

MODELO DE INTERCÂMBIO A

SUBSISTEMAS EQUIVALENTES

LUIZ FERNANDO COUTO AMARO DA SILVA

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.).

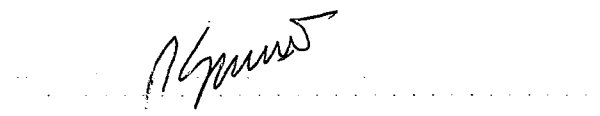
Aprovada por:



JERSON KELMAN



RONALDO MARINHO PERSIANO



PEDRO LUIZ A. GUERRERO SALAZAR

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

JUNHO DE 1981

SILVA, LUIZ FERNANDO COUTO AMARO

Modelo de Intercâmbio a Subsistemas Equivalentes
|Rio de Janeiro| 1981.

vii, 47p. 29,7 cm (COPPE-UFRJ - M.Sc., Engenharia de Sistemas,
1981).

Tese - Univ. Fed. Rio de Janeiro, Fac. Engenharia

1. OTIMIZAÇÃO

I. COPPE/UFRJ

II. Título (Série)

À todos aqueles que de uma forma ou de outra, contribuíram para minha existência, tranquilidade e satisfação, porque se eu não existisse, tranquilo e satisfeito, nada poderia fazer.

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Jerson Kelman pela sugestão, incentivo e segura orientação deste trabalho.

Aos Professores da COPPE/UFRJ pelos conhecimentos transmitidos.

Aos Engenheiros Leslie Afranio Terry e Mario Veiga Ferraz Pereira, do CEPEL, pelas decisivas contribuições prestadas no desenvolvimento da tese.

À ELETROBRÁS, na pessoa dos Engenheiros Leo Kameyama e Fausto de Barros Pinto, Chefes do Departamento de Operação Energética da Diretoria de Operação de Sistemas (DOS), que me possibilitaram realizar o curso de pós-graduação.

Aos Engenheiros Celso Ferreira, atual Chefe do Departamento de Operação Energética da Diretoria de Operação de Sistemas (DOS) e Luiz Augusto Lattari Barretto, Chefe da Divisão de Estudos de Operação desse Departamento, pelo apoio e estímulo prestados.

Aos Engenheiros Sérgio Bondarovsky, Leonardo Alves Ventura, Cláudio Santos Bertini, Julio Luiz Avellar Menezes e Leandro Américo Correa Pinto, todos da equipe de suporte de software da Divisão de Processamento de Dados da ELETROBRÁS, pelas valiosas contribuições prestadas no desenvolvimento computacional da tese.

Aos Engenheiros Sérgio Mário Amado, Luiz Alberto Machado Fortunato e Tristão de Alencar Araripe Neto, do Departamento de Operação Energética da Diretoria de Operação de Sistemas (DOS) da ELETROBRÁS, pelas diversas sugestões importantes ao bom desenvolvimento da tese.

À estagiária Ivana Costa Nasser, do CEPEL, pela eficiente contri
buição prestada.

À secretária Regina Celi Pereira da Rocha, da ELETROBRÁS, pelo
excelente trabalho de datilografia e revisão de texto.

RESUMO

É apresentada uma metodologia para otimização da geração térmica e do intercâmbio entre dois subsistemas.

No que se refere à representação dos subsistemas, adotou-se a técnica da Modelagem a Sistema Equivalente.

A natureza estocástica das vazões foi modelada através da técnica de Desagregação. O algoritmo de otimização adotado foi o da Programação Dinâmica, caracterizando-se portanto a utilização de séries sintéticas numa otimização através de Programação Dinâmica Estocástica. A função objetivo, a ser minimizada, representa o valor esperado atualizado do custo operativo futuro.

O uso de séries sintéticas, modelando-se diretamente as vazões, fez com que o modelo de otimização e o modelo a sistema equivalente ficassem completamente independentes do modelo estocástico adotado para representar as vazões (ou energias).

Uma comparação da metodologia aqui proposta, com a que vem sendo utilizada em estudos de planejamento da operação, mostrou a viabilidade de aplicação da mesma.

ABSTRACT

This work presents a methodology for optimization of thermal generation and energy interchange between two interconnected subsystems.

Each system is represented by a Bulk Reservoir Modelling technique.

The stochastic nature of streamflows was modeled through Disagregation techniques. The model uses Stochastic Dynamic Programming Optimization through the use of synthetic series in a Dynamic Programming algorithm. The objective function to be minimized is the present expected value of future operation costs.

The use of streamflow synthetic series allows a total independence between the stochastic model used to represent the streamflows (or energy inflows) and the optimization and the bulk reservoir models.

A comparison between the methodology proposed herein and the one presently used for Operation Planning Studies in Brazil showed that the former is applicable.

ÍNDICE

<u>CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO</u>	1
<u>CAPÍTULO II - REVISÃO DA LITERATURA</u>	5
II.1 - Classificação dos Métodos de Resolução	5
II.2 - Operação de Sistemas Hidrotérmicos no Brasil - Uma Breve Revisão	8
<u>CAPÍTULO III - METODOLOGIA ADOTADA</u>	13
III.1 - Modelo a Sistema Equivalente	13
III.2 - Modelo de Geração de Vazões Sintéticas	15
III.3 - Modelo Proposto para Decisão de Geração Térmica e Intercâmbio entre Subsistemas Hidrotérmicos Interligados	16
III.3.1 - Formalização Analítica do Modelo Proposto	18
<u>CAPÍTULO IV - APLICAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS</u>	22
IV.1 - Critérios Adotados	22
IV.2 - Dados Utilizados	25
IV.3 - Resultados	27
<u>CAPÍTULO V - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES</u>	42
<u>BIBLIOGRAFIA</u>	46

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

O planejamento da Operação Energética dos sistemas hidrotérmicos brasileiros vem sendo, no decorrer dos últimos anos, objeto de sistemáticos estudos visando a elaboração de modelos orientados no sentido de minimizar os custos de geração energética de origem termoelétrica. A necessidade de desenvolvimento de técnicas eficientes, para a definição da parcela de origem térmica, é decorrente da crescente complexidade do parque gerador aliada ao encarecimento dos preços internacionais do petróleo.

Atualmente, a determinação da complementação térmica, para efeito de Planejamento da Operação, é efetivada por intermédio da metodologia da Programação Dinâmica Estocástica, que pretende responder à seguinte indagação:

"Qual o limite para a energia armazenada nos diversos reservatórios do sistema, abaixo do qual é menos dispendioso gerar unidades térmicas do que deplecionar esses reservatórios?"

É importante ressaltar que o custo de operação do sistema é composto de duas parcelas, representadas respectivamente pelo custo do combustível empregado nas térmicas, e o custo do déficit quando este ocorrer. Ressalte-se também que a opção hídrica, por não envolver aparentemente nenhum custo imediato, uma vez que o custo da vazão turbinada é gratuito em termos de combustível, não implica necessariamente em que se adote como es

tratégia o deplecionamento sistemático dos reservatórios. Isto porque na medida em que os níveis de armazenamento energético do sistema decrescem, ocorre em contrapartida um aumento do risco de ocorrência de déficits futuros.

A contribuição da parcela de origem termoelétrica definirá então o nível de risco de déficit em que o sistema será operado, sendo esse nível de risco função da intensidade da penalização que se atribua aos déficits.

Para a fixação do nível de penalização de déficits, o ideal seria obter-se uma função matemática que reproduzisse os prejuízos sofridos pela economia da região afetada por déficits de energia que porventura viessem a ocorrer. Como não existem meios, no momento, para proceder a estudos macro-econômicos, que permitam fixar essa função com um mínimo de precisão aceitável, a solução presentemente adotada consiste em contornar o problema, passando a estabelecer a penalização do déficit como uma decorrência do nível de risco que se julgue aceitável para a operação do sistema. Na prática isto é conseguido por intermédio da escolha de uma função de custo de déficit simples, admitindo-se por exemplo, os custos dos déficits proporcionais aos seus montantes, podendo o coeficiente de proporcionalidade ser fixado, de forma que a política de geração térmica obtida conduza a um certo nível de risco de falha de atendimento ao mercado previamente fixado.

A metodologia da Programação Dinâmica Estocástica atualmente utilizada no Planejamento da Operação do sistema hi-

drotérmico brasileiro, através dos GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada), vem se revelando uma ferramenta extremamente eficiente para aplicações em que só é considerado um único sistema gerador. Com a expansão do parque gerador brasileiro, e com a subsequente construção de linhas de transmissão, surgiram as interligações entre sistemas de características hidrológicas diversas. Verificou-se então que já não é mais satisfatório otimizar a geração térmica de cada sistema isoladamente, pois os deslocamentos de energia entre os mesmos, se bem que limitados pela capacidade de transporte das linhas, propicia uma melhoria da operação global do sistema conjunto, representada pela redução de custos de geração térmica face uma utilização mais racional das reservas energéticas dos sistemas envolvidos.

O presente trabalho tem como objetivo determinar a geração térmica ótima a ser adotada na operação de dois subsistemas, considerando o intercâmbio otimizado entre os mesmos. Para isso foi desenvolvido um modelo apresentando as seguintes características:

- Representação das usinas hidroelétricas dos subsistemas relativos a cada região (por exemplo, Sul e Sudeste), através da Modelagem a Sistema Equivalente.

- Determinação das séries de energias afluentes a cada subsistema, através de séries de vazões (históricas ou sintéticas) afluentes aos respectivos aproveitamentos, possibilitando assim a utilização no presente modelo, de qualquer modelo estocástico que se adote para representação das vazões.

- Utilização de um algoritmo recursivo no tempo aplicado ao conjunto de subsistemas com as seguintes variáveis de estado

e de decisão a saber:

Variáveis de Estado - energias armazenadas em cada subsistema no início do mês.

Variáveis de Decisão - geração térmica mensal em cada subsistema, associada ao intercâmbio possível de existir entre os mesmos.

CAPÍTULO II

REVISÃO DA LITERATURA

Será feita a seguir uma breve classificação dos métodos de resolução apontados na literatura especializada, tendo em vista o problema de otimização da operação dos sistemas de geração de energia elétrica. Será realizada também uma revisão relativa aos modelos utilizados no Brasil.

II.1 - CLASSIFICAÇÃO DOS MÉTODOS DE RESOLUÇÃO

Conhecidas as características básicas de um sistema, e dependendo das mesmas, diversos métodos, tais como programação linear, não linear, quadrática e dinâmica, poderão ser utilizados visando a determinação do conjunto ótimo de decisões operativas para o sistema.

Um método de otimização é chamado de determinístico quando se pressupõe um perfeito conhecimento do futuro ou seja, a série de vazões afluentes, e o requisito de energia são a priori conhecidos. Ocorre porém que na maior parte dos problemas de otimização relacionados com aproveitamentos hidroelétricos, os dados de entrada relativos à vazões não são previamente conhecidos. O máximo que se consegue caracterizar é o processo estocástico a partir do qual supõe-se que as vazões sejam geradas. Para estes casos, a técnica de otimização adotada, é normalmente denominada estocástica.

Seguem-se alguns exemplos de técnicas utilizados na solução do problema da otimização da operação em sistemas hidrotérmicos:

A) Utilização de Séries Hidrológicas e de Regressão

Nesta abordagem, proposta originalmente por Young [1967], a natureza estocástica das vazões é modelada, permitindo assim a obtenção de diversas séries para o horizonte de planejamento. Para cada uma dessas séries determina-se o conjunto de decisões ótimas, através da utilização de uma técnica de otimização determinística adequada ao sistema. Desta forma, para cada série, as decisões obtidas são aquelas que minimizam os custos operativos do sistema, sob a hipótese de ocorrência dessa série.

Posteriormente é realizada uma análise multivariada (usualmente uma regressão) de modo a determinar a relação entre cada decisão ótima, e as outras variáveis do sistema. Esta técnica, também denominada de otimização implícita estocástica, foi aplicada por Barretto [1974], conforme trabalho "Otimização Implícita Estocástica para Operação de Reservatório".

Vale mencionar que durante a fase de desenvolvimento deste trabalho elaborou-se um modelo norteado pela técnica anteriormente exposta. Isto é, no início de cada mês do período de estudo, obtinha-se, para cada combinação possível das duas variáveis de estado representadas pela reserva energética de cada subsistema, decisões ótimas, representando os valores de geração térmica e intercâmbio que minimizavam os custos operativos dos dois subsistemas, para uma dada série hidrológica de vazões.

Os resultados obtidos mostraram porém a ocorrência de uma elevada dispersão das decisões, quando nos fixávamos em um dado par de estados, o que invalidaria qualquer tentativa de estabelecimento de regressão.

B) Utilização Analítica do Modelo Estocástico

Neste caso, em lugar da geração de diversas séries, sobre as quais se realiza a otimização, utiliza-se em cada estágio uma distribuição de probabilidades de vazões (ou energias). Isto é, a otimização estocástica é implementada de tal modo que a aleatoriedade das vazões é considerada explicitamente pelo algoritmo de otimização, em lugar de se utilizar um processo tipo Monte Carlo. O resultado da aplicação dessa metodologia, conhecida como Programação Dinâmica Estocástica Explícita, garante a minimização do valor esperado dos custos operativos do sistema.

Existem inúmeros trabalhos realizados com este enfoque, como por exemplo o de Brito et al. [1970] e o referente à realização conjunta CEPEL/ELETRORBRÁS [CEPEL (DPST) & ELETRORBRÁS (DOS/DEOP), 1977].

C) Utilização do Modelo Estocástico através de Séries Hidrológicas

Um outro método adotado para solucionar o "Problema da Otimização Estocástica" de um sistema hidrotérmico, é o proposto por Terry et al. [1974], em que é utilizada a Programação Dinâmica. Tal método faz uso do histórico observado das vazões para efeito de determinação da política ótima de geração térmica. Sua principal característica é a de que à cada série hidrológica mantém-se associado o custo acumulado e atualizado do fim do estágio em questão até o limite do horizonte de planejamento. Custo esse que corresponde a tomar nesse período, as decisões térmicas ótimas referentes aos diversos estados dos estágios à frente. Tais decisões sendo obtidas de tal forma que, à cada estado da reserva em um dado estágio, seja minimizado o valor médio dos custos futuros das séries.

Garabedian [1979] utilizou basicamente a mesma técnica, com a diferença de que não preservou em cada estágio os custos acumulados e atualizados de cada série. Em lugar disso, substitui-os por seu valor médio, o que implica em anular o efeito da persistência temporal do processo estocástico gerador de vazões.

II.2 - OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS NO BRASIL - UMA BREVE REVISÃO

O histórico do desenvolvimento de metodologias voltadas para a operação de Sistemas Hidrotérmicos no Brasil, pode ser subdividido em três fases distintas, quando se passa a considerar, no processo decisório, o efeito das possíveis trocas de energia entre subsistemas.

A primeira fase, caracterizada pelo fato do intercâmbio não ser considerado como variável de decisão interveniente na definição da geração térmica, para efeito de Planejamento da Operação, iniciou-se com o desenvolvimento do modelo de determinação da Curva Limite Inferior de Armazenamento [CANAMBRA, 1966], que em última análise espelhava os valores mensais da reserva energética abaixo dos quais as térmicas deveriam ser operadas com fator de capacidade máximo, de modo a garantir a não ocorrência de déficits caso se repetissem as afluências mais críticas do histórico observado. Por ser um instrumento de Planejamento da Operação baseado na hipótese de repetição, no futuro, de vazões registradas no passado, e sem nenhuma conotação otimizante, a metodologia da Curva Limite passou a não satisfazer mais plenamente os objeti-

vos da operação. Além disso a escalada de preços imposta ao petróleo nos últimos anos, tornou os custos operativos das usinas térmicas um aspecto preponderante no Planejamento da Operação Energética do Sistema Hidrotérmico Brasileiro, o que implicou na elaboração de metodologias cada vez mais sofisticadas.

O primeiro passo no sentido de elaborar um novo modelo de complementação de geração térmica para aplicação no setor elétrico foi dado por FURNAS [1972], com a implementação do trabalho "Aplicação da Programação Dinâmica Estocástica na Determinação de Decisões Ótimas de Operação para um Sistema Hidro-Termoelétrico" [Brito, Camozzato et al., 1970]. Este modelo introduziu, além do conceito de valor marginal da reserva energética, a noção de que a decisão de geração térmica passaria a ser função não mais somente de uma única variável de estado, representada pelo nível energético da reserva no início do mês. Agora, além do nível do armazenamento, a decisão de geração térmica seria também influenciada pela tendência hidrológica, representada pela energia hidráulica total afluyente ao sistema, acumulada desde o início do ano hidrológico, até o mês anterior ao da tomada da decisão. A nova metodologia apresentava pela primeira vez a noção de otimização, uma vez que a política de geração térmica obtida, seria aquela que conduziria a uma operação a custo mínimo. Além disso, esse modelo caracterizou-se como um "Modelo de Otimização Estocástica Explícita" tendo em vista que a variável aleatória energia afluyente, interveniente na transição entre os diversos estágios, foi ajustada uma distribuição de probabilidades condicionada a tendência hidrológica.

Uma equipe da ELETROBRÁS, desenvolveu posteriormente um modelo para determinação da política ótima de geração térmica [Terry & Araújo, 1974]. Esse modelo se caracterizava pela obtenção dessa política em função de uma única variável de estado, representada pelo nível energético da reserva. Por outro lado, a parcela referente à produção hidráulica era obtida a partir do histórico de afluições energéticas, e a geração térmica resultante era tal que otimizava a operação, mediante a minimização da média dos custos para as séries do histórico.

Mais recentemente técnicos do CEPEL e do Departamento de Operação Energética da ELETROBRÁS desenvolveram um Modelo de Otimização Estocástica Explícita, utilizando como técnica de otimização a "Programação Dinâmica Estocástica". Esse modelo, amplamente utilizado no Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado, estando inclusive implantado na área de operação das principais empresas que fazem parte do GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada); caracterizou-se por adotar a variável de estado "energia afluyente no mês anterior" para representar a tendência hidrológica, além de permitir o tratamento dinâmico da configuração, com a utilização de Modelagem a Sistema Equivalente mais precisa do que a disponível até a época. [CEPEL (DPST) & ELETROBRÁS (DOS/DEOP), 1977]

Os modelos até aqui referidos determinam a Política Ótima de Operação Térmica para um único sistema. Para o caso de vários subsistemas, foram feitas algumas abordagens no sentido de, utilizando as políticas de operação obtidas para cada subsistema isoladamente, tentar aproximar uma solução para o siste-

ma conjunto, caracterizando-se portanto a segunda fase no desenvolvimento de metodologias visando a determinação de geração térmica para efeito de Planejamento da operação. Nessa segunda fase, a metodologia utilizada considera o intercâmbio fora do processo de otimização, isto é, após a obtenção de políticas de operação para os sistemas isolados, é realizada, através do intercâmbio, uma correção das políticas, de forma a considerar o sistema conjunto.

Carvalho & Rosenblatt [1977] desenvolveram um método, baseado em Curvas Guias de classes térmicas, em que para cada subsistema essas curvas são determinadas de modo a manter equilibradas, em termos percentuais, as energias armazenadas nos vários reservatórios equivalentes; sendo esse equilíbrio feito às custas de transmissão de energia entre os subsistemas. Numa fase posterior é realizada uma simulação utilizando as Curvas Guias, de modo a definir os intercâmbios que conduzam a uma utilização racional de energia, baseada na premissa de que os subsistemas que tenham capacidade de geração menos onerosa forneçam aos que estejam utilizando geração com custos mais elevados.

Campello & Coutinho [1979] utilizaram a técnica da Programação Dinâmica Estocástica para definir a função Custo Marginal de cada subsistema, entendendo-se por Custo Marginal como a derivada, em relação à energia armazenada, do custo total esperado dentro do horizonte de planejamento. A regra de operação adotada foi a de procurar a igualdade dos custos marginais dos subsistemas, mediante a utilização de intercâmbio, combinado com a geração térmica ótima de cada sistema de per si. O método

apenas não é exato porque os custos marginais foram calculados sem levar em consideração a possível ocorrência de intercâmbio entre os subsistemas.

Rosenblatt [1979] desenvolveu um método baseado na aplicação aos subsistemas da técnica de Programação Dinâmica Estocástica, fundamentado na determinação, em uma etapa inicial, das políticas ótimas de geração térmica, para cada subsistema tomado isoladamente. Numa segunda fase são realizadas simulações visando otimizar os custos de operação, através dos intercâmbios de energia possíveis de existir entre os mesmos. Os intercâmbios médios resultantes são então incorporados aos mercados, para numa próxima iteração determinar, através da Programação Dinâmica Estocástica, as novas políticas de geração térmica, que servirão de dados para as simulações subsequentes.

Finalmente, pode-se considerar como a terceira fase do desenvolvimento de metodologias para definição de complementação térmica visando o Planejamento da operação, aquela em que o intercâmbio é considerado diretamente no processo de otimização, conforme o trabalho aqui apresentado e descrito nos capítulos que se seguem.

CAPÍTULO III

METODOLOGIA ADOTADA

Tendo em vista que a metodologia aqui apresentada para otimização de geração térmica e intercâmbio entre subsistemas, utiliza os subsídios da técnica de Modelo a Sistema Equivalente [Gomes, Terry et al, 1973], serão mostrados sucintamente os conceitos que envolvem a representação do sistema real por seu equivalente.

Descreve-se também o modelo de geração de vazões sintéticas adotado neste estudo [Kelman, Oliveira & Pereira, 1979].

Finalmente será detalhado o modelo aqui proposto, relatando-se inclusive o critério adotado para determinar a estabilidade do algoritmo.

III.1 - MODELO A SISTEMA EQUIVALENTE

A complexidade do parque gerador brasileiro, e a necessidade do Planejamento da Operação dispor de um mecanismo suficientemente ágil que permita a realização de um grande número de simulações, e a utilização de modelos de otimização, originou o conceito de Sistema Equivalente. Tal metodologia permite substituir o conjunto de usinas do parque gerador, por uma usina a fio d'água e outra com reservatório, com a vantagem de apresentar um baixo custo computacional, aliado a um grau de precisão aceitável e a relativa facilidade de utilização.

Na adoção do conceito de Sistema Equivalente algumas premissas são adotadas, sendo a primeira referente à operação dos diversos reservatórios, onde se supõe que sejam deplecionados de forma a manter uma certa proporcionalidade entre seus volumes úteis. Isto é, supõe-se que o sistema seja operado paralelamente em volume, o que é razoável, desde que os aproveitamentos estejam situados numa região com características uniformes de hidraulicidade.

Uma outra premissa adotada é a de que as vazões afluentes às usinas, transformadas em energias naturais, dividem-se em duas parcelas: uma de energia controlável, que corresponde às vazões afluentes aos reservatórios, descontadas das parcelas referentes à vazão mínima obrigatória, e a outra referente à energia que não pode ser armazenada nos reservatórios, denominada energia a fio d'água.

É fato que os valores das energias naturais são influenciados pela variação da produtibilidade com a altura líquida de queda. Por outro lado, no momento de determinação e agregação dessas energias no modelo equivalente, não há meios de se considerar a altura real da queda, haja visto que esse dado só poderia ser obtido quando da realização de simulações. Ocorre porém que sendo as simulações realizadas com o Sistema Equivalente, torna-se impossível, conhecer a altura real da queda líquida de cada usina. O modelo calcula então, numa primeira etapa, a produtibilidade a partir de uma altura equivalente de queda, que posteriormente, no momento da simulação, é corrigida em função da situação real de armazenamento do sistema.

São consideradas ainda as perdas de água por evaporação, transformadas em perdas de energia de acordo com a situação de armazenamento do sistema, bem como os efeitos das restrições quanto à vazão mínima, usualmente existentes à jusante dos reservatórios.

Finalmente a composição do Sistema Equivalente se completa com a consideração de parcelas fixas de energia, relativas à produção das Usinas Submotorizadas e às Perdas por Enchimento de Volume Morto, que correspondem respectivamente às produções das usinas com potências instaladas inferiores às potências de base, e às perdas energéticas relativas às vazões destinadas ao enchimento dos volumes morto dos reservatórios.

Para a aplicação dessa metodologia no presente trabalho, foram introduzidas pequenas modificações no que se refere à sua utilização no caso das vazões sintéticas.

III.2 - MODELO DE GERAÇÃO DE VAZÕES SINTÉTICAS

O modelo utilizado na geração de vazões sintéticas [Kelman, Oliveira & Pereira, 1979] é calcado na geração de vazões anuais, seguida de sua desagregação em valores mensais.

As séries de vazões anuais são modeladas multivariadamente, de modo que a geração de vazões sintéticas para um grupo de postos mantenha a estrutura de dependência com outro grupo, cujas séries sintéticas já tenham sido previamente geradas.

A metodologia de desagregação adotada consistiu em subdividir a vazão anual em parcelas mensais, de forma que a soma das parcelas reproduza o total anual, e que a matriz de covariância das vazões mensais seja preservada.

III.3 - MODELO PROPOSTO PARA DECISÃO DE GERAÇÃO TÉRMICA E INTERCÂMBIO ENTRE SUBSISTEMAS HIDROTÉRMICOS INTERLIGADOS

Na elaboração de um novo modelo de otimização, para determinação do grau de complementação térmica do sistema hidrotérmico brasileiro, de forma que o intercâmbio seja considerado, algumas premissas foram adotadas.

A primeira delas, se refere ao fato de que a metodologia de Sistema Equivalente seria aplicada aos conjuntos de aproveitamentos, com o objetivo de formar os subsistemas. Além disso definiu-se também que a metodologia de Modelo a Sistema Equivalente utilizada seria aquela que vem sendo aplicada em todos os modelos desenvolvidos no CEPEL e na ELETROBRÁS [Gomes, Terry, et al, 1973].

Uma outra consideração diz respeito ao número de subsistemas, variáveis de estado, e variáveis de decisão que caracterizam o modelo. Isto porque no atual estágio de desenvolvimento da tecnologia de computadores, a técnica de Programação Dinâmica sofre sérias limitações em seu uso, devido à chamada restrição da dimensionalidade, pois as dificuldades numéricas envolvidas na solução do problema crescem acentuadamente na medida

em que o número de variáveis de estado aumenta, mesmo que haja somente uma única variável de decisão a ser considerada em cada estágio.

Em vista disso, e sendo o intercâmbio uma variável de decisão, devendo portanto receber o mesmo tratamento que as demais variáveis de decisão representadas pela geração térmica de cada sistema, tornou-se necessário limitar em dois o número de subsistemas envolvidos, e considerar somente duas variáveis de estado, que seriam o nível energético da reserva em cada subsistema.

Ressalte-se que o modelo proposto determina o intercâmbio de uma forma mais racional, já que no momento da definição do nível de geração térmica de cada subsistema está sendo considerada a possibilidade de ocorrerem trocas de energia. Tal fato, aliado à preservação, em cada estágio, dos custos acumulados e atualizadas de cada série, caracteriza um avanço em relação à proposição de Garabedian [1979], que acarreta uma perda de informação ao substituir esses custos pelo seu valor médio.

Finalizando, a aplicação de um modelo de otimização, utilizando subsistemas equivalentes com vazões obtidas a partir de um modelo de geração de séries hidrológicas sintéticas pelo Método de Desagregação [Kelman, Oliveira & Pereira, 1979], resultou nas seguintes vantagens:

- A) evitou-se a representação probabilística das afluências sob a forma de energia, o que implica sempre numa certa imprecisão, uma vez que a modelagem estocástica das energias hidráulicas afluentes é muitas vezes prejudicada por fatores que não ocor

rem quando utilizam-se diretamente as vazões, como por exemplo separação das parcelas de energias a fio d'água e controlável, ou mesmo limitações referentes a engolimento máximo nas usinas a fio d'água.

B) a modelagem das afluências possibilitou que o algoritmo recursivo e o modelo a sistema equivalente ficassem completamente independentes do modelo estocástico utilizado. Isto se revela como uma vantagem, pois ao se alterar ou mesmo mudar o modelo estocástico, não se afeta o algoritmo recursivo. Este fato não ocorre com os recentes trabalhos relativos à otimização de geração térmica utilizando Programação Dinâmica Estocástica [CEPEL (DPST) & ELETROBRÁS (DOS/DEOP, 1977)], em que existe toda uma cadeia de procedimentos para implementação da modelagem estocástica embutida tanto na modelagem a sistema equivalente quanto no modelo de otimização, o que pode ocasionar dificuldades quando ocorre a necessidade de efetuar qualquer mudança na parte estocástica.

III.3.1 - Formalização Analítica do Modelo Proposto

A formalização analítica do modelo proposto poderá ser feita se for estabelecida a seguinte notação:

κ - define um mês qualquer do período em estudo, caracterizando a configuração do sistema, a carga, a submotorização, etc.

s - define uma particular sequência hidrológica de duração idêntica à do período de estudo, obtida a partir do modelo de desagregação. A combi-

nação de \underline{s} e $\underline{\kappa}$ permite estabelecer os valores de energia necessários aos balanços energéticos.

n - número de seqüências hidrológicas considerado.

α - taxa mensal de juros.

$\underline{\omega}(\kappa) \equiv \begin{bmatrix} \omega_1(\kappa) \\ \omega_2(\kappa) \end{bmatrix}$ - vetor cujas componentes representam a energia armazenada em cada subsistema no início do estágio κ .

$\underline{\theta} \equiv [i, j_1, j_2]$ - define um vetor de decisões, que corresponde a adotar um determinado nível i de intercâmbio entre os subsistemas, associado às decisões de geração térmica j_1 e j_2 , para os subsistemas 1 e 2 respectivamente.

A equação de continuidade na transição de estados, ou balanços, ao se passar do estágio κ para o estágio $\kappa + 1$ poderia ser então definida por:

$$\underline{\omega}(\kappa + 1) = g[\underline{\omega}(\kappa), \underline{s}, \underline{\theta}] \quad (1)$$

onde a função g permite determinar o estado a ser atingido, ao ocorrer uma transição, quando para a série hidrológica s adota-se a decisão $\underline{\theta}$, partindo-se de valores iniciais de armazenamento definidos por $\underline{\omega}(\kappa)$.

O custo envolvido na transição descrita em (1), atualizado para o estágio κ , poderá ser definido por:

$$r [.] = h [.] + \frac{1}{1+\alpha} \cdot c [.] \quad (2)$$

onde: $h [.]$ - é a função que determina o custo imediato da transição entre κ e $\kappa + 1$, sendo representado pela soma das funções $p [.]$ e $q [.]$, que permitem determinar o custo da decisão térmica e o custo do déficit, conforme (3).

$$h [\underline{\omega}(\kappa), s, \underline{\theta}] = p[\underline{\theta}] + q[\underline{\omega}(\kappa), s, \underline{\theta}] \quad (3)$$

$c [.]$ - é a função que define o custo a partir do estágio $\kappa + 1$, (perfeitamente determinada quando já se conhece a política de operação a partir do estágio $\kappa + 1$), conforme (4).

$$c [\underline{\omega}(\kappa + 1), s] = c \{g[\underline{\omega}(\kappa), s, \underline{\theta}], s\} \quad (4)$$

A relação (2) será então definida por:

$$\begin{aligned}
 r[\underline{\omega}(\kappa), s, \underline{\theta}] &= h[\underline{\omega}(\kappa), s, \underline{\theta}] + \frac{1}{1+\alpha} \cdot c\{g[\underline{\omega}(\kappa), s, \underline{\theta}], s\} \\
 &= p[\underline{\theta}] + q[\underline{\omega}(\kappa), s, \underline{\theta}] + \frac{1}{1+\alpha} \cdot c\{g[\underline{\omega}(\kappa), s, \underline{\theta}], s\} \quad (5)
 \end{aligned}$$

A decisão $\underline{\theta}^*$ a ser adotada, para um dado par de estados no estágio κ , será aquela que minimizar $\frac{1}{n} \sum_s r[\underline{\omega}(\kappa), s, \underline{\theta}]$, isto é:

$$\text{Min}_{\underline{\theta}} \left\{ p[\underline{\theta}] + \frac{1}{n} \sum_s \left\{ \frac{1}{1+\alpha} \cdot c\{g[\underline{\omega}(\kappa), s, \underline{\theta}], s\} + q[\underline{\omega}(\kappa), s, \underline{\theta}] \right\} \right\} \quad (6)$$

Observe-se que as equações (1) a (6) definem um algoritmo recursivo para o estabelecimento da política de operação. A recursão pode ser iniciada com uma tabela qualquer de custos para cada série hidrológica. Tendo em vista a existência de uma taxa de atualização de custos na recursão, que tende a desvalorizar no presente os valores futuros, e o fato de que, devido à aleatoriedade implícita na formação das séries hidrológicas, os sistemas provavelmente apresentarão déficits ou vertimentos, quaisquer que sejam os estados iniciais de partida, torna-se possível determinar por tentativas, o horizonte necessário para que as decisões no presente não sejam afetadas pelos valores arbitrados no início da recursão. A determinação de tal horizonte é realizada mediante a ampliação do período de recursão. Se tal ampliação não resultar em alteração nas regras operativas dentro do período de estudo, então teremos a desejada estabilidade do algoritmo.

CAPÍTULO IV

APLICAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Para efeito de avaliação da eficiência do método proposto, desenvolveu-se um Modelo de Simulação a Subsistemas Equivalentes, com as mesmas características básicas daquele já referenciado no Capítulo III deste trabalho, e que vem sendo largamente utilizado em casos de simulação de um único sistema [Gomes, Terry et al, 1973].

IV.1 - CRITÉRIOS ADOTADOS

O modelo de simulação desenvolvido apresenta o recurso de permitir a simulação simultânea de dois sistemas, com a característica de considerar, além da política de geração térmica, o intercâmbio entre os mesmos.

O critério adotado para avaliar o comportamento da metodologia aqui proposta, consistiu em cotejar os valores obtidos para geração térmica, intercâmbio, custo operativo (geração térmica mais déficit), intensidade e frequência de déficits, resultantes da realização de simulações considerando duas estratégias. A primeira delas denominada "política A" representa a metodologia aqui proposta. A segunda, denominada "política B", corresponde àquela em que a otimização da geração térmica para cada subsistema é realizada isoladamente através da Programação Dinâmica Estocástica. [CEPEL (DPST) & ELETROBRÁS (DOS/DEOP), 1977].

Deve ser ressaltado que na "política B", os intercâmbios possíveis de existir entre os subsistemas são tratados como geração térmica. Ou seja, cada subsistema considera o outro como uma fonte firme de energia, não levando em conta tanto a possibilidade de que o subsistema supridor esteja em condições adversas de hidraulicidade, como a possibilidade de que o próprio subsistema recebedor tenha que funcionar como fornecedor. A "política B" deixa em aberto portanto o problema relativo à definição do intercâmbio, quando ambos os subsistemas se encontram em situação que indique necessidade de recebimento de energia.

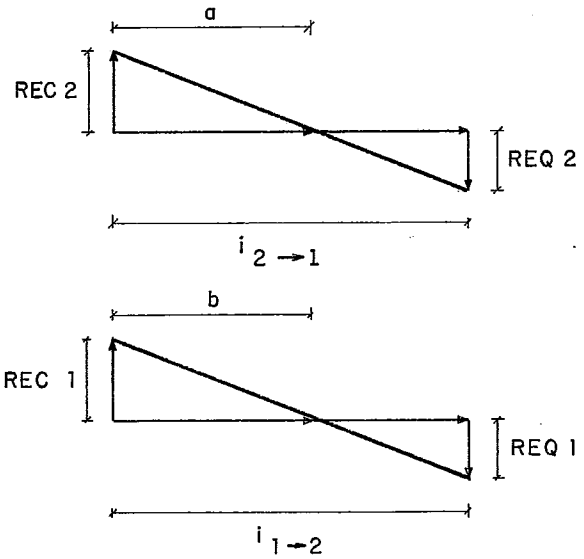
O critério empírico aqui adotado unicamente para permitir a realização das simulações, consistiu em redefinir novos valores do intercâmbio para cada subsistema nos casos em que ocorram intercâmbios simultâneos. O valor de energia a ser transferida de um subsistema para o outro, passou então a ser determinado a partir de uma redução da disponibilidade máxima de intercâmbio. Essa redução é obtida de forma que o intercâmbio efetivo resultante mantenha, em relação ao intercâmbio máximo, uma proporcionalidade função da relação entre recursos e requisitos do subsistema supridor. Com o objetivo de espelhar da forma mais correta possível a situação energética do subsistema no momento da transferência, considerou-se como recurso, além da energia proveniente da geração hidráulica, aquela correspondente ao armazenamento do sistema no momento da transferência. Determinados então os novos limites de intercâmbio para cada subsistema, adotou-se o valor líquido como o valor a ser transferido, conforme equação que se segue:

$$i = a - b$$

sendo:

$$a = i_{2 \rightarrow 1} \cdot \frac{REC2}{REC2 + REQ2}$$

$$b = i_{1 \rightarrow 2} \cdot \frac{REC1}{REC1 + REQ1}$$



onde:

$i_{2 \rightarrow 1}$ e $i_{1 \rightarrow 2}$ - representam os intercâmbios máximos que podem ser transferidos para os subsistemas 1 e 2 respectivamente.

REC1 e REC2 - correspondem aos recursos disponíveis nos subsistemas 1 e 2 respectivamente, no momento da transferência, representados pela energia afluente hidráulica e pela energia armazenada nesses subsistemas.

REQ1 e REQ2 - representam todos os requisitos dos subsistemas 1 e 2 respectivamente, no momento da transferência.

IV.2 - DADOS UTILIZADOS

A avaliação do método proposto foi realizada através da elaboração de simulações envolvendo as políticas "A" e "B" já definidas. Nessas simulações foram utilizados dados referentes às características dos subsistemas Sul e Sudeste do Brasil para o período 1980/1984.

Todos os dados utilizados, tais como plano de expansão, carga, características dos aproveitamentos hidráulicos e térmicos, cronograma de manutenção, custo de combustível etc, são aqueles que constam do trabalho "Plano de Operação para 1980" publicado pelo GC0I [1979] (Grupo Coordenador para Operação Interligada).

Desses dados vale ressaltar que a limitação de intercâmbio da Região Sul para a Região Sudeste adotada foi de 300 MW para o período janeiro de 1980/junho de 1981, passando para 1.400 MW a partir de julho de 1981, ocasião prevista, na época, para entrada em operação do sistema de transmissão de 500 kV da ELETROSUL e 750 kV de FURNAS. No que se refere às transferências para a Região Sul, a limitação adotada foi de 600 MW durante 1980, reduzindo-se para 300 MW a partir de janeiro de 1981.

Quanto às decisões de geração térmica para a "política A", adotou-se para a Região Sudeste três grupos: o primeiro representado pela nuclear de Angra dos Reis; o segundo composto das térmicas Santa Cruz e Igarapé; e o terceiro contendo as demais térmicas a óleo combustível do sistema, representadas por Piratininga, São Gonçalo, Roberto Silveira e Carioba.

Para a Região Sul adotou-se dois grupos de decisão de geração térmica, um englobando todas as térmicas a carvão, e o outro englobando aquelas que consomem óleo combustível.

No que se refere à "política B", o agrupamento das térmicas para composição das decisões foi basicamente o mesmo para as duas Regiões. A diferença neste caso, reside no fato de que o intercâmbio é considerado como uma térmica. Para a Região Sul, foi definido que o intercâmbio seria a decisão seguinte àquela que corresponde à operação das usinas a carvão na base. Para a Região Sudeste convencionou-se que o intercâmbio seria a primeira decisão do conjunto.

O custo do déficit adotado para a Região Sudeste foi de 40.573,77 Cr\$/MWh, equivalente a 50 vezes o custo da geração térmica a óleo combustível mais cara do sistema (Carioba). Para a Região Sul o custo do déficit adotado foi de 9.562,84 Cr\$/MWh, equivalendo aproximadamente a 3 vezes o custo da geração térmica a óleo combustível mais cara do sistema (MAPELE). A adoção de custos de déficits diferentes para as duas regiões, prende-se ao fato de que na calibração do modelo adotou-se a premissa de que as políticas obtidas deveriam produzir o mesmo nível de risco em ambas as regiões, o que obviamente só se consegue com penalizações de déficits desiguais em cada subsistema.

Para efeito de simulação, considerou-se que a Região Sudeste estaria em janeiro de 1980 com uma energia armazenável correspondente a 65% do máximo, e a Região Sul, nessa mesma data, teria uma reserva da ordem de 95% do máximo.

IV.3 - RESULTADOS

A realização de simulações, utilizando 50 séries sintéticas, para o período compreendido entre janeiro de 1980 e dezembro de 1984, com os dados definidos anteriormente, apresentou os seguintes resultados sob o aspecto de risco de déficit.

- A operação dos sistemas das Regiões Sul e Sudeste, com a política de geração térmica e intercâmbio proposta neste trabalho ("política A"), mostrou que na Região Sudeste 3 séries apresentaram pelo menos um mês com déficit, enquanto que na Região Sul esse número se elevou para 9.

- Já a operação dos sistemas com a "política B", que é a atualmente utilizada, apresentou resultados mais desfavoráveis para a Região Sul, onde se registraram 29 séries apresentando pelo menos um caso de déficit. Para a Região Sudeste, o número de séries com déficit reduziu-se para 2, inferior àquele obtido com a "política A".

- Em termos de frequência relativa de déficits, definida como a relação entre o número de meses que apresentaram déficits, e o número de meses simulados (50 séries com duração de 60 meses cada), observa-se que a "política A" apresenta riscos de 0,27% e 1,47% para as Regiões Sudeste e Sul respectivamente.

- Para as simulações realizadas com a "política B", enquanto o risco apresentado para a Região Sudeste decresce para 0,20%, para a Região Sul se verifica um acréscimo, pois a frequência de déficits atinge 8,53%.

- A duração, em meses, dos períodos de déficit por série, tomado como média do número de séries que apresentaram déficits, mostrou que para a "política A" a Região Sudeste apresenta um período médio de 2,6 meses registrando déficits, enquanto que para a Região Sul esse período cresce para 4,9 meses por série.

- Já para a "política B" esse período atinge 3,0 e 8,8 meses, para as Regiões Sudeste e Sul respectivamente, evidenciando uma mudança de comportamento na Região Sul, quando se utiliza essa política de geração térmica e intercâmbio.

O Quadro I a seguir sintetiza o que foi dito, permitindo constatar que em termos de risco, a "política A" apresenta resultados melhores para a Região Sul, do que aqueles que correspondem a "política B". Observa-se também que, ainda em termos de risco, a utilização das políticas "A" ou "B" é aparentemente indiferente no que diz respeito à Região Sudeste, haja vista as pequenas diferenças encontradas.

QUADRO I

POLÍTICA	Nº SÉRIES c/ DÉFICIT (*)		RISCO (%)		COMPRIMENTO MÉDIO DO DÉFICIT (meses)	
	SE	SUL	SE	SUL	SE	SUL
A	3	9	0,27	1,47	2,6	4,9
B	2	29	0,20	8,53	3,0	8,8

(*) Total de 50 séries

O Quadro II a seguir apresenta, para as duas políticas "A" e "B", os valores esperados de geração térmica média mensal, e do intercâmbio líquido, cujo sentido dominante é da Região Sul para a Região Sudeste.

QUADRO II

POLÍTICA	GERAÇÃO TÉRMICA			INTERCÂMBIO LÍQUIDO MÉDIO SUL + SE (MW)
	SE (MW)	SUL (MW)	TOTAL (MW)	
A	543	573	1.116	299
B	447	554	1.001	416

A inspeção do Quadro II permite observar que a "política A" conduziu a um pequeno excesso de geração térmica em relação à "política B", às custas porém de uma considerável diferença no intercâmbio líquido. Nota-se que enquanto a "política A" apresenta maior geração térmica, as transferências do Sul para o Sudeste são 30% inferiores às obtidas com a "política B".

O Quadro III, a seguir, apresenta os valores esperados dos déficits médios mensais, obtidos a partir das séries que registraram déficits.

QUADRO III

POLÍTICA	DÉFICIT	
	SE (MW)	SUL (MW)
A	116	75
B	222	92

Comparando-se os Quadros II e III observa-se que a "política A" apresenta um acréscimo de geração térmica em relação à "política B", e os valores esperados dos déficits registrados com a "política A" apresentam-se com montantes inferiores àqueles que correspondem à "política B". Nota-se que as transferências da Região Sul indicadas pela "política B", que são sensivelmente superiores àquelas que correspondem à "política A", não são suficientes para evitar acréscimo do valor esperado dos déficits registrados nas simulações com a "política B".

O Quadro IV, a seguir, apresenta os valores esperados dos custos operativos (custo de geração térmica + custo do déficit), para as duas políticas "A" e "B" em evidência.

QUADRO IV

POLÍTICA	CUSTO OPERATIVO		
	SE (Cr\$ $\times 10^6$)	SUL (Cr\$ $\times 10^6$)	TOTAL (Cr\$ $\times 10^6$)
A	246	100	346
B	257	304	561

Nota-se que os valores esperados dos custos operativos da Região Sudeste, praticamente se equivalem para as políticas "A" e "B". Para a Região Sul, observa-se um acréscimo desses custos operativos, quando da simulação com a "política B". Tal acréscimo se deve ao fato de que a "política B" apresenta maior número de séries registrando déficits, conforme pode ser constatado no Quadro I.

Os Quadros V e VI apresentam respectivamente a desagregação do Quadro IV em custos de geração térmica e déficit.

QUADRO V

POLÍTICA	CUSTO DE GERAÇÃO TÉRMICA		
	SE (Cr\$ $\times 10^6$)	SUL (Cr\$ $\times 10^6$)	TOTAL (Cr\$ $\times 10^6$)
A	115	47	162
B	97	44	141

Observa-se, do Quadro V, que os valores esperados dos custos de geração térmica são coerentes com os valores apresentados no Quadro II.

O Quadro VI, apresentado a seguir, permite comprovar que grande parte da diferença entre os valores esperados de custos operativos apresentados no Quadro IV, se deve aos déficits que ocorrem na Região Sul quando da simulação com a "política B".

QUADRO VI

POLÍTICA	CUSTO DO DÉFICIT		
	SE (Cr\$ $\times 10^6$)	SUL (Cr\$ $\times 10^6$)	TOTAL (Cr\$ $\times 10^6$)
A	131	53	184
B	160	260	420

Observa-se, inclusive, que mesmo para a Região Sudeste, a "política B" apresenta valores esperados de custo do déficit mais elevados do que os que correspondem à "política A". Além disso nota-se que enquanto a "política A" apresenta, para as Regiões Sul e Sudeste, um certo equilíbrio entre os valores esperados dos custos de geração térmica e déficit, o mesmo não ocorre para a "política B", onde se observa uma considerável preponderância dos custos devidos a déficit, principalmente para a Região Sul.

Com o objetivo de avaliar qualitativamente os resultados referentes à quantidade de séries que apresentaram déficits, quando da simulação com as políticas "A" e "B" (Quadro I), procedeu-se ao levantamento da porcentagem de carga não atendida para cada série que apresentou déficit.

O Quadro VII, a seguir, apresenta então, para as duas políticas em estudo, a indicação da intensidade de déficits para as séries em que se verificou esse evento. A inspeção do Quadro VII permite observar que para a Região Sudeste as intensidades de déficit pouco divergem no que se refere à política "A" ou "B" estudada, não se registrando nenhum caso de déficit com intensidade elevada. Já para a Região Sul, enquanto na "política A" só se observam duas séries com déficits médios mensais de intensidade superior a 5% da carga, na "política B" esse número se eleva para dez séries.

QUADRO VII

Nº SÉRIE	DÉFICIT EM % DA CARGA			
	POLÍTICA A		POLÍTICA B	
	SE	SUL	SE	SUL
1	-	-	-	3,2
3	-	3,4	-	6,2
6	-	-	-	1,4
8	-	-	-	1,2
9	0,2	2,0	-	1,3
10	-	-	-	2,1
11	-	-	-	5,0
13	-	-	-	6,4
14	-	0,0	-	-
16	-	2,3	-	10,8
18	-	-	-	2,4
21	-	-	-	0,0
22	-	1,0	-	10,2
23	-	-	-	0,9
24	-	-	-	1,7
25	0,9	5,3	0,4	7,6
26	-	1,1	-	2,8
27	-	-	-	0,7
28	-	0,6	-	8,8
29	-	-	-	2,6
31	1,5	11,6	2,9	8,2
32	-	-	-	3,4
34	-	-	-	0,1
36	-	-	-	2,6
38	-	-	-	1,1
40	-	-	-	5,2
41	-	-	-	0,2
48	-	-	-	5,4
49	-	-	-	2,5
50	-	-	-	3,1

Para efeito de apresentar uma visualização do comportamento dos dois sistemas, quando simulados com as políticas "A" e "B", foram elaborados os gráficos correspondentes à "Evolução da Energia Armazenada" para duas condições distintas de hidráulicidade, conforme figuras 1 a 4 a seguir.

As figuras 1 e 2 correspondem respectivamente ao comportamento da energia armazenada para as Regiões Sudeste e Sul, submetidas à série sintética 31 que, conforme Quadro VII, foi a série que produziu as situações mais críticas em ambas as Regiões. A inspeção do Quadro VII permite observar, que neste caso específico, a "política A" conduz a Região Sul a déficits mais intensos do que os que correspondem à "política B", apesar desta última política produzir déficits com uma frequência e duração superiores aos que ocorrem na simulação com a "política A". (figura 2).

As figuras 3 e 4 apresentam as mesmas curvas, com a diferença de que a série escolhida (série 37) correspondeu àque-la em que as duas Regiões se encontrem submetidas a condições favoráveis de hidráulicidade. Nota-se que para a Região Sudeste o comportamento da energia armazenada é praticamente idêntico para as duas políticas simuladas. Já para a Região Sul, verificam-se comportamentos diversos entre as duas políticas, especialmente para os meses compreendidos no período abril a outubro dos anos 1980, 1982 e 1983 simulados.

O Quadro VIII a seguir apresenta para as duas séries escolhidas, os valores esperados de geração térmica média mensal, e do intercâmbio líquido, cujo sentido dominante é da Região Sul para a Região Sudeste.

QUADRO VIII

SÉRIE / POLÍTICA		GERAÇÃO TÉRMICA			INTERCÂMBIO LÍQUIDO MÉDIO SUL → SE (MW)
		SE (MW)	SUL (MW)	TOTAL (MW)	
31	A	987	646	1.633	642
	B	1.027	637	1.664	450
37	A	245	538	783	418
	B	237	470	707	574

Em termos de valores médios mensais de déficits, observa-se que somente a série 31 apresenta ocorrência de déficits (Quadro IX). Verifica-se nesse Quadro IX que a "política B" registra déficits para a Região Sudeste, cujos montantes são 100% superiores àqueles que correspondem à "política A", sendo tal fato decorrente da sensível redução no valor das transferências da Região Sul para a Região Sudeste.

QUADRO IX

POLÍTICA	DÉFICIT	
	SE (MW)	SUL (MW)
A	194	288
B	387	203

O Quadro X apresenta, para as duas séries escolhidas, os valores esperados dos custos operativos, para as políticas "A" e "B".

QUADRO X

SÉRIE / POLÍTICA		CUSTO OPERATIVO		
		SE (Cr\$ $\times 10^6$)	SUL (Cr\$ $\times 10^6$)	TOTAL (Cr\$ $\times 10^6$)
31	A	3.692	1.380	5.072
	B	7.185	1.070	8.255
37	A	30	23	53
	B	38	21	59

Os Quadros XI e XII apresentam o desdobramento do Quadro X em custos de geração térmica e déficit, este último somente para a série 31.

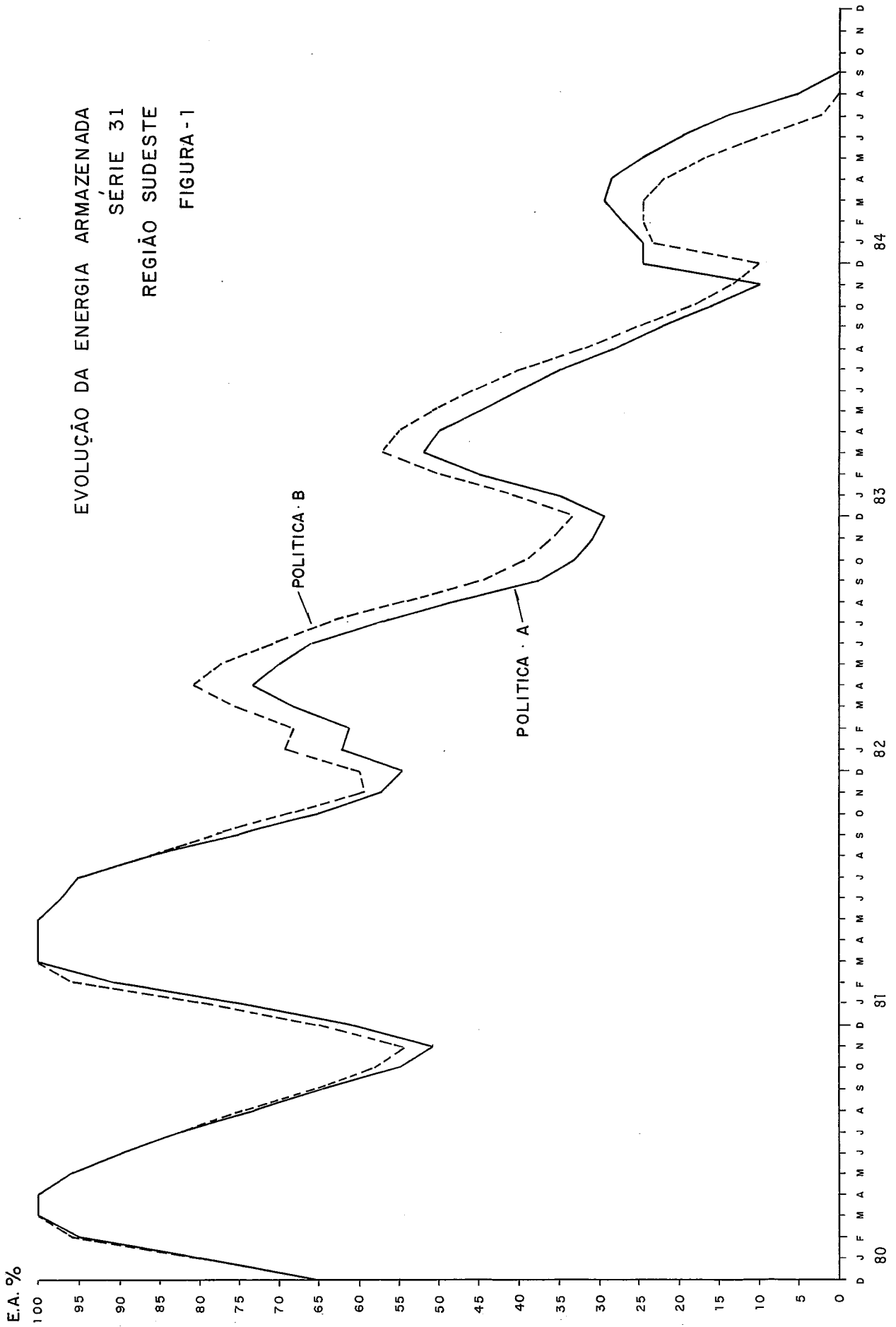
QUADRO XI

SÉRIE / POLÍTICA		CUSTO DE GERAÇÃO TÉRMICA		
		SE (Cr\$ $\times 10^6$)	SUL (Cr\$ $\times 10^6$)	TOTAL (Cr\$ $\times 10^6$)
31	A	266	115	381
	B	311	113	424
37	A	30	23	53
	B	38	21	59

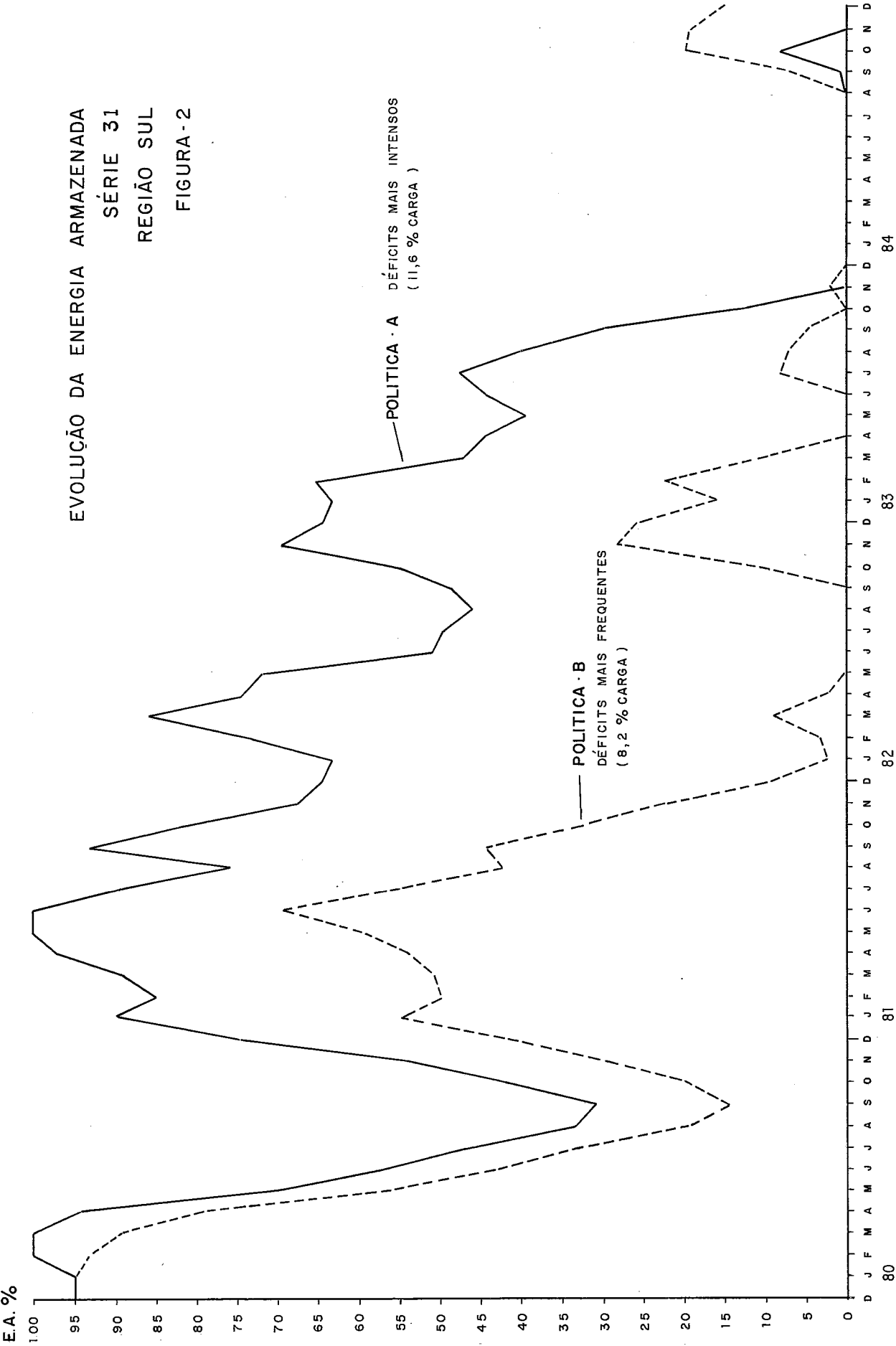
QUADRO XII

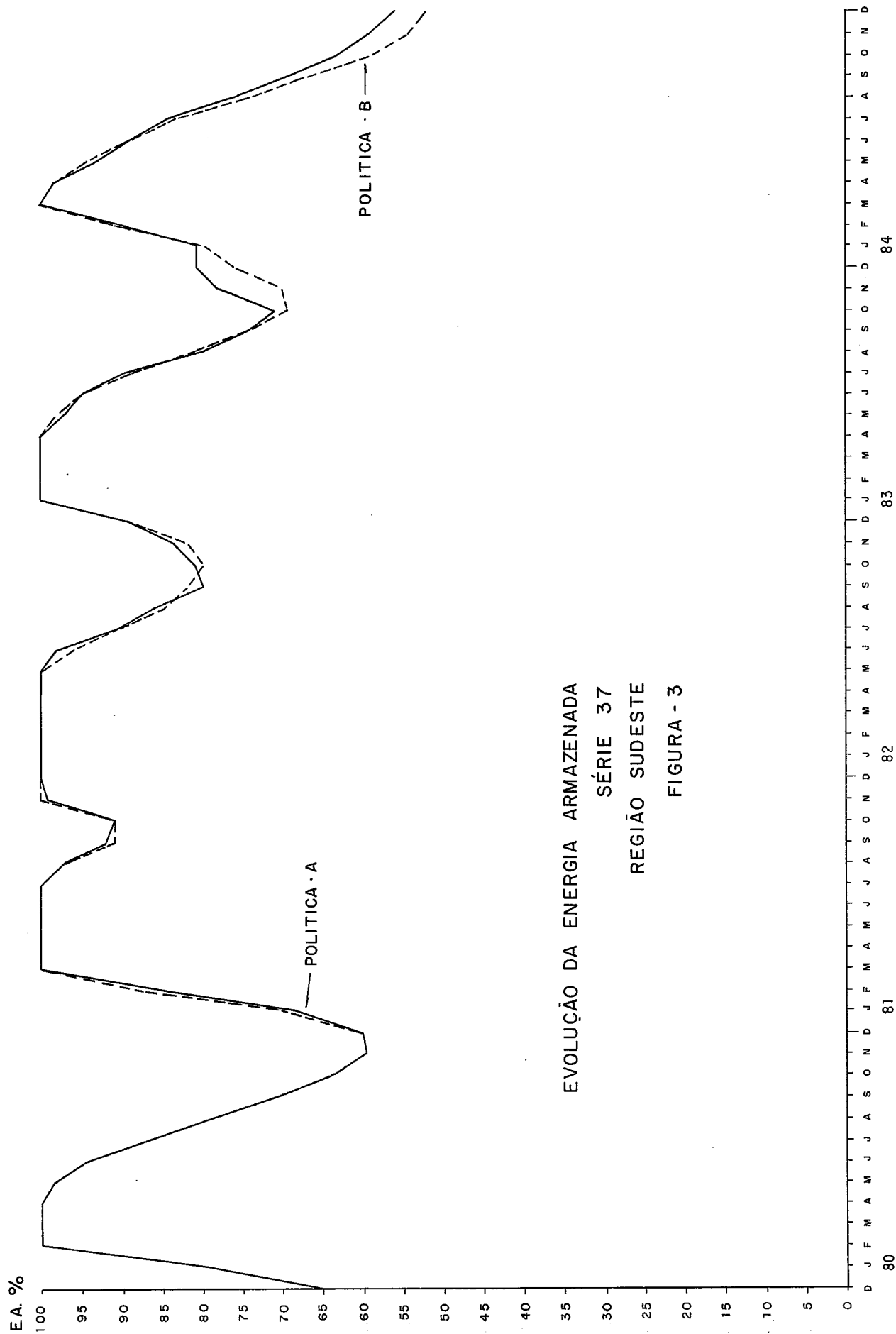
POLÍTICA	CUSTO DO DÉFICIT		
	SE (Cr\$ $\times 10^6$)	SUL (Cr\$ $\times 10^6$)	TOTAL (Cr\$ $\times 10^6$)
A	3.426	1.265	4.691
B	6.874	957	7.831

EVOLUÇÃO DA ENERGIA ARMAZENADA
SÉRIE 31
REGIÃO SUDESTE
FIGURA - 1

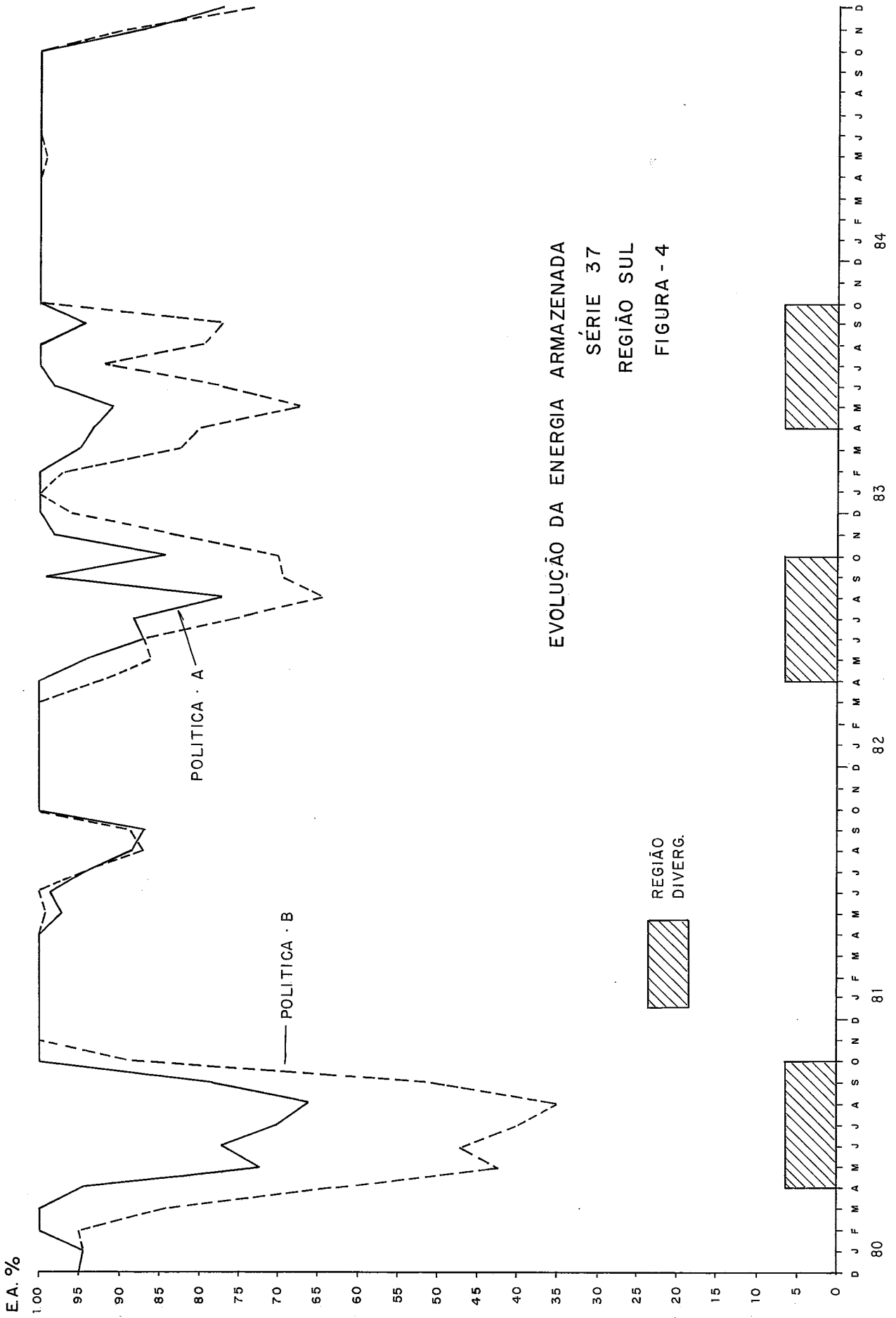


EVOLUÇÃO DA ENERGIA ARMAZENADA
SÉRIE 31
REGIÃO SUL
FIGURA - 2





EVOLUÇÃO DA ENERGIA ARMazenada
SÉRIE 37
REGIÃO SUDESTE
FIGURA - 3



CAPÍTULO V

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Concluindo observa-se que face o apresentado, a "política A", objeto do presente trabalho, apresentou melhores resultados do que aqueles que seriam obtidos com a utilização da atual metodologia. Não deve porém ser relegado o fato de que o critério adotado, neste trabalho, para definição do intercâmbio na "política B", poderá estar afetando o desempenho dessa política, nos casos em que a hidraulicidade dos subsistemas conduza à simultaneidade de transferências. É razoável supor-se que os resultados apresentados pela "política B" tendam a melhorar se forem estabelecidas regras mais eficazes para resolver, ou contornar, o problema inerente aos intercâmbios. Por outro lado, a utilização da "política B" para os subsistemas correspondentes às Regiões Sudeste e Sul do Brasil, de reconhecida diversidade hidrológica, não vem acarretando sérios inconvenientes até o momento, porque as condições de hidraulicidade não tem conduzido à situações de simultaneidade de intercâmbio.

Deve ser observado que mesmo que sejam determinadas regras mais precisas para resolver o problema do intercâmbio na "política B", os resultados e a metodologia apresentados pela "política A" demonstram a viabilidade de sua aplicação, pois por mais que se aperfeiçoe a política atualmente utilizada, não se conseguirá introduzir as vantagens inerentes à consideração das transferências de energia na definição da política de operação.

Deve ser também ressaltado, que a modelagem estocástica das vazões evitou os inconvenientes relativos à representação probabilística das afluências sob a forma de energia, que implica normalmente em uma certa imprecisão. Além disso, o fato de haver-se escolhido modelar vazões em lugar de energias, propiciou a independência entre os modelos estocástico e de otimização, o que resulta numa grande vantagem, uma vez que a modificação ou mesmo substituição do modelo estocástico, não acarreta qualquer alteração no método utilizado na definição da política de operação ou mesmo no de representação equivalente dos subsistemas, o que não ocorre com os modelos atualmente utilizados.

Finalizando, deve ser observado que ficou evidenciada a restrição de que a presente metodologia não pode ser aplicada na prática a mais de dois subsistemas. Isto porque, apesar de todos os cuidados referentes às técnicas de programação adotadas, não se conseguiu reduzir sensivelmente os inconvenientes ligados à dimensionalidade do problema, que se refletem diretamente nos tempos de processamento envolvidos. Assim é que, para o atual estágio de desenvolvimento da tecnologia de processamento de dados disponível, e levando-se em conta os aspectos econômicos daí decorrentes, não é recomendável ainda o uso generalizado da metodologia aqui proposta. Devendo-se, portanto, restringir sua aplicação ao caso particular aqui estudado, o que, em termos brasileiros, é plenamente satisfatório durante um certo tempo ainda, até que as Regiões Sul e Sudeste sejam interligadas fortemente com o Norte e Nordeste.

A política A proposta no presente trabalho, foi avaliada por comparação com a política B. Na realidade as duas abordagens diferem em diversos aspectos e não foi feita uma análise de sensibilidade que permitisse a determinação do efeito de cada uma destas diferenças de per si. Esta "queima de etapas" foi motivada pelo interesse em se desenvolver um modelo que contribuisse de imediato para a melhor operação do Sistema Sul-Sudeste. Recomenda-se que sejam realizados os seguintes estudos independentes para o caso de um único reservatório, eliminando-se assim a necessidade de se conceber regras empíricas para o intercâmbio

- Adoção para a política A de séries sintéticas produzidas pelo modelo estocástico inerente à política B (programa dinâmica estocástica). Neste caso o resultado da simulação com a política A deverá ser inferior ao correspondente ao da política B. O objetivo deste estudo é de quantificar o efeito da consideração de uma variável de estado (energia afluenta no mês anterior).
- Adoção para simulação com a política B de séries sintéticas produzidas pelo modelo de desagregação para avaliar o desempenho desta política sob a hipótese de que na natureza as afluências mensais não sigam um processo auto-regressivo de ordem 1.

Recomenda-se ainda :

- Determinar o número ideal de séries hidrológicas que deve ser adotado no processo de obtenção da política de geração térmica e intercâmbio, bem como aquele que permitirá a realização de simulações visando tornar o mais confiável possível a comparação de resultados.
- Estimar, através de análise de sensibilidade, os efeitos sobre

a política de geração térmica e intercâmbio, de variáveis tais como taxa de desconto, custo do déficit, horizonte de recursão e mínimo de estados a considerar na discretização da energia armazenada de cada subsistema.

- Avaliar a possibilidade de introdução de melhorias no algoritmo com o objetivo de acelerar o processo de definição das decisões.

BIBLIOGRAFIA

- |1| Barretto, L. A. L. - Otimização Implícita Estocástica para Operação de Reservatório, Rio de Janeiro, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1974 (Tese de M.Sc.)

- |2| Brito, S.S.; Camozzato, I.; Almeida, J.E.B.; Pantoja, J.F.A. O. - Aplicação da Programação Dinâmica Estocástica na Determinação de Decisões Ótimas de Operação para um Sistema Hidro Térmoeletrico, III Simpósio SOBRABO, 1970.

- |3| Campello, R.E.; Coutinho, L.H. de S.A. - Intercâmbio Energético entre Sistemas Elétricos Interligados com predominância de usinas hidráulicas, 5º SNTPEE, 1979.

- |4| CANAMBRA - Engineering Consultants Limited, Power Study of South Central Brazil, 15 (12): 74-74, 1966.

- |5| Carvalho, M.A.P.; Rosenblatt, J. - Modelo de Simulação a Sub-sistemas Equivalentes, 4º SNTPEE, 1977.

- |6| CEPEL (DPST) e ELETROBRÁS (DOS/DEOP) - Modelo de Programação Dinâmica Estocástica para Operação de Sistemas Hidrotérmicos, Relatório Técnico CEPEL, 144 (7): 1977.

- |7| FURNAS - Planejamento Ótimo Econômico da Operação do Sistema Hidrotérmico de FURNAS - Centrais Elétricas S.A. NOTA DPE.0, 79 (5): 1972.

- |8| Garabedian, V. - Management of the hydro thermal Power System of Eletricité de France - Nato-Advance Study Institute of System Analysis and Reservoirs Management, (9): 1979.

- |9| GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada) - Plano de Operação para 1980, (9); 1979.

- |10| Gomes, F.B.M.; Terry, L.A.; Colô, A.; Carvalho, M.A.; Myamoto, A.; Eyer, L. - Modelo de Simulação de Usinas Hidroelétricas e Térmicas a Sistema Equivalente, 29 SNTPEE, 1973.

- |11| Kelman, J.; Oliveira, G.C.; Pereira, M.V.F. - Geração de Séries Hidrológicas - Método de Desagregação, 59 SNTPEE, 1979.

- |12| Rosenblatt, J. - Modelo para Cálculo de Regra de Operação Térmica dos Subsistemas Interligados utilizando Programação Dinâmica, 59 SNTPEE, 1979.

- |13| Terry, L.A.; Araújo, A.R. - Operação de Sistemas Hidrotérmicos usando Programação Dinâmica Determinística - I Seminário Pesq. Oper. Aplicada à Sistema de Recursos Hídricos, 1974.

- |14| Young, G. K. - Finding Reservoir Operation Rules - Journal of the Hydraulics Division 6 (11): 297-321, 1967.