórias em que os dois sistemas assumem valores marginais idênticos a cada estágio. O critério de troca, baseado nesta proposição, procura associar a cada estágio um intercâmbio que leve os sistemas a estados de valores idênticos no estágio seguinte.

Caso esta energia possa efetivamente ser trocada neste estágio, ela será um valor da política de intercâmbios.

Caso haja restrições físicas, tais como capacidade de fluxo na interligação, mercado, etc., o intercâmbio em cada estágio será o máximo que estas mesmas restrições físicas permitem trocar.

O sentido do intercâmbio, isto é, qual sistema recebe e qual fornece, será determinado da seguinte maneira a cada estágio: o sistema que possuir menor valor marginal da reserva fornece ao outro.

A energia armazenada, que é a variável da simulação, em cada sistema, evolui de um estágio a outro através de um balanço entre a energia gasta, mais o intercâmbio, mais a geração térmica e o mercado a ser suprido.

II.4.3 - Procedimento Iterativo

Iniciando o processo com intercâmbio nulo, executam-se os dois passos acima expostos. A presença de intercâmbios destrói a otimalidade das estratégias obtidas no Passo 1 (item II.4.1), pois essas estratégias consideraram os sistemas isolados. Incorporando os intercâmbios aos mercados próprios de cada sistema, pode-se novamente considerá-los como isolados e repetir o procedimento.

Cada nova iteração assim executada fornece incrementos à política de intercâmbios anterior. A regra de parada deste algoritmo será quando tais incrementos deixarem de ser significativos, segundo critérios a serem desenvolvidos adiante.

Recuperando, então, as políticas de intercâmbio ocorridas a cada iteração, tem-se a solução.

Em linhas gerais, esta é a idéia do procedimento, a ser detalhado nos capítulos seguintes.

CAPÍTULO III

PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA

III.1 - INTRODUÇÃO

O objetivo deste capítulo é explicar, mais claramente, a metodologia de cálculo, adotada neste trabalho, para a melhor operação térmica de cada um dos sistemas isoladamente, dentro de hipóteses pré-estabelecidas.

O critério que vai determinar a operação das térmicas é econômico. Explicando melhor, deseja-se minimizar o custo de operação de um dado sistema, tendo como objetivo o atendimento, sujeito a riscos de falha pré-determinados, ao seu mercado próprio.

Os custos em um sistema elétrico podem ser divididos em:

Custos Fixos - infra-estrutura (isto é, expansão do sistema e pessoal para operá-lo).

Custos Variáveis - manutenção e consumo de combustível.

Os custos fixos independem da política de operação, pois admite-se que as decisões quanto ao programa de expansão já foram tomadas e o custo de pessoal para a operação não pode ser modificado.

Dos custos variáveis, a parcela devida à manutenção e operação das usinas depende do esquema de funcionamento do equipamento, mas sua oscilação é desprezível, se comparada com os gastos em combustível.

Portanto, o modelo que se vai estruturar tem como objetivo minimizar o consumo de combustível necessário para que o sistema atenda ao mercado próprio satisfatoriamente.

Entendido o problema como minimizar o consumo de combustível, temos como escolhas possíveis para a operação do sistema as seguintes decisões:

- Gastar a reserva hidráulica com operação das térmicas na ponta;
- Manter a reserva hidráulica em estoque com operação das térmicas na base.

Caso se opte pela primeira, tem-se, de imediato, um aumento na produção hidráulica, acarretando pouca despesa de combustível na complementação térmica. Entretanto, caso surja um período de hidrologia desfavorável, esta opção acarretaria uma operação das térmicas mais dispendiosa no futuro.

Caso a segunda seja a opção, os gastos com combustível serão mais elevados, havendo, por outro lado, uma reserva hidráulica maior. Caso haja um período de hidrologia desfavorável, esta será a escolha acertada. Porém, se houver uma abundância nos recursos hídricos futuros, esta mesma água em reserva poderia ser vertida, o que equivale a perdê-la em termos de geração.

A tomada de uma ou de outra decisão implica na atribuição de um valor à energia hidráulica armazenada.

O modelo de cálculo que será exposto leva em conta as duas decisões acima expostas, de tal modo que no horizonte de estudo, a estratégia de operação obtida minimize os custos totais esperados de operação.

III.1.1 - Representação do Sistema

O sistema brasileiro é composto, hoje em dia, de 85% de geração hidráulica e 15% de geração térmica. Portanto, qualquer política de

operação a longo prazo (ótima ou não) tem como principal componente a quantidade de água a ser utilizada para a geração de energia elétrica.

Tal fato ocorre pela constituição física das próprias usinas geradoras, pois elas se compõem, esquematicamente, de uma casa de força (onde ficam os geradores) e de uma barragem, que é responsável por um desnível no rio, formando com isso um reservatório, como na figura (III-1).

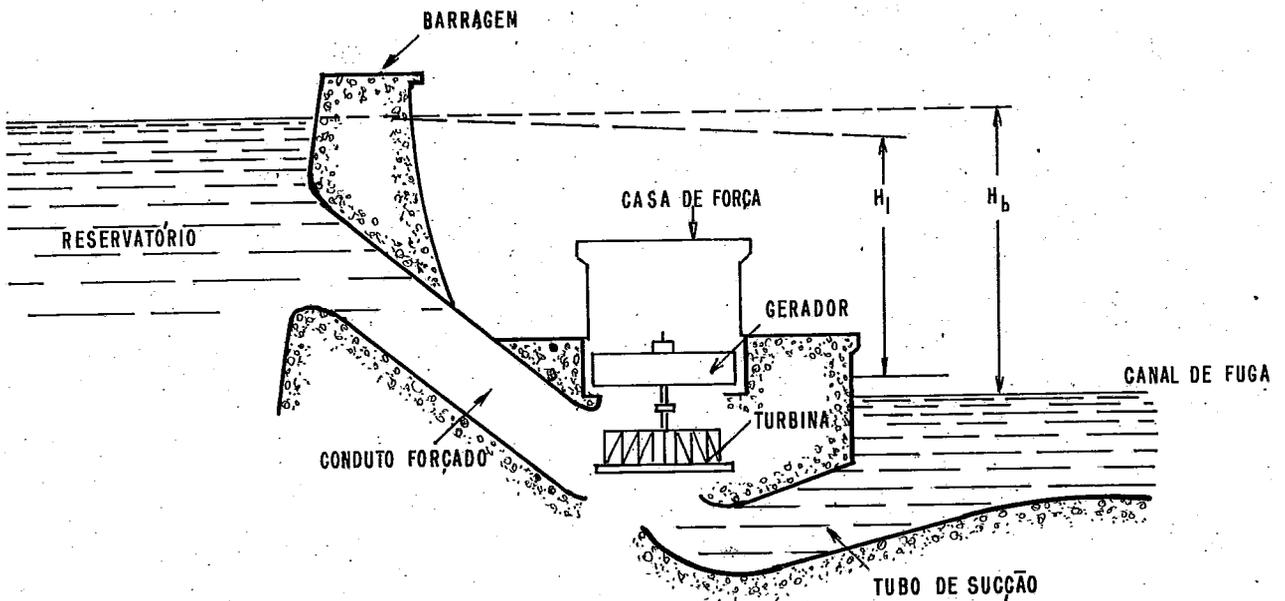


FIGURA III.1

A geração de energia elétrica se dá pela conversão da energia potencial da massa de água existente no reservatório, quando esta passa pelas turbinas, forçada pela diferença de nível a montante e a jusante do aproveitamento. Tal massa de água é renovada pela vazão afluente ao reservatório.

Esta energia potencial \tilde{E} representada, em cada instante, por:

- Altura de Queda: diferença de nível entre a superfície líquida do reservatório e o nível da turbina.
- Quantidade de Água Armazenada no Reservatório: volume útil calculado pela diferença de nível entre a superfície líquida do reservatório e o nível da boca da tomada de água.

Neste trabalho, s \tilde{o} utilizaremos o volume \tilde{U} .

Quanto \tilde{a} s dimensões e, conseqüentemente, quanto \tilde{a} capacidade de regularização e armazenamento, as usinas hidráulicas podem ser classificadas em dois tipos:

- Usinas a Fio d'Água: têm pequena capacidade de armazenamento, volume \tilde{U} nulo e, portanto, a geração elétrica se dá pela passagem da vazão afluente ao aproveitamento pelas turbinas. Podem ocorrer duas possibilidades:
 - A vazão afluente \tilde{e} menor que a capacidade máxima que as turbinas da usina podem transformar em energia (QMAX). Neste caso, toda a vazão afluente \tilde{e} aproveitada, sendo transformada em energia.
 - A vazão afluente \tilde{e} maior do que QMAX. Parte da vazão \tilde{e} transformada em energia (QMAX) e o restante \tilde{e} vertido, isto \tilde{e} , não \tilde{e} aproveitado em termos de energia elétrica (vazão afluente - QMAX).
- Usinas com Reservatório de Acumulação: têm uma capacidade de armazenamento alta. Produzem energia elétrica através da va-

zão afluente e também através da água armazenada em seu reservatório. Quando ocorre uma hidrologia abundante e o reservatório está cheio, há vertimento.

A complexidade do sistema real que influi na determinação da quantidade de água a ser utilizada para geração de energia elétrica é formulada, neste trabalho, por um modelo composto.

III.2 - MODELO COMPOSTO

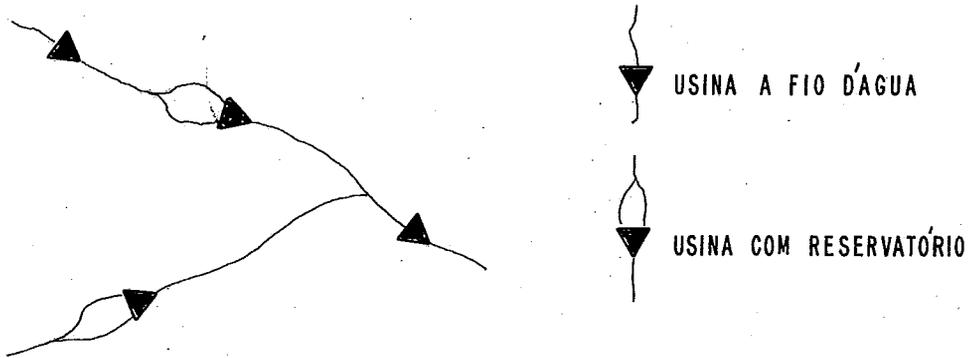
III.2.1 - Reservatório Único

Devido ao grande número de reservatórios existentes e a diversidade de tamanho entre eles, representa-se o sistema como um único reservatório. Para tanto, admitiremos duas suposições, neste processo, para validade neste trabalho:

- Toda a água existente no volume útil de um reservatório irá passar pelas turbinas da usina e das usinas a jusante do mesmo. Vertimentos somente ocorrem com todos os reservatórios cheios e altas afluências.
- A produtividade das turbinas, isto é, o fator de transformação da vazão afluente em energia permanece constante com o desnível existente (altura de queda) entre montante e jusante da usina.

O cálculo da armazenagem do reservatório único é feito da maneira a seguir.

Dada uma configuração:



A armazenagem equivalente \bar{e} dada pelo somat3rio dos volumes dos reservat3rios que comp3em a configura33o, multiplicado pelas produtividades equivalentes dos mesmos.

$$A = \sum_{i \in B} w_i \cdot R_i$$

onde:

B conjunto de 3ndices associados a usinas com reservat3rio na configura33o

A energia armazenada no reservat3rio equivalente

w_i volume armazenado no reservat3rio i

R_i produtividade equivalente da usina i

A produtividade equivalente \bar{e} calculada por:

$$R_i = \sum_{j \in J_i} r_j$$

onde:

J_i conjunto de 3ndices associados a usinas a jusante do aproveitamento i , incluindo a pr3pria

r_j produtividade da usina j

III.2.2 - Energia Natural

A afluência de vazões aos reservatórios da configuração é tratada, em um determinado instante, no modelo que estamos construindo, como energia natural afluente, isto é, uma energia proporcional à quantidade de água que chega ao sistema

$$x = \sum_{i \in B} Q_i R_i + \sum_{j \in F} Q_j r_j$$

onde:

B conjunto de índices associados às usinas da configuração com reservatório

F conjunto de índices associados às usinas a fio d'água da configuração

x energia natural ao sistema

Q_i afluência que chega à usina i sem passar por outro reservatório (afluência incremental). No caso de aproveitarmos a fio d'água:

$$Q_i = \text{mínimo} \{ Q_{MAX_i}, Q_i \}, \forall i \in F$$

R_i produtividade equivalente da usina i

r_j produtividade da usina j

III.2.3 - Complementação Térmica

O regime admitido para a operação das térmicas será:

- Ponta: A térmica só será solicitada nas horas de demanda máxima diária.
- Base: A térmica será solicitada durante todo o tempo.

Como, em um sistema, existe um grande número de usinas térmicas, a decisão de operar tal ou qual térmica em regime de ponta ou base será por uma ordem de mérito, ou seja, serão operadas na base, preferencialmente, aquelas que tiverem custos operacionais mais baixos.

A geração térmica será denominada pela letra u.

III.2.4 - Mercado Consumidor

O mercado referido a determinado instante é considerado como o somatório dos requisitos de energia, de todas as empresas às quais o sistema fornece energia.

$$C = \sum_{j \in S} c_j$$

onde:

- S conjunto de índices associados às empresas supridas pelo sistema
 C mercado ou carga do sistema
 c_j requisito de energia da empresa j

O mercado calculado, como foi exposto acima, será utilizado na política de operação ótima. Na seção onde há a descrição da simulação com dois sistemas interligados, tal cálculo de mercado será modificado, adicionando ou subtraindo ao mesmo os aportes de energia trocados entre os dois sistemas.

III.3 - EQUAÇÃO DE TRANSIÇÃO DE ESTADO

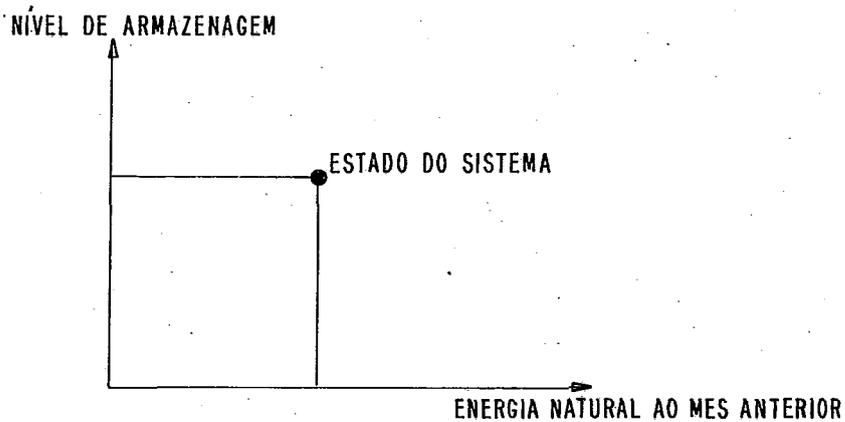
● Estágio de um Sistema

Devido à grande distância entre os reservatórios existentes no sistema e o tamanho dos mesmos, o modelo foi construído para fornecer resultados mensais. Portanto, teremos que tomar decisões sobre a quantidade de água a ser utilizada em termos mensais.

- Estado do Sistema

O estado em que se encontra o sistema em um determinado mês (estágio), é representado por uma variável bidimensional, cujas coordenadas são:

- Nível da armazenagem;
- Energia natural no mês anterior ao mês em estudo.



- Equação da Evolução da Energia Armazenada

a_n energia armazenada no sistema ao fim do mês n

A_{MAX} energia armazenada máxima no sistema

u_{MAX} geração térmica máxima

u_{MIN} geração térmica mínima

x_n energia natural afluyente ao sistema no mês n

C_n requisito de energia do sistema no mês n

- Supondo-se que o parque hidráulico seja suficientemente grande para gerar a sua parcela, qualquer que seja a geração térmica;

- Desprezando-se a influência de um intervalo no consecutivo, no que diz respeito ao tempo de escoamento entre os reservatórios;

A equação de evolução da armazenagem fica:

$$\hat{a}_{n+1} = a_n + x_n + u_n - C_n$$

onde:

$$u_{\text{MIN}} \leq u_n \leq u_{\text{MAX}}$$

Temos, então, que:

$$a_{n+1} = \begin{cases} A_{\text{MAX}} & , \hat{a}_{n+1} > A_{\text{MAX}} \\ \hat{a}_{n+1} & , 0 \leq \hat{a}_{n+1} < A_{\text{MAX}} \\ 0 & , 0 > \hat{a}_{n+1} \end{cases}$$

III.3.1 - Vertimento

Quando $\hat{a}_{n+1} > A_{\text{MAX}}$, não haverá capacidade de armazenamen-
to nos reservatórios que compõem o sistema. Portanto, a quantidade de ener-
gia $\hat{a}_{n+1} - A_{\text{MAX}}$ será perdida em termos de geração elétrica. Esta quantidade
será vertida.

III.3.2 - Déficit

Caso $\hat{a}_{n+1} < 0$, haverá um déficit no sistema. Portanto, a
quantidade de energia que está faltando ao sistema, o déficit, será dada por
 $\delta = -\hat{a}_{n+1}$.

É claro que tal ocorrência acarreta danos econômicos de
grande monta, pois paralisa uma parte, senão todo o sistema econômico para o
qual o parque gerador foi construído para suprir.

É difícil, dada a extensão e complexidade dos danos, esti-
mar um valor ou custo para o déficit. Neste trabalho, mostraremos, mais adi-
ante, uma forma de estimá-lo. Por enquanto, podemos fixá-lo como mais caro
que a térmica mais cara.

III.4 - CÁLCULO PADRÃO

O cálculo padrão visa estabelecer uma seqüência de procedimentos na operação do sistema, de modo a minimizar custos.

Os custos variáveis na operação de um sistema hidrotérmico são os de decisão de operar as térmicas em regime de ponta ou base. A seqüência de procedimentos, estratégia, é uma seqüência de tabelas de decisões térmicas mensais.

Como o sistema, neste trabalho, é considerado estático, a estratégia é um conjunto de 12 tabelas mensais, obtidas pela aplicação de Programação Dinâmica Estocástica a Horizonte Ilimitado [1].

Associando agora a decisão em um determinado estágio, mês, ao estado do sistema, podemos estabelecer uma função de custo neste estágio.

O objetivo deste método, que estamos expondo, é minimizar, em um determinado período de tempo, os custos operacionais do sistema. Portanto, temos que definir um custo associado à estratégia.

• Custo Associado a uma Estratégia

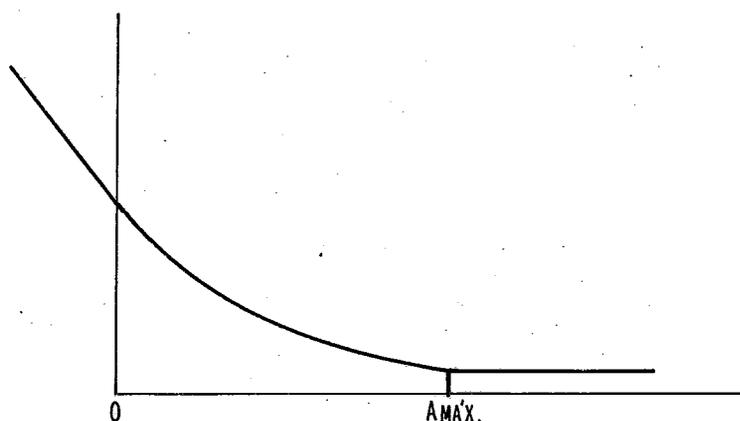
É o valor esperado com relação às seqüências hidrológicas dos custos das políticas originadas a partir de cada par estado-estágio, segundo a estratégia.

$$(a_n, x_n) \rightarrow F(a_n, x_n)$$

Tal função obedece às seguintes restrições:

- Dada uma determinada afluência ao sistema, a função de custo é convexa, decrescente e continuamente diferenciável na reta, para todos os níveis de armazenamento, a menos dos extremos 0 e A_{MAX} .
- Dado um determinado nível no sistema, a função de custo é contínua para todas as afluências.

Logo, a função apresenta o seguinte aspecto:



ASPECTO DA FUNÇÃO

- Valor Marginal

O valor marginal da reserva pode ser definido como a derivada à direita, se houver, desta função, em relação à armazenagem.

As condições de otimalidade obtidas utilizando-se o teorema de Kuhn-Tucker [4], foram derivadas em Wellington [10].

Tais condições de otimalidade relacionam o custo incremental da geração complementar com o valor marginal da água da seguinte maneira:

- O valor marginal da energia armazenada no início de um mês n associado a um estado (a_n, x_n) deve ser igual ao valor esperado dos valores marginais da reserva obtidos no final do mês, a partir de decisão ótima.
- O custo incremental de operação das térmicas aplicado a (a_n, x_n) durante o mês deve ser o máximo possível abaixo do valor marginal da reserva armazenada no início do mês.

O cálculo da operação térmica ótima e do valor marginal de um estágio n , para um determinado estado, é feito pelo seguinte procedimento:

- É conhecida a tabela de valores marginais para o estágio consecutivo.

- Partindo desta tabela, toma-se como decisão térmica a de custo maior, isto é, todas as térmicas operando no mínimo.

- Faz-se desfilar todas as energias naturais que são possíveis de ocorrer neste estágio. Obtém-se, com isto, uma série de valores para o estágio em estudo através da equação de evolução de estado:

$$\hat{a}_{n+1} = a_n + x_n + u_n - C_n$$

Caso $\hat{a}_{n+1} \geq A_{MAX}$, o valor marginal da água é nulo.

Caso $\hat{a}_{n+1} < 0$, o valor marginal da água é igual ao custo do déficit.

Caso $0 \leq \hat{a}_{n+1} < A_{MAX}$, o valor marginal é obtido por uma interpolação de quatro valores constantes da tabela conhecida.

Este procedimento é feito para todas as possíveis afluições e o valor marginal após esta iteração é dado pela esperança matemática dos valores assim obtidos, pois as afluições utilizadas ocorrem como uma certa probabilidade.

O valor marginal assim obtido é comparado com a segunda condição de otimalidade exposta acima. Caso ele a satisfaça, ele será o valor marginal procurado.

Caso não a satisfaça, aumenta-se a geração térmica e repete-se o mesmo procedimento de cálculo.

De posse das tabelas de valor marginal da reserva, que correspondem à complementação térmica ótima, para cada um dos sistemas considerados isoladamente, calculadas pelo procedimento acima exposto, o capítulo seguinte exporá um procedimento de cálculo, baseado em simulação, que permite estimar os aportes de energia que serão trocados entre os dois sistemas, quando interligados.

CAPÍTULO IV

SIMULAÇÃO

O objetivo deste capítulo é mostrar o procedimento de cálculo utilizado para estimar os aportes de energia intercambiados entre dois sistemas interligados. Isto é feito através de uma simulação sobre o histórico de afluências, utilizando como complementação térmica a estratégia ótima, calculada como foi exposta no capítulo anterior.

A descrição das variáveis, colocando-as em uma notação mais formal, é feita a seguir.

IV.1 - DESCRIÇÃO DAS VARIÁVEIS

j	taxa de juros relativa aos intervalos
$\alpha = \frac{1}{1+j}$	taxa de desconto relativa aos intervalos
γ	custo do déficit em \$/MWh
C_n	energia consumida pelo mercado do sistema, expressa em MWh, tal que $C_n > 0$, $n = 1, 2, \dots, N$

$p_n(x_n/x_{n-1})$ distribuição de probabilidades da energia natural x_n , no intervalo n , dado que, no intervalo anterior, ocorreu uma afluência x_{n-1} definida para $n = 2, 3, \dots, N+1$.

Sejam X_n e X_{n-1} , respectivamente, limites superiores de x_n e x_{n-1} . Então, $\forall x_{n-1} \in [0, X_{n-1}]$ a função $p_n(./x_{n-1})$ é contínua em $[0, X_n]$ e $\forall x_n \in [0, X_n]$, a função $p_n(x_n/.)$ é contínua em $[0, X_{n-1}]$.

Devemos lembrar que consideraremos neste trabalho que a afluência ocorrida em um sistema não afeta as afluências esperadas no outro sistema; isto quer dizer que os dois sistemas serão estocasticamente independentes.

(1) Estágio $n \in \{1, 2, \dots, N+1\}$

Corresponde ao índice dos N intervalos de discretização do problema.

(2) Estado $y_n = (a_n, x_{n-1}) \in \mathbb{R}^2$

Para um estágio $n \in \{1, 2, \dots, N\}$, a_n é a armazenagem de um sistema ao início de n , x_{n-1} é a energia natural afluyente no intervalo anterior e y_n é o estado no estágio n .

Um estado é dito viável se $a_n \in [0, A_{\text{MAX}}]$, onde A_{MAX} é a armazenagem máxima que o sistema possui, e se $x_{n-1} \in [0, X_{n-1}]$, onde X_{n-1} é o limite superior de x_{n-1} . $Y_n \subset \mathbb{R}^2$ é o conjunto de todos os estados viáveis no estágio n .

(3) Controle $u_n \in \mathbb{R}^+$

Seja $u_n \in \mathbb{R}^+$ o valor da geração complementar quando o sistema situa-se no estado y_n no estágio n .

Considera-se, nesta formulação, que a energia complementar inclui, além da geração térmica, o déficit e o vertimento como decisões possíveis a serem tomadas no início de cada intervalo. A generalização do conceito de geração complementar não trará nenhuma modificação ao problema; apenas simplificará a resolução do mesmo. Estes eventos extremos ocorrem, não por força de uma decisão consciente, mas por limitações físicas do sistema energético em estudo.

Portanto, um controle é dito viável se $0 \leq u_n \leq C_n$.

(4) Equação de Transição de Estado

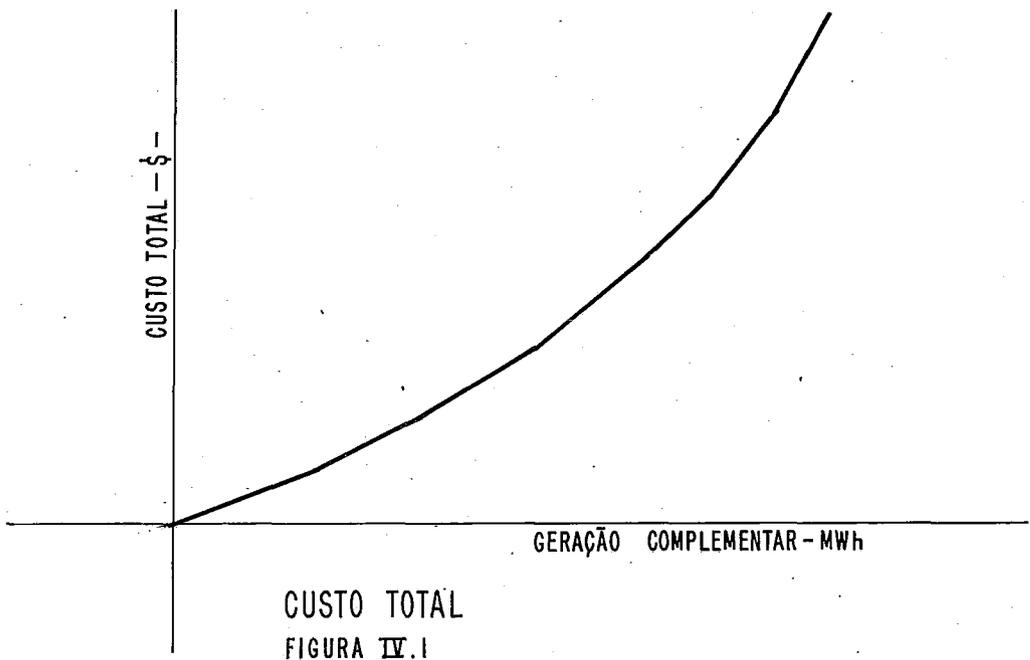
Dados $n \in \{1, 2, \dots, N\}$, $y_n \in Y_n$, $0 \leq u_n \leq C_n$, $x_n \in [0, X_n]$, a equação de transição de estado fica: $y_{n+1} = (a_{n+1}, x_n)$, onde:

$$a_{n+1} = \begin{cases} A_{\text{MAX}} & , \hat{a}_{n+1} \geq A_{\text{MAX}} \\ \hat{a}_{n+1} & , 0 \leq \hat{a}_{n+1} < A_{\text{MAX}} \\ 0 & , 0 > \hat{a}_{n+1} \end{cases}$$

e onde $\hat{a}_{n+1} = a_n + x_n + u_n - C_n$.

(5) Custo Associado a uma Decisão

Considere $n \in \{1, 2, \dots, N\}$, $y_n \in Y_n$, $x_n \in [0, X_n]$ para \hat{a}_{n+1} , como foi definido acima e sendo $\Phi_n : -R^3 \rightarrow R$ definida como o custo total da geração complementar u_n , em \$, no intervalo n . Por construção, $\Phi_n(\cdot)$ é contínua, crescente, linear por partes e convexa (porém não estritamente convexa), como representada na figura (IV-1).



Em decisões déficits e vertimentos, a curva se comporta da seguinte maneira:

- Acima da máxima geração complementar, a curva do custo é expandida, utilizando o custo do déficit.
- Abaixo da mínima geração complementar, a curva é prolongada por um valor constante, igual ao custo desta produção mínima. Isto, porque supõe-se que verter água não acarrete custos imediatos ao sistema.

Temos, portanto, que:

$$\Phi_n(u_n) = \begin{cases} \Phi_n(u_n) & , \hat{a}_{n+1} \geq 0 \\ \Phi_n(u_n) - \alpha\gamma\hat{a}_{n+1} & , \hat{a}_{n+1} < 0 \end{cases}$$

$-\alpha\gamma\hat{a}_{n+1}$ é o custo do déficit que deverá ser acrescentado ao custo da geração complementar máxima, em caso de déficit.

(6) Estratégia

É uma seqüência de funções $\{U_n\}_{n=1,2,\dots,N}$ tal que:

$\forall n \in \{1,2,\dots,N\}$, a função $U_n: y_n \rightarrow R$ associa um controle $u_n \leq C_n$ a um estado $y_n \in Y_n$.

(7) Custo Associado a uma Estratégia

Seja uma estratégia $\{U_n\}_{n=1,2,\dots,N}$ um estágio $n_0 \in \{1,2,\dots,N\}$ e um estado $y_{n_0} \in Y_{n_0}$.

Então, o custo associado a uma estratégia a partir de um estágio y_{n_0} é o valor esperado em relação às seqüências hidrológicas viáveis a partir de y_{n_0} dos custos das políticas obtidas a partir de y_{n_0} tomando os controles segundo a estratégia definida.

(8) Estratégia Ótima

É uma estratégia $\{\hat{U}_n\}_{n=1,2,\dots,N}$ tal que $\forall n \in \{1,2,\dots,N\}$ e $y_n \in Y_n$ têm custo mínimo a partir do estado y_n , entre todas as possíveis estratégias.

(9) Função Custo Mínimo Total

Para $n \in \{1,2,\dots,N\}$, $y_n \in Y_n$, a função $F_n: y_n \rightarrow R$ é tal que $F_n(y_n)$ corresponde ao custo associado a uma estratégia ótima a partir do estado y_n .

Para $n = N$, temos: $F_{n+1}(y_{n+1}) = 0 \quad \forall y_{n+1} \in Y_{n+1}$

Pelo princípio de Bellman, temos:

$$F_n(a_n, x_{n-1}) = \underset{u_n \leq c_n}{\text{mínimo}} \left\{ E_{x_n/x_{n-1}} \left[\Phi_n(u_n) + \alpha F_{n+1}(\hat{a}_{n+1}, x_n) \right] \right\}$$

onde \hat{a}_{n+1} é definido em (4).

Baseados em (4) e (5), podemos escrever:

$$F_{n+1}(\hat{a}_{n+1}, x_n) = \begin{cases} \Phi_n(u_n) + \alpha F_{n+1}(A_{MAX}, x_n), & \hat{a}_{n+1} \geq A_{MAX} \\ \Phi_n(u_n) + \alpha F_{n+1}(\hat{a}_{n+1}, x_n), & 0 \leq \hat{a}_{n+1} < A_{MAX} \\ \Phi_n(u_n) + \alpha [\bar{F}_{n+1}(0, x_n) - \gamma \hat{a}_{n+1}], & 0 > \hat{a}_{n+1} \end{cases}$$

Podemos definir agora $\hat{F}: R^2 \rightarrow R$ tal que:

$$\hat{F}_{n+1}(\hat{a}_{n+1}, x_n) = \begin{cases} F_{n+1}(A_{MAX}, x_n), & \hat{a}_{n+1} \geq A_{MAX} \\ F_{n+1}(\hat{a}_{n+1}, x_n), & 0 \leq \hat{a}_{n+1} < A_{MAX} \\ F_{n+1}(0, x_n) - \gamma \hat{a}_{n+1}, & 0 > \hat{a}_{n+1} \end{cases}$$

(10) Valor Marginal da Água

É uma função $V_{n+1}: [\bar{0}, A_{MAX}] \rightarrow R$ tal que, $\forall x_n \in [\bar{0}, X_n]$, temos

$$V_{n+1}(a_{n+1}, x_n) = - \frac{\partial}{\partial^+ a_n} F_{n+1}(a_n, x_{n-1}).$$

Para \hat{a}_{n+1} , definido em (4), e \hat{F}_{n+1} , definido em (9), podemos definir o valor marginal da água expandido como:

Uma função $\hat{V}_{n+1}: R \rightarrow R$ tal que $\forall x_n \in [\bar{0}, X_n]$ tem-se que,

$$V_{n+1}(\hat{a}_{n+1}, x_n) = - \frac{\partial}{\partial^+ \hat{a}_{n+1}} F_{n+1}(\hat{a}_{n+1}, x_n)$$

Pela definição de \hat{F}_{n+1} , temos:

$$\hat{V}_{n+1}(\hat{a}_{n+1}, x_n) = \begin{cases} 0 & , \hat{a}_{n+1} \geq A_{MAX} \\ V_{n+1}(\hat{a}_{n+1}, x_n) & , 0 \leq \hat{a}_{n+1} < A_{MAX} \\ \gamma & , 0 > \hat{a}_{n+1} \end{cases}$$

IV.1.1 - Implementação do Cálculo da Estratégia Ótima

Como o número de estados $y_n(a_n, x_n)$ e do controle u_n em um determinado estágio n é infinito, o cálculo em computador desta maneira é inviável.

Para torná-lo implementável, as variáveis que definem o estado e o controle foram discretizadas.

A energia máxima armazenada foi dividida em 21 valores iguais, a energia natural afluenta em 9 valores e o controle foi discretizado em função das fontes de geração complementar. Tais discretizações foram baseadas na experiência computacional. | 3 |

Portanto, em cada estágio, o cálculo é feito sobre 181 pontos, que são os estados discretizados do problema.

Como o sistema, neste trabalho, é estático, sua armazenagem máxima A_{MAX} não mudará com o tempo.

O cálculo das estratégias ótimas depende do número de estados que o sistema, dado um estado inicial y_{n_0} , poderá evoluir. Como este número é limitado, pois o sistema é estático, a estratégia ótima calculada é estacionária.

IV.2 - SIMULAÇÃO

O problema a ser abordado é a operação de dois sistemas interligados.

A metodologia de cálculo desenvolvida anteriormente supõe, para a construção do sistema equivalente, que as interligações entre fontes geradoras e mercado consumidor são grandes o suficiente para serem relaxadas. Tal fato não ocorre, neste caso, pois a interligação tem um valor fixo conhecido.

Visualizando os aportes de energia como uma térmica fictícia |10|, ocorre o problema de calcular o custo incremental desta nova fonte de complementação.

A tentativa de determinar, por programação dinâmica esto-

cástica, tais valores, acarretaria uma redefinição das variáveis anteriormente definidas. Como exemplo, teríamos uma variável de controle, para um determinado sistema, dependente da aleatoriedade das vazões afluentes ao outro sistema. Tal fato torna o algoritmo de cálculo muito pesado em termos computacionais.

Por outro lado, a determinação da operação ótima de cada sistema, quando é conhecida uma quantidade fixa de energia intercambiada entre os dois sistemas, não altera a rotina de cálculo anteriormente exposta. Para tanto, basta considerar que os sistemas estão isolados e que esta energia é parte do mercado.

A determinação desta energia é feita, neste trabalho, através de uma simulação sobre a série histórica de afluições; mas isso não basta, pois a determinação de uma energia intercambiada acarreta uma redefinição da estratégia ótima de operação. Portanto, o procedimento escolhido é uma combinação das duas idéias precedentes, formando um procedimento de cálculo iterativo, composto de uma otimização para os sistemas isolados e seus mercados, e uma simulação para estimar a energia intercambiada. O resultado da simulação será acrescido ou subtraído, conforme o caso, aos mercados dos sistemas, havendo nova otimização.

(1) Simulação

Para manter a coerência com o cálculo das estratégias ótimas, cada estágio corresponderá a um mês.

Definiremos, agora, mais alguns conceitos que serão utilizados na descrição da simulação:

(2) Horizonte de Estudo

Número de estágios em que vai ocorrer a simulação:

$$n \in \{1, 2, \dots, N\}$$

No presente estudo, utilizaremos $N = 480$ estágios.

(3) Série de Afluências

É uma série, uma para cada sistema, de valores, um para cada estágio do horizonte de estudo.

$$x_{kn}, \text{ onde: } k = 1, 2, \dots, n \in \{1, 2, \dots, N\}$$

No presente trabalho, utilizaremos a série histórica de afluências:

$$(x_{k1}, x_{k2}, \dots, x_{kN}), \quad k = 1, 2$$

(4) Política de Intercâmbio

É uma seqüência de valores de energia intercambiada, que cobrem todo o horizonte de estudo:

$$\{EI_n\}, \quad n \in \{1, 2, \dots, N\}$$

Dado y_{k0} , $k = 1, 2$, estado inicial de cada sistema, a transição de estado em cada sistema simulado isoladamente é:

$$\hat{a}_{kn+1} = a_{kn} + x_{kn} + u_{kn} - C_{kn}, \quad k = 1, 2$$

onde:

a_{kn} armazenagem do sistema k no estágio n

x_{kn} afluência histórica ocorrida no sistema k no estágio n

u_{kn} geração térmica pertencente à estratégia ótima de decisão térmica

C_{kn} mercado do sistema k no estágio n

(5) Custo de Operação

É o custo de operação no horizonte de estudo, para cada sistema.

$$FC_k = \sum_{n=1}^N \Phi_{kn}(u_{kn})$$

(6) Custo Total de Operação

É o custo de operação dos dois sistemas no horizonte de estudo.

$$T = \sum_{k=1}^2 FC_k$$

ou

$$T = \sum_{n=1}^N \Phi_{1n}(u_{1n}) + \Phi_{2n}(u_{2n})$$

IV.2.1 - Critério do Valor Marginal

O critério adotado é minimizar, em cada estágio da simulação, o custo total $T_n = \Phi_{1n}(u_{1n}) + \Phi_{2n}(u_{2n})$.

Para estabelecer tal critério, suponhamos que sejam conhecidos os valores marginais associados a um certo estágio, com os sistemas em estados conhecidos. Suporemos, ainda, que um dos sistemas pode transferir diretamente energia para o outro. Mostraremos que, nesse caso, o sistema de menor valor marginal da reserva deverá transferir para o outro uma quantidade de energia tal que igualem seus valores marginais.

No algoritmo, não são conhecidos os valores marginais verdadeiros, o que acarreta a necessidade do procedimento iterativo.

Considerando, agora, a quantidade de energia a ser trocada, como uma decisão econômica de cada sistema, tomada em cada estágio n . O custo desta energia é o valor marginal da reserva armazenada em cada um no estágio n .

Portanto, em um estágio n , suponhamos que os sistemas estejam em estados tais que os valores marginais satisfaçam a:

$$V_{1n} > V_{2n} > 0$$

Se estabelecermos um intercâmbio de energia ΔEI_n (considerado positivo no sentido 1 para 2), neste estágio, suficientemente pequeno para que não haja restrições físicas que impeçam esta troca, os custos em cada sistema ficam:

$$\Phi_{1n}(u_{1n}) - V_1 \Delta EI_n$$

$$\Phi_{2n}(u_{2n}) + V_2 \Delta EI_n$$

A soma dos dois fica:

$$T_n = \Phi_{1n}(u_{1n}) + \Phi_{2n}(u_{2n}) - (V_{1n} - V_{2n}) \Delta EI_n$$

Como $V_{1n} > V_{2n}$, temos $V_{1n} - V_{2n} > 0$.

Concluimos que sempre que o sistema 2, o de menor valor marginal, envia energia ao sistema 1, de maior valor marginal, o custo total no estágio decresce. Isto ocorre até que os valores marginais se igualem.

Portanto, o critério adotado se traduz por reduzir ao mínimo valor possível a diferença entre os valores marginais das reservas dos dois sistemas, em cada estágio da simulação, obedecendo às restrições que limitam o intercâmbio.

O envio de energia será do sistema que possuir, naquele estágio, o menor valor marginal para o de maior valor marginal.

Quando houver restrições físicas que impeçam que se atinja este ponto, o intercâmbio será o maior valor possível de energia que possa ser trocada.

Como o intercâmbio não foi previsto, entre as fontes de energia de um sistema, para efeito de cálculo da estratégia ótima, tal cálculo será modificado, mediante um procedimento iterativo utilizando simulação e otimização.

IV.3 - PROCEDIMENTO ITERATIVO

O procedimento iterativo de cálculo terá, portanto, as seguintes fases:

Passo 1: Inicialização

Supor uma política de intercâmbios $\{EI_n\} = 0 \quad \forall n \in \{1, 2, \dots, N\}$

Os dois sistemas podem ser tratados como se estivessem isolados.

Passo 2: Programação Dinâmica Estocástica

Para cada sistema isolado, a estratégia ótima de complementação térmica é calculada como foi exposto no capítulo anterior.

Passo 3: Simulação

Fazer simulação, na qual, dado um estado y_k , $k = 1, 2$, a equação de transição de estado fica:

$$a_{k \ n+1} = a_{kn} + x_{kn} + u_{kn} + EI_n - C_{kn}, \quad k = 1, 2, \quad \forall n \in \{1, 2, \dots, N\}$$

onde:

$$EI_n \begin{cases} < 0, & \text{se o sistema for fornecedor} \\ > 0, & \text{se o sistema for receptor} \end{cases}$$

Passo 4: Regra de Parada

Dada uma política de intercâmbios $\{EI_n\}$, $n = 1, 2, \dots, N$, calcula-se o intercâmbio médio \overline{EI} . Tal cálculo pode ser feito de duas maneiras diferentes:

$$1) \overline{EI} = \left(\sum_{n=1}^N EI_n \right) / N$$

$$2) \overline{EI}_m = \left(\sum_{n=1}^{N/12} EI_n \right) / (N/12)$$

onde $p = m + 12 * (n-1)$, $m = 1, 2, \dots, 12$

Se $-\varepsilon < \overline{EI} < \varepsilon$, pare.

Caso contrário, fazer:

$$C_{kn} \leftarrow C_{kn} + \overline{EI}$$

Voltar ao Passo 1.

IV.4 - INTERPRETAÇÃO FÍSICA

O intercâmbio médio pode ser interpretado fisicamente como uma quantidade de energia constante a cada estágio que um sistema fornece a outro ao longo do horizonte de estudo. Isto pode ser interpretado em termos reais, como se o sistema receptor desta energia necessitasse de construir em seu parque uma usina que, em média, gerasse esta energia. Como existe interligação, torna-se mais barato importar tal energia. As duas modalidades de cálculos expostas acima têm a mesma interpretação física.

O procedimento descrito acima terá, portanto, seu término, quando o intercâmbio médio, obtido após a simulação, for nulo. Isto acarreta, em termos reais, um equilíbrio dos sistemas, da sua parte energética.

O próximo capítulo mostrará a implementação em computador deste procedimento.

CAPÍTULO V

IMPLEMENTAÇÃO EM COMPUTADOR

O objetivo deste capítulo é mostrar, em termos computacionais, o procedimento de cálculo exposto anteriormente.

Utilizando o modelo composto na representação de cada sistema, e considerando-os isolados, são calculadas as estratégias ótimas de complementação térmica por programação dinâmica estocástica.

Tais estratégias são representadas por matrizes de elemento genérico:

$$\left[a_{kn}, x_{k n-1}, V_{kn} \right] \quad k = 1, 2 \quad n \in \{1, 2, \dots, N\}$$

onde:

a_{kn} armazenagem do sistema k no estágio n

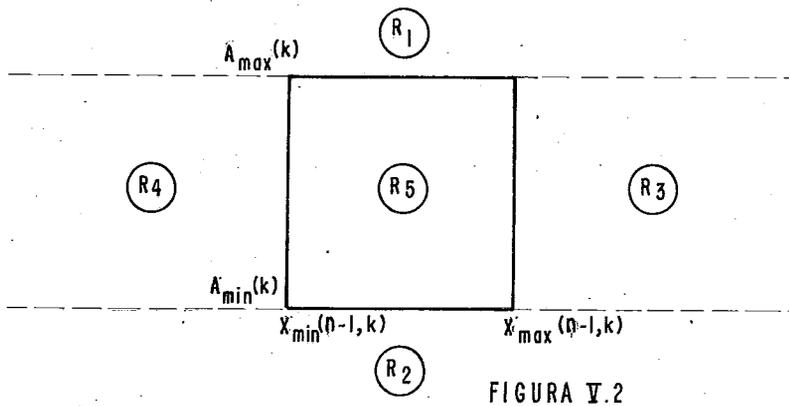
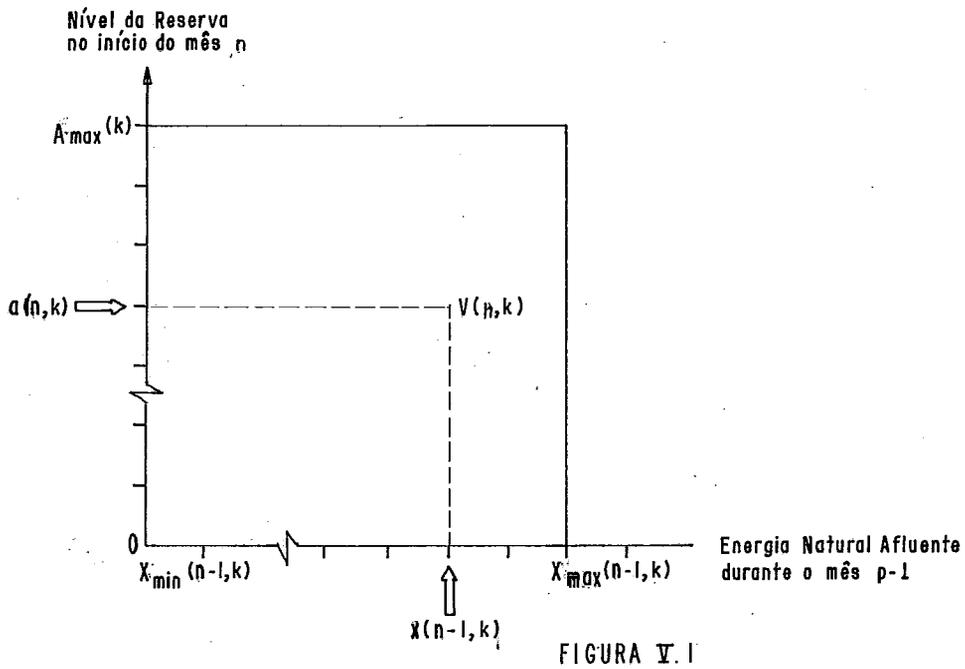
$x_{k n-1}$ afluência ocorrida no estágio $n-1$ ao sistema k

V_{kn} valor marginal da reserva do sistema k no estágio n

Esquemáticamente, a representação de uma matriz deste tipo pode ser feita por uma tabela, como na figura (V-1), projetando-se a terceira componente V_{kn} no plano $a_{kn} \times x_{k n-1}$.

A energia natural afluyente será dividida nesta tabela em 9 faixas e o armazenamento máximo de cada sistema, em 21 intervalos; portanto, tal tabela possuirá 189 estados possíveis para cada sistema em cada estágio. Para não sobrecarregar a notação, continuaremos a representar o estado de cada sistema sem considerar a que faixa tal estado pertence. Para que isso possa acontecer, a obtenção do valor marginal da reserva de um sistema k , em um estágio n , é feita da seguinte maneira:

Dado um estado genérico de um sistema k , ele pode pertencer a uma das regiões, como mostra a figura (V-2) e, mesmo que pertença a R_5 pode não coincidir com nenhum dos 189 estados tabelados.



(1) Estado em R_1

Um estado pertencente a R_1 mostra que o sistema está vertendo. O valor marginal da reserva para este caso será nulo, pois a energia em excesso não poderá ser armazenada.

$$V_{kn} = 0, \quad k = 1, 2 \quad \text{e} \quad n \in \{1, 2, \dots, N\}$$

(2) Estado em R_2

Neste caso, o sistema é deficitário, portanto, o valor marginal da reserva deverá ser igual ao custo do déficit. Será exposta, mais adiante, uma maneira de aferir o custo do déficit.

$$V_{kn} = \gamma * -a_{kn}, \quad k = 1, 2, \quad n \in \{1, 2, \dots, N\}, \quad a_{kn} < 0$$

(3) Estado em R_3, R_4 e R_5

Nestes casos, encontraremos o valor marginal da reserva por interpolação linear, utilizando para tanto os valores tabelados mais próximos.

$$V_{kn} = \rho_1 V_1 + \rho_2 V_2 + \rho_3 V_3 + \rho_4 V_4$$

V_1, V_2, V_3, V_4 valores tabelados

$\rho_1 \quad \rho_2 \quad \rho_3 \quad \rho_4$ coeficientes proporcionais linearmente com a distância entre os estados.

V.1 - CRITÉRIO

É conhecido, para cada sistema, um estado inicial:

$$y_{k1}, \quad k = 1, 2$$

A evolução da armazenagem é simulada pela seguinte equação de transição de estado:

$$a_{k\ n+1} = a_{kn} + x_{kn} + u_{kn} + \delta(n) EI_n - C_{kn}$$

para $k = 1, 2$ e $n \in \{1, 2, \dots, N\}$

onde:

x_{kn} afluência histórica ao sistema k no estágio n

u_{kn} geração térmica do sistema k no estágio n

EI_n intercâmbio no estágio n

$$\delta(n) = \begin{cases} 1, & \text{se o sistema for receptor} \\ -1, & \text{se o sistema for fornecedor} \end{cases}$$

C_{kn} mercado do sistema k no estágio n

A quantidade de energia a ser trocada entre os dois sistemas é calculada pelo critério exposto no capítulo anterior. Tal critério estabelece o intercâmbio de energia do sistema 1 para o sistema 2 sempre que o valor marginal da água para o primeiro for menor do que para o segundo. Portanto, a cada mês n , o ponto onde os valores marginais das reservas dos dois sistemas se igualam, como na figura V.3.

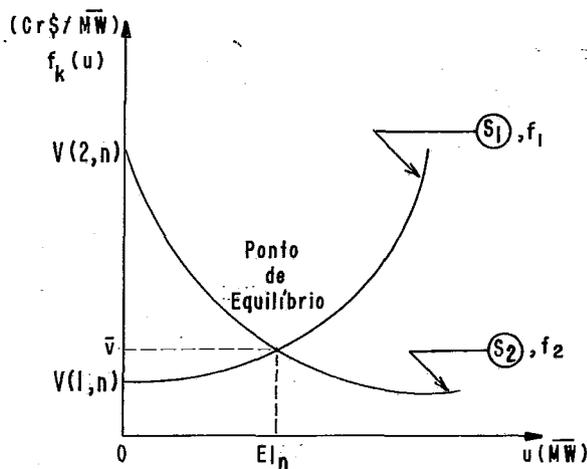


FIGURA V.3

A direção do intercâmbio será definida por:

- Se $V_{1n} > V_{2n}$, então o intercâmbio EI_n será do sistema 2 para o sistema 1.

- Se $V_{1n} < V_{2n}$, então o intercâmbio EI_n será do sistema 1 para o sistema 2.

- Se $V_{1n} = V_{2n}$, então o intercâmbio é nulo.

Nem sempre o ponto onde os valores marginais se igualam poderá ser alcançado, pois existem restrições físicas ao intercâmbio de energia entre os sistemas. Definiremos agora o conceito de intercâmbio viável, de acordo com estas restrições físicas.

V.2 - RESTRIÇÕES FÍSICAS AO INTERCÂMBIO

V.2.1 - Restrição de Limite Superior

(a) O intercâmbio não pode ser maior do que a carga residual do sistema receptor, isto é, existe uma geração tanto térmica quanto hidráulica mínima no sistema receptor.

$$C_{x_{kn}} = C_{kn} - \alpha(k) \cdot P_{MAX}(k) - \beta(k) \cdot LL_{MAX}(k) \quad \forall k = 1, 2 \quad \text{e } n \in \{1, 2, \dots, N\}$$

onde:

$C_{x_{kn}}$ carga residual do sistema k no estágio n

C_{kn} carga do sistema k no estágio n

$\alpha(k) \in [0, 1]$ fator de geração mínima do sistema k

$P_{MAX}(k)$ potência hidráulica instalada máxima no sistema k. Calcula-se somando todas as potências das máquinas instaladas no sistema.

$\beta(k) \in [0, 1]$ fator de geração mínima de térmica para o sistema k

$U_{MAX}(k)$ geração máxima das térmicas do sistema k

(b) O intercâmbio não pode ser maior do que a capacidade residual $r(k)$ do sistema fornecedor, isto é, como os reservatórios, no caso brasileiro, são grandes, pode ocorrer que a energia prevista pelo critério esteja armazenada, não havendo máquinas suficientes para gerar tal energia. Esta restrição garante que tal não ocorrerá.

$$R(k) = \mu(k) \cdot P_{MAX}(k) + U_{MAX}(k) - C_{kn} \quad \forall k = 1,2, \quad n \in \{1,2,\dots,N\}$$

onde:

$\mu(k)$ fator de geração máxima hidráulica para o sistema k

(c) O intercâmbio não pode ser maior do que um limite relacionado com a capacidade de transmissão da interligação entre os dois sistemas.

LIMT(1,2) limite de transmissão entre o sistema 1 e o sistema 2

Portanto, temos que o intercâmbio, resumindo as restrições de limite superior, terá que ser:

$$EI_n \leq \text{mínimo} \{C_{kn}, R(k), \text{LIMT}(1,2)\}$$

dependendo de qual sistema é fornecedor e qual receptor.

V.2.2 - Restrições de Limite do Nível da Reserva

(d) O intercâmbio não pode ser tal, que ultrapasse o nível máximo da reserva ($A_{MAX}(k)$), causando vertimento no sistema receptor.

(e) O intercâmbio não pode ser tal, que a reserva do sistema fornecedor fique abaixo de seu nível mínimo.

Sendo \bar{a}_{kn} o nível da reserva do sistema k no início do mês n, incorporando-se o intercâmbio, temos:

$$\bar{a}_{kn} = a_{kn} + \delta(n) EI_n$$

Por (d), temos:

$$\bar{a}_{kn} \leq A_{MAX}(k) , \text{ para } k \text{ receptor e } n \in \{1,2,\dots,N\}$$

Portanto:

$$\delta(n) = 1 \text{ e } a_{kn} + EI_n \leq A_{MAX}(k)$$

onde:

$$EI_n \leq A_{MAX}(k) - a_{kn}$$

Por (e), temos que:

$$\bar{a}_{kn} \geq 0 , \text{ para } k \text{ fornecedor e } n \in \{1,2,\dots,N\}$$

Portanto:

$$\delta(n) = -1 \text{ e } a_{kn} - EI_n \geq 0$$

onde:

$$EI_n \leq a_{kn}$$

O intercâmbio, neste trabalho, foi implementado como uma quantidade de energia a ser adicionada ou subtraída das equações de transição de estado de cada sistema, conforme o caso. Levando-se em conta esta formulação, as restrições do limite do nível da reserva e as restrições de limite superior, o intercâmbio $EI(n)$ é descrito como:

$$0 \leq EI_n \leq \text{mínimo} \{(a), (b), (c), (d), (e)\}$$

onde:

(a), (b), (c), (d), (e) são as restrições acima expostas e são válidas, dependendo se o sistema for receptor ou fornecedor.

(f) Restrição por afluência

Esta restrição foi deixada para o fim, pois diz respeito à estrutura do modelo, não sendo, como as outras, puramente física.

A disponibilidade de energia hidráulica em um estágio depende da energia armazenada e da afluência ao sistema no mês.

A decisão da quantidade de energia a ser intercambiada é uma decisão tomada, neste modelo, no início do estágio.

Pode ocorrer, então, que a armazenagem do sistema fornecedor, ao final do estágio, atinja um nível inferior ao mínimo. Neste caso, o intercâmbio decidido é superior ao que realmente será possível realizar durante o estágio.

Portanto:

$$a_{k \ n+1} \geq 0 \quad \text{para } k \text{ fornecedor} \quad \text{e} \quad n+1 \in \{1, 2, \dots, N\}$$

portanto, $\delta(n) = -1$ e

$$a_{k \ n+1} = a_{kn} - EI_n + x_{kn} + u_{kn} - C_{kn} \geq 0$$

donde:

$$EI_n \leq a_{kn} + x_{kn} + u_{kn} - C_{kn} .$$

Dessa forma, um intercâmbio é dito viável quando satisfaz a todas as restrições apresentadas até aqui. Temos, portanto, que:

$$0 \leq EI_n \leq \text{mínimo} \{(a, b, c, d, e, f)\}$$

V.3 - PROCEDIMENTOS DE CÁLCULO DA SIMULAÇÃO

Devido à discretização mensal no cálculo das tabelas de valores marginais da reserva e, conseqüentemente, na simulação, ocorre que as decisões da quantidade de energia a ser intercambiada e energia térmica podem ser tomadas segundo vários procedimentos.

A escolha de qual o melhor procedimento é feita, segundo um critério que satisfaça às restrições do problema com mínima utilização dos recursos naturais e econômicos, isto é, os procedimentos serão avaliados

segundo os seguintes parâmetros:

- 1) Vertimento anual
- 2) Déficit anual
- 3) Economia anual de combustível

Serão expostos quatro procedimentos admissíveis, cujos resultados e avaliação serão mostrados mais adiante.

Procedimento (P₁): as decisões térmicas em um estágio n serão tomadas após a decisão de intercâmbio.

Procedimento (P₂): as decisões térmicas em um estágio n serão tomadas antes da decisão de intercâmbio.

Procedimento (P₃): as decisões térmicas em um estágio n serão tomadas a priori, com base nos valores marginais da reserva no estágio n , enquanto o intercâmbio é decidido com base nas reservas do estágio $n+1$.

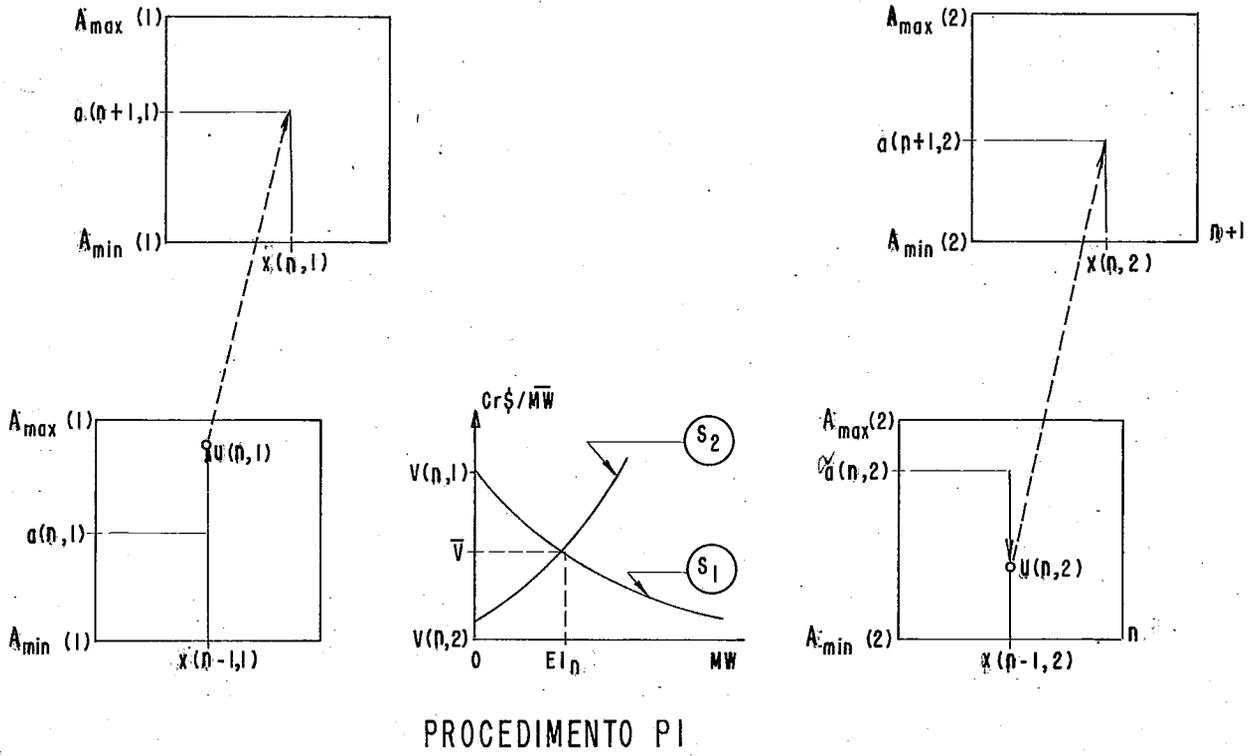
Procedimento (P₄): as decisões térmicas são corrigidas a partir da quantidade de intercâmbio, calculado como em (P₃).

Cada um destes procedimentos terá uma iteração padrão que passaremos a descrever:

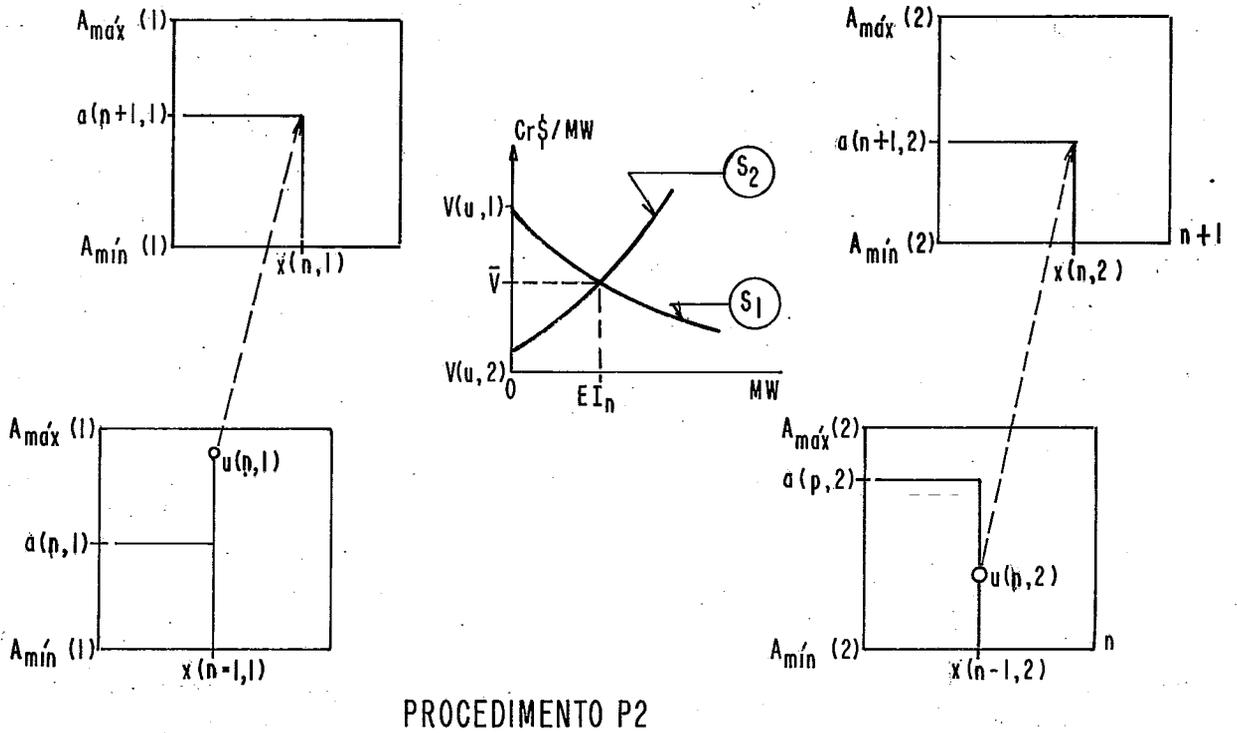
- Procedimento (P₁)

Passo 0: É conhecido o estado de cada sistema no estágio n ; calculamos os valores marginais da reserva de cada um V_{1n} e V_{2n} .

Passo 1: A partir destes valores marginais, calcula-se o intercâmbio admissível segundo as restrições mostradas acima. Obtidos os valores marginais das reservas após o intercâmbio (o ponto de equilíbrio pode não ser atingido, devido às restrições, ficando os dois sistemas com valores marginais diferentes), toma-se as decisões térmicas u_{1n} e u_{2n} .



PROCEDIMIENTO P1



PROCEDIMIENTO P2

Passo 2: Aplicando a equação de transição de estado, temos:

$$a_{k \ n+1} = a_{kn} + x_{kn} + u_{kn} + \delta(n) EI_n - C_{kn} \quad \text{para } k = 1, 2.$$

Passo 3: Teste do Nível da Reserva

a) $a_{k \ n+1} < 0$, o intercâmbio fica:

$$M = Cx_{kn} * \frac{-a_{k \ n+1}}{EI_n + Cx_{kn}}$$

$$L = -a_{k \ n+1} - M$$

$$EI_n = EI_n - L \quad e$$

$$a_{k \ n+1} = a_{k \ n+1} - \delta(n) L$$

b) $a_{k \ n+1} > A_{MAX}^{(k)} \implies a_{k \ n+1} = A_{MAX}^{(k)}$

Passo 4: Verificamos se o horizonte de estudo foi todo percorrido. Caso afirmativo, obtivemos uma política de intercâmbio completa. Caso negativo, implementamos o estágio, passando para o seguinte e retornando ao Passo 0.

● Procedimento (P₂)

Adotando-se a política P₂, as decisões térmicas serão tomadas antes de calcular um intercâmbio admissível, portanto, do algoritmo precedente P₁; só o Passo 1 se modifica.

Passo 1: As decisões térmicas u_{1n} e u_{2n} são tomadas a partir dos valores marginais da reserva naquele estágio. O intercâmbio é, então, calculado e seguimos o procedimento já exposto.

● Procedimento (P₃)

De acordo com este procedimento, a decisão do intercâmbio em um estágio n será tomada com base nos valores da reserva no estágio $n+1$. Para tanto, será feita uma previsão da energia natural afluyente naquele estágio. Tal previ-

são é feita por um modelo de regressão, tornando possível a determinação de estados fictícios $y_{k n+1}^*$ e, conseqüentemente, valores marginais fictícios $v_{k n+1}^*$.

Passamos, agora, a descrever o algoritmo:

Passo 0: Sendo conhecido o estado y_{kn} , $k = 1, 2$ e n um estágio genérico, os valores marginais da reserva ficam V_{1n} e V_{2n} .

Passo 1: A partir dos valores marginais, as decisões térmicas são tomadas u_{1n} e u_{2n} .

Fazemos uma previsão da energia afluenta que ocorrerá neste estágio x_{kn}^* , $k = 1, 2$.

A equação de transição de estado fica:

$$a_{k n+1}^* = a_{kn} + x_{kn}^* + u_{kn} - C_{kn}, \quad k = 1, 2.$$

Passo 2: Com isto, obtivemos um estado fictício y_{kn}^* . Calculamos os valores marginais da reserva para este estado fictício no estágio $n+1$. A decisão do intercâmbio é tomada, de modo que seja admissível, gerando um intercâmbio provisório.

Passo 3: Os níveis da reserva são corrigidos utilizando-se a série de afluições:

$$a_{k n+1} = a_{k n+1}^* - (x_{kn}^* - x_{kn}) + \delta(n) EI_n, \quad k = 1, 2$$

Passo 4: Testes nos Níveis da Reserva

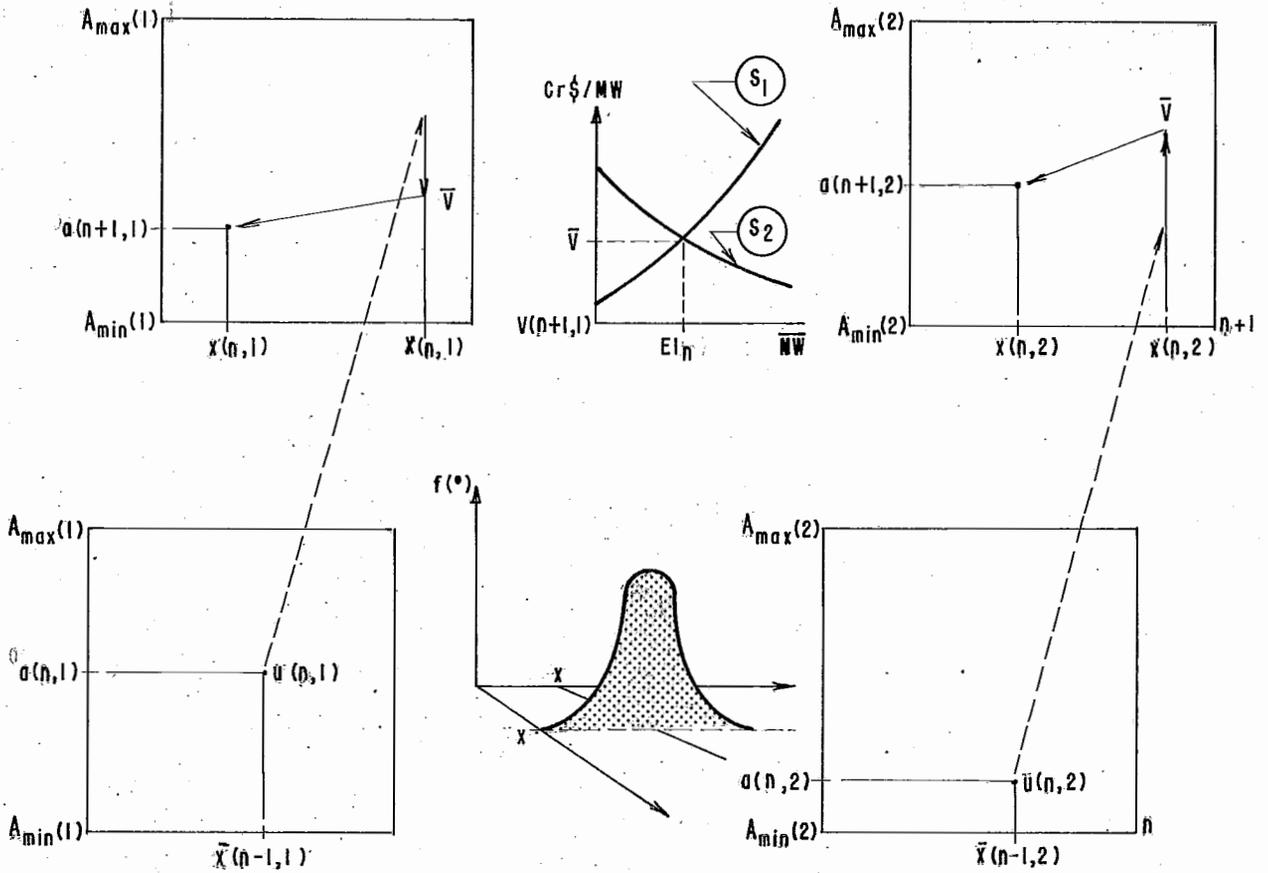
a) $a_{k n+1} < 0$, o intercâmbio viável fica:

$$M = Cx_{kn} - \frac{-a_{k n+1}}{EI_n + Cx_{kn}}$$

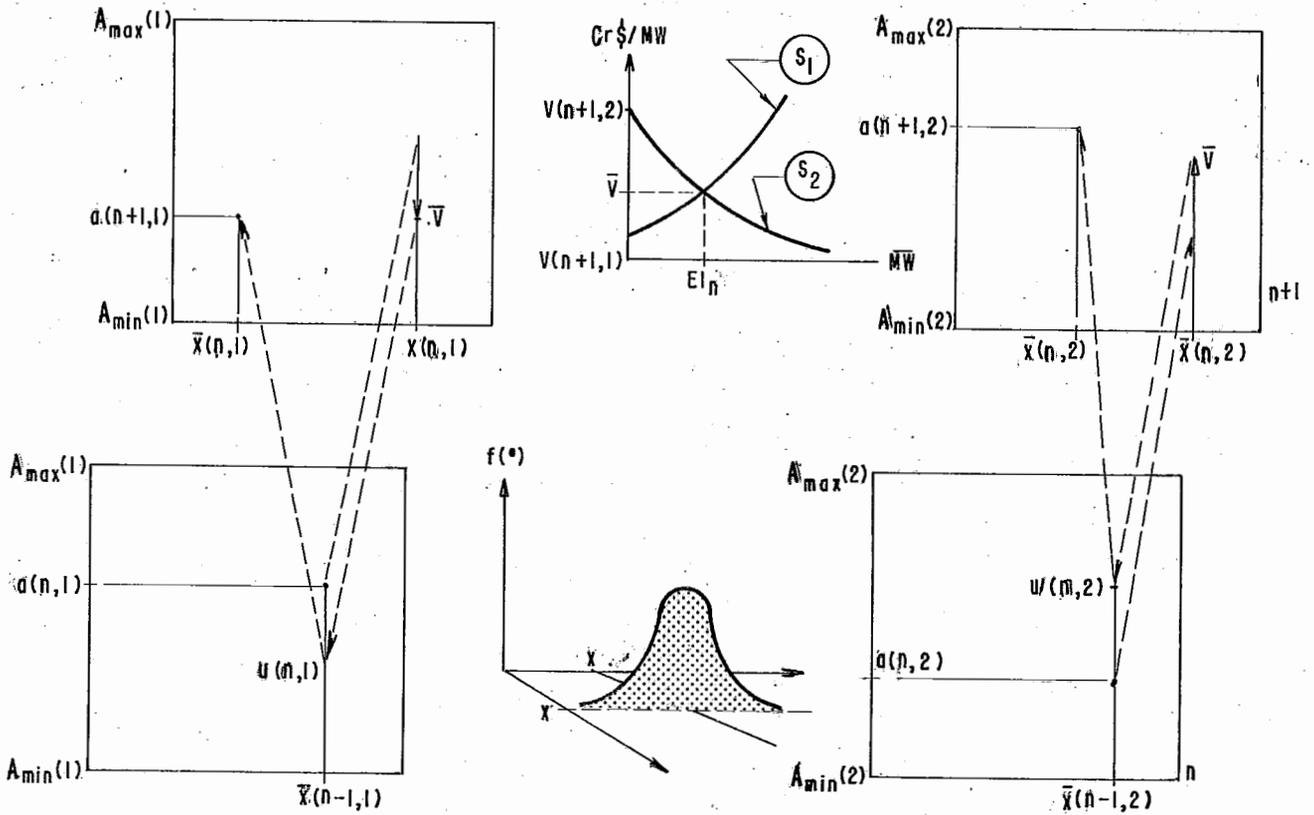
$$L = -a_{k n+1} - M$$

$$EI_n = EI_n - L$$

$$a_{k n+1} = a_{k n+1} - \delta(n) L$$



PROCEDIMENTO P3



PROCEDIMENTO P4

$$b) a_{k \ n+1} > A_{MAX}(k) \implies a_{k \ n+1} = A_{MAX}(k)$$

Passo 5: Verificamos se o horizonte de estudo foi todo percorrido. Caso afirmativo, obtivemos uma política de intercâmbio completa. Caso negativo, implementamos o estágio, passando para o seguinte e voltamos ao Passo 0.

● Procedimento (P₄)

Neste procedimento, haverá uma correção na decisão térmica, proveniente da incorporação do intercâmbio às reservas dos sistemas.

Com relação ao algoritmo precedente do procedimento P₃, só haverá alteração no Passo 3:

Passo 3: O intercâmbio admissível EI_n é incorporado às reservas de cada sistema.

$$a_{kn} = a_{kn} + \delta(n) EI_n \quad \text{para } k = 1, 2.$$

Com base nesta nova armazenagem, são tomadas novas decisões térmicas u_{1n} e u_{2n} .

Aplicando a equação de transição de estado, com a afluência histórica, temos:

$$a_{k \ n+1} = a_{kn} + x_{kn} + u_{kn} - C_{kn} \quad \text{para } k = 1, 2.$$

Seguimos o procedimento P₃.

Dentro do critério exposto, o procedimento que apresentou melhores resultados, mostrados mais adiante, foi P₁. Portanto, este foi o escolhido para ser utilizado na simulação.

V.4 - CUSTO DO DÉFICIT

Dado às limitações físicas dos recursos, tanto naturais quanto econômicos, o sistema pode não ter condições de suprir integralmente

os requisitos de energia de seu mercado consumidor; neste caso, ocorrerá um déficit no atendimento ao mesmo.

Este racionamento forçado de energia provoca reflexos negativos na economia das áreas servidas pelo sistema gerador. Teoricamente, tal custo deveria ser avaliado em função dos prejuízos econômicos que tal evento acarreta. Estudos macro-econômicos que levantassem o perfil do consumidor de energia do sistema, e quanto ele está disposto a pagar para que não lhe falte energia, poderiam determinar tal custo. Na prática, esta análise é de difícil execução, pois para tanto faltam dados estatísticos.

Uma outra interpretação é que a cada valor do custo do déficit de energia corresponde um certo nível de risco de racionamento de energia forçado aos consumidores.

A operação dos sistemas elétricos brasileiros, em termos práticos, obedece ao critério da curva limite/período crítico.

A regra de operação das térmicas, neste critério, consiste em: se a armazenagem de um sistema se situar acima da curva limite, as térmicas operam na ponta; caso contrário, na base.

A curva limite é obtida simulando cada sistema isolado para a pior seqüência de afluições históricas a ele, de tal modo que ao final da mesma não ocorra déficit.

● Período Crítico

O período crítico é a pior seqüência de afluições históricas a um sistema.

No caso estudado, temos dois períodos críticos diferentes, pois cada sistema possui um.

$$PC(k) = \{x_{kn}\}_{n=MFPC(k)}^{n=MIPC(k)} \quad k = 1, 2 \quad e \quad n \in \{1, 2, \dots, N\}$$

MIPC(k) mês de início de período crítico do sistema k

MFPC(k) mês final de período crítico do sistema k

Neste trabalho, o risco implícito existente no critério a cima exposto foi tomado como base para o cálculo do custo do déficit.

O risco de déficit no cálculo das estratégias ótimas de complementação térmica, calculadas como foi exposto anteriormente, é representado por um custo que pode ser aferido, caso o risco seja conhecido.

Tal aferição é feita mediante um procedimento iterativo de cálculo, como o que se segue:

● Procedimento

Passo 0: Inicializar o custo do déficit.

$$\gamma(k) = 0 \quad \text{para } k = 1, 2.$$

Passo 1: Calcular, utilizando programação dinâmica estocástica, as estratégias ótimas de complementação térmica para cada sistema.

Passo 2: Simular cada sistema utilizando a equação de transição de estado:

$$a_{k \ n+1} = a_{kn} + x_{kn} + u_{kn} - C_{kn}$$

para $n \in PC(k)$ e $k = 1, 2$, onde:

Passo 3: Se $a_{k \ MFPC(k)} < 0$, $k = 1, 2$, aumentar $\gamma(k)$

Se $a_{k \ MFPC(k)} = 0$, $k = 1, 2$, pare

Se $a_{k \ MFPC(k)} > 0$, $k = 1, 2$, diminuir $\gamma(k)$

Passo 4: Voltar ao Passo 1.

Nos estudos de operação ótima do setor de energia elétrica, admite-se que antes da ocorrência do déficit exista uma faixa que corresponde a um racionamento.

Admite-se que $\alpha\%$ da carga de um sistema k corresponda a esta faixa, e dentro dela, o custo do déficit tenha valor constante; para dé

ficits superiores, os custos serão proporcionais.

Neste trabalho, não foi considerado racionamento e o custo do déficit foi tomado constante tanto na simulação quanto na otimização.

Os valores obtidos pelo procedimento exposto são mostrados em

V.5 - PROCEDIMENTO ITERATIVO

O procedimento iterativo tem por finalidade a obtenção de um intercâmbio médio entre os dois sistemas. Para tanto, temos que fazer algumas observações:

Os custos do déficit não precisam ser iguais nos dois sistemas para a aplicação do algoritmo. Quando ocorre tal igualdade, significa que os riscos aceitos pelos dois sistemas são iguais.

Supondo o sistema 1 receptor e o sistema 2 fornecedor, temos as seguintes definições:

- Sentido do Intercâmbio Médio

Definimos os sentidos por $\mu(1) = 1$, $\mu(2) = -1$.

- Mercado Inicial de cada Sistema

O mercado próprio inicial de cada sistema é armazenado, pois como já foi descrito anteriormente, o procedimento iterativo o modifica em cada iteração:

$$MI_{kn} = C_{kn} \quad \forall k \text{ e } n.$$

Descreveremos, agora, uma Iteração Padrão do procedimento:

- Iteração Padrão

Passo 0: Inicialização das Variáveis

Passo 1: Cálculo das estratégias ótimas de operação térmica por programação dinâmica estocástica.

Passo 2: Simulação dos sistemas segundo o procedimento P_1 .

Otensão de uma Política de Intercâmbios.

Passo 3: Obtenção do Intercâmbio Médio

$$\overline{EI} = \frac{\sum_{n=1}^N EI_n}{n}$$

Passo 4: Caso $-\epsilon \leq \overline{EI} \leq \epsilon$, pare o algoritmo e o intercâmbio é recuperado por:

$$EI_n = \frac{EI_{kn} - C_{kn}}{\mu(k)}$$

Passo 5: Caso $\overline{EI} \neq 0$, faça:

$$C_{kn} = C_{kn} + \mu(k) \overline{EI} \quad \forall k \text{ e } n.$$

Voltar ao Passo 1.

Os algoritmos expostos neste capítulo foram implementados em computador. O capítulo seguinte mostrará os resultados obtidos, bem como comentários e conclusões.

CAPÍTULO VI

RESULTADOS OBTIDOS

O experimento será constituído por dois sistemas representados pelas regiões Sul e Sudeste em sua Configuração de 1989.

O modelo descrito foi programado em Linguagem PL/I para o IBM/370-158, utilizando 600 K de memória para a execução.

Opcionalmente, o programa realiza uma simulação sobre a estratégia ótima de complementação para cada sistema isoladamente, objetivando avaliar o comportamento dos mesmos sem a realização de intercâmbios.

Os dados principais, utilizados para o cálculo das decisões térmicas e das tabelas do valor da reserva para os sistemas, encontram-se no Quadro VI-1.

As decisões térmicas de cada região encontram-se nos Quadros VI-4 e VI-6.

Para tanto, as usinas térmicas de cada região foram agrupadas em dois lotes, por ordem de custos de operação. A discriminação das usinas está nos Quadros VI-7 e VI-8.

A configuração hidráulica de cada sistema é representada nos Quadros VI-3 e VI-5.

A usina de Itaipu foi considerada na região Sudeste, embora forneça energia aos dois sistemas em estudo. Tal representação foi adotada, por acarretar menos distorções na representação pelo "modelo equivalente", dado que esta usina pertence, hidrologicamente, por estar na mesma bacia hidrográfica, à região Sudeste.

Utilizou-se como carga para cada sistema uma composição

de requisitos de energia, visando compatibilizar a modelagem do sistema com as previsões do setor para 1989. Portanto, temos:

$$C_1 = \sum c_j + CI - EA$$

$$C_2 = \sum c_j - CI$$

onde:

c_j mercado previsto, para cada empresa j pertencente à região, para 1989

CI cota de Itaipu. A energia de Itaipu é repartida por lei (nº 5899, de 5/7/73) entre as duas regiões, cabendo a cada uma, respectivamente, 15,5% para o Sul e 84,5% para o Sudeste. Assim, conforme foi dito anteriormente, Itaipu foi colocada como pertencente ao Sudeste. Portanto, CI = cota de energia do Sul, sendo estimada, neste experimento, CI = 1700 MW.

EA energia de novos aproveitamentos. Esta parcela é introduzida com o fito de contemplar aproveitamentos hidráulicos que não possuem número de máquinas suficiente para gerar a energia firme correspondente.

Tais ganhos de energia são discriminados como segue abaixo:

<u>Nome</u>	<u>Nº de Máquinas</u>	<u>Potência (MW)</u>	<u>Ganho de Energia</u>
São Felix	1	266	238
P. Primavera	4	100	360
Manso	2	55	100
Aimorés	1	100	90
Miranda	1	211	<u>190</u>
TOTAL	-	-	988

O custo do déficit foi determinado de acordo com as hipóteses anteriores, admitindo-se não haver racionamento preventivo, o que acarreta $\beta = \pi/2$.

Desta forma, pretende-se, dentro dos critérios de planejamento atualmente utilizados no setor de energia elétrica, avaliar dois pon-

tos:

- Economia de Combustível proveniente da complementação entre os Sistemas, seguindo os vários procedimentos expostos anteriormente.

Neste experimento, não foi utilizado o limite de fluxo para a transmissão, assim, $LIMIT(1,2) = LIMIT(2,1) = M \gg 0$.

O Quadro VI-2 resume alguns resultados relevantes em relação ao experimento. São apresentados os totais médios relativos a vertimento, custo e economia em relação à simulação com os sistemas isolados (Procedimento P_0).

Observando-se o Quadro VI-2, a economia média máxima mensal de combustível verificada para o Procedimento P_1 foi de 2 037,420 milhões de cruzeiros.

O Procedimento P_1 pareceu ser mais coerente, não só em termos de operação do sistema, mas também consistente com o Método das Esperanças Marginais, utilizado para o cálculo do valor marginal da água, já que intercambia antes de tomar a decisão térmica.

O Gráfico 1 apresenta a simulação de acordo com o Procedimento P_1 , para o período crítico do Sudeste (1952, 1956), dos níveis dos sistemas com e sem intercâmbio. O mesmo acontecendo com o Gráfico 2, que apresenta a simulação para o período crítico do Sul (1942, 1946).

- Influência dos Limites de Transmissão na Economia de Combustível.

Os limites de transmissão foram discretizados em 1650 MW, por ser tal valor equivalente ao fluxo máximo em linhas de 500 kV.

Para cada valor discretizado foi aplicado o procedimento iterativo exposto anteriormente com $\epsilon = 1$ MW.

Os resultados obtidos estão resumidos no Quadro VI-9, onde são apresentados, a energia intercambiada média mensal, o custo total médio anual e os vertimentos médios mensais.

Observando-se o Quadro VI-9, o custo médio anual de combustível é mais baixo, é de 46 807,6 milhões de cruzeiros, para o limite de transmissão de 3300 MW. Tal comportamento ocorre pela pouca capacidade de armazenamento da região Sul, aliada a seu regime de afluições torrencial, ocasionando grandes quantidades de energia intercambiada em alguns meses. Com isto, mascarando, quando o limite de transmissão assim o permite, o intercâmbio médio. Portanto, o limite de transmissão que pareceu mais coerente com a configuração estudada é de 3300 MW, isto é, duas linhas de 500 kV, na interligação.

QUADRO VI-1 - PARÂMETROS BÁSICOS

PARÂMETROS BÁSICOS	Sistema SUDESTE	Sistema SUL
Número de Níveis para Discretização da Energia Natural (L)	9	9
Número de Níveis para Discretização do Nível do Reservatório Equivalente (JL)	21	21
Número de Anos do Histórico de Afluências	40	40
Ano Inicial do Histórico de Afluências	1 931	1 931
Mês Inicial das Simulações (m)	Janeiro	Janeiro
Número de Anos das Simulações	39	39
Número de Usinas Hidráulicas Próprias	45	10
Número Total de Usinas Hidráulicas	56	56
Número de Usinas Térmicas	2	2
Quantidade de Racionamento Preventivo como Fração da Carga	0%	0%
Ângulo da Função de Custo do Déficit (β)	$\pi/2$	$\pi/2$
Taxa de Juros de Atualização	8.33%	8.33%
Armazenagem Inicial para as Simulações (E0(k))	138 434	12 769
Energia Natural no Mês Anterior ao Início da Simulação (YO(k))	30 000	1 500
Carga do Sistema	21 551	3 413
Custo do Déficit (Cr\$/10 ⁶)	93 800	372 400

QUADRO VI-2 - ECONOMIA ANUAL MÉDIA DE COMBUSTÍVEL

	Vertimento ($\overline{MW}/\widehat{mes}$)	%	Custo Anual (Cr\$/10 ⁶)	%	Economia Anual (Cr\$/10 ⁶)
P ₀	4 787		49 709,100		
P ₁	4 494	6,12	47 671,680	4,10	2 037,420
P ₂	4 549	4,97	48 566,980	2,30	1 142,120
P ₃	4 582	4,28	49 158,760	1,11	550,340
P ₄	4 589	4,13	49 126,560	1,17	582,540

QUADRO VI-3 - SUDESTE: DADOS DAS USINAS HIDRÁULICAS

U S I N A	VOLUME ÚTIL (km ³)	RENDIMENTO	USINA A JUSANTE
		MÉDIO (MW/m ³ /s)	
Camargos	0.672	0.1810	Itutinga
Itutinga	0.000	0.2370	Furnas
Furnas	17.217	0.7600	Peixoto
Peixoto	2.500	0.3350	Estreito
Estreito	0.000	0.5560	Jaguara
Jaguara	0.000	0.3970	Volta Grande
Volta Grande	0.000	0.2230	Porto Colômbia
Porto Colômbia	0.000	0.2000	Marimbondo
Graminha	0.504	0.7990	Eucl. da Cunha
Euclides da Cunha	0.000	0.7630	Limoeiro
Limoeiro	0.000	0.2090	Marimbondo
Marimbondo	5.260	0.5220	Água Vermelha
Água Vermelha	5.169	0.4650	Ilha Solteira
Emborcação	13.015	1.0500	Itumbiara
Nova Ponte	8.400	0.8036	Itumbiara
Corumbã	2.140	0.4710	Itumbiara
Itumbiara	12.454	0.6230	Cach. Dourada
Cachoeira Dourada	0.310	0.2784	São Simão
São Simão	5.580	0.5860	Ilha Solteira
Barra Bonita	2.566	0.1440	Bariri
Bariri	0.000	0.1890	Ibitinga
Ibitinga	0.000	0.1890	Promissão
Promissão	1.428	0.2040	N. Avandava
Nova Avandava	0.360	0.2640	Ilha Solteira
Ilha Solteira	16.428	0.3800	Jupiã
Jupiã	0.000	0.2000	Itaipu
Jurumirim	3.038	0.2840	Xavantes
Xavantes	3.041	0.6200	L.N. Garcez
L.N. Garcez	0.000	0.1500	Capivara
Capivara	5.724	0.3600	Taquaruçu
Taquaruçu	0.000	0.2260	Rosana
Rosana	0.000	0.1650	Itaipu
Itaipu	0.000	1.0836	
Cubatão	1.377	5.7140	
Salto Grande	0.000	0.7730	Mascarenhas
Mascarenhas	0.000	0.1750	
Três Marias	15.270	0.4042	
Paraibuna/Paraitinga	2.636	0.6200	Santa Branca
Santa Branca	0.130	0.3325	Funil
Jaguari	0.794	0.5200	Funil
Funil	0.606	0.5650	Santa Cecília
Ilha dos Pombos	0.000	0.2580	
Nilo Peçanha	0.000	2.6380	
Fontes	0.601	2.3530	
Pereira Passos	0.000	0.3130	

QUADRO VI-4 - SUDESTE: ENERGIA COMPLEMENTAR

DECISÃO	NUCLEAR	CARVÃO SE	DECISÃO TÉRMICA	Cr\$/MWh
1	813	289	1 102	0.00
2	1 189	289	1 478	1 674.40
3	1 189	515	1 704	5 649.00
4	1 189	515	3 983	93 800.00

QUADRO VI-5 - SUL: DADOS DAS USINAS HIDRÁULICAS

U S I N A	VOLUME ÚTIL (km ³)	RENDIMENTO MÉDIO (MW/m ³ /s)	USINA A JUSANTE
Foz do Areia	4.249	1.1152	Segredo Alto
Segredo Alto	0.393	0.8820	Salto Santiago
Salto Santiago	4.080	0.8216	Salto Osório
Salto Osório	0.425	0.6012	
Passo Fundo	1.388	2.2024	
Passo Real	3.356	0.3353	Jacuí
Jacuí	0.000	0.8740	Itaúba
Itaúba	0.000	0.8419	D. Francisca
D. Francisca	0.000	0.3320	
Gov. P. Souza	0.156	6.5820	

QUADRO VI-6 - SUL: ENERGIA COMPLEMENTAR

DECISÃO	CARVÃO S-1	CARVÃO S-2	DECISÃO TÉRMICA	Cr\$/MWh
1	560	321	880	0.00
2	996	321	1 317	1 671.60
3	996	571	1 567	4 029.20
4	996	571	1 780	372 400.00

QUADRO VI-7 - SUDESTE: CONFIGURAÇÃO TÉRMICA

DECISÃO	NOME	USINA	POTÊNCIA (MW)	FCB	FCP
1	Nuclear	Angra dos Reis I	657,0	60,0	41,0
		Angra dos Reis II	1 325,0	60,0	41,0
	TOTAL		1 982,0		
2	Carvão SE	Santa Cruz I-1	72,0	73,0	41,0
		Santa Cruz I-2	72,0	73,0	41,0
		Santa Cruz II-1	218,0	73,0	41,0
		Santa Cruz II-2	218,0	73,0	41,0
		Igarapê	125,0	73,0	41,0
	TOTAL		705,0		

QUADRO VI-8 - SUL: CONFIGURAÇÃO TÉRMICA

DECISÃO	NOME	USINA	POTÊNCIA (MW)	FCB	FCP
1	Carvão S-1	Figueira 1	10,0	73,0	41,0
		Figueira 2	10,0	73,0	41,0
		Figueira 3	10,0	73,0	41,0
		Presidente Médici 1	63,0	73,0	41,0
		Presidente Médici 2	63,0	73,0	41,0
		São Jerônimo 1	9,0	73,0	41,0
		São Jerônimo 2	4,0	73,0	41,0
		São Jerônimo 3	4,0	73,0	41,0
		Candiota II-1	160,0	73,0	41,0
		Candiota II-2	160,0	73,0	41,0
		Charqueadas	72,0	73,0	41,0
		Térmica Carvão 1	300,0	73,0	41,0
		Térmica Carvão 2	300,0	73,0	41,0
		TOTAL			1 165,0
2	Carvão S-2	Sotelca 1	50,0	73,0	41,0
		Sotelca 2	50,0	73,0	41,0
		Sotelca 3	66,0	73,0	41,0
		Sotelca 4	66,0	73,0	41,0
		Jorge Lacerda 5	125,0	73,0	41,0
		Jorge Lacerda 6	125,0	73,0	41,0
		Térmica Carvão	300,0	73,0	41,0
		TOTAL			782,0

QUADRO VI-9 - ECONOMIA ANUAL MÉDIA DE OPERAÇÃO

LIMIT (kV)	INTERCÂMBIO (MW)	VERTIMENTO (MW/mês)	%	CUSTO ANUAL (Cr\$ x 10 ⁶)	%	ECONOMIA ANUAL (Cr\$ x 10 ⁶)
0	0	4 787		49 702,100		
1 650	148	4 432	7,42	46 834,200	5,78	2 874,9
3 300	119	4 434	7,37	46 807,600	5,84	2 901,5
4 950	112	4 439	7,27	46 899,720	5,65	2 809,4
6 600	110	4 439	7,27	46 899,72	5,65	2 809,4
9 900	110	4 439	7,27	46 899,72	5,65	2 809,4

GRÁFICO I

--- SIMULAÇÃO COM INTERCÂMBIO
— SIMULAÇÃO SEM INTERCÂMBIO

70

SUBSISTEMA SUDESTE

1952

1953

1954

1955

1956

12.768

SUBSISTEMA SUL

1952

1953

1954

1955

1956

154

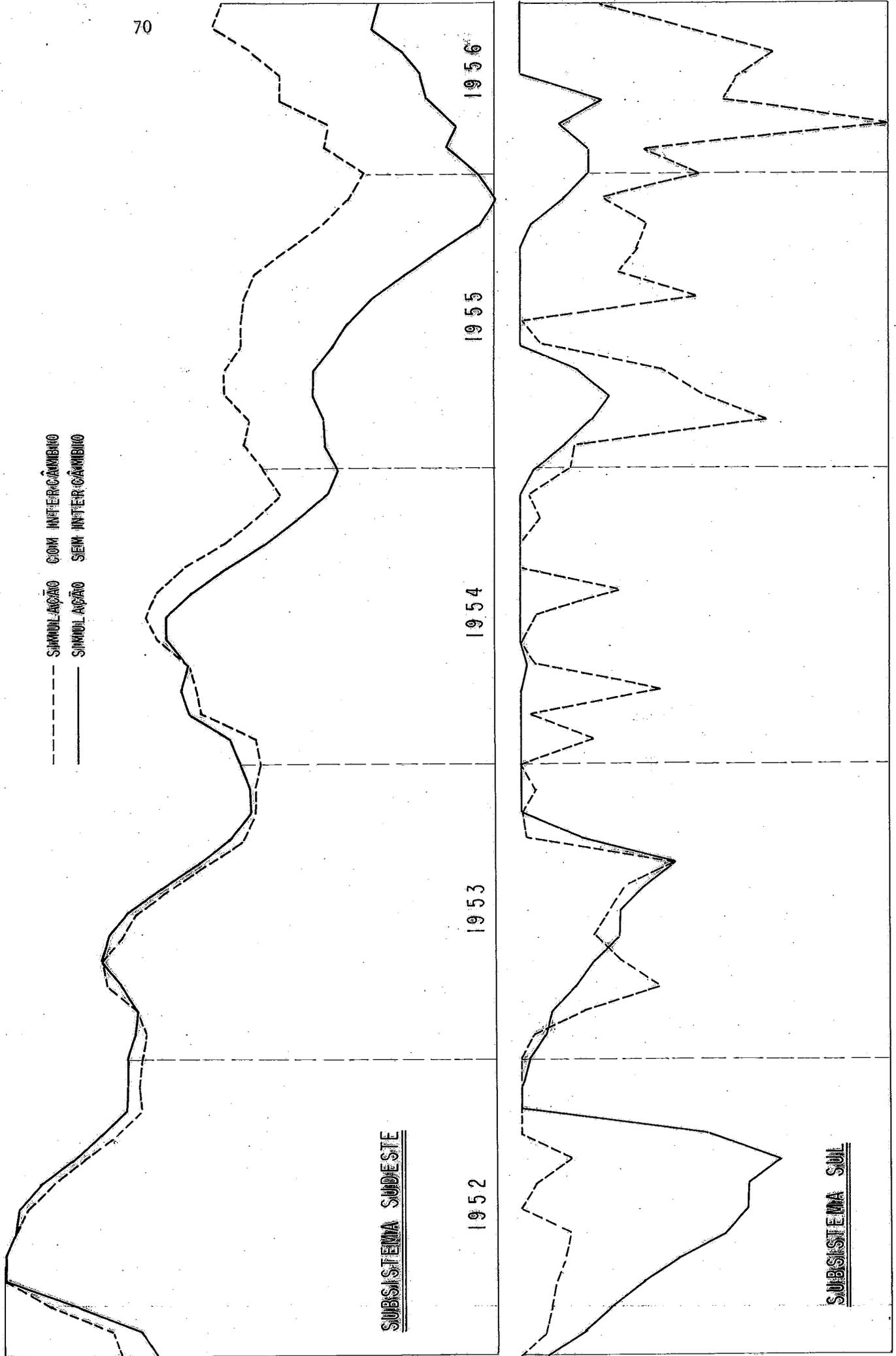
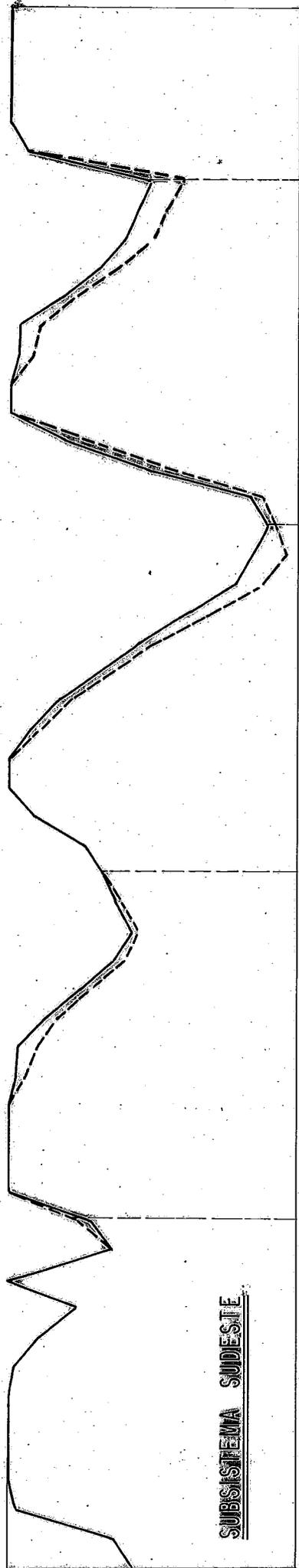


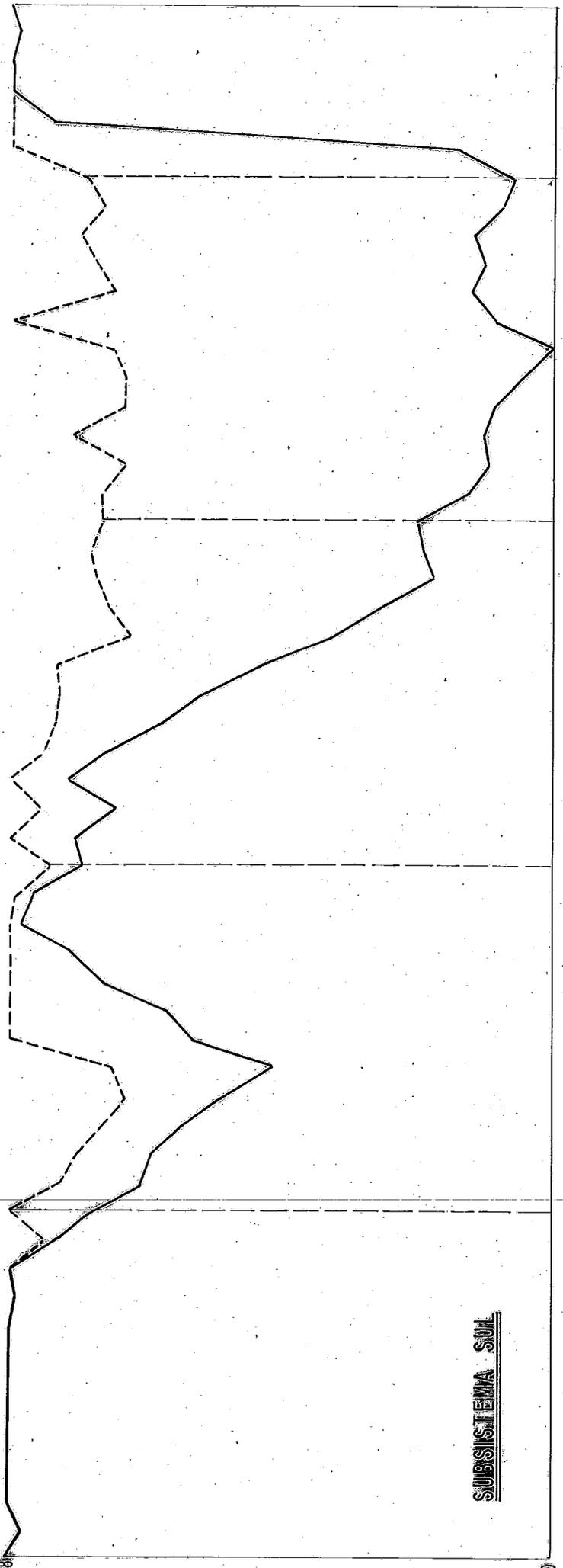
GRÁFICO II

NÍVEL
139.4085



71

12.768



CAPÍTULO VII

RESUMO E CONCLUSÕES

A melhor participação de cada uma das fontes de energia de que dispõe um Sistema de Geração Hidrotérmico para atender a seu mercado consumidor é o objetivo da operação. Entre Sistemas Interconectados, os aportes de energia trocados passam a ser uma nova fonte a ser levada em conta.

Visando uma estimativa da energia intercambiada é proposto, neste trabalho, um procedimento iterativo composto de duas etapas básicas:

- Programação Dinâmica Estocástica

Cada sistema isoladamente, é representado pelo modelo composto, que considera o potencial armazenado no sistema hidráulico agrupado em um único reservatório equivalente de energia e opera individualmente as unidades térmicas. Em função da armazenagem e da tendência hidrológica de cada sistema, obtém-se, como foi mostrado no Capítulo II, uma estratégia ótima de operação das unidades térmicas, visando o suprimento do mercado consumidor.

- Simulação

Para cada estágio do horizonte de estudo, é calculada a quantidade de energia a ser trocada, entre os dois sistemas.

O critério que determina o intercâmbio é apresentado no Capítulo III, como o critério do Valor Marginal, que visa "minimizar os custos globais de operação de dois sistemas".

O mercado consumidor de cada sistema é modificado de acordo com os valores dos intercâmbios obtidos na simulação, acarretando a neces

cidade de uma nova estratégia ótima de complementação térmica.

O método exposto é válido como uma aproximação da operação ótima de dois sistemas interligados, usando, no procedimento iterativo, uma mescla de duas metodologias, uma determinística, outra estocástica, não se garantindo otimalidade. No entanto, os valores obtidos pelo procedimento constituem uma boa aproximação da realidade, além de exibirem coerência interna.

A metodologia exposta foi aplicada para uma configuração prevista para o ano de 1989. O procedimento que melhor representa a operação real do sistema é P_1 , com o qual obtém-se uma economia de combustível de

Com base nos resultados obtidos na aplicação do caso teste, concluímos que o modelo proposto, em nosso estudo, pode ser utilizado como ferramenta efetiva para estudos ligados ao Planejamento da Expansão e da Operação de dois Sistemas de Geração Interligados.

Quanto a desenvolvimento futuros, visualizamos dois enfoques:

- Expansão do Modelo para Mais de Dois Subsistemas

Em estudos a médio prazo, dado o atual desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica, o modelo preenche todas as necessidades, pois não há planos de interligações de mais de dois sistemas.

Em estudos a longo prazo, haverá, no entanto, necessidade de expansão do atual modelo visando englobar todas as regiões interligadas. Tal expansão teria como ponto de revisão o "Critério do Valor Marginal", que seria refeito mantendo-se a idéia básica de um ponto de equilíbrio econômico.

- Expansão Dinâmica

Mesmo em estudos a médio prazo, os sistemas sofrem alterações em sua consti-

tuição, como a entrada ou saída de unidades geradoras dentro do horizonte de estudo. Tal fato não é observado pelo atual procedimento. Para isto, teríamos de modificar o procedimento de programação dinâmica estocástica, tornando-o apto a abordar o problema.

Esta teoria já foi desenvolvida e não ofereceria grandes problemas conceituais.

Neste enfoque, o que teria de ser reformulado seria a regra de parada do procedimento iterativo.

A longo prazo, os problemas aumentariam, pois, além da expansão do sistema propriamente dito, haveria expansão das interligações.

Tais desenvolvimentos forneceriam ferramentas úteis para o estudo da operação dos sistemas hidrotérmicos brasileiros.

REFERÊNCIAS

- [1] ARDUÍNO, A. - Programação Dinâmica, Publicação Didática COPPE/UFRJ, Nº 172, julho de 1972.
- [2] ARVANITIDIS, N.V. e ROSING, J. - Composite Representation of a Multi-reservoir Hydroelectric Power System, IEEE Trans. Pow. App. and Systems, 2, Feb. 1970.
- [3] ASSESSORIA DE MÉTODOS E MODELOS DA COORDENAÇÃO DE PLANEJAMENTO DA PRESIDÊNCIA DE FURNAS-CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. - Cálculo de Decisões Ótimas para um Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, Nota CP.P-140, julho de 1976.
- [4] BAZARAA, M e SHETTY, C.M. - Non Linear Programming and an Algorithmic Approach, John Wiley, 1979.
- [5] BRITO, S.S. - Electrical Supply Systems and National Development - The Brazilian Experience, International Conference on Large High Voltage Electric Systems, agosto de 1978.
- [6] CAMPELLO, R.E. e COUTINHO, L.H.S.A. - Intercâmbio Energético entre Sistemas Elétricos Interligados com Predominância de Usinas Hidráulicas, CIER, Subcomitê de Planejamento de Sistemas Elétricos - SPSE/BRACIER, Colômbia, 1979.
- [7] CAMPELLO, R.E. e COUTINHO, L.H.S.A. - Modelo de Simulação do Intercâmbio entre Regiões a Custo Marginal, XI Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, Palácio do Itamaraty, Brasília, outubro de 1978.

- | 8 | CAMPELLO, R.E. e COUTINHO, L.H.S.A. - Sistemas Hidrotérmicos Interligados Intercambiando a Custo Marginal, VI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Recife, novembro de 1979.
- | 9 | FILL, H.D. - Estudos Energéticos, Revista Paranaense, 1979, pp. 29-60.
- |10| MENDES LIMA, W. - Operação Ótima de um Sistema Hidrotérmico pelo Método das Esperanças Marginais, Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, março de 1976.
- |11| TORRES, M.E.L. e SILVA, L.C.S. - Integração dos Sistemas Sul/Sudeste. Análise do Ganho Energético com Aplicações de Séries Sintéticas Estocásticas, CIER, Subcomitê de Planejamento de Sistemas Elétricos-SPSE/BRACIER, Colômbia, 1979.

CAPÍTULO VI

RESULTADOS OBTIDOS

O experimento será constituído por dois sistemas representados, respectivamente, pelas regiões Sul e Sudeste em sua Configuração de 1982.

O modelo descrito foi programado em Linguagem PL/I para o IBM/370-158, utilizando 300K de memória para a execução.

Opcionalmente, o programa realiza uma simulação sobre a estratégia ótima de complementação para cada sistema isoladamente, objetivando avaliar o comportamento dos mesmos sem a realização de intercâmbios.

Os dados principais, utilizados para o cálculo das decisões térmicas e das tabelas do valor da reserva para os sistemas, encontram-se no Quadro VI-1.

Utilizou-se como carga para cada sistema aquela que provoca a máxima utilização de suas próprias reservas, sem ocasionar déficit, caso o histórico de afluências venha a se repetir no futuro (hipótese pouco provável, porém utilizada no setor de energia elétrica). Portanto, neste caso

$$C_{kn} = \bar{C}_k \quad \forall n, \quad k = 1, 2$$

onde:

\bar{C}_k carga crítica ou energia firme do sistema k

O custo do déficit foi determinado de acordo com a hipótese anterior, admitindo-se não haver racionamento preventivo (hipótese consistente com o Método das Esperanças Marginais), o que acarreta em $\beta = \pi/2$.

Não foi utilizado o limite de fluxo para a transmissão;

assim, $LIMIT(1,2) = LIMIT(2,1) = M \gg 0$.

Desta forma, pretende-se, dentro dos critérios de planejamento atualmente utilizados no setor de energia elétrica, avaliar a economia de combustível proveniente da complementação entre os sistemas.

Os dados relativos às configurações encontram-se nos Quadros VI-3, VI-4, VI-5 e VI-6.

A partir da metodologia exposta e com os dados apresentados, foi realizada a simulação do procedimento sugerido, além de simularmos cada sistema isoladamente.

O Quadro VI-2 resume alguns resultados relevantes em relação ao experimento. São apresentados os totais médios relativos a vertimento, custo e economia em relação ao Procedimento P_0 , que representa a operação isolada de cada sistema. Os déficits são nulos por construção.

Observando-se o Quadro VI-2, a economia média máxima anual de combustível verificada para o Procedimento P_1 foi de 548 982 milhões de cruzeiros.

Com relação aos outros procedimentos expostos no Capítulo V, constata-se um déficit menor que 1 MW por ano, indicando certa incoerência em termos teóricos, já que a carga crítica foi utilizada em cada sistema.

O Procedimento P_1 pareceu ser mais coerente, não só em termos de operação do sistema, mas também consistente com o Método das Esperanças Marginais, utilizado para o cálculo do valor marginal da água, já que intercambia antes de tomar a decisão térmica.

QUADRO VI-1 - PARÂMETROS BÁSICOS

PARÂMETROS BÁSICOS	Sistema SUDESTE	Sistema SUL
Número de Níveis para Discretização da Energia Natural (L)	9	9
Número de Níveis para Discretização do Nível do Reservatório Equivalente (JL)	21	21
Número de Anos do Histórico de Afluências	40	40
Ano Inicial do Histórico de Afluências	1 931	1 931
Mês Inicial das Simulações (m)	Janeiro	Janeiro
Número de Anos das Simulações	39	39
Número de Usinas Hidráulicas Próprias	45	10
Número Total de Usinas Hidráulicas	56	56
Número de Usinas Térmicas	2	2
Quantidade de Racionamento Preventivo como Fração da Carga	0%	0%
Ângulo da Função de Custo do Déficit (β)	$\pi/2$	$\pi/2$
Taxa de Juros de Atualização	8.33%	8.33%
Límite de Fluxo da Interligação (LIMT(1,2))	M	M
Armazenagem Inicial para as Simulações (EO(k))	67 244	10 776
Energia Natural no Mês Anterior ao Início da Simulação (YO(k))	15 000	1 500
Carga Crítica do Sistema	12 055	3 305
Custo do Déficit (Cr\$/10 ⁶)	122 200	150 000

X

QUADRO VI-2 - ECONOMIA ANUAL MÉDIA DE COMBUSTÍVEL

	Vertimento ($\overline{MW}/\widehat{m\hat{e}s}$)	%	Custo Anual (Cr\$/10 ⁶)	%	Economia Anual (Cr\$/10 ⁶)
P ₀	2 705		4 409,692		
P ₁	2 603	3,75	3 860,710	12,45	548,982
P ₂	2 627	2,88	3 963,248	10,12	446,444
P ₃	2 592	4,18	3 910,238	11,33	499,454
P ₄	2 599	3,91	3 874,522	12,14	535,170

QUADRO VI-3 - SUDESTE: DADOS DAS USINAS HIDRÁULICAS

U S I N A	VOLUME ÚTIL (km ³)	RENDIMENTO MÉDIO (MW/m ³ /s)	USINA A JUSANTE
Volta Grande	0.000	0.2430	Porto Colômbia
Jaguara	0.000	0.4020	
Três Marias	15.104	0.4450	
Salto Grande	0.000	0.8020	Mascarenhas
Itutinga	0.000	0.2330	Furnas
Camargos	0.672	0.1960	Itutinga
Mascarenhas	0.000	0.1770	
Furnas	17.267	0.7330	Peixoto
Peixoto	2.500	0.3690	Estreito
Estreito	0.000	0.5490	Jaguara
Porto Colômbia	0.000	0.1880	Marimbondo
Marimbondo	5.260	0.5330	Água Vermelha
Funil	0.606	0.5720	
Euclides da Cunha	0.000	0.7860	A.S. Oliveira
A.S. Oliveira	0.000	0.2040	Marimbondo
Barra Bonita	2.550	0.1730	A.S. Lima
A.S. Lima	0.000	0.1970	Ibitinga
Ibitinga	0.000	0.1820	Promissão
Caconde	0.504	0.8150	Euclides da Cunha
Promissão	2.200	0.2090	Rui Barbosa
Ilha Solteira	13.516	0.3850	Jupiá
Jupiá	0.000	0.1940	
A.A. Laydner	2.860	0.2970	Xavantes
Xavantes	3.045	0.6570	L. Garcez
L. Garcez	0.000	0.1440	Capivara
Capivara	5.700	0.4200	
Jaguari	0.794	0.5180	Funil
Paraibuna/Paraitinga	2.660	0.6610	Funil
Nilo Peçanha	0.000	2.0430	Pereira Passos
Fontes	0.601	2.0630	Pereira Passos
Pereira Passos	0.000	0.3040	
Ilha dos Pombos	0.000	0.2630	
Henry Borden	1.401	5.8860	
Cachoeira Dourada	0.000	0.2530	São Simão
Água Vermelha	5.500	0.4870	Ilha Solteira
Itumbiara	12.427	0.6840	Cachoeira Dourada
São Simão	5.500	0.6340	Ilha Solteira
Rui Barbosa	0.000	0.2590	Ilha Solteira

QUADRO VI-4 - SUDESTE: ENERGIA COMPLEMENTAR

DECISÃO	NUCLEAR	VAPOR	DIESEL	T. GÁS	DECISÃO TÉRMICA	Cr\$/MWh
1	250	169	7	0	727	0.00
2	470	169	7	0	646	78.50
3	470	1 209	7	0	1 686	501.00
4	470	1 209	46	0	1 724	876.00
5	470	1 209	46	52	1 776	1 366.10
6	470	1 209	46	25	2 982	122 200.00

QUADRO VI-5 - SUL: DADOS DAS USINAS HIDRÁULICAS

U S I N A	VOLUME ÚTIL (km ³)	RENDIMENTO MÉDIO (MW/m ³ /s)	USINA A JUSANTE
Capivari-Cachoeira	0.156	6.6020	Itaúba Jacuí
Jacuí	0.000	0.8280	
Passo Real	2.356	0.4030	
Salto Osório	0.000	0.6010	Salto Santiago
Passo Fundo	1.388	2.2500	
Foz do Areia	5.700	1.1750	Salto Osório
Itaúba	0.158	0.7300	
Salto Santiago	2.870	0.8870	

QUADRO VI-6 - SUL: ENERGIA COMPLEMENTAR

DECISÃO	T. CARVÃO	T. ÓLEO	T. GÁS	DECISÃO TÉRMICA	Cr\$/MWh
1	900	7	3	910	0,00
2	1 954	7	3	1 964	244,40
3	1 954	76	3	2 033	515,80
4	1 954	76	134	2 163	868,40
5	1 954	76	134	2 494	150 000,00

SADOS DAS USINAS HIDRELÉTRICAS

USINA NTE	VOLUME UTIL (KM3)	RENDIMENTO MEDIO (M3/1375)	SISTEMA	USINA A JUSA
CAMARGOS	0.072	0.1110	PROPRIO	ITUBINGA
ITUBINGA	0.000	0.2570	PROPRIO	FURNAS **
FURNAS **	17.217	0.7500	PROPRIO	PEIXOTO
PEIXOTO	2.000	0.3300	PROPRIO	ESTREITO
ESTREITO	0.000	0.6500	PROPRIO	JAGUARA
JAGUARA	0.000	0.1070	PROPRIO	VOLTA GRANDE
VOLTA GRANDE	0.000	0.2100	PROPRIO	P. COLOMBIA
P. COLOMBIA	0.000	0.2000	PROPRIO	MARIMBONDO
GRANINHA	0.504	0.7550	PROPRIO	E. DA CUNHA
E. DA CUNHA	0.000	0.7520	PROPRIO	LIMEIRO
LIMEIRO	0.000	0.2000	PROPRIO	MARIMBONDO
MARIMBONDO	5.250	0.5020	PROPRIO	A. VERMELHA
A. VERMELHA	5.105	0.4050	PROPRIO	I. SOLTEIRA
EMBURCACAO	12.018	1.0000	PROPRIO	ITUMBIARA
NOVA PONTE	0.400	0.4000	PROPRIO	ITUMBIARA
CORUNSA	2.140	0.8010	PROPRIO	ITUMBIARA
ITUMBIARA	12.454	0.6000	PROPRIO	C. DOURADA
C. DOURADA	0.510	0.2700	PROPRIO	SAD SIMAO
SAD SIMAO	5.580	0.6000	PROPRIO	I. SOLTEIRA
SARNA SERRA	2.560	0.1140	PROPRIO	BARIRI
BARIRI	0.000	0.1050	PROPRIO	IBITINGA
IBITINGA	0.000	0.1100	PROPRIO	PROMISSAO
PROMISSAO	1.420	0.2040	PROPRIO	N. AVANHAND.

N. AVANHANDA *	0.350	0.200	PROPRIO	I. SOLTEIRA
I. SOLTEIRA	12.422	0.200	PROPRIO	JUPIA
JUPIA	0.000	0.200	PROPRIO	ITAIPU 5
JURUKIRIP	3.035	0.250	PROPRIO	XAVANTES
XAVANTES	3.041	0.520	PROPRIO	L. N. SARCEZ
L. N. SARCEZ	0.000	0.150	PROPRIO	CAPIVARA
CAPIVARA	5.724	0.500	PROPRIO	TAGUARUCU
TAGUARUCU	0.000	0.220	PROPRIO	ROSANA
ROSANA	0.000	0.100	PROPRIO	ITAIPU 5
ITAIPU 5	0.000	1.025	PROPRIO	MASCARENHAS
CUBATAU	1.377	5.710	PROPRIO	
SALTO GRANDE	0.000	0.770	PROPRIO	
MASCARENHAS	0.000	0.170	PROPRIO	
YRES MARIAS	15.278	0.402	PROPRIO	SANTA BRANCA
PARAIBIPAPANI	0.000	0.600	PROPRIO	
SANTA BRANCA	0.130	0.325	PROPRIO	FUNIL
JAGUARI	0.794	0.500	PROPRIO	FUNIL
FUNIL	0.000	0.500	PROPRIO	SANTA CECILIA
ILHA DOS HOMENS *	0.000	0.250	PROPRIO	
NILO PECORARI	0.000	2.030	PROPRIO	
EMILIS	0.001	2.530	PROPRIO	
PEREIRA PASSOS *	0.000	0.310	PROPRIO	

RESERVA MAXIMA EM MW MEDIO 139024
 CARGA DO SISTEMA EM MW MEDIO (INCL. PERDAS) 22791
 CUSTO DE RACIONAMENTO 470

ENERGIA COMPLEMENTAR

DEC	NUCLEAR	CANAL SE	2002	2003	2004	CHS/ANH
1	615	289	1102	0.00		
2	1189	289	1472	11.33		
3	1189	515	1704	40.35		
4	1189	515	3993	1070.48		
						1674.4
						5649.0
						9380.0

NUMERO DE ITERACOES= 9

DADOS DAS USINAS HIDRAULICAS

USINA NTE	VOLUME UTIL (KM3)	RENDIMENTO MEDIO (M3/M3/S)	SISTEMA	USINA A JUSA
FOR DO AREIA	4.249	1.1152	PROPRIO	SECRETU ALTO
SECRETU ALTO	0.393	0.6920	PROPRIO	S. SANTIAGO
S. SANTIAGO	4.680	0.8216	PROPRIO	S. OSORIO
S. OSORIO	0.625	0.6082	PROPRIO	
PASSO FUNDO	1.388	2.8024	PROPRIO	JACUI
PASSO REAL	3.356	0.3353	PROPRIO	ITAUASA
JACUI	0.000	0.8740	PROPRIO	O. FRANCISCA
ITAUASA	0.000	0.8419	PROPRIO	
O. FRANCISCA	0.000	0.3320	PROPRIO	
NOV. P. SULCA	0.156	6.5820	PROPRIO	

V1-6

RESERVA PARA EL FONDO DE RESERVA 12709
 CARGA DE SISTEMA EN MW MEDIO (INCL. PENSAS) 2131
 COSTO DE REAJUSTAMENTO 2556

ENERGIA COMPLEMENTARIA

DEC	CARVAL S-1	CARVAL S-2	DEC	ED	CRU/MWH
1	560	321	980	0.00	
2	990	321	1317	11.34	
3	990	571	1557	28.78	
4	990	571	1789	3650.00	

→ 1671.6
 → 4029.2
 372400.0

NUMERO DE ITERACIONES 8