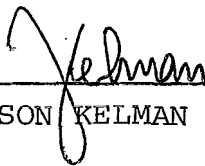


DETERMINAÇÃO DE ESTRATÉGIAS DE OPERAÇÃO
DE SUBSISTEMAS INTERLIGADOS UTILIZANDO
PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA COM
RESTRIÇÃO DE RISCO

TRISTÃO DE ALENCAR ARARIPE NETO

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.)

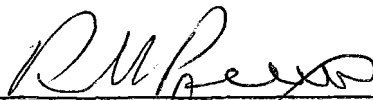
Aprovado por:



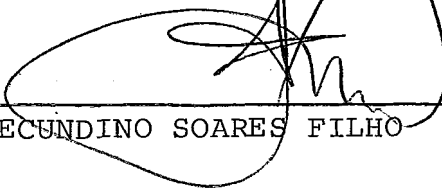
JERSON KELMAN (Presidente)



MÁRIO VEIGA FERRAZ PEREIRA



RONALDO CESAR MARINHO PERSIANO



SECUNDINO SOARES FILHO

RIO DE JANEIRO - RJ - BRASIL

JULHO DE 1983

ARARIPE NETO, TRISTÃO DE ALENCAR

Determinação de Estratégias de Operação de Subsistemas In
terligados Utilizando Programação Dinâmica Estocástica com Res
trição de Risco (Rio de Janeiro) 1983.

X, 104p. 29,7cm (COPPE, M.Sc., Engenharia de Sistemas,
1983)

Tese - Univ. Federal do Rio de Janeiro, Fac. de Engenharia
1. Otimização I. COPPE/UFRJ II. Título(série)

A Rosina,
por ser e estar.

Agradecimentos

A Mário Veiga Ferraz Pereira, pela sugestão do tema, pela segura orientação e contribuições ao longo do desenvolvimento do trabalho.

A Jerson Kelman pela orientação e relevantes contribuições prestadas.

Aos professores Ronaldo Cesar Marinho Persiano e Secundo Soares Filho pela leitura do trabalho e participação na banca examinadora.

Aos professores da COPPE/UFRJ pelos conhecimentos transmitidos.

Às Chefias do Departamento de Operação Energética e da Divisão de Estudos de Operação, da Diretoria de Operação de Sistemas da Eletrobrás, que me possibilitaram realizar o curso de pós-graduação e desenvolver as pesquisas necessárias a este trabalho como parte de minhas funções.

Aos colegas Luiz Augusto Lattari Barretto, Luiz Alberto Machado Fortunato e Sérgio Mário Amado, do DEOP/Eletrobrás, e João Carlos de Assis Ribeiro de Oliveira, do Departamento de Organização e Informática/Eletrobrás, pelas valiosas contribuições e estímulo.

Aos demais colegas do DEOP, pelo incentivo.

A Ricardo dos Santos Mattos e Osvaldo José da Silva, pela cuidadosa elaboração dos desenhos necessários.

A Elzira Aguiar B. do Nascimento e Cleide Pereira Baggundes, pelo excelente trabalho de datilografia e revisão.

RESUMO

O problema da obtenção de estratégias ótimas de operação para sistemas hidrotérmicos de geração de energia pode ser colocado como determinar para cada intervalo de tempo o montante de geração térmica que minimiza o valor esperado atualizado do custo total de operação, para um certo nível de garantia de suprimento ao mercado.

No Brasil as estratégias de operação são atualmente calculadas por programação dinâmica estocástica, sendo o nível de garantia estabelecido indiretamente através de uma função de penalização dos déficits de energia. Torna-se então necessário o uso de um procedimento iterativo para o ajuste dos parâmetros dessa função.

Neste trabalho propõe-se a substituição da representação indireta do nível de garantia desejado pela adoção de uma restrição de risco de déficits, formada pelo aninhamento de restrições que contemplam a cada estágio a probabilidade de ocorrência de déficits daquele ponto até o final do horizonte de estudo.

Dois métodos para obtenção das restrições de risco são propostos, sendo analisadas as estratégias de operação obtidas em cada caso.

A análise é estendida para o caso de dois subsistemas interligados, sendo usado o método de decomposição para a determinação das estratégias de operação. Este método utiliza um procedimento iterativo em que as estratégias de operação são obtidas separadamente para cada subsistema, sendo feita em seguida uma simulação conjunta, em que é determinado o intercâmbio entre os subsistemas. As iterações são repetidas até que a interligação entre os subsistemas esteja corretamente representada nas estratégias de operação.

Na linha proposta neste trabalho as estratégias de

operação são calculadas por programação dinâmica estocástica com restrição de risco de déficits e a simulação conjunta é feita levando em conta critérios de risco.

Duas metodologias para a simulação conjunta são definidas e sua aplicação é testada com os subsistemas das regiões Sul e Sudeste do sistema interligado brasileiro em sua configuração do período 1982-1986.

ABSTRACT

The problem of finding optimal operating strategies for hydrothermal power generating systems can be stated as determining for each time interval the amount of thermal generation that will minimize the present expected value of total operating costs, while maintaining a certain reliability level in the energy supply.

In Brazil, operating strategies are presently obtained by stochastic dynamic programming, using a deficit penalty function in order to indirectly represent the desired reliability level. Thus, it is necessary to use an iterative procedure to adjust the parameters of this function.

In this work it is proposed the substitution of the indirect representation of the reliability level by the adoption of a deficit risk constraint, which is composed by the nesting of constraints that represent the probability of occurrence of energy deficits from each month to the end of the planning period.

Two methods are proposed for the definition of the risk constraint and the resulting strategies are analyzed in each case.

The study is extended for two interconnected systems, and the decomposition method is used to determine the operating strategies. In this method it is used an iterative procedure to obtain the strategies. Separate strategies are calculated for each subsystem, followed by a joint simulation, in which the interchanges are evaluated. The iterations are repeated until the existing interconnection is well represented.

In this work, the operating strategies are calculated by risk-constrained stochastic dynamic programming and the joint simulation takes into account risk criteria.

Two different methodologies for the joint simulation are defined and compared in a case study with the South and Southeast regions of the Brazilian Interconnected System, in its 1982-1986 configuration.

ÍNDICE

CAPÍTULO I	-	<u>INTRODUÇÃO</u>	1
CAPÍTULO II	-	<u>PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA COM RESTRIÇÃO DE RISCO DE OCORRÊNCIA DE DÉFICITS</u>	14
II.1	-	O PROBLEMA DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA	14
II.2	-	DESCRIÇÃO DO ALGORITMO BÁSICO	19
II.3	-	DEFINIÇÃO DOS VALORES DE RISCO-META	29
II.3.1	-	Obtenção de Risco-meta por Estado pelo Abatimento do Risco Natural	31
II.3.2	-	Obtenção de Risco-meta Fixo por Estágio	36
CAPÍTULO III	-	<u>APLICAÇÃO DO MÉTODO DE DECOMPOSIÇÃO NA DETERMINAÇÃO DE ESTRATÉGIAS DE OPERAÇÃO DE SUBSISTEMAS INTERLIGADOS</u>	44
III.1	-	O MÉTODO DE DECOMPOSIÇÃO	44
III.2	-	HISTÓRICO DAS EXPERIÊNCIAS DESENVOLVIDAS COM O MÉTODO DE DECOMPOSIÇÃO	47
III.2.1	-	A Experiência Norueguesa	47
III.2.2	-	A Experiência Brasileira	50
CAPÍTULO IV	-	<u>DETERMINAÇÃO DE ESTRATÉGIAS DE OPERAÇÃO DE SUBSISTEMAS INTERLIGADOS COM CRITÉRIOS DE RISCO</u>	53
IV.1	-	O PROCEDIMENTO ITERATIVO	53
IV.2	-	CRITÉRIOS PARA A SIMULAÇÃO CONJUNTA DE SUBSISTEMAS	55

IV.3	-	O MODELO DE SIMULAÇÃO DE SUBSISTEMAS COM CRITÉRIOS DE RISCO	59
IV.4	-	RESULTADOS OBTIDOS	61
IV.4.1	-	Resultados da Simulação a Equirisco	65
IV.4.2	-	Resultados da Simulação a Equicusto/ Equirisco	69
IV.4.3	-	Comparação dos Resultados Obtidos com os Dois Critérios de Simulação	74
IV.4.4	-	Resultados Obtidos com Duplicação da Capacidade de Intercâmbio	76
CAPÍTULO V	-	<u>CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES</u>	80
<u>APÊNDICE I</u>	-	DADOS UTILIZADOS PARA A REGIÃO SUDESTE	87
<u>APÊNDICE II</u>	-	DADOS UTILIZADOS PARA A REGIÃO SUL	96
<u>BIBLIOGRAFIA</u>			103

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

As atividades ligadas à operação de um sistema hidrotérmico de geração de energia elétrica podem ser agrupadas nas seguintes áreas de atuação :

- Planejamento da Operação
- Programação da Operação
- Supervisão da Operação
- Análise e Estatística da Operação
- Contabilização de Energia e Demanda

As duas primeiras áreas de atuação são desenvolvidas em nível pré-operativo e diferem entre si, basicamente, pelo horizonte adotado nos estudos e pela representação em maior ou menor grau de detalhe das variáveis envolvidas no processo. A fronteira entre essas duas áreas é estabelecida em função das características reais do sistema hidrotérmico.

A Supervisão da Operação é executada em tempo real, com o objetivo principal de garantir a continuidade e a qualidade do suprimento aos consumidores, através da determinação e execução de ações operativas. Sua eficiência está diretamente relacionada com o grau de sofisticação dos equipamentos de medição e comunicação instalados no sistema.

As atividades de Análise e Estatística e Contabilização são realizadas em nível pós-operativo e seus resultados servem como realimentação às demais áreas.

No caso do sistema elétrico interligado do Brasil, os estudos elétricos e energéticos necessários para o Planejamento da Operação são responsabilidade do Grupo Coordenador para Operação Interligada, GCOI, organismo composto por representantes das empresas concessionárias de energia elétrica e da ELETROBRÁS.

As demais áreas estão sob responsabilidade do Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação, SINSC, formado pelas empresas controladoras de área e pela Secretaria de Supervisão e Coordenação do GCOI, atualmente em fase de implantação.

O planejamento da operação energética de um sistema hidrotérmico tem por objetivo principal definir o grau de utilização dos recursos existentes para garantir o atendimento dos requisitos, com um nível satisfatório de garantia de suprimento e com a minimização dos custos de operação.

Devido às características do problema, ao grande número de variáveis envolvidas, à natureza aleatória de algumas dessas variáveis e à clara identificação de processos decisórios em diferentes escalas de tempo, que por sua vez constituem subproblemas bastante complexos, os estudos de planejamento da operação energética são usualmente divididos em estratégicos e táticos.

No caso do sistema brasileiro os estudos estratégicos englobam uma análise plurianual, com um horizonte de estudo de cinco anos, discretizado em etapas mensais, e uma análise anual, em que é feito um detalhamento em etapas semanais do primeiro ano do horizonte plurianual. Os estudos táticos são elaborados mensalmente com um horizonte de estudo extenso o suficiente para que se possa analisar as consequências das decisões tomadas, e definem as políticas semanais de operação para as semanas do próximo mês. As políticas semanais de operação são o elo entre a área de Planejamento da Operação e a de Programação da Operação. A descrição detalhada da metodologia para o Planejamento da Operação encontra-se em [1] e [2].

Uma das funções mais importantes que compõem a análise plurianual dos estudos estratégicos é a determinação da estratégia ótima de operação do parque hidrotérmico para o período em análise.

O principal objetivo da estratégia de operação é permitir a tomada de decisão, a cada mês, entre utilizar uma propor

ção maior de energia de origem termelétrica, possibilitando o armazenamento das afluências hídricas nos reservatórios do sistema, ou utilizar a água estocada nos reservatórios na geração de energia, reduzindo a produção das usinas térmicas.

Como os combustíveis usados para geração termelétrica tem custos consideráveis e as afluências hídricas são aleatórias, o problema pode ser visto como efetuar gastos no presente com a geração térmica para, armazenando a água nos reservatórios, fazer frente a um período de afluências desfavoráveis no futuro; ou economizar esses gastos com combustíveis utilizando no presente a água armazenada para geração hidrelétrica, correndo o risco de no futuro não conseguir atender ao mercado consumidor, mesmo utilizando ao máximo todas as fontes de geração existentes, o que sem dúvida seria extremamente danoso à economia da região. A opção por utilizar a geração térmica no presente para evitar déficits futuros nem sempre é a mais adequada pois, devido à aleatoriedade das afluências, poderá haver vertimento da água armazenada, o que tornaria anti-econômica a decisão escolhida. Obviamente, a melhor solução deverá contemplar os aspectos econômicos do problema, bem como as características aleatórias das afluências, para um nível desejado de garantia de atendimento ao mercado.

Desse modo, o objetivo é determinar uma estratégia de operação que minimize o valor esperado atualizado do custo total da operação do sistema no horizonte de estudo, levando em consideração o nível de garantia no fornecimento de energia.

Devido ao grande número de usinas hidro e termelétricas, cada qual com suas restrições físicas particulares, das interdependências relacionadas à localização das usinas hidroelétricas em cascata nas diversas bacias hidrográficas, tem-se um número elevado de variáveis a serem representadas, caracterizando claramente um problema de grande porte. Uma vez que a energia gerada em usinas hidrelétricas é o produto da vazão turbinada pela altura de queda, o problema apresenta não-linearidade. Além disso, o problema é estocástico, pois diversas variáveis envolvidas no processo, como as afluências hidrológi

cas, a disponibilidade do parque térmico ou mesmo o mercado de energia são variáveis aleatórias. A simultaneidade desses fatores exige a adoção de simplificações para viabilizar a solução do problema.

A metodologia atualmente empregada no Planejamento da Operação utiliza um modelo de otimização baseado na minimização dos custos totais de operação tendo como ferramenta matemática a Programação Dinâmica Estocástica. Neste modelo o parque gerador hidrelétrico é representado por um sistema equivalente e a aleatoriedade das afluições por um modelo estocástico autorregressivo de primeira ordem. O referido modelo foi desenvolvido conjuntamente pelo CEPEL e ELETROBRÁS e vem sendo aplicado pelo GCOI desde 1978, estando detalhadamente descrito em [3].

A adoção do conceito de sistema equivalente contorna a restrição da dimensão do problema, por meio de uma representação matemática simplificada dos principais componentes do sistema real, conforme esquematizado na figura (I-1).

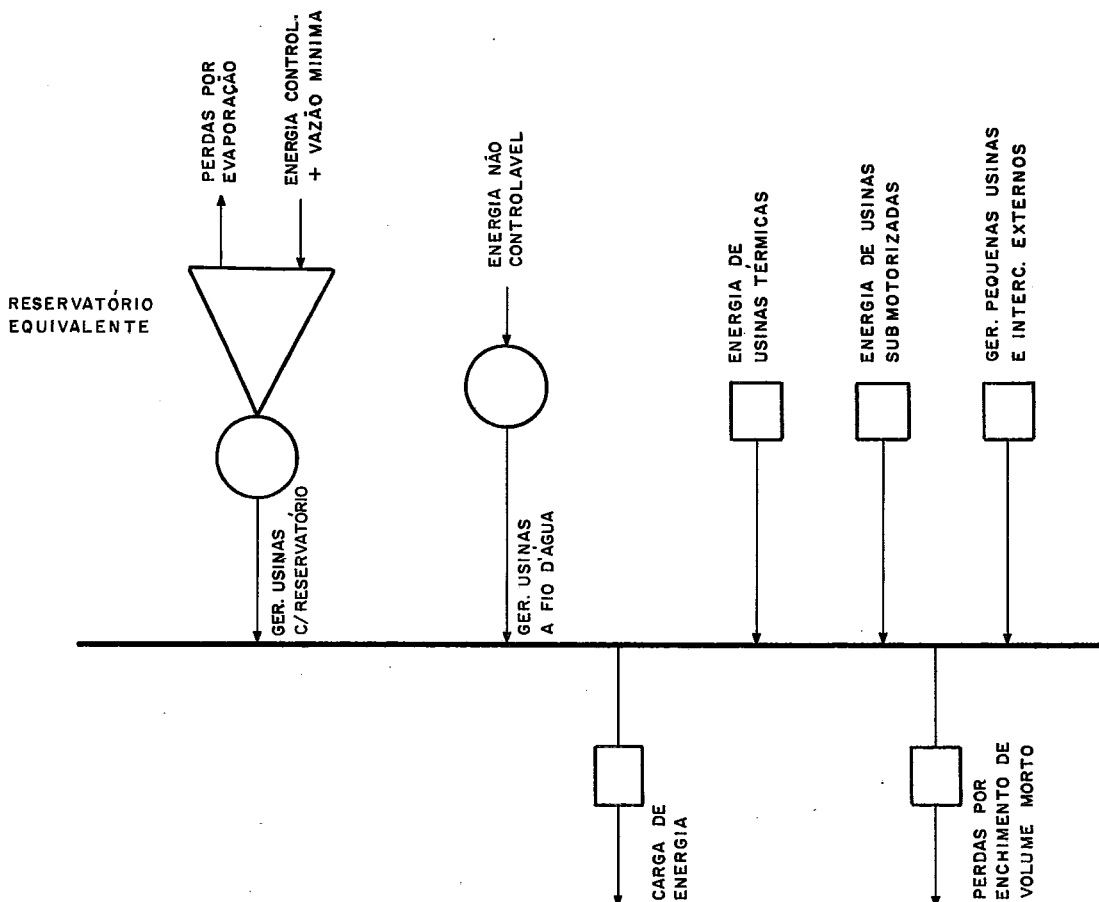


FIGURA I.1 COMPONENTES DO SISTEMA EQUIVALENTE

Seus principais elementos são:

- a. reservatório equivalente de energia - representa o conjunto de reservatórios do sistema. Sua capacidade em energia é expressa pela soma dos produtos dos volumes úteis dos reservatórios pelas suas respectivas produtibilidades, adicionadas às produtibilidades de todas as usinas de jusante. A energia armazenada é corrigida em função da entrada em operação de novas usinas.
- b. energia controlável - é calculada multiplicando-se a vazão incremental afluyente a cada reservatório pela produtibilidade média do mesmo, somada às produtibilidades médias de todas as usinas de jusante. Somando-se as parcelas referentes aos vários reservatórios obtém-se a energia controlável total do sistema. As vazões mínimas defluentes obrigatórias, quando existentes, devem ser subtraídas das incrementais correspondentes. A energia controlável é corrigida em função do armazenamento do reservatório equivalente.
- c. energia de fio d'água - é obtida multiplicando-se a vazão incremental dos reservatórios imediatamente a montante até a usina de fio d'água em questão, pela respectiva produtibilidade. É considerada a limitação de engolimento máximo das usinas. O total do sistema é obtido pela soma das parcelas referentes às usinas a fio d'água.
- d. energia de vazão mínima - é determinada por uma equação em função do nível de armazenamento do reservatório equivalente.
- e. energia evaporada - representa a perda por evaporação nos reservatórios e é calculada em função do armazenamento do sistema equivalente.
- f. usinas térmicas - são representadas por grupos caracterizados por um custo de operação e valores mensais de geração máxima e mínima. A aleatoriedade de sua disponibilidade não é considerada.
- g. usinas submotorizadas - são representadas por valores mensais correspondentes a sua produção.

- h. pequenas usinas e intercâmbios - representam a geração de usinas não incluídas na configuração, acrescida dos intercâmbios externos ao sistema.
- i. perdas de enchimento de volume morto - são estimativas mensais, em energia, das vazões destinadas ao enchimento do volume morto de novos reservatórios.
- j. carga de energia - é representada deterministicamente e concentrada em um único ponto, por valores mensais de requisitos, que incluem as perdas de transmissão.

A utilização da representação a sistema equivalente permite que o problema de determinação da estratégia de operação seja formulado como um processo de decisões seqüenciais e solucionado por um algoritmo recursivo de programação dinâmica estocástica, em que o modelo estocástico adotado para as afluências é usado explicitamente.

O período de estudo é dividido em estágios de um mês e a variável de decisão é o nível de geração térmica em cada estágio. A variável de estado, bidimensional, é representada pelo nível de energia armazenada no reservatório equivalente no início do estágio e pela energia total afluyente ao sistema no estágio anterior, indicativa da "tendência hidrológica" do sistema, ambas calculadas conforme a metodologia do modelo a sistema equivalente.

Para um determinado estágio k , sendo conhecidos o mercado e a configuração do sistema, a equação de transição de estados permite obter o estado do fim do mês, x_{k+1} , e o possível déficit D_k , a partir do estado inicial do sistema, x_k , da energia afluyente a_k e da t -ésima decisão térmica u_{kt}

$$x_{k+1} = x_{k+1} (x_k, a_k, u_{kt}) \quad (I.1)$$

$$D_k = D_k (x_k, a_k, u_{kt}) \quad (I.2)$$

O modelo estocástico empregado é do tipo autorregressivo de primeira ordem e fornece a distribuição de probabilidade relativa às afluências no mês condicionada pela afluência observada no mês anterior.

$$a_k = b_k \cdot a_{k-1} + \xi_k \quad (\text{I.3})$$

onde:

a_k - energia total afluyente no mês k

b_k - coeficiente de autorregressão linear de ordem 1, relativo ao k -ésimo mês do ano

ξ_k - variável aleatória de distribuição log-normal de três parâmetros, correspondente ao k -ésimo mês do ano.

Desse modo, a energia afluyente no mês a_k , desconhecida no início do mês, quando é tomada a decisão u_{kt} , fica condicionada pelo valor de a_{k-1} . A figura (I.2) ilustra a transição de estados.

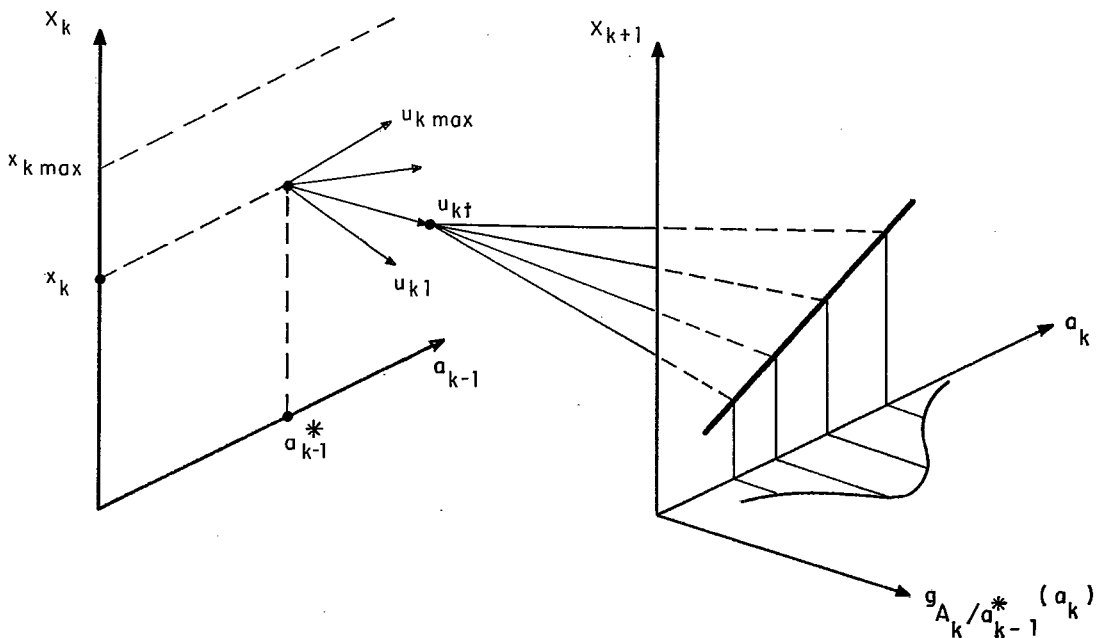


FIGURA I.2 TRANSIÇÃO DE ESTADOS NA RECURSÃO

Sendo conhecido para cada estado no fim do mês o custo total de operação daquele ponto até o fim do horizonte de planejamento $f_{k+1} [x_{k+1}, a_k]$, o custo total esperado atualizado para o início do mês k , associado ao estado (x_k, a_{k-1}) é definido por:

$$c [u_{kt}] + E_{A_k/a_{k-1}} \left\{ \frac{1}{1+\alpha} f_{k+1} [x_{k+1} (x_k, a_k, u_{kt}), a_k] + d [D_k (x_k, a_k, u_{kt})] \right\} \quad (I.4)$$

onde:

- $c [u_{kt}]$ - custo de operação associado à t -ésima decisão térmica no mês k
- $d [D_k]$ - custo de um déficit de valor D_k
- $x_{k+1} (x_k, a_k, u_{kt})$ - função de balanço direto
- $D_k (x_k, a_k, u_{kt})$ - função de déficit
- $E(.)$ - operador esperança matemática
- $1/(1+\alpha)$ - fator de desconto

Se os custos f_{k+1} correspondem a uma operação otimizada do estágio $k+1$ até o fim do período, aplicando-se o princípio de otimalidade de Bellman pode-se determinar o valor de f_k .

$$\begin{aligned} f_k (x_k, a_{k-1}) &= \min_t [c(u_{kt}) + E_{A_k/a_{k-1}} \left\{ \frac{1}{1+\alpha} f_{k+1} [x_{k+1} (x_k, a_k, u_{kt}), a_k] + d [D_k (x_k, a_k, u_{kt})] \right\}] = \\ &= \min_t [c(u_{kt}) + \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{1}{1+\alpha} f_{k+1} [x_{k+1} (x_k, a_k, u_{kt}), a_k] + d [D_k (x_k, a_k, u_{kt})] \cdot g_k (A_k/a_{k-1}) \cdot da_k] \end{aligned} \quad (I.5)$$

Ao se obter os valores esperados de custo total de operação, pode-se determinar o custo marginal de operação como a

derivada do custo total em relação à energia armazenada.

Calculando-se o valor da expressão anterior para os diversos níveis de geração térmica u_{kt} , obtém-se a decisão operativa adequada, que conduzirá ao menor valor esperado atualizado do custo total de operação. Aplicando este princípio para os demais estados, obtém-se a estratégia ótima de operação para o estágio.

O horizonte de planejamento deve ser tal que a estratégia obtida para o futuro imediato não seja influenciada pela tabela de custos inicial da recursão, f_{N+1} . A existência de uma taxa de atualização financeira na recursão aliada ao fato que, devido à aleatoriedade das afluições, déficits ou vertimentos poderão ocorrer no futuro distante, independente do estado atual do sistema, permitem que se possa iniciar a recursão com uma tabela qualquer de custos no final do horizonte.

Como mostrado na expressão (I.4) são atribuídos custos aos déficits através de uma função de penalização, usualmente linear. Desse modo, a um valor de custo unitário de déficit elevado corresponderá uma estratégia que tenderá a antecipar a utilização das térmicas e reduzir o risco de ocorrência de déficits. Caso contrário, atribuindo aos déficits pouca importância econômica, a estratégia obtida se caracterizará por uma menor utilização da geração térmica e conseqüente aumento do risco de déficits.

Teoricamente o valor de custo unitário dos déficits deveria ser calculado através de estudos macro-econômicos que avaliassem o real significado da redução da atividade econômica da região devido ao não suprimento do mercado de energia elétrica. Obviamente esses estudos seriam bastante complexos e, na prática, o que é feito é utilizar o parâmetro de custo de déficits para estabelecer indiretamente o nível de garantia de suprimento desejado para a estratégia.

Para a definição do valor adequado do parâmetro da função de custo de déficit é empregado um procedimento iterativo em

volvendo a determinação da estratégia de operação para um parâmetro inicial e a posterior simulação a sistema equivalente segundo a estratégia obtida, a partir de um estado inicial do sistema no começo do período, com um número suficientemente grande de séries sintéticas de afluições. Os resultados dessa simulação em termos de custo de geração térmica, probabilidade de ocorrência de déficits, valor médio e desvio-padrão dos déficits ao longo do período, permitirão avaliar a influência do coeficiente de déficit adotado e modificá-lo para que se obtenha a estratégia que melhor se adapte às necessidades do sistema. Esse procedimento é ilustrado na figura (I.3). A convergência do processo dependerá do grau de conhecimento da sensibilidade do sistema às variações do coeficiente de custo de déficit. Um exemplo de aplicação desse procedimento pode ser encontrado em [4].

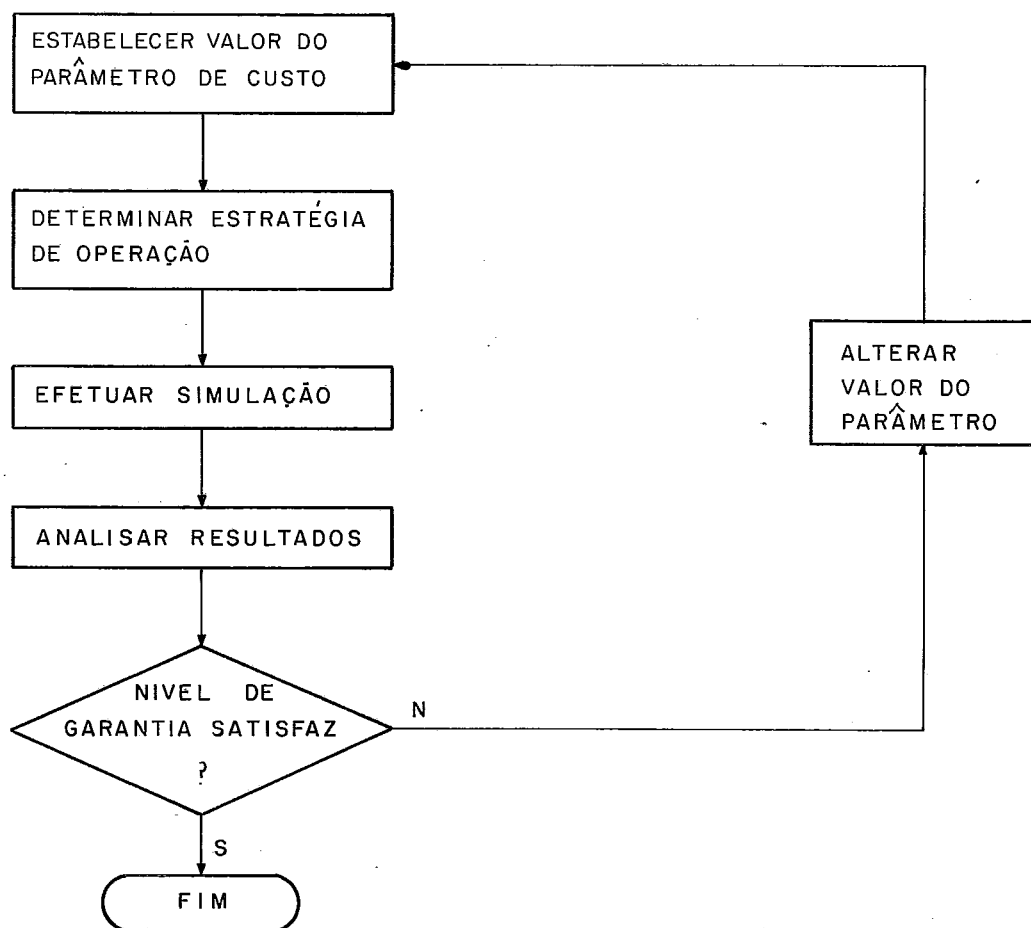


FIGURA I.3 PROCEDIMENTO DE CALIBRAÇÃO DO CUSTO DE DEFICIT

O objetivo deste trabalho é substituir a representação indireta do nível de garantia de suprimento efetuada pela fixação do parâmetro de custo de déficit, pelo seu estabelecimento direto através de uma restrição de risco de ocorrência de déficits no período, em que é explicitamente definido um valor de probabilidade de ocorrência de déficits do sistema a ser mantido como objetivo do planejamento da operação. Desse modo, o procedimento de calibração descrito não será mais necessário, o que será útil na determinação de estratégias de operação para subsistemas interligados, como será visto adiante.

O capítulo II deste trabalho apresenta a determinação de estratégias de operação por um algoritmo de otimização de programação dinâmica estocástica com restrição de risco, em que o nível de garantia de suprimento é explicitamente estabelecido através de uma restrição de risco de ocorrência de déficits ao longo do período de planejamento.

A representação de um sistema hidrotérmico através do modelo a sistema equivalente requer a não existência de diversidade hidrológica entre as bacias que compõem o sistema, e pressupõe a perfeita integração elétrica da rede de transmissão. Assim, a representação conjunta dos sistemas das regiões Sudeste e Sul do Brasil pelo modelo a sistema equivalente não é recomendável.

A implementação de um algoritmo de programação dinâmica estocástica, com as características apresentadas, para dois sistemas equivalentes seria atualmente inviável devido ao aumento da dimensão do problema (quatro variáveis de estado e duas variáveis de decisão).

De 1978, quando se iniciou a aplicação da Programação Dinâmica Estocástica no Planejamento da Operação, a 1980, a estratégia ótima de cada região era determinada isoladamente, considerando o intercâmbio entre as regiões como uma térmica adicional, cujo custo de operação era fixado em função das prioridades de geração das térmicas existentes. Tal procedimento conduz a uma estratégia de operação otimista, uma vez que cada sub

sistema só leva em conta o intercâmbio que deverá receber, não considerando os possíveis fornecimentos ao outro subsistema. Além disso, ao se simular isoladamente os dois subsistemas segundo estratégias obtidas dessa forma, podem ocorrer situações em que, em função das variáveis de estado de cada sistema, as duas "térmicas intercâmbio" sejam acionadas ao mesmo tempo, o que significa que os dois sistemas deveriam estar recebendo energia simultaneamente.

Duas linhas de investigação vem sendo objeto de estudos para determinação de estratégias de operação para sistemas interligados. Na primeira, os trabalhos se caracterizam pela tentativa de redução de dimensionalidade do problema. Nessa linha estão os estudos apresentados em [5], em que é proposto um algoritmo de otimização com representação implícita do modelo estocástico, tendo como variável de estado a energia armazenada em cada subsistema, e como variáveis de decisão a geração térmica em cada subsistema e o intercâmbio entre eles, baseado numa recursão utilizando séries sintéticas de afluições. No trabalho apresentado em [6] a redução de dimensionalidade da programação dinâmica estocástica é proposta pelo ajuste de funções às superfícies de custo futuro de operação, não tendo sido ainda implementada sua versão para dois subsistemas.

Na segunda linha de investigação os trabalhos apresentam como característica comum a utilização de um procedimento iterativo para obtenção de estratégias de operação para sistemas, envolvendo a determinação de estratégias isoladas para cada subsistema e a definição do intercâmbio entre eles através da simulação conjunta dos subsistemas, segundo regras pré-estabelecidas. Com os valores de intercâmbio assim definidos, novas estratégias isoladas são determinadas, seguidas de nova simulação conjunta. O procedimento iterativo alcança a convergência quando as estratégias obtidas em uma iteração não apresentam diferenças significativas em relação às obtidas na iteração anterior. Os trabalhos nessa linha são apresentados no capítulo III.

Como os algoritmos apresentados nesses trabalhos se baseiam na fixação indireta do nível de garantia do suprimento

através de uma função de custo de déficit, surge o inconveniente da perda de identidade do nível de garantia inicialmente estabelecido ao longo do processo iterativo, uma vez que os custos de déficit são mantidos durante as iterações sem que seja feita uma recalibração para ajustar o nível de garantia desejado.

O capítulo IV apresenta um procedimento iterativo semelhante aos descritos no capítulo III, em que a simulação conjunta dos subsistemas é efetuada com base nos riscos de ocorrência de déficits de cada subsistema. O nível de garantia de suprimento desejado para cada subsistema é mantido ao longo das iterações através da fixação de riscos-meta para os subsistemas.

No capítulo V são apresentadas as principais conclusões do estudo e sugeridas recomendações para possíveis trabalhos de investigação na linha proposta.

CAPÍTULO II

PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA COM RESTRIÇÃO DE RISCO DE OCORRÊNCIA DE DÉFICITS

II.1- O PROBLEMA DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA

Como mencionado na apresentação do modelo atualmente adotado no planejamento da operação, a estimação do custo econômico associado aos déficits de energia é extremamente complexa. Na prática, o que se faz é estabelecer uma meta de garantia no suprimento ao mercado, a ser atendida pela estratégia de operação.

Desta forma, a estratégia ótima de operação seria aquela que, entre todas as estratégias possíveis, minimizasse o valor esperado do custo de operação (gasto de combustíveis com as usinas térmicas) e atendesse à meta de garantia de suprimento.

Foi também constatado no capítulo I que este problema é resolvido indiretamente ao se adotar uma função de penalização, em que são atribuídos custos aos déficits, e introduzi-la na função objetivo. Atualmente, no planejamento da operação energética do sistema brasileiro, é utilizada uma função linear de custo de déficits. Outros tipos de função de penalização podem ser definidos, como mostrado na figura (II.1).

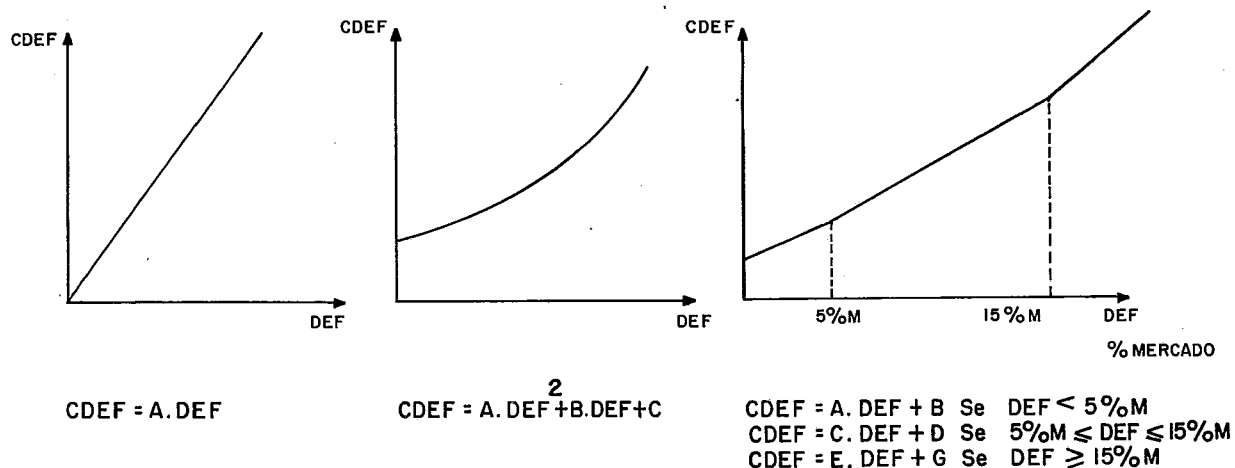


FIGURA II.1 EXEMPLOS TÍPICOS DE FUNÇÕES DE CUSTO DE DEFICIT

Este tipo de representação faz com que seja necessário um procedimento iterativo para calibração do(s) parâmetro(s) da função de custo de déficits, como ilustrado no capítulo I. O procedimento de calibração será tão mais rebuscado quanto maior for o número de parâmetros a serem ajustados, conforme a função de custo de déficits adotada, resumindo-se a um único parâmetro no caso de uma função linear.

Assim, efetuando simulações exaustivas segundo a estratégia obtida para um determinado valor do parâmetro da função, pode-se verificar o atendimento à restrição de probabilidade de ocorrência de déficits no período.

No entanto, mesmo que se chegue a uma estratégia que atenda à restrição probabilística estipulada, não se pode provar que a estratégia ótima foi realmente obtida porque o universo das possíveis estratégias é muito maior que o conjunto das estratégias de operação condicionadas a uma função de custo de déficits linear. Em outras palavras, seria possível que, ao se adotar um outro tipo de função de custo de déficits, se pudesse determinar uma estratégia que também atenda à restrição de risco de ocorrência de déficits no período e resulte num custo total de operação inferior ao anteriormente obtido.

Um procedimento semelhante foi apresentado por Askeu [7], em 1974, para o problema de determinação de regras de operação de um reservatório, sujeito a uma restrição de confiabilidade, intitulado "chance-constrained dynamic programming". O problema de maximização dos benefícios é considerado sujeito a uma única restrição de confiabilidade, que contempla o valor esperado do número de vezes em que não se consegue atender a uma descarga-objetivo ao longo do período de planejamento.

Neste procedimento, um termo de penalização pela violação da descarga-objetivo é introduzido na função objetivo e a programação dinâmica estocástica é usada para resolver o problema modificado. Variando a magnitude do termo de penalização, encontra-se a regra de operação que satisfaz à restrição e maximiza os benefícios.

Neste ponto deve ser ressaltado que, como o termo de penalização é somado à função objetivo em cada estágio, ele sofre o efeito da taxa de desconto usada na recursão para cálculo do valor esperado do benefício da operação. O mesmo fato ocorre no modelo de programação dinâmica estocástica atualmente utilizado no planejamento da operação. A consequência deste fato será discutida em seguida.

Em 1977, Rossman [8], baseado na teoria de dualidade lagrangeana aplicada a problemas de programação não-linear, provou que uma função de penalização linear é suficiente para garantir a otimalidade da solução e atender à restrição de confiabilidade no problema de Askew. No entanto é também provado que esta função de penalização não deve sofrer o efeito da taxa de descontos. Isto leva a duas consequências:

- 1) o procedimento de Askew não leva à obtenção da regra de operação ótima
- 2) uma vez que a taxa de descontos influi mais fortemente sobre os benefícios recebidos nos primeiros anos do período de estudo, a política ótima faria com que a maioria das falhas de atendimento à descarga-objetivo ocorresse nesse período.

A consideração dos resultados obtidos por Rossman na formulação do problema do planejamento da operação energética levaria à obtenção de uma estratégia de operação com as seguintes características. Do ponto de vista do atendimento à restrição de confiabilidade, seria indiferente em que período os déficits ocorrem, uma vez que a função de penalização não está sujeita à taxa de descontos. Do ponto de vista da minimização do custo de operação, a utilização da taxa de descontos, que tende a desvalorizar no presente os custos futuros, fará com que a estratégia ótima de operação deixe os déficits se concentrarem nos primeiros anos do horizonte de estudo. Naturalmente, isto não corresponde à solução desejada, o que indica que o problema real do planejamento da operação não estaria sendo adequadamente modelado.

Em seu trabalho, Rossman analisa principalmente a restrição de confiabilidade utilizada por Askew, que limita o valor esperado do número de anos em que não se atende à descarga-objetivo.

O estudo de Rossman foi ampliado por Sniedovich [9], em 1979, que analisou restrições que estabelecem limites sobre a probabilidade de ocorrência de algum evento ao longo do período de planejamento como, por exemplo, a probabilidade de ocorrência de algum déficit no período.

Neste estudo, analisando a estrutura das variáveis de estado, Sniedovich chegou a uma formulação que permite com que restrições de confiabilidade definidas sobre o período de estudo sejam incorporadas à função objetivo e tratadas pelo algo ritmo recursivo. Para isto, além de considerar o nível de armazenamento como variável de estado, é necessário incluir uma variável de estado adicional, que representa a história passada do sistema, por exemplo, a ocorrência ou não de déficits no passado.

No entanto, esta formulação leva a um outro tipo de problema. Em um determinado ponto do horizonte de planejamento, se no período anterior a restrição de confiabilidade já foi violada, o que será indicado pela variável de estado, a estratégia de operação para o período restante não levará mais em conta a restrição, verificando apenas a minimização dos custos. Obviamente, isto não é desejável.

Deve ser ressaltado neste ponto que as desvantagens encontradas nas formulações propostas por Rossman e Sniedovich não se referem à técnica de solução do problema e sim à correta modelagem do problema real do planejamento da operação.

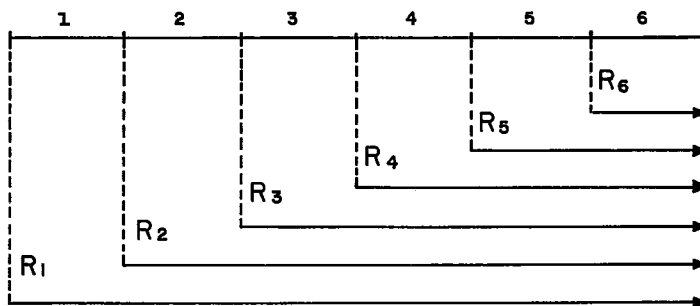
Conclui-se que a utilização de uma única restrição probabilística definida sobre o horizonte de estudo não é suficiente para garantir bons resultados, isto é, para representar adequadamente o grau de confiabilidade de suprimento que a estratégia deve atender.

Analisando o problema do planejamento da operação, pode-se também concluir que, em um determinado estágio, para se definir a decisão ótima naquele ponto, não se deve levar em conta o que ocorreu no passado, isto é, a variável de interesse deve ser a probabilidade de ocorrência de déficits daquele ponto até o final do horizonte.

Assim, ao longo da recursão, ao se posicionar em um determinado estágio, para um certo estado do sistema, a busca da decisão ótima deverá levar em conta que o risco de ocorrência de déficits daquele ponto ao final do horizonte não deverá ser superior a um valor pré-fixado. Seu cálculo só dependerá dos estágios futuros, já percorridos na recursão.

Desse modo, estará sendo reproduzido na determinação da estratégia de operação o processo de tomada de decisão levado a efeito na solução do problema real.

Pode-se então definir uma restrição de risco de ocorrência de déficits ao longo do período de estudo, formada pela composição de restrições aninhadas para cada estágio, como mostrado na figura (II.2).



R_k = RISCO DE OCORRÊNCIA DE DEFICITS DO ESTÁGIO K ATÉ O FIM DO HORIZONTE DE ESTUDO

FIGURA II. 2 ANINHAMENTO DAS RESTRIÇÕES DE RISCO

Este fato permite formular o problema de minimização do custo total de operação sujeito a uma restrição de risco de ocorrência de déficits como um processo de decisões seqüenciais e resolvê-lo através de um algoritmo recursivo de programação dinâmica, desde que se tenha definida a cada estágio uma restrição de risco de déficit daquele ponto até o final do período. Esta formulação é mais correta no sentido que atende aos objetivos de tomada de decisão do planejamento da operação energética.

II.2- DESCRIÇÃO DO ALGORÍTMO BÁSICO

Sejam um estágio k qualquer de um período de planejamento composto por N estágios e um estado x_k definido pelo nível de armazenamento do reservatório equivalente no início de k . Deseja-se determinar a probabilidade de ocorrência de déficits de k até o final do período associada ao estado x_k . Este evento é a união da ocorrência de déficits no próprio estágio k com a ocorrência de déficits entre $k+1$ e o último mês do horizonte.

$$P(D_{k,N+1} > 0/x_k) = P(D_{k,k+1} > 0 \cup D_{k+1,N+1} > 0/x_k) \quad (\text{II.1})$$

onde:

$D_{k,j}$ - déficit total do intervalo entre o início do estágio k e o início do estágio j .

Esses dois eventos não são mutuamente exclusivos, isto é, a ocorrência de déficit em k não implica na não ocorrência de déficits no restante do período. A teoria de probabilidades permite escrever:

$$P(D_{k,N+1} > 0/x_k) = P(D_{k,k+1} > 0/x_k) + P(D_{k+1,N+1} > 0/x_k) - P(D_{k,k+1} > 0 \cap D_{k+1,N+1} > 0/x_k) \quad (\text{II.2})$$

Por sua vez, tem-se que:

$$P(D_{k+1,N+1} > 0/x_k) = P(D_{k+1,N+1} > 0 \cap D_{k,k+1} > 0/x_k) + P(D_{k+1,N+1} > 0 \cap D_{k,k+1} = 0/x_k) \quad (\text{II.3})$$

Substituindo a expressão (II.3) em (II.2) e eliminando, obtêm-se:

$$P(D_{k,N+1} > 0/x_k) = P(D_{k,k+1} > 0/x_k) + P(D_{k+1,N+1} > 0 \cap D_{k,k+1} = 0/x_k) \quad (\text{II.4})$$

A segunda parcela na expressão (II.4) pode ser escrita como:

$$P(D_{k+1,N+1} > 0 \cap D_{k,k+1} = 0/x_k) = P(D_{k+1,N+1} > 0/D_{k,k+1} = 0; x_k) \cdot P(D_{k,k+1} = 0/x_k) \quad (\text{II.5})$$

Substituindo (II.5) em (II.4) obtêm-se a expressão da probabilidade de ocorrência de déficit a partir de x_k :

$$\begin{aligned}
 P(D_{k,N+1} > 0/x_k) &= P(D_{k,k+1} > 0/x_k) + \\
 &+ P(D_{k+1,N+1} > 0/D_{k,k+1} = 0; x_k) \cdot P(D_{k,k+1} = 0/x_k)
 \end{aligned}
 \tag{II.6}$$

Supondo conhecidos para o estágio k o mercado, a configuração do sistema, a geração térmica e as possíveis afluências energéticas no mês, pode-se determinar através do balanço direto os possíveis estados finais x_{k+1} e os eventuais déficits no mês, $D_{k,k+1}$.

$$z_{k+1} = x_k + a_k - l_k + u_{kt} \tag{II.7}$$

$$x_{k+1} = \max(0, \min(z_{k+1}, x_{k+1}^{\max})) \tag{II.8}$$

$$D_{k,k+1} = [\min(0, z_{k+1})] \tag{II.9}$$

onde:

- x_{k+1} - energia armazenada no final do mês k , resultante do balanço direto
- z_{k+1} - variável auxiliar
- a_k - afluência energética no mês k
- l_k - carga de energia no mês k , descontados os recursos de uso obrigatório e a geração das usinas a fio d'água
- u_{kt} - geração térmica da decisão t no mês k
- x_{k+1}^{\max} - energia armazenada máxima do sistema no final do mês k .

A expressão (II.9) indica que haverá déficit em k sempre que z_{k+1} for negativo, e vice-versa. Portanto:

$$P(D_{k,k+1} = 0) = P(z_{k+1} \geq 0) \tag{II.10}$$

$$e \quad P(D_{k,k+1} > 0) = P(z_{k+1} < 0) \quad (\text{II.11})$$

Pode ser observado na expressão de z_{k+1} em (II.7) que a única variável aleatória é a afluência a_k , pois x_k , l_k e u_{kt} são supostos conhecidos. Conclui-se, então que a distribuição de probabilidades de z_{k+1} é igual à de a_k , a menos de uma translação.

Na prática, o conjunto das possíveis afluências no mês k , A_k , é discretizado em I intervalos, com pontos médios $\{a_k(i)\}$, $i=1,2 \dots I$, com probabilidades associadas $\{p_k(i)\}$, $i=1,2 \dots I$, conforme ilustrado na figura (II.3).

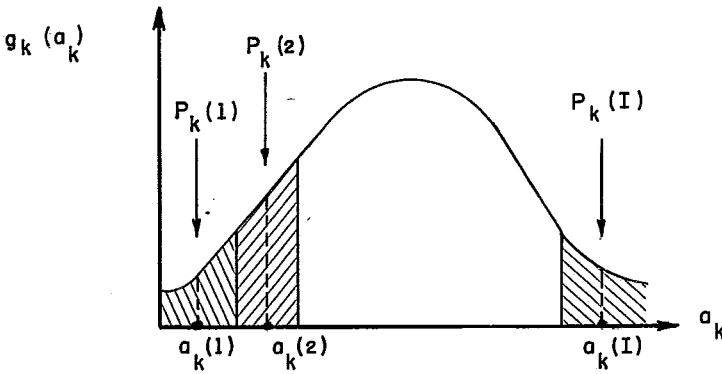


FIGURA II. 3 ESQUEMA DA DISCRETIZAÇÃO DAS AFLUÊNCIAS

Conhecidos o estado x_k , a carga de energia l_k e a de cisão térmica u_{kt} , o conjunto de valores $\{z_{k+1}(i)\}$, $i=1,2 \dots I$, e os respectivos estados finais $\{x_{k+1}(i)\}$, $i=1,2 \dots I$, são facilmente determinados, como ilustrado na figura (II.4).

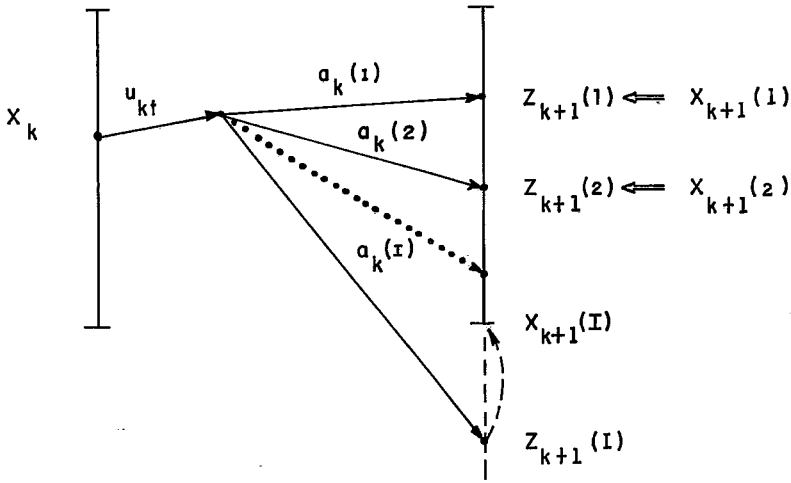


FIGURA II. 4 ESQUEMA DE TRANSIÇÃO DE ESTADOS

Dividindo o conjunto A_k das possíveis afluências no mês em dois subconjuntos,

AS_k - conjunto das afluências do mês k que para o estado x_k e uma geração térmica u_{kt} não levam a déficit no final do estágio,

AD_k - conjunto das afluências do mês k que para o estado x_k e uma geração térmica u_{kt} levam a déficit no final do estágio,

pode-se estimar a probabilidade de ocorrência de déficit na expressão (II.6) como:

$$P(D_{k,N+1} > 0/x_k) = \sum_{m \in AD_k} p_k(m) + \sum_{i \in AS_k} P(D_{k+1,N+1} > 0/x_{k+1}(i)) \cdot p_k(i) \quad (II.12)$$

Por facilidade de notação, a probabilidade de ocorrência de déficit a partir de um estado x_k , do estágio k ao final do horizonte, será representada por $R_k(x_k)$, risco de déficit a partir de x_k , o que permite reescrever a equação (II.12) como:

$$R_k(x_k) = \sum_{m \in AD_k} p_k(m) + \sum_{i \in AS_k} R_{k+1}(x_{k+1}(i)) \cdot p_k(i) \quad (II.13)$$

A equação (II.13) exprime uma relação recursiva semelhante ao cálculo do custo futuro de operação do algoritmo de

programação dinâmica estocástica apresentado no capítulo I. A probabilidade de ocorrência de déficits entre N e $N+1$ pode ser obtida através do balanço direto a partir de cada estado x_k , conhecidos a configuração, o mercado, a geração térmica e as possíveis afluições no mês. Essa informação é usada no cálculo do risco de déficits do estágio $N-1$ ao fim do período, e assim por diante.

Desse modo, dada uma estratégia de operação qualquer, pode-se calcular, em cada estágio, para cada estado, os valores de risco de déficit, daquele estágio ao fim do horizonte de planejamento, associados à estratégia, denominado risco implícito de déficit, $RI_k(x_k)$.

A adoção de uma variável de estado bidimensional, pela inclusão da energia afluenta do mês anterior, não altera o que foi exposto até este ponto. Deve apenas ser lembrado que as possíveis afluições $a_k(i)$ de cada estágio são obtidas tomando-se os pontos médios de um determinado número de intervalos na distribuição de probabilidades das afluições no mês condicionada pelo valor da afluição no mês anterior. Assim a probabilidade associada à ocorrência de uma afluição $a_k(i)$ no mês k , condicionada a uma afluição $a_{k-1}(j)$ no mês anterior passa a ser representada por $p_k(j,i)$. Por facilidade de notação os índices de discretização das variáveis de estado serão omitidos sempre que isto não trouxer prejuízo à compreensão do texto.

Por sua vez, o risco de déficits passa a ser representado como $R_k(x_k, a_{k-1})$, e o risco implícito de déficits como $RI_k(x_k, a_{k-1})$.

Na figura (II.5) é apresentada a superfície de risco implícito de déficit para o primeiro estágio de uma estratégia obtida para o caso-base da região Sudeste, apresentado no Apêndice I. Foi utilizado um parâmetro de custo de déficit igual a dez vezes o custo de térmica mais cara do sistema, equivalente a 78170×10^3 Cr\$/MW med. (dez/81).

Na figura pode-se notar que para um valor de energia afluenta no mês anterior fixo, os riscos de déficits são maio-

res para os níveis de armazenamento mais baixos. Ao mesmo tempo, para um mesmo nível de armazenamento, os riscos são maiores para os menores valores de energia afluente no mês anterior.

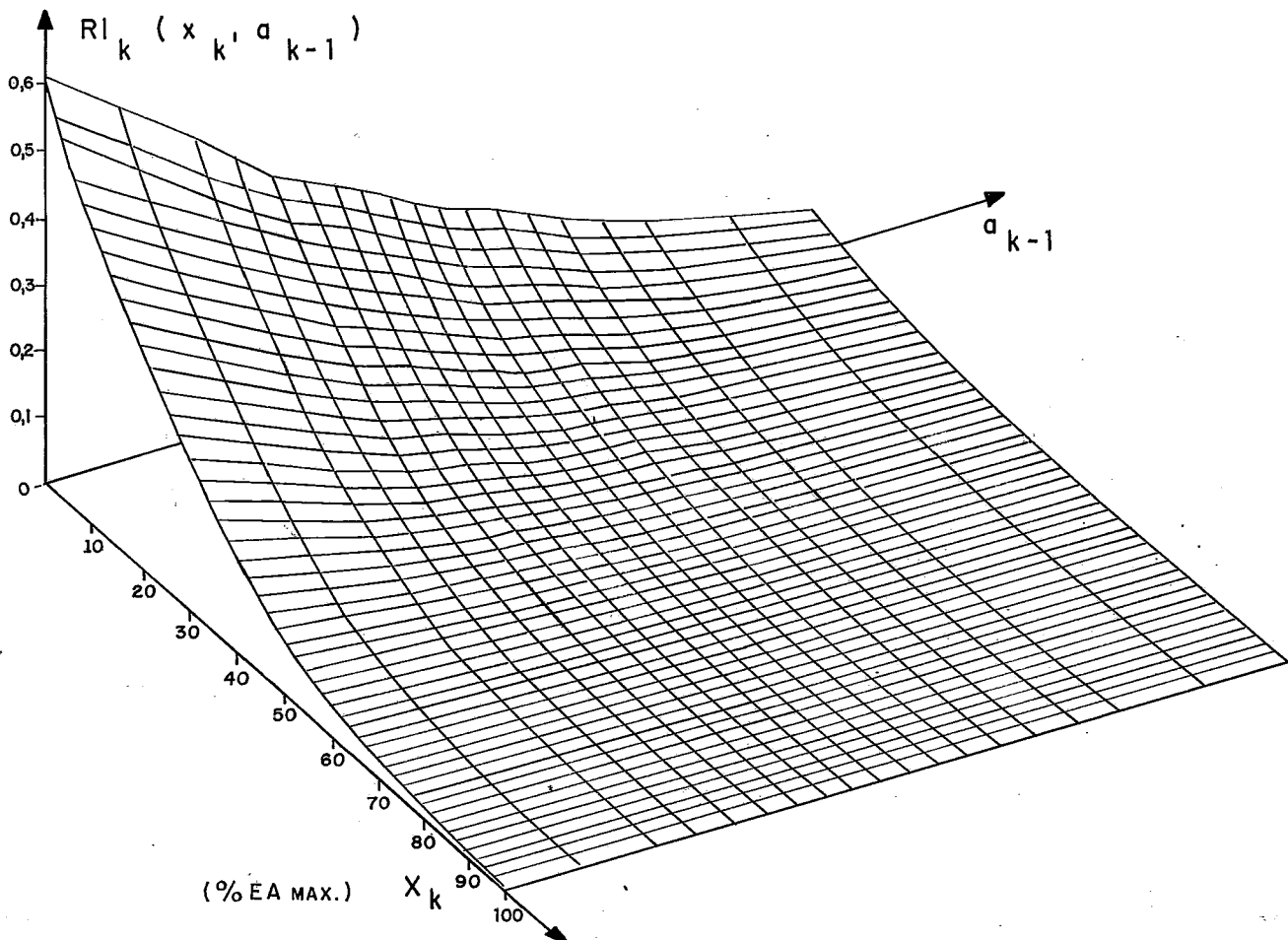


FIGURA II. 5 SUPERFÍCIE DE RISCO IMPLÍCITO OBTIDA PARA O PRIMEIRO ESTÁGIO
CASO BASE DA REGIÃO SUDESTE COM CUSTO DE DEFICIT
IGUAL A $78\ 170 \times 10^3$ Cr \$ / MW MED.

Supondo agora que se tenha definido uma restrição de risco de déficit, em que seja fornecido em cada estágio do período de planejamento, um valor de risco-meta a ser atendido, pode-se abandonar a representação implícita do nível de garantia de suprimento e formular o problema como se segue.

Mantendo a representação a sistema equivalente e as definições básicas do algoritmo de programação dinâmica estocástica apresentadas no capítulo I, e supondo conhecidos para cada estado no fim do mês o custo futuro de operação das unidades tér-

micas, $f_{k+1}[x_{k+1}, a_k]$ e o risco de ocorrência de déficits da-
quele ponto até o fim do horizonte de planejamento, $R_{k+1}[x_{k+1}, a_k]$,
o valor esperado do custo de geração térmica atualizado para o
início do mês k , associado ao estado (x_k, a_{k-1}) e a uma decisão
térmica u_{kt} é definido por:

$$c[u_{kt}] + E_{A_k/a_{k-1}} \left\{ \frac{1}{1+\alpha} f_{k+1} [x_{k+1}(x_k, a_k, u_{kt}), a_k] \right\} \quad (\text{II.14})$$

onde:

- $c[u_{kt}]$ - custo de operação associado à t -ésima de-
cisão térmica no mês k
- $x_{k+1}(x_k, a_k, u_{kt})$ - função de balanço direto
- $E(\cdot)$ - operador esperança matemática
- $1/(1+\alpha)$ - fator de desconto.

Analogamente, o risco de ocorrência de déficits do iní-
cio do mês k até o final do período, associado ao estado (x_k, a_{k-1})
e à decisão u_{kt} , denominado risco futuro de déficits, $R_k(x_k, a_{k-1})$,
é dado por:

$$R_k(x_k, a_{k-1}(j)) = \sum_{m \in AD_k} p_k(j, m) + \\ + \sum_{i \in AS_k} R_{k+1} [x_{k+1}(x_k, a_k(i), u_{kt}), a_k(i)] \cdot p_k(j, i) \quad (\text{II.15})$$

onde:

- AD_k - conjunto das afluências do mês k que para o es-
tado (x_k, a_{k-1}) e a decisão térmica u_{kt} levam a
déficit no final do estágio
- AS_k - conjunto das afluências do mês k , que para o es-
tado (x_k, a_{k-1}) e a decisão térmica u_{kt} não levam
a déficit no final do estágio.
- $p_k(j, i)$ - probabilidade de ocorrência de uma afluência $a_k(i)$
no estágio k , condicionada a $a_{k-1}(j)$ no estágio
anterior.

Neste ponto deve ser lembrado que, dado o estado do sistema e uma decisão térmica u_{kt} é possível determinar o valor da afluência no mês que leva o sistema a déficit, $a_k(d)$. Como se conhece a distribuição de probabilidade da afluência no mês condicionada pela afluência do mês anterior, pode-se determinar a probabilidade de ocorrência de afluências menores ou iguais a esse valor, que representa a probabilidade de ocorrência de déficits no mês, para a decisão térmica u_{kt} . Por outro lado, para representar devidamente a influência da tabela de risco futuro de déficits do final do estágio seria necessário discretizar a distribuição de probabilidade de afluências para valores acima de $a_k(d)$ em um determinado número de intervalos e tomar os pontos médios desses intervalos, calculando o risco futuro de déficits de cada estado final correspondente. Como o valor de $a_k(d)$ depende da decisão térmica considerada, este procedimento representaria uma carga computacional indesejável, repetida ao longo da recursão para cada estado e cada decisão térmica.

Assim sendo optou-se por manter uma única discretização da distribuição das afluências do mês para cada estado, conforme mostrado na expressão (II.15).

Se os valores de f_{k+1} e R_{k+1} correspondem a uma operação em que os custos das térmicas são minimizados, sujeito a uma restrição de risco de ocorrência de déficit, do mês seguinte até o fim do período de estudo, pode-se obter $f_k(x_k, a_{k-1})$ e $R_k(x_k, a_{k-1})$ como:

$$f_k(x_k, a_{k-1}) = \min_t [c(u_{kt}) + E_{A_k/a_{k-1}} \left\{ \frac{1}{1+\alpha} f_{k+1} [x_{k+1}(x_k, a_k, u_{kt}), a_k] \right\}]$$

sujeito a:

$$R_k(x_k, a_{k-1}(j)) = \sum_{m \in AD_k} p_k(j, m) + \\ + \sum_{i \in AS_k} R_{k+1} [x_{k+1}(x_k, a_k(i), u_{kt}), a_k(i)] \cdot p_k(j, i) \leq RM_k$$

onde:

RM_k - risco-meta associado ao estágio k

Desse modo, pode-se determinar para cada mês k a decisão que, tomada a partir do estado (x_k, a_{k-1}) resulta num risco de ocorrência de déficit daquele ponto ao fim do período menor ou igual ao risco-meta estabelecido RM_k , e minimiza o valor esperado atualizado do custo total de operação que, neste caso, é o custo associado à geração das usinas térmicas.

Como as possíveis decisões térmicas em cada mês são ordenadas em ordem crescente de custo de operação, durante a recursão, para cada estado, as térmicas vão sendo acionadas até que o valor de risco de ocorrência de déficit no período $R_k(x_k, a_{k-1})$ seja menor ou igual ao risco-meta pré-fixado. A partir daí é feita a otimização dos custos, isto é, as decisões seguintes são testadas para verificar se o custo futuro de operação $f_k(x_k, a_{k-1})$ para essas decisões é inferior ao da decisão que atendeu à restrição de risco. Em função do valor de risco-meta escolhido, duas situações podem ocorrer, como ilustrado na figura (II.6).

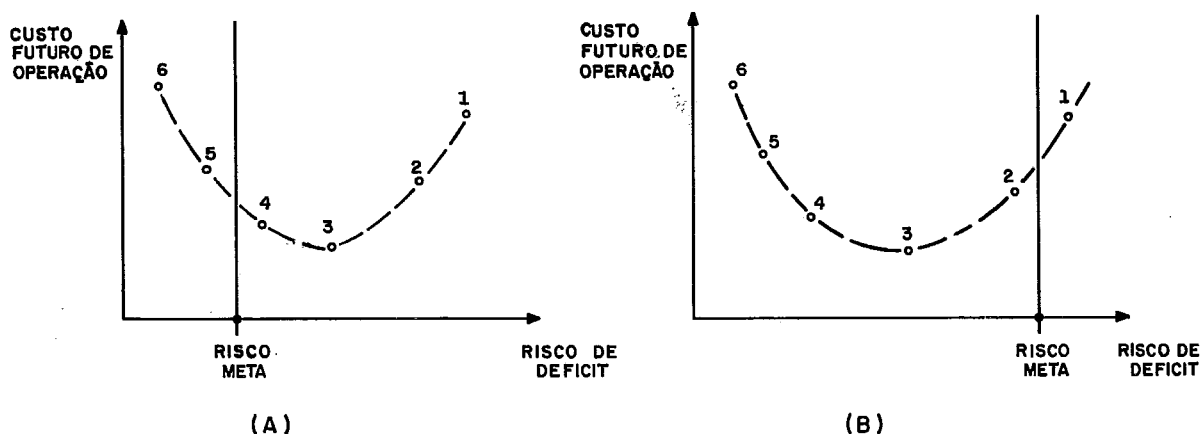


FIGURA II. 6 RELAÇÃO ENTRE CUSTO FUTURO DE OPERAÇÃO E RISCO DE OCORRÊNCIA DE DEFICIT

No caso mostrado em (a) não haverá otimização dos custos pois, como o valor fixado de risco-meta é pequeno, a decisão 5 deverá ser acionada para atender à restrição de risco de déficit, embora a decisão 3 fosse a de menor custo futuro de

operação. Em (b) a decisão 2 já satisfaz à restrição de risco e a minimização dos custos futuros irá apontar a decisão 3 como a ótima para o estado.

Assim, pode-se compreender que a escolha de riscos-meta adequados para o sistema terá grande influência na estratégia de operação obtida.

II.3- DEFINIÇÃO DOS VALORES DE RISCO-META

Neste item são relatadas as experiências efetuadas com alguns procedimentos para definição dos riscos-meta a serem considerados na determinação da estratégia de operação.

Duas formulações distintas são testadas: o estabelecimento de um valor de risco-meta para cada estado do sistema, em cada estágio, e a definição de um único valor de risco-meta fixo por estágio.

O primeiro conceito que é necessário estabelecer é o de risco natural do sistema $RN_k(x_k, a_{k-1})$, isto é, a probabilidade de ocorrência de déficits de um mês qualquer até o fim do período de estudo, para cada estado do sistema no mês, utilizando como recursos do sistema apenas o parque hidrelétrico e a geração térmica mínima obrigatória. Ele representa a capacidade do sistema atender ao mercado consumidor sem incorrer em gastos adicionais com geração térmica. Seus valores são obtidos através de uma recursão em que não são atribuídos custos aos déficits; sendo os valores de risco de ocorrência de déficits calculados como descrito no item (II.2).

A figura (II.7), a seguir, apresenta a superfície de risco natural do sistema no primeiro mês do período, para o caso base da região Sudeste.

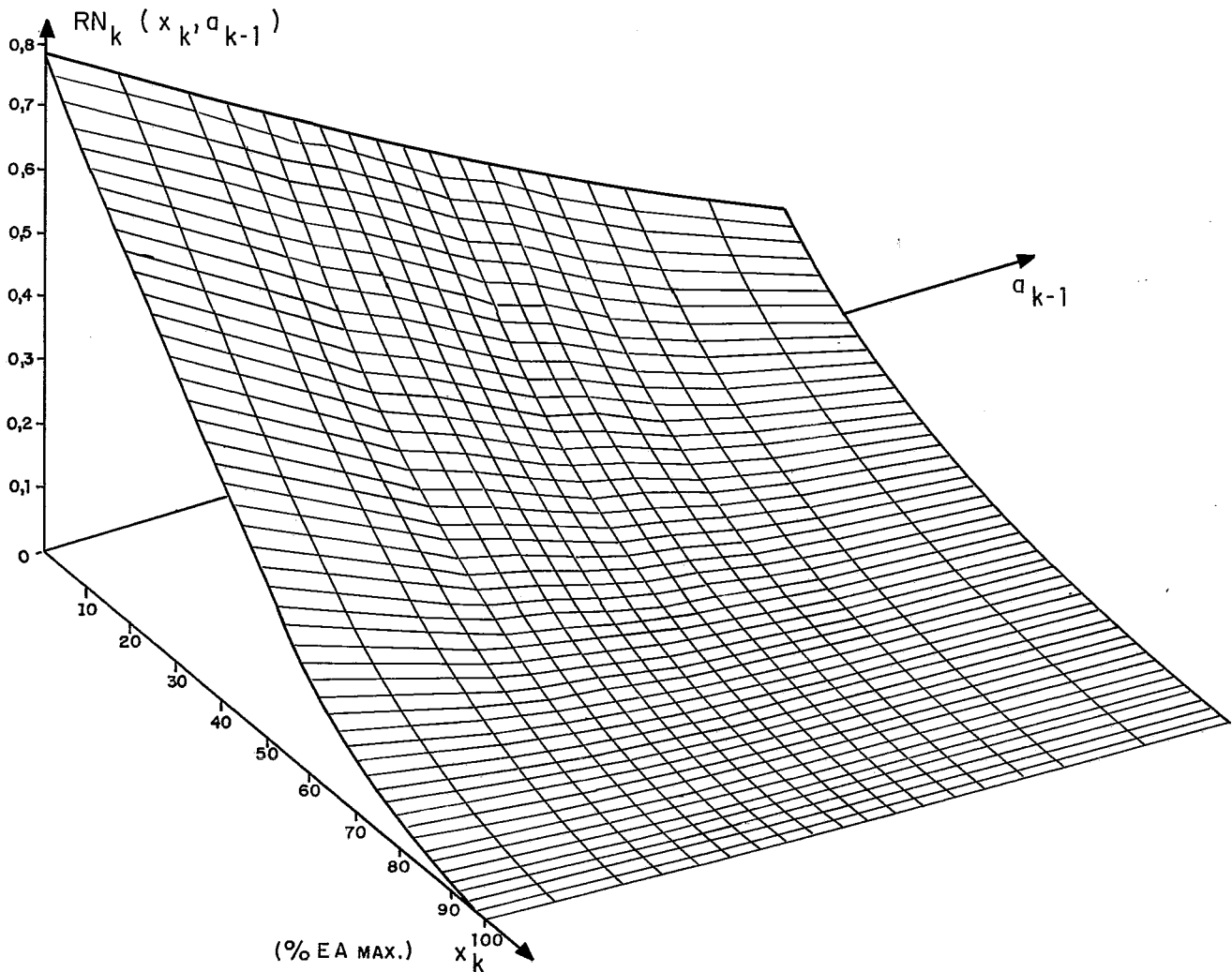


FIGURA II.7 - SUPERFÍCIE DE RISCO NATURAL OBTIDA PARA O 1º ESTÁGIO
CASO - BASE DA REGIÃO SUDESTE

Os valores de risco mostrados na figura representam a probabilidade de ocorrência de déficits nos próximos cinco anos, partindo-se de cada um dos estados discretizados no primeiro mês. Como visto anteriormente, os valores de riscos aumentam à medida em que se toma níveis de armazenamento mais baixos do reservatório equivalente, ao mesmo tempo em que variam em relação à energia afluente do mês anterior, apresentando riscos maiores para os valores inferiores dessa variável.

II.3.1- Obtenção de Risco-meta por Estado pelo Abatimento do Risco Natural

O primeiro critério de obtenção de riscos-meta analisado foi o de fixação de um risco-meta por estado em cada estágio, calculado pelo abatimento dos valores de risco natural do sistema.

O procedimento adotado para a obtenção dos riscos-meta por estado pode ser resumido nos seguintes passos:

- calcule as superfícies de riscos naturais do sistema para todos os estágios
- conhecido o estado previsto do sistema para o início do período de planejamento, verifique o risco natural associado
- definido um valor de risco de déficit como sendo a meta do planejamento da operação, obtenha o fator de abatimento pela relação risco-meta / risco natural
- multiplique as superfícies de riscos naturais de todos os estágios pelo fator de abatimento, obtendo as superfícies de riscos-meta.

Foi arbitrado como ponto inicial o estado correspondente à metade do armazenamento e ao intervalo mediano de energia afluente do mês anterior. O risco natural associado a esse estado é de 8,9%. Definiu-se como risco-meta para esse estado o valor de 2,2%, obtendo-se um fator de abatimento de aproximadamente 0,24.

O risco de déficit de 2,2% adotado neste caso é o valor de risco implícito obtido para o estado mediano, como ilustrado na figura (II.5).

Os valores de risco-meta por estado são determinados multiplicando-se, ao longo dos estágios, os valores de risco natural de cada estado pelo fator de abatimento (α). Na figura (II.8) é apresentada a superfície de riscos-meta obtida para o primeiro mês por abatimento do risco natural.

$$RM_k(x_k, a_{k-1}) = \alpha \cdot RN_k(x_k, a_{k-1}), \quad \alpha \in [0, 1] \quad (\text{II.17})$$

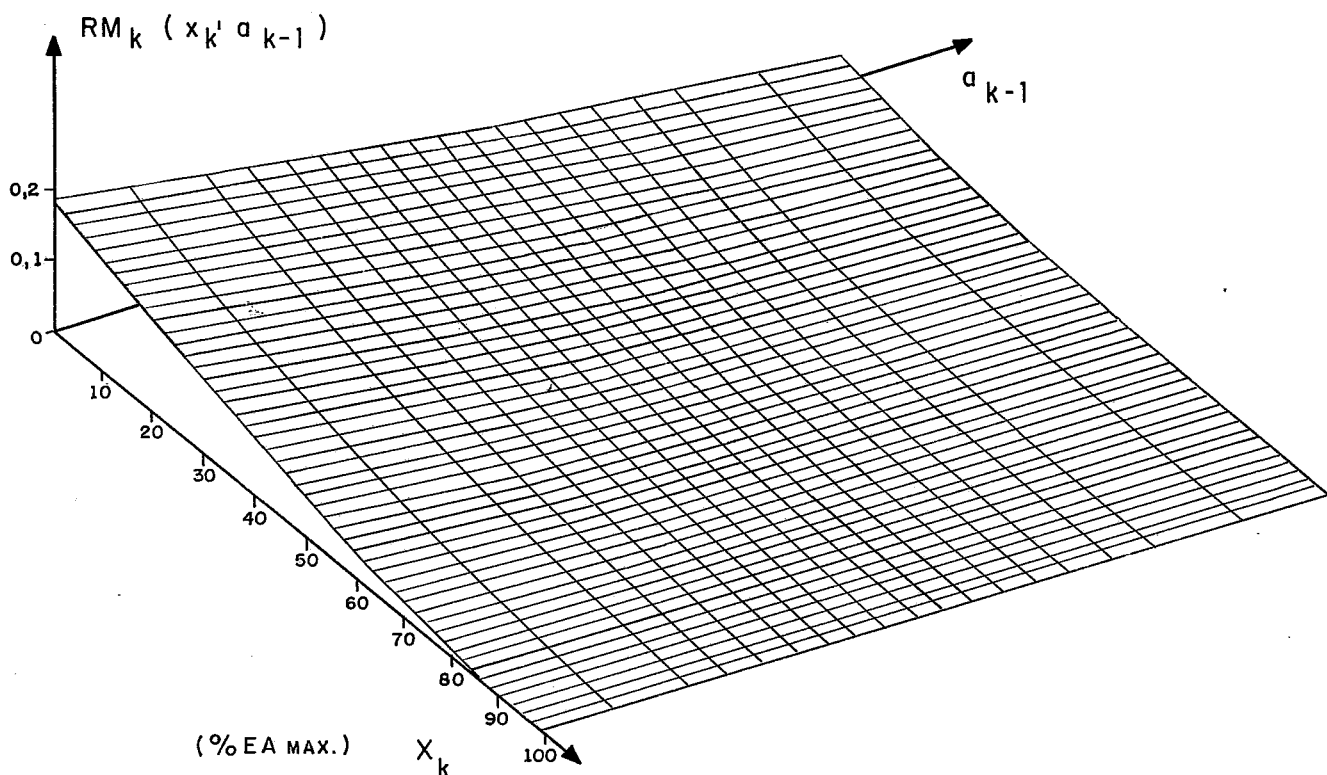


FIGURA II.8 - SUPERFÍCIE DE RISCOS-META POR ESTADO PARA O 1º ESTÁGIO OBTIDA POR ABATIMENTO DO RISCO NATURAL. CASO BASE DA REGIÃO SUDESTE

Na figura acima pode ser notado que para os valores inferiores de armazenamento, com risco natural da ordem de 0,8, o fator de abatimento levou a riscos meta da ordem de 0,2. Como o risco natural é calculado usando apenas os recursos hidrelétricos e a geração térmica mínima, e no sistema da região Sudeste o parque térmico representa uma parcela pequena da capacidade total de geração de energia, é de se esperar que, para os estados com armazenamento reduzido, o algoritmo de otimização não consiga atender riscos-meta dessa ordem, mesmo usando toda a térmica disponível, o que irá caracterizar uma região de violação da restrição.

A estratégia de operação do sistema com o objetivo de minimização do valor esperado atualizado do custo de geração térmica, sujeita à restrição de risco de déficits cujos valores pa

ra o primeiro estágio são mostrados na figura (II.8) é determinada conforme descrito em (II.2). A figura (II.9) apresenta a superfície de risco futuro desta estratégia para o primeiro mês do período.

As tabelas de decisões ótimas indicam para cada térmica e cada intervalo de energia afluyente no mês anterior, os níveis de armazenamento em que cada térmica deve entrar em operação com geração máxima. Para o primeiro mês, esses valores são superiores em cerca de 10% da energia armazenada máxima aos respectivos níveis de armazenamento obtidos no cálculo do risco implícito.

Os valores de custo total de operação obtidos ao longo da recursão são coerentes, isto é, crescem à medida que o armazenamento ou a energia afluyente no mês anterior se reduz. Os valores de custo incremental de cada estado calculados aproximadamente como a diferença entre o custo total do estado e o do estado com nível de armazenamento imediatamente inferior, dividida pela variação da energia armazenada entre esses dois pontos, apresentam oscilações devido às discretizações efetuadas.

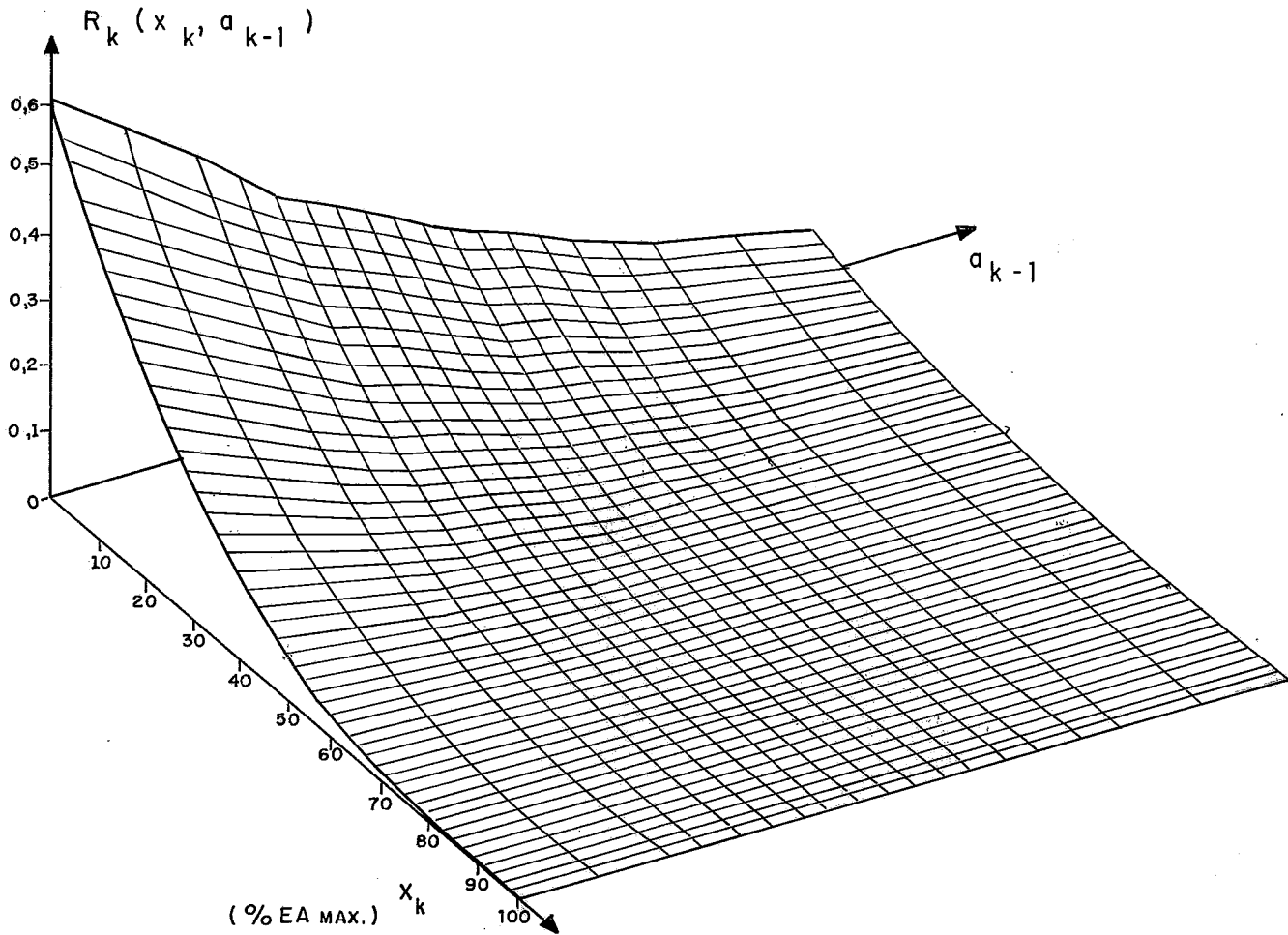


FIGURA II.9 - SUPERFÍCIE DE RISCO FUTURO OBTIDA PARA O 1º ESTÁGIO COM RISCOS-META DEFINIDOS POR ESTADO CASO-BASE DA REGIÃO SUDESTE

A superfície ilustrada pela figura (II.10) representa a relação entre os valores de risco futuro do primeiro estágio, mostrados na figura (II.9) e os respectivos riscos-meta de cada estado, apresentados na figura (II.8). Os pontos com valores superiores a 1 indicam que a restrição de risco de ocorrência de déficits não foi atendida naquele estado.

A região de violação da restrição de risco compreende os estados de armazenamento entre 0 e 55% da energia armazenada máxima, para o intervalo mais baixo de energia afluente do mês anterior. Tomando-se os intervalos seguintes dessa variável, a região de violação se reduz, limitando-se entre 0 e 18% para o intervalo mais elevado.

Pode ser observado nas figuras (II.8) e (II.9) que as superfícies de risco-meta e risco-futuro apresentam uma forma aproximadamente plana nas regiões de armazenamento mais elevado. Como o risco futuro e o risco-meta no estado inicial previsto são bastante próximos e ambas as superfícies convergem para riscos iguais a zero nos pontos de armazenamento máximo, houve um grande ajustamento entre as superfícies nesta região, resultando em relações risco-futuro/risco-meta aproximadamente iguais a 1, como pode ser visto na figura (II.10). Esta região de igualdade está representada esquematicamente na figura (II.11).

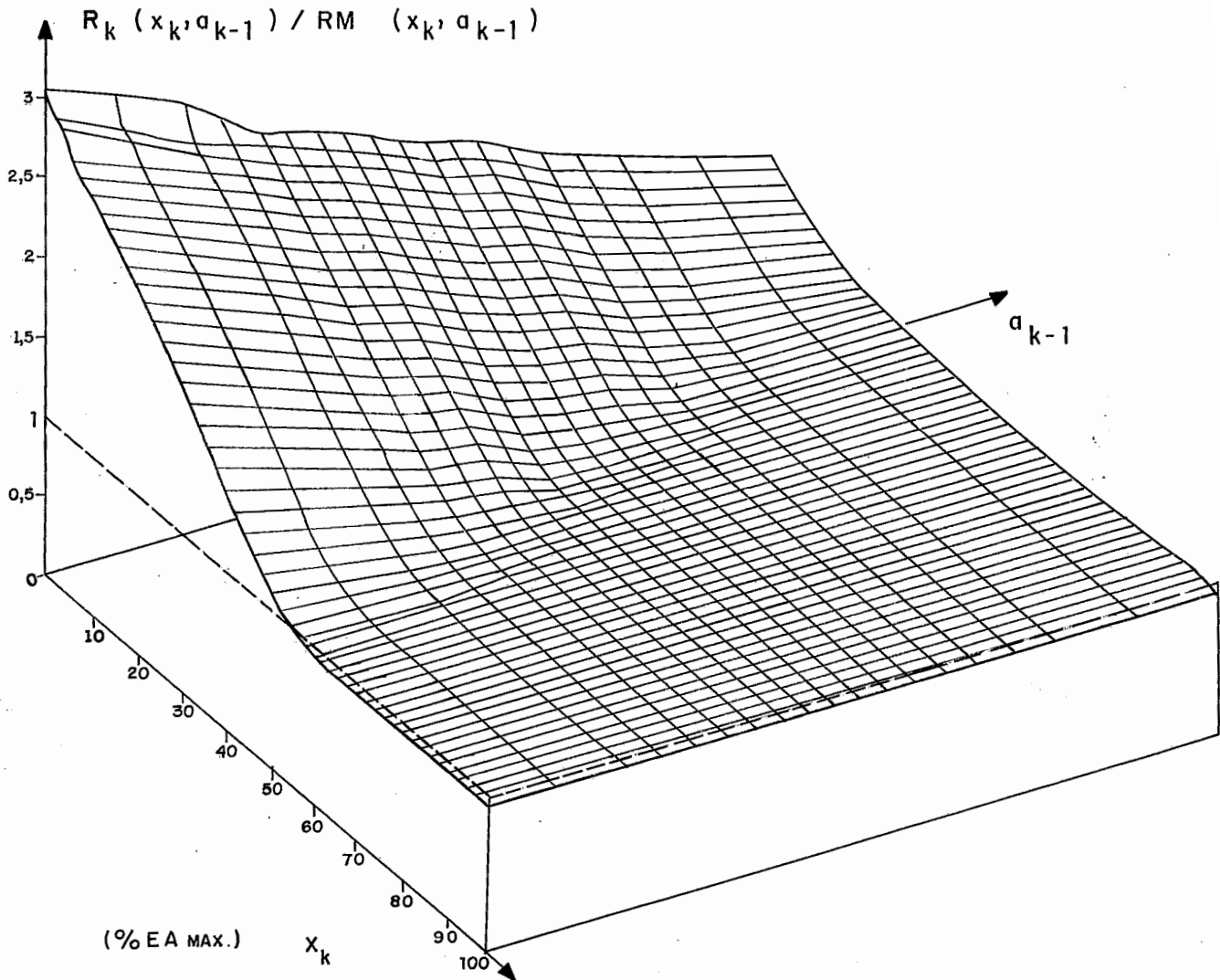


FIGURA II. 10 - RELAÇÃO RISCO FUTURO / RISCO - META POR ESTADO PARA O 1º ESTÁGIO CASO - BASE DA REGIÃO SUDESTE

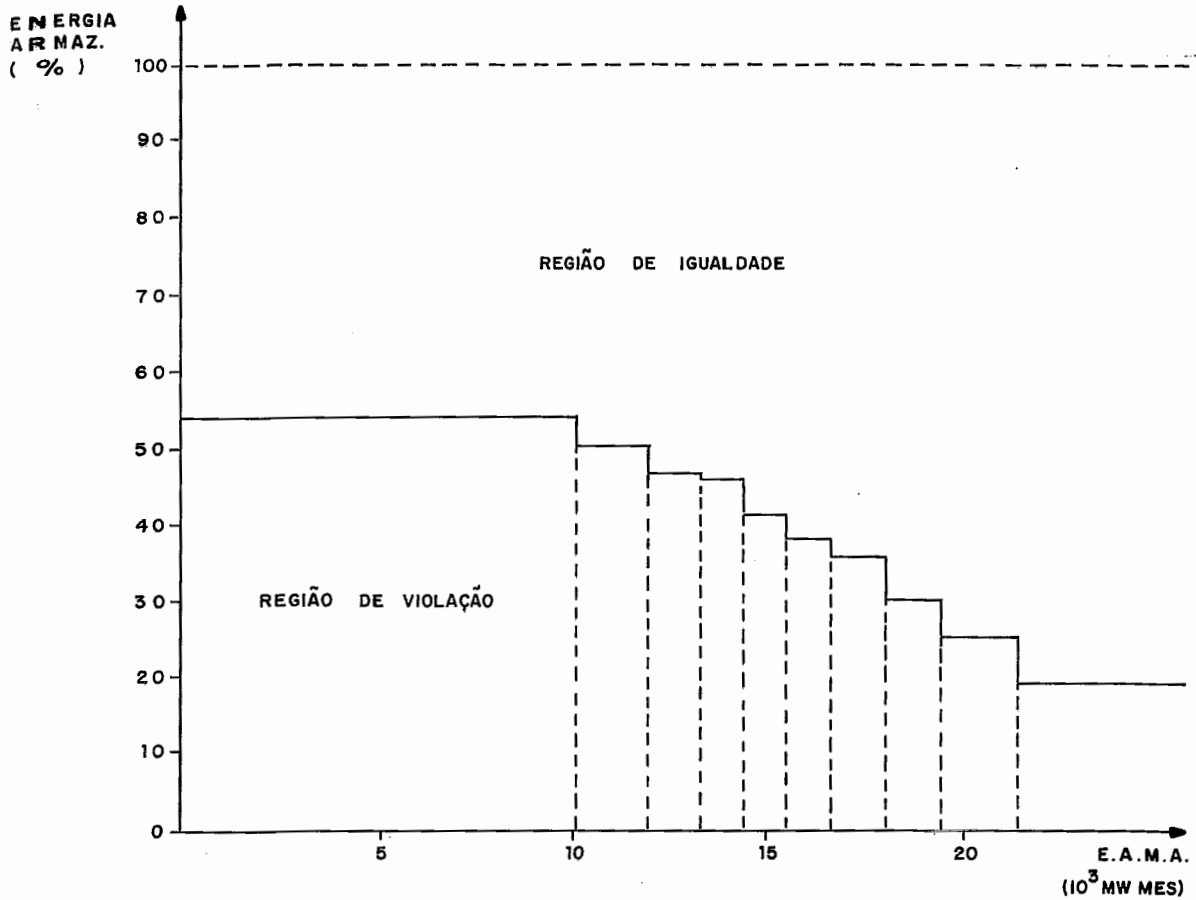


FIGURA II.11 REGIÕES DE ATENDIMENTO À RESTRIÇÃO DE RISCO DE DEFICIT DO 1º ESTÁGIO (COM RISCOS - META POR ESTADO) CASO-BASE DA REGIÃO SUDESTE

II.3.2- Obtenção de Risco-meta Fixo por Estágio

Como já visto, a superfície de risco natural do sistema fornece, para cada estado, em cada estágio, a probabilidade de ocorrência de déficits daquele ponto até o fim do horizonte de planejamento, $RN_k(x_k, a_{k-1})$.

Dado um estado de partida do sistema no início do período de estudo, é possível obter-se a probabilidade de ocorrência de déficits de cada estágio ao fim do período, considerando o ponto de partida fixado.

$$\begin{aligned}
 P(D_{k,N+1} > 0/[x_1, a_0]) &= \sum_{(x_k, a_{k-1})} P(D_{k,N+1} > 0/[x_k, a_{k-1}]) \cdot p([x_k, a_{k-1}]/[x_1, a_0]) \\
 &= \sum_{(x_k, a_{k-1})} RN_k(x_k, a_{k-1}) \cdot p([x_k, a_{k-1}]/[x_1, a_0])
 \end{aligned}
 \tag{II.18}$$

onde:

$p([x_k, a_{k-1}]/[x_1, a_0])$ - probabilidade de se atingir o estado $[x_k, a_{k-1}]$ no estágio k partindo de um estado inicial $[x_1, a_0]$.

O procedimento adotado para estimação dos riscos - meta por estágio baseia-se numa simulação do sistema a partir do estado inicial previsto, utilizando a geração térmica mínima, para um conjunto significativo de séries sintéticas de afluências. É definida uma matriz de riscos de dimensão $L \times N$, onde L é o número de séries sintéticas simuladas e N o número de meses do período de planejamento, inicialmente preenchida com zeros.

A cada mês, para cada série de afluências, é verificada a ocorrência de déficit na simulação. Caso exista déficit, o elemento correspondente ao mês e à série na matriz de riscos é preenchido com 1. Todos os elementos à sua esquerda, na mesma linha, que forem iguais a zero são também alterados para 1. Ao fim do período de simulação, a matriz terá um aspecto semelhante ao mostrado na figura (II.12).

Tomando uma linha da matriz, isto é, uma série de afluências, o elemento correspondente a cada estágio indica a ocorrência de déficits daquele mês até o final do horizonte.

Considerando cada coluna isoladamente, ou seja, cada estágio, o somatório de seus elementos dividido pelo número de séries usadas na simulação representará o risco de ocorrência de déficits do estágio em questão até o final do período, utilizando como recursos apenas o parque hidrelétrico e a geração térmica mínima, isto é, o risco natural do estágio.

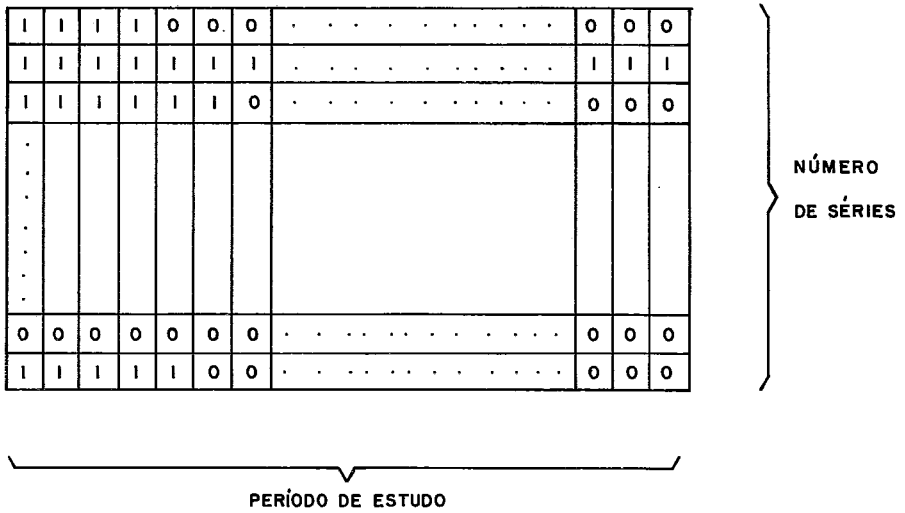


FIGURA II.12 ESQUEMATIZAÇÃO DA MATRIZ DE RISCOS CALCULADA NA SIMULAÇÃO

Assim, o risco natural por estágio obtido por simulação a partir do estado (x_1, a_0) pode ser definido como:

$$RNE_k(x_1, a_0) = \sum_{i=1}^L \delta_{ik} \cdot p_k(i) = \frac{1}{L} \sum_{i=1}^L \delta_{ik} \tag{II.19}$$

$$\text{com } \delta_{ik} \begin{cases} = 1 \text{ se } D_{k,N+1} > 0 \\ = 0 \text{ se } D_{k,N+1} = 0 \end{cases}$$

onde:

- L - número de séries utilizadas na simulação
- δ_{ik} - variável 0-1 que indica a ocorrência de déficits entre o mês k e o final do período de simulação
- $p_k(i)$ - probabilidade de ocorrência de uma afluência $a_k(i)$ no estágio k.

O abatimento dos riscos naturais para obtenção dos riscos-meta é efetuado multiplicando-se a curva de riscos naturais pelo fator que reduz o risco natural obtido para o primeiro estágio ao valor de risco-meta desejado pelo planejamento da operação, como mostrado na expressão (II.20).

$$RM_k = \alpha \cdot RNE_k(x_1, a_0) \quad , \quad \alpha \in [0, 1] \quad (II.20)$$

Na obtenção dos riscos-meta foi considerado como estado inicial previsto do sistema o estado (51,7), obtendo-se na simulação um risco natural de 7,7% para o primeiro estágio. Foi arbitrado um valor de risco-meta para o primeiro estágio de 3%, o que resultou num fator de abatimento de aproximadamente 0,39. As curvas de riscos naturais e de riscos-meta por estágio são apresentadas na figura (II.13).

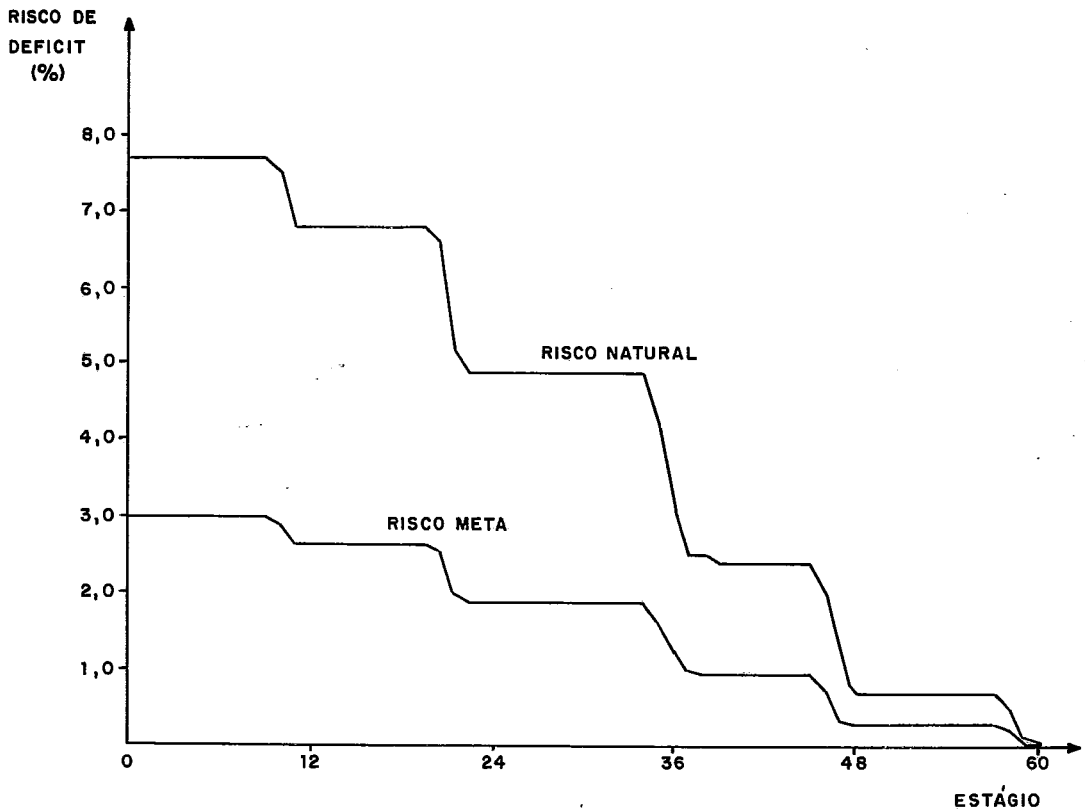


FIGURA II. 13 RISCOS NATURAIS E RISCOS-META POR ESTÁGIO OBTIDOS DIRETAMENTE POR SIMULAÇÃO CASO-BASE DA REGIÃO SUDESTE

Com os valores de riscos-meta definidos, a estratégia de operação pode ser determinada como já descrito anteriormente. A figura (II.14) apresenta a superfície de riscos futuros do primeiro mês do período obtida por este método.

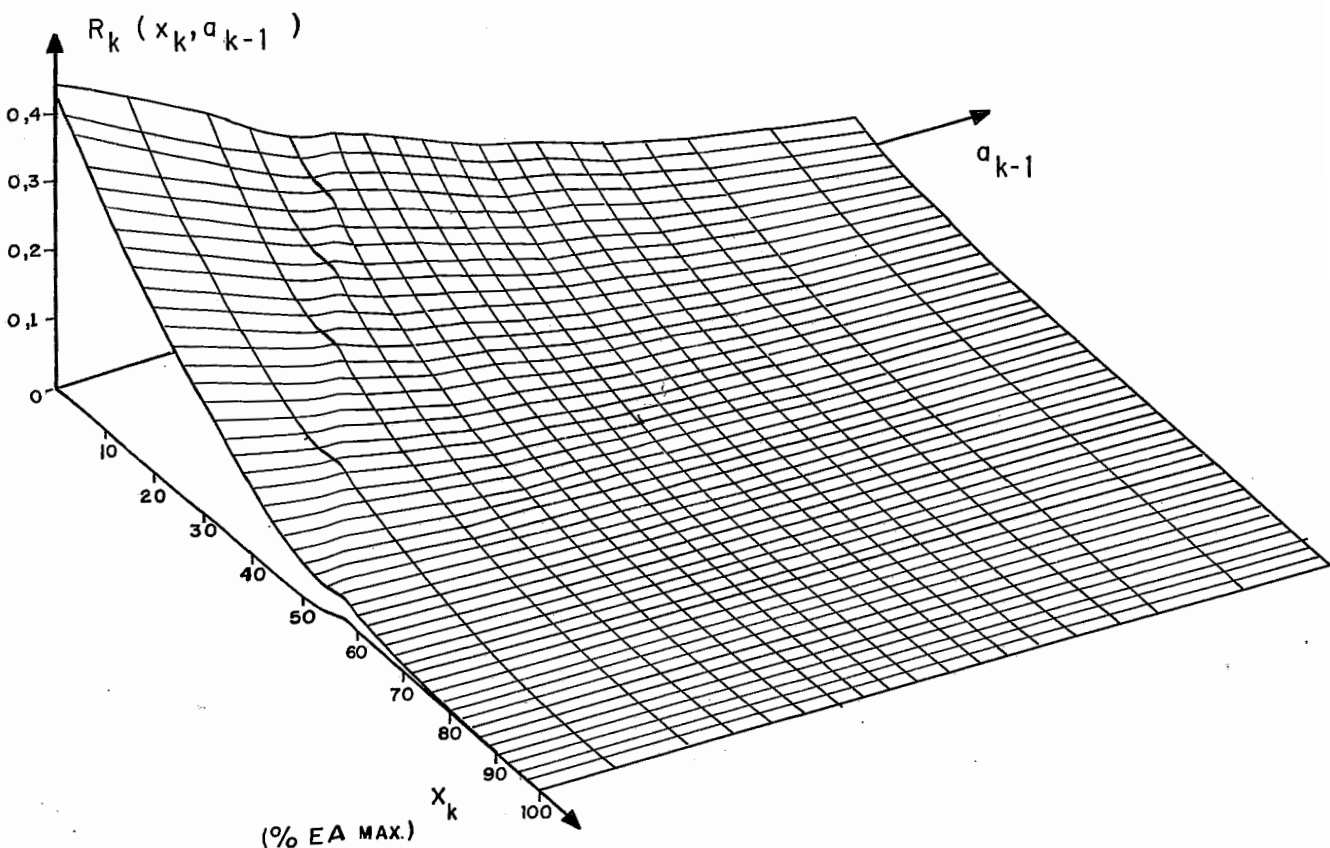


FIGURA II.14 - SUPERFÍCIE DE RISCOS FUTUROS OBTIDA PARA O 1º ESTÁGIO COM RISCO-META DETERMINADO DIRETAMENTE POR SIMULAÇÃO CASO-BASE DA REGIÃO SUDESTE

As superfícies de risco futuro da estratégia determinada caracterizam-se pela identificação de três regiões distintas:

- uma região em que os riscos futuros não atendem ao risco-meta, mesmo com as térmicas no máximo
- uma região em que o risco de ocorrência de déficits se mantém aproximadamente igual ao risco-meta
- uma região em que os riscos futuros são inferiores ao risco -meta.

Na figura (II.15) é apresentado um esquema ilustrativo das três regiões no primeiro mês do período.

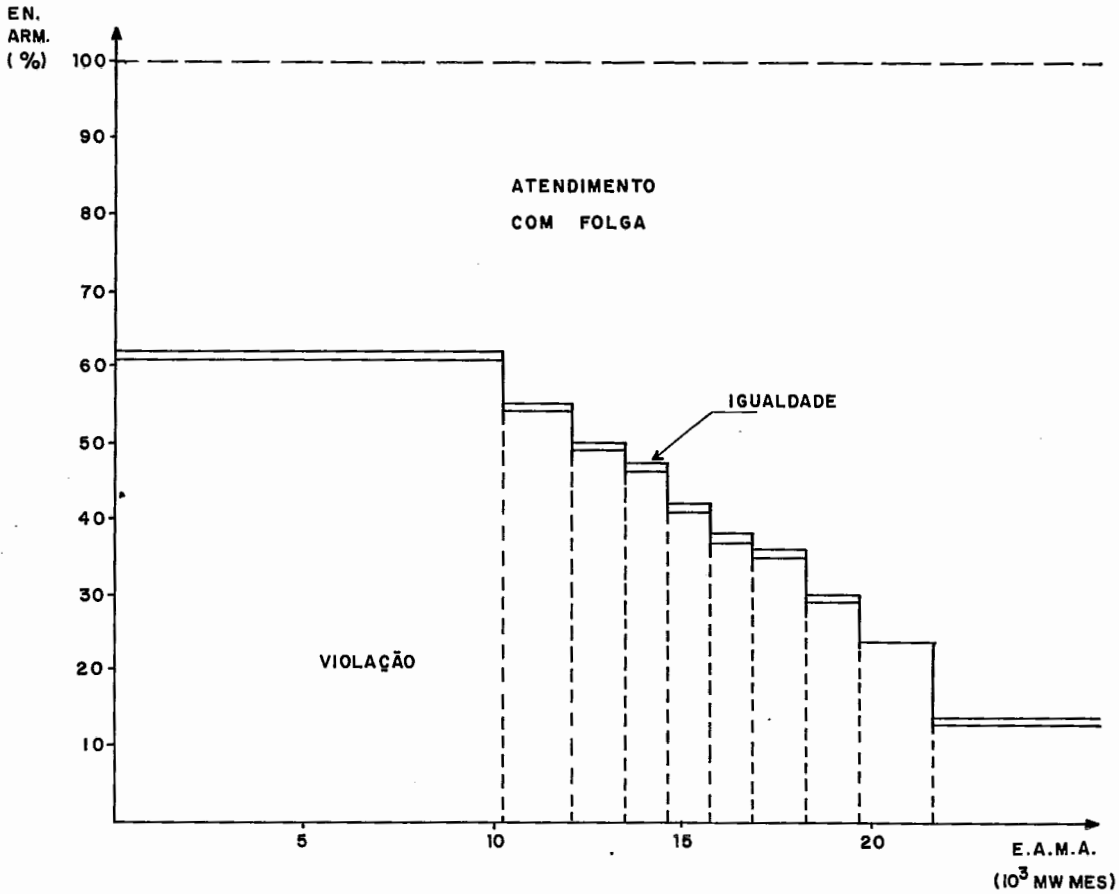


FIGURA II.15 REGIÕES DE ATENDIMENTO À RESTRIÇÃO DE RISCO DE DEFICIT DO 1º ESTÁGIO CASO-BASE DA REGIÃO SUDESTE

Na região em que a restrição é atendida os valores de risco futuro variam sensivelmente com relação aos estados, ao contrário do que acontecia com os risco-meta fixos por estado.

As tabelas de decisões ótimas obtidas mostram que para um mesmo valor da variável energia afluente do mês anterior, a entrada em operação de todas as térmicas ocorre em uma faixa de variação muito pequena de armazenamento do sistema. Isto é mostrado na figura (II.15) pela região de igualdade entre risco futuro e risco-meta que engloba um intervalo de apenas 2% do armazenamento máximo.

Foi analisado um caso-teste para se verificar a distribuição das regiões de atendimento à restrição de risco de déficit em um sistema hidrotérmico em que o parque termelétrico tenha

uma participação maior na capacidade total da geração. Para isso, foi adotado um fator multiplicativo de 3 aplicado aos valores mensais de geração máxima de todas as usinas térmicas. Uma vez que os valores de geração térmica mínima foram mantidos, permanece válida a curva de riscos-meta apresentada na figura (II.13). Com base nas superfícies de riscos futuros obtidas, pode-se identificar as regiões de atendimento à restrição de risco de déficit, de modo análogo ao apresentado na figura (II.16). A figura (II.16) ilustra essas regiões para o primeiro estágio do caso-teste analisado.

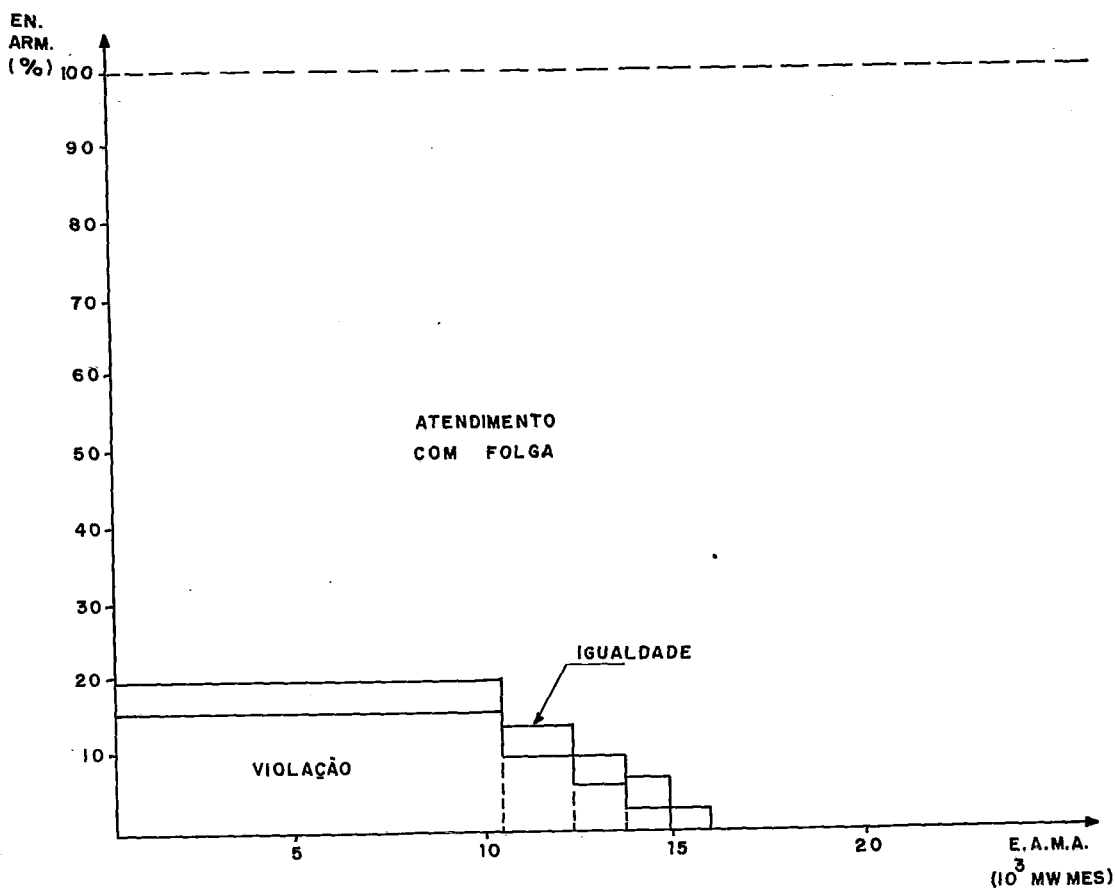


FIGURA II.16 REGIÕES DE ATENDIMENTO À RESTRIÇÃO DE RISCO DE DEFICIT DO 1º ESTÁGIO CASO TESTE COM TÉRMICAS ALTERADAS.

Comparando os resultados obtidos com os apresentados na figura (II.15) pode-se notar que a região de violação da restrição é bem menor, devido ao aumento dos recursos do sistema. Pode-se também verificar um pequeno alargamento da região de igualdade entre os riscos futuros e o risco-meta devido ao maior montante de geração associado às decisões térmicas.

CAPÍTULO III

APLICAÇÃO DO MÉTODO DE DECOMPOSIÇÃO NA
DETERMINAÇÃO DE ESTRATÉGIAS DE
OPERAÇÃO DE SUBSISTEMAS INTERLIGADOS

III.1- O MÉTODO DE DECOMPOSIÇÃO

Modelos de otimização utilizando programação dinâmica vem sendo amplamente empregados nos estudos de planejamento energético de sistemas de geração de energia elétrica. A introdução da representação das características estocásticas de variáveis intervenientes no processo em modelos utilizando programação dinâmica impõe severas restrições na própria modelagem face aos recursos computacionais atualmente existentes, devido ao considerável aumento em termos de requisitos de memória e tempos de processamento dos modelos. Por outro lado, a experiência tem demonstrado que ocorrem ganhos sensíveis na determinação de estratégias de operação de sistemas hidrotérmicos de geração com predominância de usinas hidráulicas, ao se representar as características estocásticas das afluências ao sistema.

Desse modo, a maioria dos sistemas reais é representada de maneira simplificada para tornar aplicáveis os algoritmos de programação dinâmica estocástica. Um exemplo desta técnica é a representação do sistema real por um sistema equivalente, descrita no capítulo I.

Ainda assim, ocorrem situações em que as características do sistema real, como um todo, não se encaixam perfeitamente às premissas básicas do modelo simplificado. Por exemplo, o modelo a sistema equivalente apresentado no capítulo I pressupõe a perfeita integração elétrica do sistema de transmissão e a não existência de diversidade hidrológica entre as bacias que compõem o sistema real.

Uma das técnicas mais bem sucedidas para determinação de estratégias de operação de sistemas em que os modelos a sistema equivalente não podem ser diretamente aplicados, e que se rá adotada neste trabalho, é o chamado método de decomposição.

Neste método, a otimização dos custos de operação do sistema é feita a partir de otimizações isoladas dos subsistemas nele contidos.

No sistema global são identificados subsistemas para os quais sejam válidas as hipóteses do modelo a sistema equivalente. Esses subsistemas são acoplados a uma entidade denominada coordenador, como ilustrado na figura (III.I). A estratégia ótima de operação de cada subsistema é obtida isoladamente, com base em informações y recebidas do coordenador. Esta informação y representa para o subsistema a influência dos outros subsistemas a ele interligados. O coordenador, por sua vez, recebe de cada subsistema a informação z que são as estratégias de operação determinadas com base em y e fornece de volta novos valores dessa variável. O processo é repetido até que as estratégias dos subsistemas representem devidamente as interligações existentes.

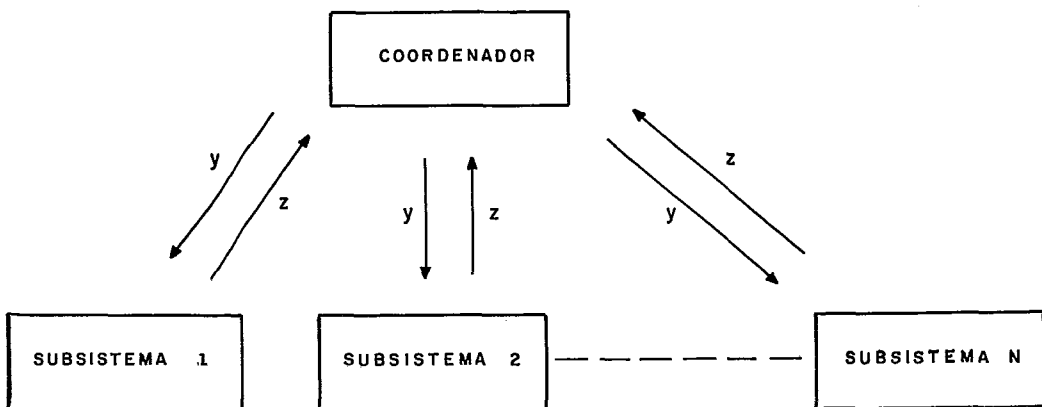


FIGURA III.1 DECOMPOSIÇÃO DE UM SISTEMA EM N SUBSISTEMAS ACOPLADOS A UM COORDENADOR.

Nas metodologias aqui apresentadas a função de coordenação é exercida por um modelo de simulação a subsistemas equivalentes, que considera as interligações entre os subsistemas e simula sua operação segundo estratégias determinadas, calculando os intercâmbios entre os subsistemas de acordo com regras pré-estabelecidas. Os intercâmbios determinados na simulação são incorporados ao cálculo das estratégias dando origem ao processo iterativo ilustrado na figura (III.2).

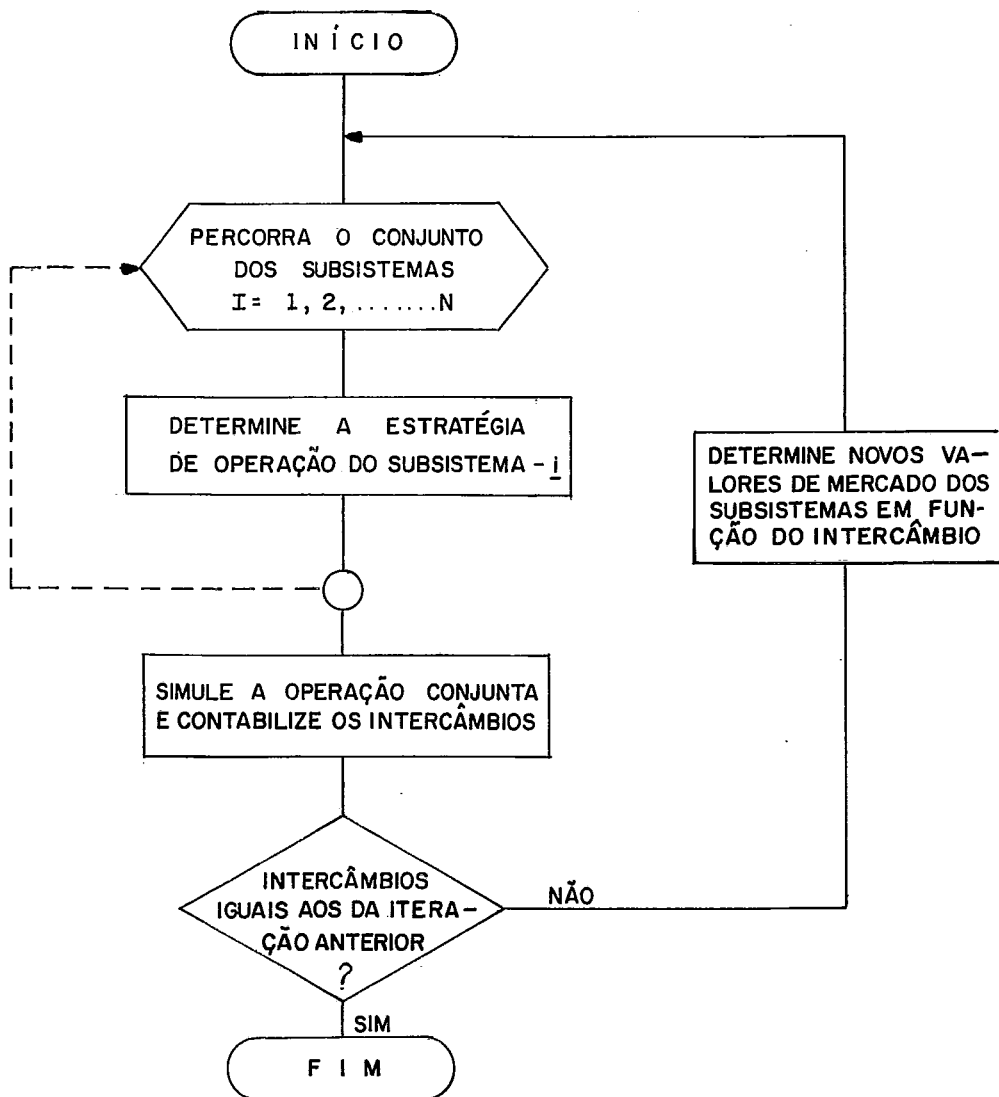


FIGURA III.2 - PROCEDIMENTO ITERATIVO DO MÉTODO DE DECOMPOSIÇÃO

III.2- HISTÓRICO DAS EXPERIÊNCIAS DESENVOLVIDAS COM O MÉTODO DE DECOMPOSIÇÃO

II.2.1- A Experiência Norueguesa

Uma das experiências pioneiras utilizando o método de decomposição é o "extended power pool model", desenvolvido pelo Norwegian Research Institute of Electricity Supply e descrito em [10], [11] e [12]. Embora as referências sejam recentes, este modelo vem sendo utilizado com resultados satisfatórios no planejamento da operação do sistema interligado da Noruega há cerca de quinze anos.

O principal objetivo do planejamento é a determinação de uma estratégia de utilização dos recursos que minimize o valor esperado dos custos totais variáveis de operação. O problema é abordado de modo hierárquico e os estudos são divididos em:

longo prazo - o horizonte de estudos é de dois ou três anos analisados em etapas semanais. A afluência é considerada um processo estocástico,

médio prazo - é feita a otimização da operação dos reservatórios de alta capacidade de regularização sobre um período que pode variar entre dois e sete meses, em intervalos semanais. A afluência é considerada um processo estocástico.

Os objetivos do planejamento a longo prazo da operação são cumpridos pela determinação das estratégias de operação dos subsistemas. É usado um procedimento iterativo envolvendo a determinação da matriz de valor da água de cada subsistema e a simulação dos subsistemas sobre o histórico de afluências, onde são determinados os intercâmbios semanais.

Na determinação das estratégias o objetivo é a minimização do valor esperado do custo variável de operação, dado por:

$$CTOT = CB - CS + CT + CR \quad (III.1)$$

onde:

- CTOT - custo total variável
- CB - custo de compra de energia suplementar
- CS - receita de venda de energia superavitária
- CT - custo variável da própria produção térmica
- CR - custo da falha de atendimento ao mercado

Cada subsistema é representado por um equivalente e utiliza-se programação dinâmica estocástica com uma variável de estado (nível de armazenamento) para obter, para cada semana, para cada estado, o valor esperado do custo marginal de operação (valor da água). A distribuição discretizada das energias afluentes é obtida da distribuição empírica do histórico de afluições.

A simulação conjunta também utiliza a representação a sistema equivalente e os intercâmbios são definidos de modo a equilibrar os custos marginais dos subsistemas.

Os valores de intercâmbio entre os subsistemas são determinados na simulação segundo o seguinte algoritmo.

- a) percorra os estágios semanais $k=1,2,\dots,K$;
- b) percorra as sequências de afluições da semana $j=1,2,\dots,J$;
- c) estabeleça um preço tentativo para a compra e venda de energia;
- d) percorra os subsistemas $i=1,2,\dots,I$. Para cada subsistema, conhecido o valor da água associado ao estado inicial da semana, determine a quantidade ótima de compra ou venda de energia para o preço de mercado estipulado. Acumule esta quantidade (positiva para compra e negativa para venda, por exemplo).
- e) verifique a compra/venda líquida no sistema global. Se for positiva, há excesso de demanda; aumente o preço tentativo de

mercado e volte para (d). Se for negativo, há excesso de oferta; reduza o preço tentativo de mercado e volte para (d). Se for nula, dentro de uma certa tolerância, estão fixados os intercâmbios no sistema e o preço de mercado correspondente ao custo marginal de equilíbrio; volte para (b);

f) calcule os intercâmbios médios na semana para cada subsistema; volte para (a);

Após a simulação, os intercâmbios médios semanais são somados aos mercados de cada subsistema e segue-se uma nova iteração até que seja atingida a convergência, obtida geralmente em quatro ou cinco iterações.

As estratégias de operação obtidas no planejamento de longo prazo permitem definir a cada semana o total de geração hidráulica em cada subsistema.

O objetivo do planejamento de médio prazo é, dada essa geração hidráulica total, estabelecer a descarga em cada reservatório, tendo em conta as restrições locais. É utilizado um modelo de simulação que considera restrições de armazenamento máximo e mínimo nos reservatórios, restrições de descarga máxima nas usinas, e calcula a energia produzida em cada usina como uma função de sua taxa de descarga.

A figura (III.3) apresenta a estrutura e o fluxo de informações do "extended power pool model".

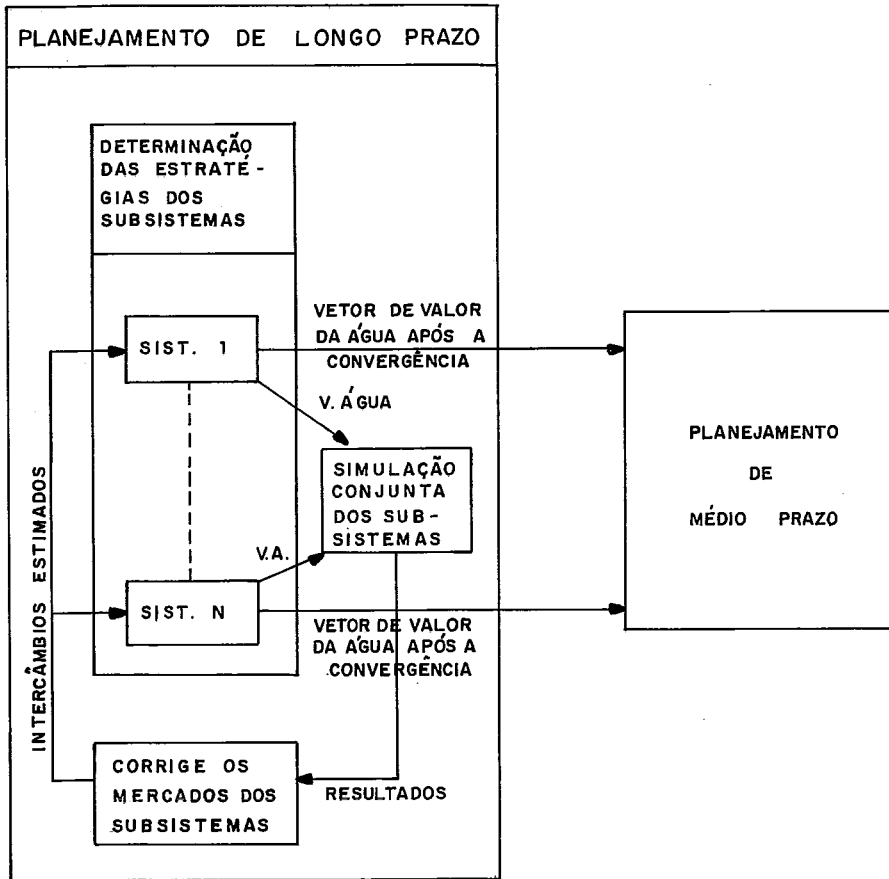


FIGURA III. 3 "EXTENDED POWER POOL MODEL"- ESTRUTURA LÓGICA E FLUXO DE INFORMAÇÕES

III.2.2- A Experiência Brasileira

A primeira tentativa de utilização do método de decomposição no Brasil foi desenvolvida por Carvalho e Rosenblatt, estando apresentada em [13]. O reservatório equivalente de cada subsistema era dividido em faixas e a simulação conjunta dos subsistemas procurava manter os reservatórios equilibrados dentro da mesma faixa.

Estas faixas correspondiam aos pontos de entrada em operação de cada classe de térmicas do sistema. Esses pontos de entrada eram calculados através de uma generalização do cálculo das chamadas "curvas-guia de operação térmica", que levava em consideração um intercâmbio simplificado entre os subsistemas, [13].

Posteriormente, o procedimento foi modificado, passando os pontos de entrada em operação das térmicas a serem fornecidos pelo Modelo de Programação Dinâmica Estocástica, [3], apresentado no capítulo I. A representação do intercâmbio durante a otimização de cada sistema passou a ser feita por um procedimento iterativo semelhante ao do "extended power pool model", como ilustrado na figura (III.4), e descrito por Rosenblatt em [14].

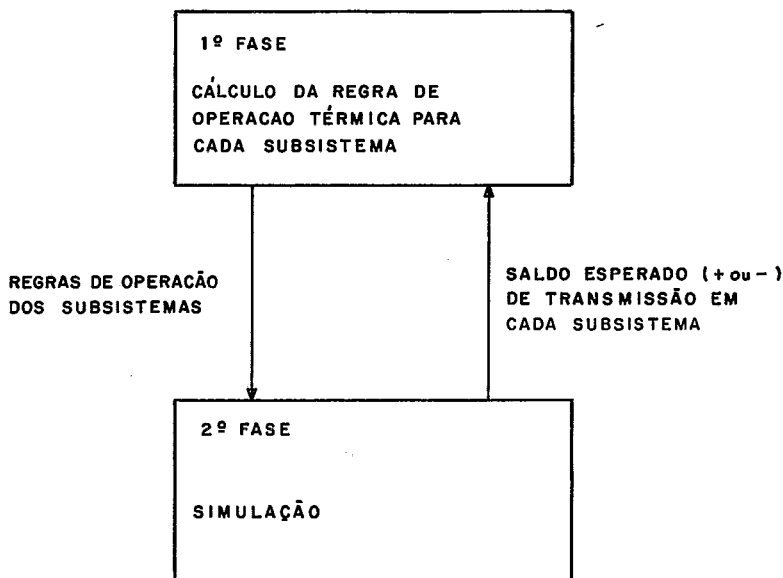


FIGURA III. 4 ITERAÇÃO PARA CÁLCULO DA ESTRATÉGIA DE OPERAÇÃO

O modelo de simulação tem capacidade de representar a operação de até cinco subsistemas, utilizando as séries de energias afluentes obtidas a partir do histórico de vazões naturais. Embora as trocas entre os subsistemas não sejam efetuadas em função de seus custos incrementais de operação, o objetivo da simulação conjunta dos subsistemas é aproveitar a eventual diversidade hidrológica para diminuir os custos com geração térmica e para obter uma maior garantia de suprimento. Assim, na simulação procura-se deslocar térmicas de alto custo de geração e déficits por geração hidráulica, geração térmica de baixo custo, e mesmo geração térmica de alto custo no caso de déficits. A energia que seria vertida em qualquer sistema deve ser armazenada onde for possível, deslocando para isso geração hidráulica.

Em [14] são apresentados resultados da aplicação do procedimento considerando o sistema interligado brasileiro dividido em quatro subsistemas (Sul, Sudeste, Norte e Nordeste), no período 1978-1994. Nestes testes mostrou-se que o procedimento converge na segunda iteração. São também colocadas nesse trabalho, a nível de desenvolvimento futuro, a utilização na simulação de séries sintéticas de afluências e a extensão do procedimento para subsistemas que não estejam hidraulicamente isolados.

Na mesma linha de decomposição e na mesma época, foi desenvolvida por Campello & Coutinho uma metodologia semelhante com o objetivo de avaliar a capacidade de complementação entre subsistemas, apresentada em [15].

O processo iterativo utilizado é idêntico ao do modelo norueguês. Na determinação das estratégias de operação é utilizada a programação dinâmica estocástica com duas variáveis de estado, que fornece a matriz de valor marginal da reserva energética (valor da água) no início de cada estágio, para cada subsistema.

Na fase de simulação, determina-se os intercâmbios pela igualdade entre os valores marginais das reservas dos subsistemas. Em outras palavras, o intercâmbio ocorrerá do sistema com valor da água mais baixo para o de valor marginal mais elevado, procurando atingir o "ponto de equilíbrio", de modo análogo ao "extended power pool model".

O modelo de simulação não utiliza um sistema de equilíbrio de preço de compra/venda de energia para determinar os intercâmbios. As restrições físicas são incorporadas diretamente no modelo de simulação.

CAPÍTULO IV

DETERMINAÇÃO DE ESTRATÉGIAS DE OPERAÇÃO DE
SUBSISTEMAS INTERLIGADOS COM CRITÉRIOS DE RISCO

IV.1- O PROCEDIMENTO ITERATIVO

Neste capítulo é apresentado um método de determinação de estratégias de operação de dois subsistemas interligados baseado no método de decomposição, utilizado nos trabalhos apresentados no capítulo III.

As características básicas dos métodos apresentados são mantidas, como se segue.

- representação de cada subsistema através de um modelo a sistema equivalente;
- determinação de estratégias de operação para cada subsistema isoladamente;
- simulação conjunta dos subsistemas segundo regras pré-estabelecidas, que definirão o intercâmbio entre eles;
- procedimento iterativo em que os intercâmbios resultantes da simulação são incorporados ao cálculo das estratégias, até que os efeitos da interligação entre os subsistemas estejam corretamente representados.

No método proposto foi adotado o Modelo a Sistema Equivalente apresentado no capítulo I. As estratégias de operação dos subsistemas são calculadas utilizando-se programação dinâmica estocástica com restrição de risco de ocorrência de déficits, conforme o descrito no capítulo II.

A restrição de risco utilizada no cálculo das estratégias de operação é composta por valores de riscos-meta fixos por estágio, obtidos conforme descrito no item (II.3.2). A opção por valores de risco-meta fixos por estágio deve-se ao fato que

as superfícies de risco futuro das estratégias de operação obtidas com este tipo de restrição apresentam uma região de atendimento com folga à restrição de risco, diferentemente das obtidas com valores de risco-meta por estado, em cada estágio. A folga de um sistema em relação à sua restrição de risco será usada na simulação conjunta para definir o potencial do sistema como fornecedor de energia ao sistema vizinho.

A simulação conjunta dos subsistemas é feita segundo as estratégias obtidas, a partir de estados iniciais fixados para o primeiro mês do horizonte de estudo. Na simulação supõe-se a independência hidrológica entre os subsistemas e utiliza-se um conjunto de séries sintéticas de afluências para cada subsistema, obtido com o mesmo modelo estocástico autorregressivo de primeira ordem, usado no cálculo das estratégias.

Para a determinação dos intercâmbios entre os subsistemas foram testados dois critérios, que serão apresentados adiante.

Os intercâmbios mensais resultantes da simulação são somados ao mercado do sistema fornecedor e subtraídos do receptor, sendo os novos valores considerados para o cálculo das estratégias na nova iteração.

A convergência do processo iterativo é obtida quando os valores de intercâmbio não se modificam em duas iterações sucessivas.

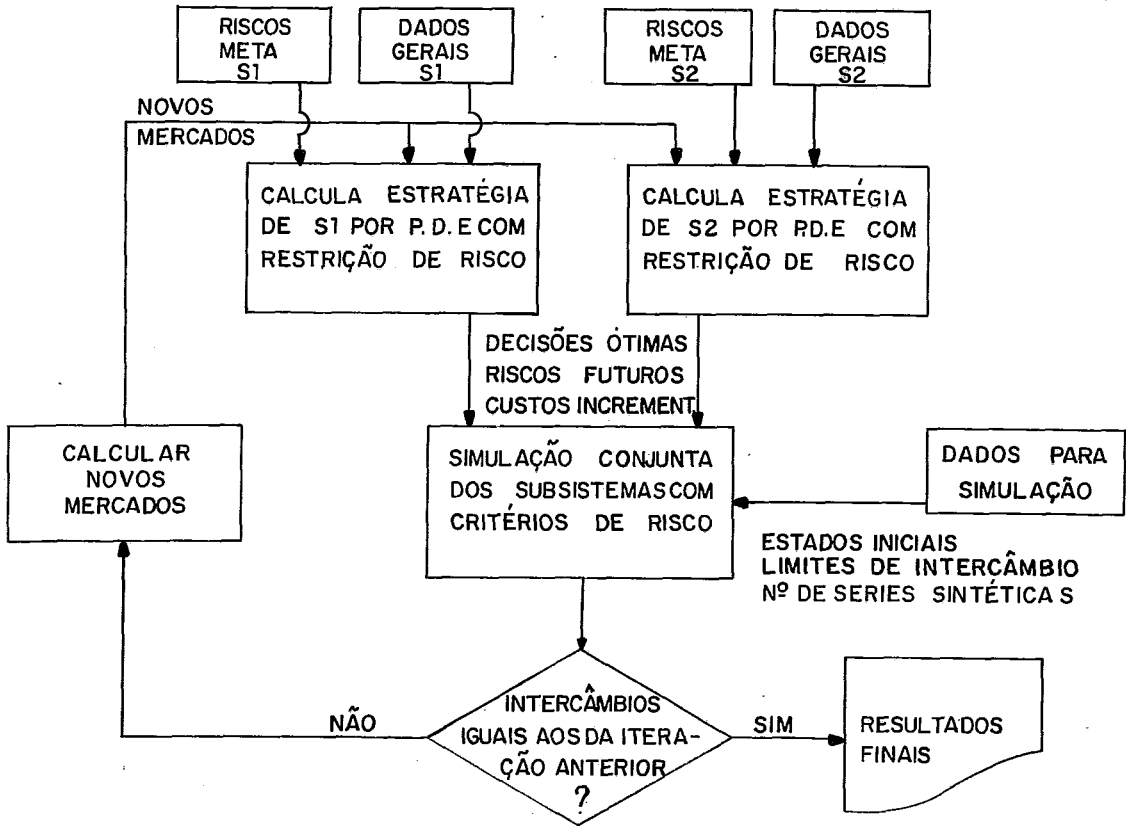


FIGURA IV.1 DIAGRAMA DO PROCESSO ITERATIVO

IV.2- CRITÉRIOS PARA A SIMULAÇÃO CONJUNTA DE SUBSISTEMAS

Ao se simular conjuntamente os subsistemas, em cada mês, para cada série de afluências, está definido um estado de início de mês de cada subsistema, caracterizado pela energia armazenada e pela energia afluyente no mês anterior, (x_k, a_{k-1}) . A esse estado corresponde um valor de risco futuro de ocorrência de déficits, $R_k(x_k, a_{k-1})$, obtido da superfície de risco futuro determinada no cálculo da estratégia de operação. Também é conhecido para cada mês o valor de risco-meta por estágio de cada subsistema.

A decisão de efetuar intercâmbio entre os subsistemas será tomada em função da posição relativa entre os valores de risco futuro e risco-meta de cada subsistema, o que permite identificar as quatro possíveis situações esquematizadas na figura (IV.2).

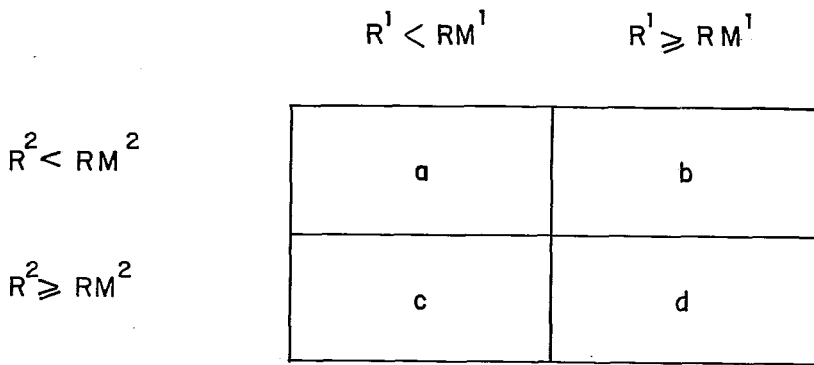


FIGURA IV. 2 - ESQUEMA DAS POSIÇÕES RELATIVAS ENTRE OS VALORES DE RISCO FUTURO E RISCO-META

Nas regiões (b) e (c) da figura (IV.2), caracterizadas por uma situação de desequilíbrio entre os subsistemas, a decisão mais acertada de intercâmbio parece evidente. O sistema com risco futuro inferior ao seu risco-meta fornecerá energia ao sistema que está violando sua restrição de risco, até que o armazenamento do primeiro atinja um estado para o qual o risco futuro de déficits é igual ao seu respectivo risco-meta.

Na região (d), em que ambos os sistemas estão posicionados no início do mês em estados para os quais os valores de risco futuro de déficits são superiores aos respectivos riscos-meta, um possível critério seria não efetuar intercâmbio, uma vez que ambos os sistemas estão em situação crítica ao violarem suas restrições de risco. No entanto este critério parece ser mais adequado a subsistemas independentes, que não partilhem de um mesmo objetivo econômico comum, o que não é o caso dos subsistemas em que pode ser desmembrado o sistema interligado brasileiro.

Um critério mais adequado ao nosso caso para a região em que ambos os subsistemas violam suas restrições de risco é o critério de simulação a equirisco, cujo objetivo é manter os subsistemas igualmente posicionados em relação a seus respectivos riscos-meta.

Conhecido o estado de armazenamento de início de mês de cada subsistema e fixada a energia afluyente do mês anterior na série considerada, $a_{k-1}(j)$, a cada estado de armazenamento abaixo desse estado associa-se um índice de severidade $IS_k(x_k, a_{k-1}(j))$, definido por:

$$IS_k(x_k, a_{k-1}(j)) = \frac{R_k(x_k, a_{k-1}(j)) - RM_k}{RM_k} \quad (IV.1)$$

O intercâmbio entre os subsistemas é definido pelo algoritmo de atendimento ao mercado ao utilizar a cada passo a geração do sistema com menor valor do índice de severidade para atender à carga.

Referindo-se novamente à figura (IV.2) e analisando a região (a), em que ambos os sistemas estão posicionados acima de suas respectivas restrições de risco, um critério de definição do intercâmbio com significado econômico seria efetuar a troca de energia entre os subsistemas segundo um critério de equicusto, em função dos custos incrementais de operação associados aos estados de armazenamento, até que um dos subsistemas atinja sua restrição de risco.

Desse modo o algoritmo de atendimento ao mercado busca a igualdade entre os custos incrementais de operação dos subsistemas ao utilizar a cada passo a geração do sistema com menor custo incremental para atender a carga, estabelecendo o intercâmbio entre os sistemas.

Outro possível critério de definição do intercâmbio na região (a) seria a extensão do critério de trocas a equirisco, já definido para a região de violação conjunta das restrições, para o caso de ambos os sistemas na região de atendimento com folga a seus riscos-meta.

Este critério utiliza o índice de severidade definido na expressão (IV.1), que neste caso assumirá valores negativos entre -1 e 0 para os estados de armazenamento situados acima das restrições de risco, como ilustrado na figura (IV.3).

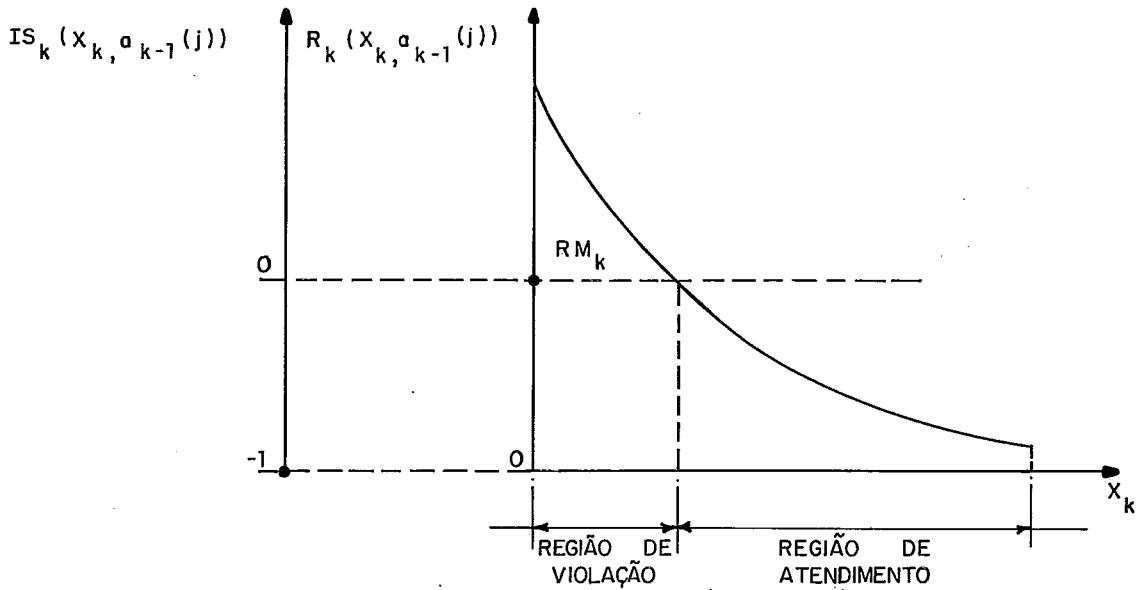


FIGURA IV. 3 — RISCOS FUTUROS E ÍNDICES DE SEVERIDADE ASSOCIADOS AOS ESTADOS DE ARMAZENAMENTO NA SIMULAÇÃO A EQUIRISCO

Tendo em vista os possíveis critérios de definição do intercâmbio apresentados, o modelo de simulação conjunta dos sub sistemas foi desenvolvido considerando duas modalidades de simulação, como se segue:

1) simulação a equicusto/equirisco

- região a - trocas a equicusto
- região b - intercâmbio do subsistema 2 para 1
- região c - intercâmbio do subsistema 1 para 2
- região d - trocas a equirisco

2) simulação a equirisco

- região a - trocas a equirisco
- região b - intercâmbio do subsistema 2 para 1
- região c - intercâmbio do subsistema 1 para 2
- região d - trocas a equirisco

IV.3- O MODELO DE SIMULAÇÃO DE SUBSISTEMAS COM CRITÉRIOS DE RISCO

O modelo de simulação de subsistemas é do tipo "decisão-acaso", isto é, as gerações térmicas e o intercâmbio são decididos a cada mês sem que se conheça a energia controlável que afluirá aos reservatórios equivalentes. A opção por este tipo de modelo deve-se ao fato que é mantida a coerência entre critérios em seu uso iterativo com o modelo de determinação de estratégias.

Como referido anteriormente, o modelo foi desenvolvido de modo a aceitar duas modalidades de simulação: equirisco e equicusto/equirisco. O algoritmo de atendimento ao mercado é o mesmo nos dois casos, modificando-se apenas os parâmetros a serem comparados e a região dos reservatórios equivalentes a serem pesquisadas.

No caso de simulação a equicusto, para cada subsistema, a região do reservatório equivalente entre o estado de início de mês e o estado com valor de risco futuro igual ao risco-meta é discretizada em "fatias", às quais corresponde um montante de geração hidráulica. O algoritmo utilizará a cada passo a "fatia" com menor custo incremental, entre os sistemas, para atender o mercado do subsistema a que pertence. Caso este mercado já esteja atendido, este montante de geração será usado para atender ao outro subsistema, respeitado o limite de intercâmbio entre eles. A geração térmica é acionada à medida em que o algoritmo atinge os estados de entrada em operação das decisões térmicas, obtidos da estratégia de operação.

Na fase de simulação a equirisco, a região a ser pesquisada pelo algoritmo vai do estado atual de cada subsistema (de início de mês na simulação a equirisco ou o resultante das trocas e equicusto no caso de simulação a equicusto/equirisco) ao estado correspondente ao reservatório vazio. O parâmetro a ser comparado é o índice de severidade de cada estado em cada subsistema.

O processo de simulação conjunta dos subsistemas pode ser resumido nos seguintes passos:

- a) defina o tipo de simulação a ser executado;
- b) percorra os meses do período de estudo;
- c) obtenha a carga residual de cada subsistema descontando do mercado de energia os recursos de uso obrigatório - geração de usinas submotorizadas, geração de pequenas usinas, geração de usinas a fio d'água, geração mínima obrigatória das térmicas; e adicionando as perdas por enchimento de novos reservatórios;
- d) obtenha as séries sintéticas de energias afluentes a partir dos parâmetros do modelo estocástico autorregressivo de primeira ordem e da energia total afluyente no mês anterior em cada subsistema;
- e) percorra as séries de afluências;
- f) defina os estados iniciais dos subsistemas;
- g) se a opção é por simulação a equirisco, vá para o passo (l);
- h) se ambos os subsistemas estão na região de violação, vá para o passo (l);
- i) efetue as trocas a equicusto;
- j) se ambos os mercados estão atendidos, vá para o passo (m);
- l) efetue as trocas a equirisco;
- m) obtenha a energia armazenada de fim de mês e eventuais déficits de cada subsistema levando em conta a energia controlável das séries de afluências consideradas. Neste passo estão definidas as gerações hidráulica e térmica de cada subsistema e o intercâmbio entre eles. Se já percorreu todo o conjunto de séries sintéticas vá para (n); senão volte para (e);
- n) obtenha o intercâmbio médio mensal para o conjunto de séries simuladas calcule os novos valores de mercado dos subsistemas considerando esse intercâmbio. Se já percorreu todo o período de simulação, fim; senão volte para (b).

IV.4- RESULTADOS OBTIDOS

O procedimento iterativo e o modelo de simulação foram testados utilizando-se os subsistemas interligados das regiões Sul e Sudeste do Brasil no período de janeiro/1982 a dezembro/1986.

Para a região Sudeste foram considerados os dados apresentados no Apêndice I. Foi arbitrado como estado inicial do sistema no período de estudo o correspondente a 30% da energia armazenada máxima e a uma energia total afluente ao sistema em dezembro/1981 de 17526 MW mes.

Os dados relativos à região Sul são apresentados no Apêndice II. O estado inicial considerado para a região foi de 80% da energia armazenada máxima e uma energia total afluente em dezembro/1981 de 1809 MW mes.

Esses pontos iniciais correspondem respectivamente aos estados discretizados (31,7) para o Sudeste e (81,4) para o Sul. Deve ser ressaltado que esses estados iniciais não correspondem aos efetivamente utilizados nos estudos de planejamento estratégico da operação naquela época, tendo sido escolhidos por forçarem uma situação de desequilíbrio entre os subsistemas.

As estratégias de operação dos subsistemas foram obtidas utilizando um modelo de programação dinâmica estocástica com restrição de risco de deficits, conforme apresentado no capítulo II.

As restrições de risco de deficit foram obtidas pelo abatimento dos valores de riscos naturais de cada estágio, calculados por simulação a partir dos estados iniciais arbitrados. Para ambas as regiões foi adotado o mesmo valor de risco de deficit no quinquênio, 3%. As curvas de riscos naturais e riscos-meta obtidas para os subsistemas Sudeste e Sul são apresentadas nas figuras (IV.4) e (IV.5), respectivamente.

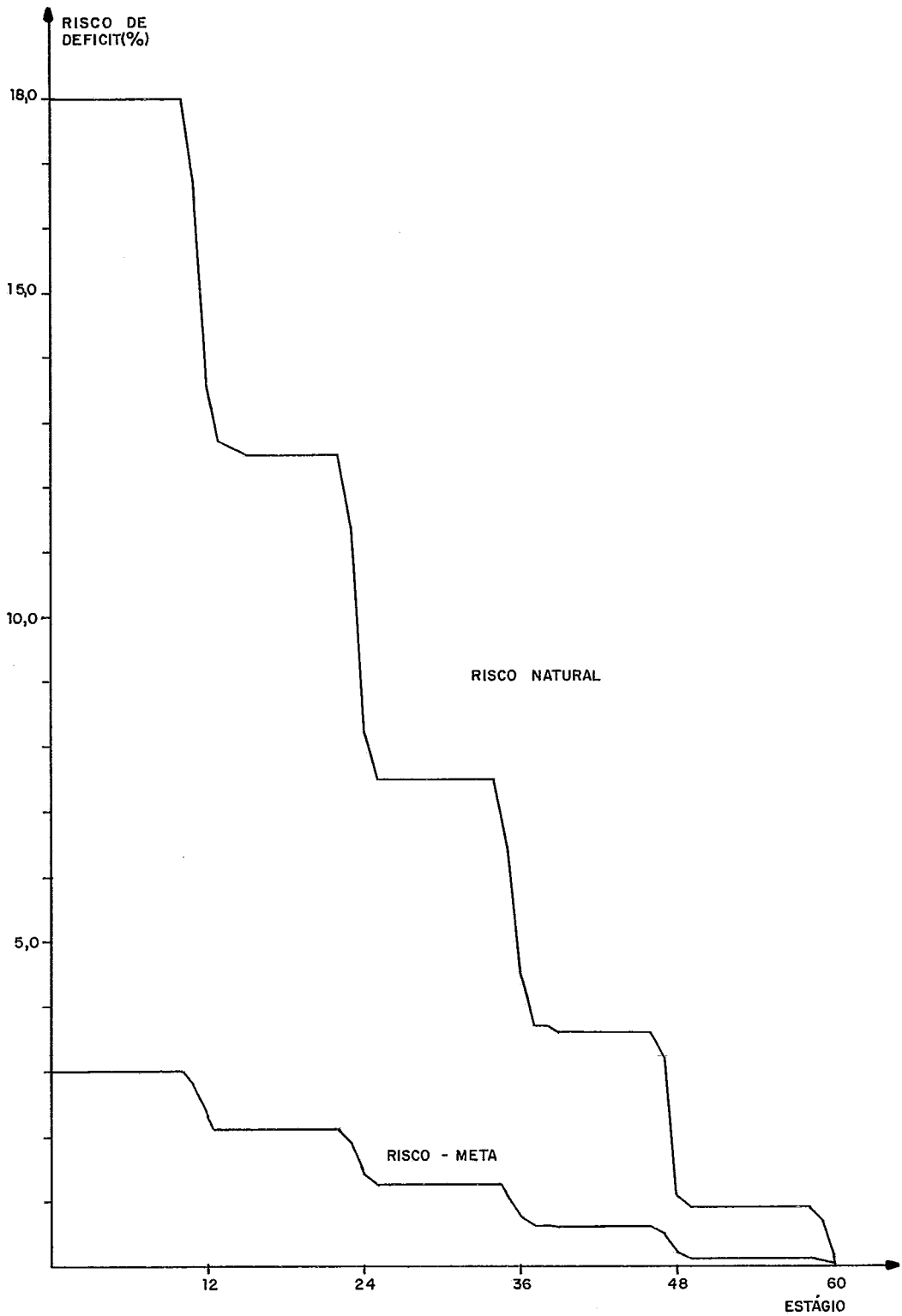


FIGURA IV.4 - RISCOS NATURAIS E RISCOS - META POR ESTÁGIO OBTIDOS POR SIMULAÇÃO A PARTIR DO ESTADO (31,7) - REGIÃO SUDESTE.

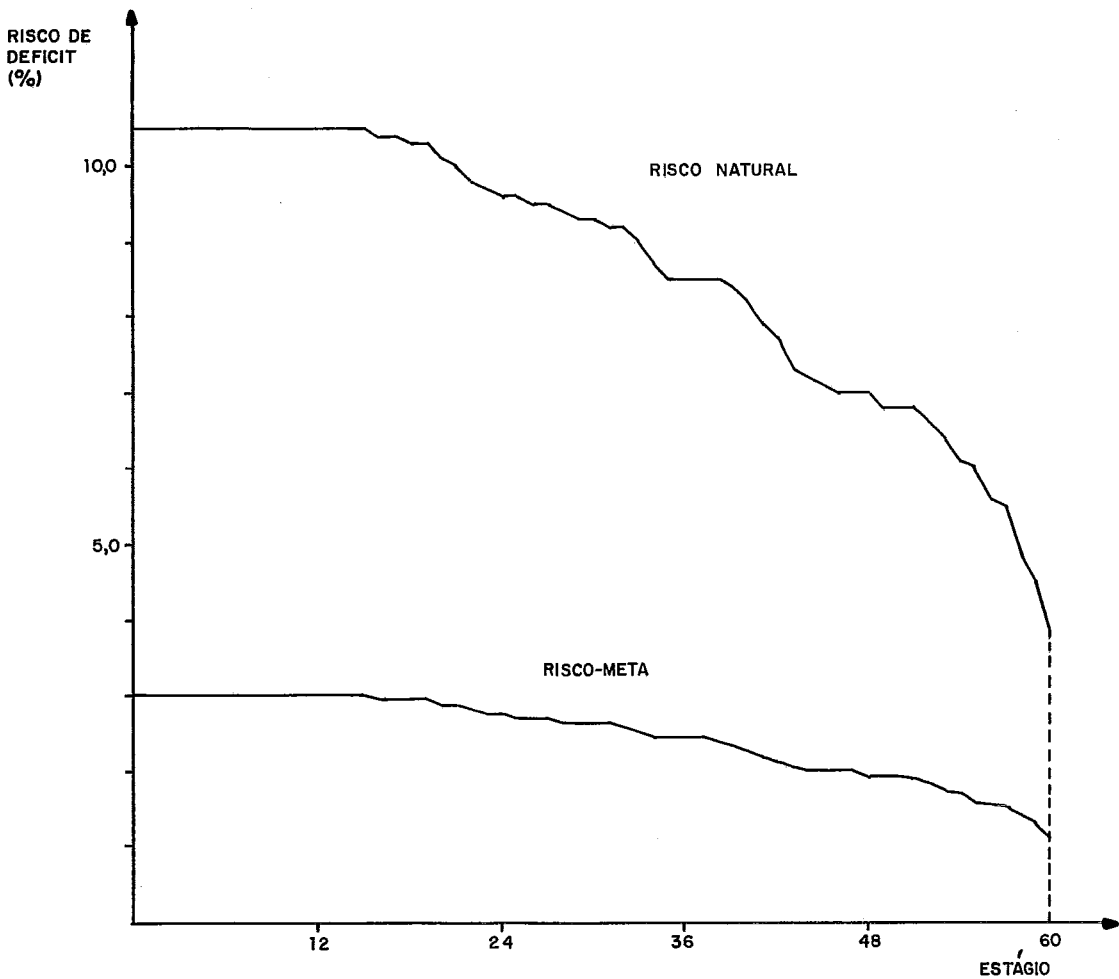


FIGURA IV. 5 - RISCOS NATURAIS E RISCOS - META POR ESTÁGIO OBTIDOS POR SIMULAÇÃO A PARTIR DO ESTADO (81,4) - REGIÃO SUL

O primeiro passo nos testes do modelo de simulação conjunta foi considerar uma capacidade de intercâmbio nula entre os subsistemas Sudeste e Sul e simulá-los a partir dos estados iniciais, com um conjunto de 1000 séries sintéticas de energias afluentes.

Os principais resultados dessa simulação são apresentados na tabela (IV.1). Convém lembrar que, com capacidade de intercâmbio igual a zero, os resultados da simulação independem do critério de trocas adotado.

PARÂMETRO	PERÍODO	SUDESTE	SUL
% DE SÉRIES COM DÉFICIT NAS SÉRIES UTILIZADAS	82	2,9	-
	83	1,5	-
	84	0,6	-
	85	0,1	0,1
	86	-	0,3
	82-86	4,1	0,4
DÉFICIT MÉDIO NAS SÉRIES EM QUE HOUVE DÉFICIT (MW MED)	82	324	-
	83	1136	-
	84	480	-
	85	1454	54
	86	-	365
	82-86	150	58
GERAÇÃO TÉRMICA (MW MED)	82	645	281
	83	494	300
	84	228	416
	85	261	486
	86	271	493
	82-86	380	395
CUSTO DA GERAÇÃO TÉRMICA (CR\$X10 ⁶)	82	2864	281
	83	1197	643
	84	458	663
	85	282	675
	86	185	626
	82-86	997	659
	82-86 (T)	1656	

TABELA IV.1 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO COM SUBSISTEMAS ISOLADOS E 1000 SÉRIES SINTÉTICAS

IV.4.1- Resultados da Simulação a Equirisco

O procedimento iterativo para determinação de estratégias de operação foi testado utilizando o critério de simulação a equirisco. Os seguintes valores foram adotados como limites de intercâmbio entre as regiões:

- a) da região Sudeste para a região Sul: 300 MW med mensais no período de janeiro/82 a dezembro/86;
- b) da região Sul para a região Sudeste: 200 MW med no período de janeiro/82 a junho/82; 700 MW med de julho/82 a dezembro/84 e 600 MW med de janeiro/85 a dezembro/86.

Para reduzir a carga computacional, a convergência do processo iterativo foi inicialmente buscada utilizando-se um conjunto de 100 séries sintéticas de energias afluentes para cada subsistema na fase de simulação. Os valores de intercâmbios mensais obtidos nas cinco iterações necessárias para alcançar a convergência são apresentados na figura (IV.6).

A partir das estratégias de operação obtidas na quinta iteração, prosseguiu-se no procedimento iterativo utilizando os mesmos conjuntos de 1000 séries sintéticas de energias afluentes usados na simulação dos subsistemas isolados, sendo necessárias duas iterações para efetuar o ajuste fino da convergência. Os valores mensais de intercâmbios nessas iterações são mostrados na figura (IV.7).

A tabela (IV.2), a seguir, representa os principais resultados da simulação final com o critério de trocas a equirisco.

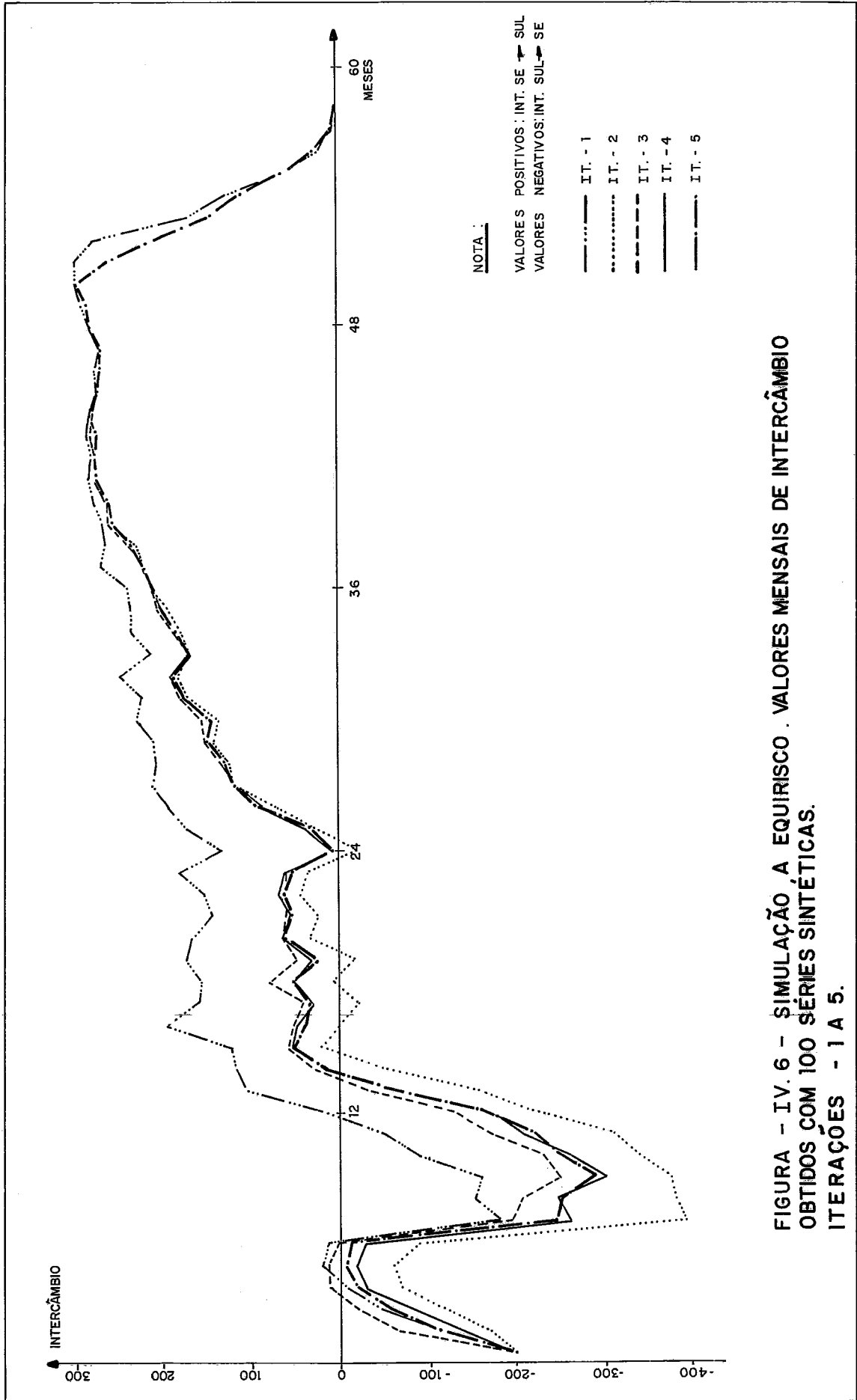


FIGURA - IV. 6 - SIMULAÇÃO A EQUIRISCO . VALORES MENSAIS DE INTERCÂMBIO
OBTIDOS COM 100 SÉRIES SINTÉTICAS.
ITERAÇÕES - 1 A 5.

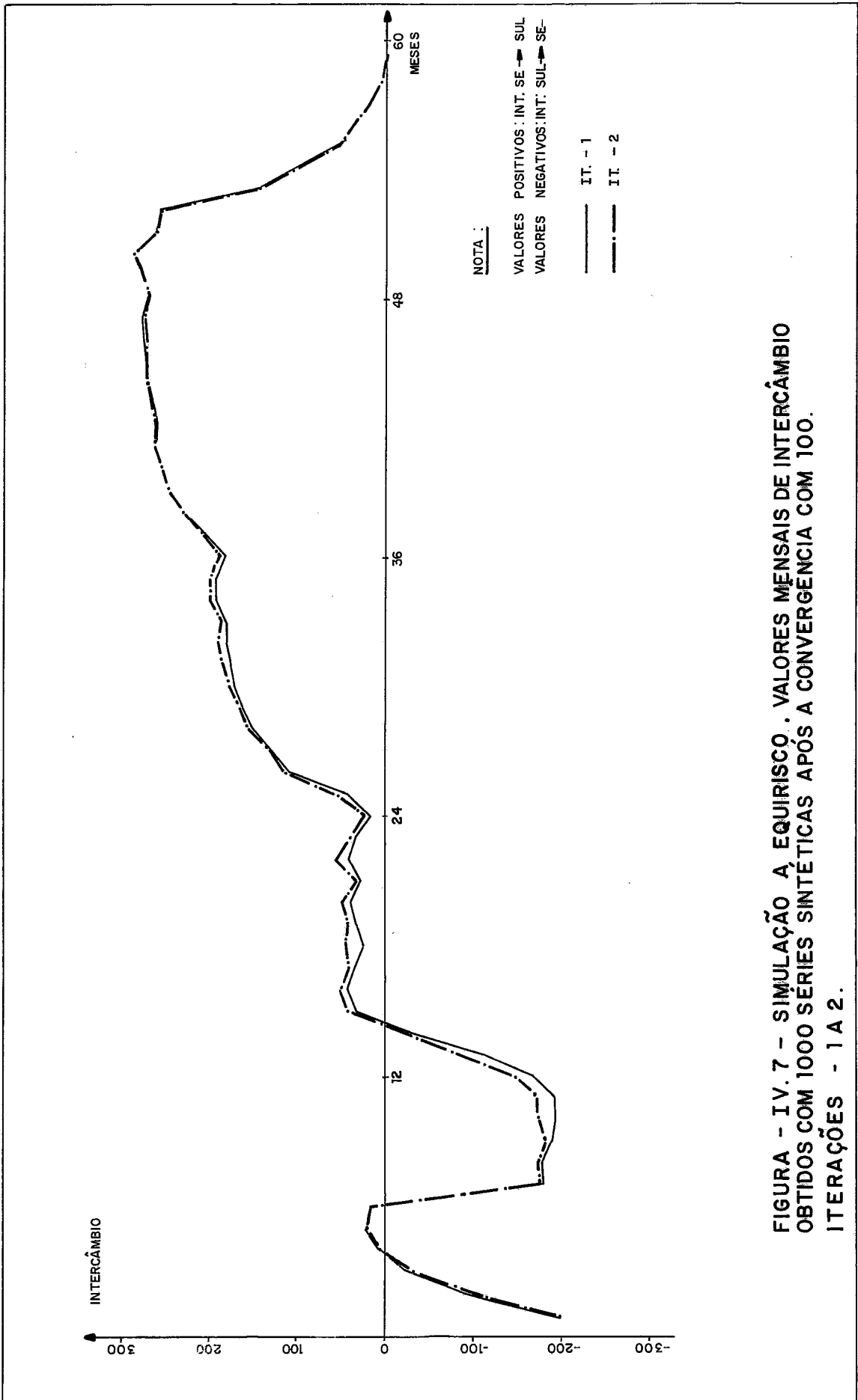


FIGURA - IV. 7 - SIMULAÇÃO A EQUIRISCO . VALORES MÊNSAIS DE INTERCÂMBIO
OBTIDOS COM 1000 SÉRIES SINTÉTICAS APÓS A CONVERGÊNCIA COM 100.
ITERAÇÕES - 1 A 2.

PARÂMETRO	PERÍODO	SUDESTE	SUL
% DE SÉRIES COM DÉFICITS NAS SÉRIES UTILIZADAS	82	1,0	-
	83	0,7	-
	84	-	-
	85	0,1	-
	86	-	0,1
	82-86	1,60	0,1
DÉFICIT MÉDIO NAS SÉRIES EM QUE HOUVE DÉFICIT (MW MED)	82	281	-
	83	1037	-
	84	-	-
	85	677	-
	86	-	80
	82-86	134	16
GERAÇÃO TÉRMICA (MW MED)	82	618	289
	83	449	294
	84	204	396
	85	250	429
	86	268	446
	82-86	358	371
CUSTO DA GERAÇÃO TÉRMICA (CR\$X10 ⁶)	82	2719	709
	83	998	628
	84	361	633
	85	242	597
	86	177	558
	82-86	899	625
	82-86 (T)	1524	

TABELA IV.2 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DOS SUBSISTEMAS A EQUÍRISCO, APÓS A CONVERSÃO, COM 1000 SÉRIES SINTÉTICAS

IV.4.2- Resultados da Simulação a Equicusto/Equirisco

O próximo passo foi repetir o procedimento iterativo, para determinação de estratégias de operação utilizando agora o critério de simulação a equicusto/equirisco.

Foram utilizados os mesmos estados iniciais e valores mensais de limite de intercâmbio entre os subsistemas do caso anteriormente analisado.

Na execução do procedimento iterativo as simulações foram realizadas inicialmente com um conjunto de 100 séries sintéticas em cada subsistema, sendo necessárias sete iterações para alcançar a convergência.

Em seguida, passou-se a utilizar conjuntos de 1000 séries sintéticas em cada subsistema, continuando as iterações até uma nova convergência, obtida em duas iterações.

As figuras (IV.8) e (IV.9) mostram a evolução dos intercâmbios mensais entre os subsistemas nas iterações com 100 séries sintéticas. A figura (IV.10) apresenta os mesmos resultados para as iterações utilizando conjuntos de 1000 séries em cada subsistema.

A tabela (IV.3), a seguir, apresenta os principais resultados da simulação final com o critério de trocas a equicusto/equirisco.

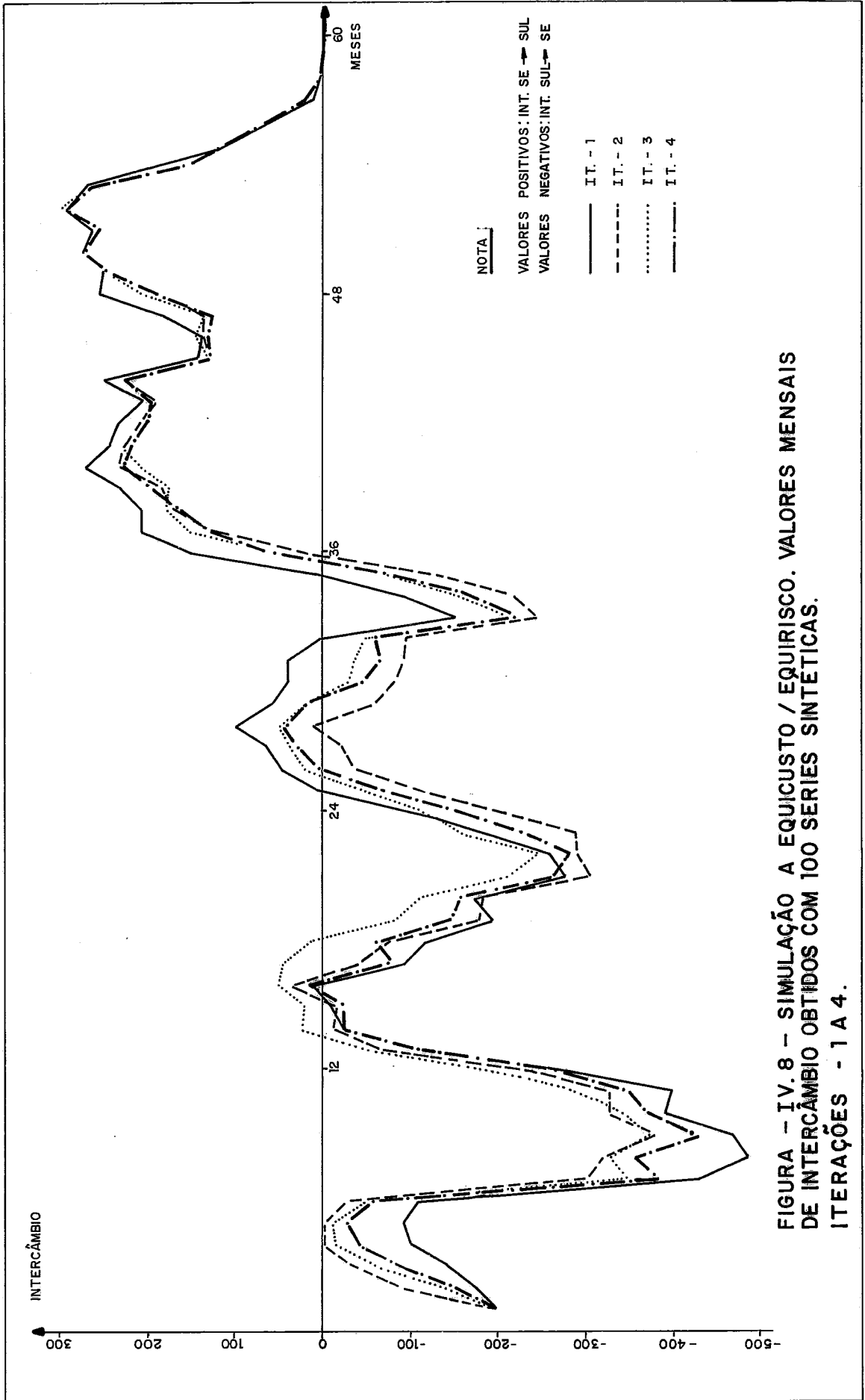
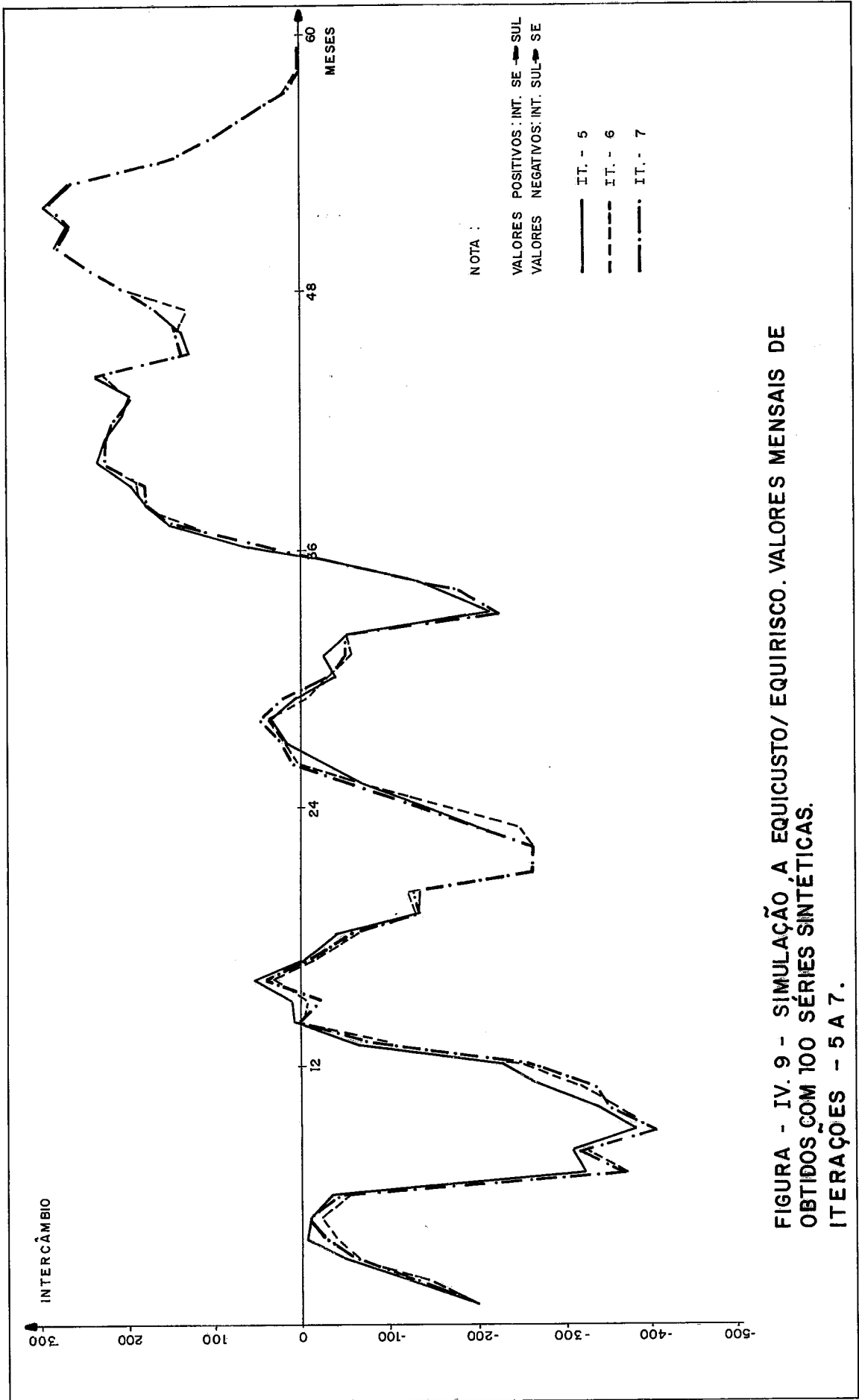


FIGURA - IV.8 - SIMULAÇÃO A EQUICUSTO / EQUIRISCO. VALORES MENSUAIS DE INTERCÂMBIO OBTIDOS COM 100 SERIES SINTÉTICAS. ITERAÇÕES - 1 A 4.



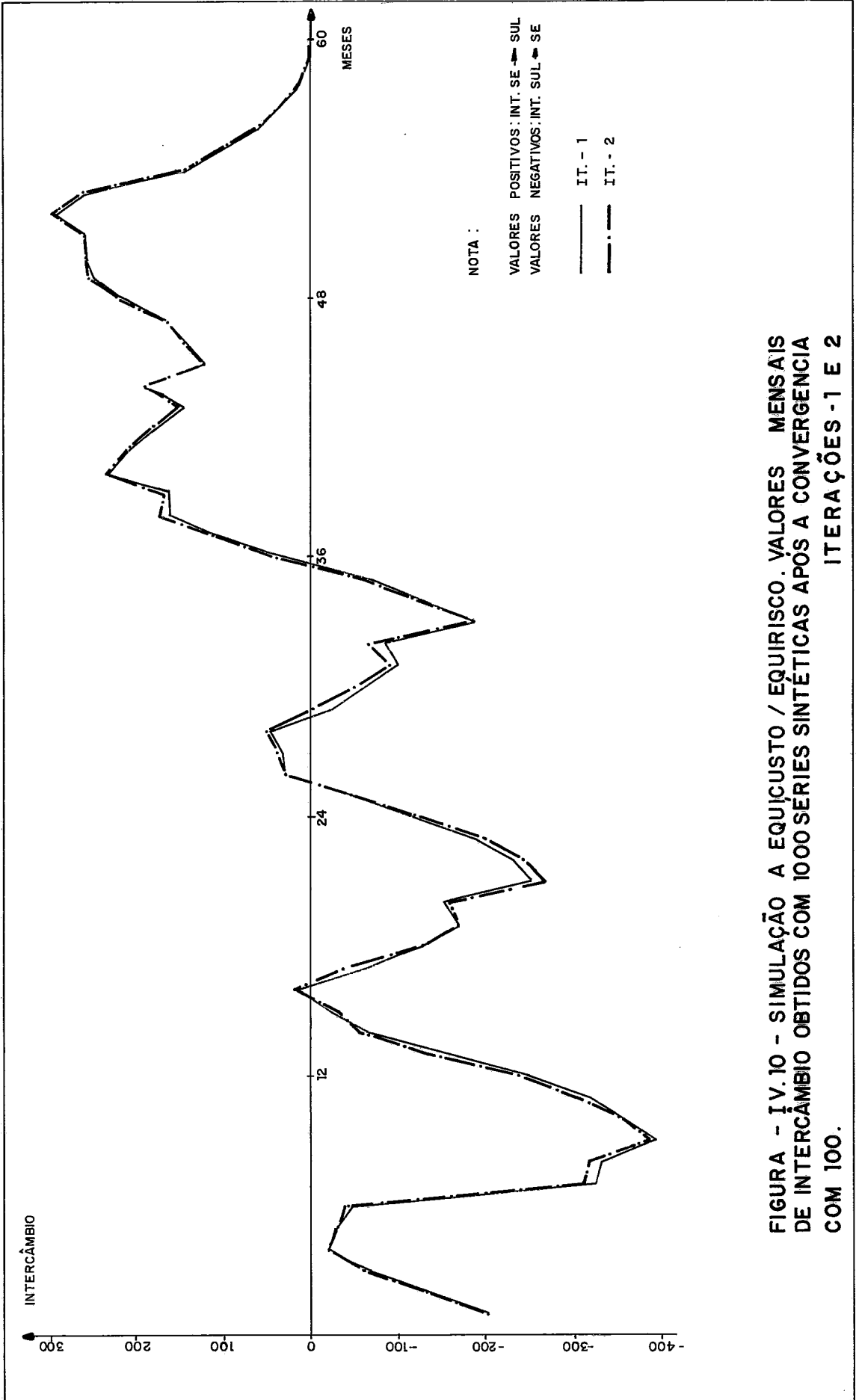


FIGURA - I.V.10 - SIMULAÇÃO A EQUICUSTO / EQUIRISCO. VALORES MENSIAIS DE INTERCÂMBIO OBTIDOS COM 1000 SERIES SINTÉTICAS APÓS A CONVERGÊNCIA COM 100. ITERAÇÕES -1 E 2

PARÂMETRO	PERÍODO	SUDESTE	SUL
% DE SÉRIES COM DÉFICITS NAS SÉRIES UTILIZADAS	82	1,0	-
	83	0,8	-
	84	-	-
	85	0,1	-
	86	-	0,1
	82-86	1,7	0,1
DÉFICIT MÉDIO NAS SÉRIES EM QUE HOUVE DÉFICIT (MW MED)	82	298	-
	83	960	-
	84	-	-
	85	695	-
	86	-	43
	82-86	134	9
GERAÇÃO TÉRMICA (MW MED)	82	578	312
	83	426	303
	84	194	402
	85	244	431
	86	266	441
	82-86	342	378
CUSTO DA GERAÇÃO TÉRMICA (CR\$X10 ⁶)	82	2508	760
	83	907	646
	84	326	641
	85	222	599
	86	172	550
	82-86	827	639
	82-86 (T)	1466	

TABELA IV.3 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DOS SUBSISTEMAS A EQUICUSTO/EQUIRISCO, APÓS A CONVERGÊNCIA, COM 1000 SÉRIES SINTÉTICAS

IV.4.3- Comparação dos Resultados Obtidos com os Dois Critérios de Simulação

Comparando os resultados obtidos na utilização do procedimento iterativo com os dois critérios de simulação pode-se notar que houve uma grande redução nos valores de risco de déficit no período em relação à operação dos subsistemas isolados, aliada a uma redução nos custos da geração térmica no quinquênio. Para o caso com o critério de equirisco a redução alcançada no custo da geração térmica foi de 7,97%; com o critério equicusto/equirisco seu valor foi de 11,47%. A tabela (IV.4) apresenta os principais resultados obtidos para o período 82-86 nas duas simulações.

PARÂMETRO	SIST.	ISOLADOS	EQUIRISCO	EQCUSTO/EQRISCO
% DE SÉRIES COM DÉFICITS	SE	4,1	1,6	1,7
	SUL	0,4	0,1	0,1
DÉFICITS MÉDIOS VERIFICADOS (MW MED)	SE	150	134	134
	SUL	58	16	9
GERAÇÃO TÉRMICA (MW MED)	SE	380	358	342
	SUL	395	371	378
	TOTAL	775	729	720
CUSTO DA G. TÉRMICA (CR\$X10 ⁶)	SE	997	899	827
	SUL	659	625	639
	TOTAL	1656	1524	1466

TABELA IV.4 - COMPARAÇÃO ENTRE A SIMULAÇÃO DOS SUBSISTEMAS ISOLADOS, A EQUIRISCO E A EQUICUSTO/EQUIRISCO, VALORES MÉDIOS DO PERÍODO 82/86

Pode ser notado que a utilização do critério de simulação a equicusto/equirisco proporcionou uma pequena redução na geração térmica total dos subsistemas no período, em relação ao critério de equirisco. Houve uma maior utilização da geração térmica da região Sul, aliada a uma redução nos requisitos de geração térmica do Sudeste. Isto se deve ao menor custo médio de operação das unidades térmicas da região Sul, que só é levado em conta no critério equicusto/equirisco.

Deve ser observado que mesmo utilizando nas simulações conjuntos de 1000 séries sintéticas de energias afluentes, do ponto de vista da análise estatística, existe ainda uma grande incerteza em relação aos verdadeiros valores de risco de déficits.

Por exemplo, ao se considerar o valor obtido para a região Sudeste na simulação a equirisco, 1,6%, como hipótese nula e assumir que os estimadores do risco tenham distribuição normal de probabilidades, os limites do intervalo de confiança de 95% seriam 0,98% e 2,38%. Os riscos de déficits calculados para a região Sul também estão sujeitos, com mais rigor ainda, a uma análise semelhante.

Da mesma forma, aos valores de déficit médio das séries em que houve déficits também está associado um elevado grau de incerteza.

Entretanto, como os conjuntos de 1000 séries utilizados nos três casos mostrados na tabela (IV.4) são os mesmos, os resultados obtidos permitem que seja feita uma análise qualitativa dos critérios.

IV.4.4- Resultados Obtidos com Duplicação da Capacidade de Intercâmbio

Devido à pouca capacidade de intercâmbio entre os sub sistemas analisados, e para permitir uma análise de sensibilidade da variação dos custos de geração térmica e riscos de déficits com o aumento da capacidade de intercâmbio entre os sub sistemas, foram efetuados dois estudos adicionais considerando duplicada a capacidade de intercâmbio e determinando as estratégias de operação para os dois critérios de simulação propostos.

Os novos valores de limite de intercâmbio entre os sub sistemas passaram a ser:

- a) da região Sudeste para a região Sul: 600 MW med mensais no período de janeiro/82 a dezembro/86;
- b) da região Sul para a região Sudeste: 400 MW med de janeiro/82 a junho/82; 1400 MW med de julho/82 a dezembro/84 e 1200 MW med de janeiro/85 a dezembro/86.

Em ambos os casos foram utilizados os estados iniciais (31,7) para o Sudeste e (81,4) para o Sul. O procedimento iterativo foi empregado usando inicialmente na fase de simulação conjuntos de 100 séries sintéticas de energias afluentes. Alcançada a convergência, foram efetuadas iterações complementares empregando conjuntos de 1000 séries sintéticas na fase de simulação, para que a interligação entre os subsistemas fosse melhor representada nas estratégias de operação.

No caso utilizando simulação a equirisco, a convergência inicial foi obtida em onze iterações, sendo necessárias seis iterações adicionais para o refinamento da convergência. Os principais resultados da simulação final, com 1000 séries sintéticas, segundo as estratégias de operação convergidas, são apresentados na tabela (IV.5).

No estudo análogo utilizando o critério equicusto/equirisco para definir os intercâmbios entre os subsistemas foram

feitas treze iterações iniciais e duas iterações adicionais para o ajuste fino. A tabela (IV.6) apresenta os principais resultados da simulação final.

PARÂMETRO	PERÍODO	SUDESTE	SUL
% DE SÉRIES COM DÉFICITS NAS SÉRIES UTILIZADAS	82	0,5	-
	83	0,6	-
	84	-	-
	85	0,1	0,1
	86	-	-
	82-86	1,1	0,1
DÉFICIT MÉDIO NAS SÉRIES EM QUE HOUVE DÉFICIT (MW MED)	82	266	-
	83	424	-
	84	-	-
	85	325	24
	86	-	-
	82-86	76	5
GERAÇÃO TÉRMICA (MW MED)	82	581	304
	83	414	297
	84	185	398
	85	238	423
	86	267	426
	82-86	337	370
CUSTO DA GERAÇÃO TÉRMICA (CR\$X10 ⁶)	82	2524	740
	83	857	635
	84	292	636
	85	201	590
	86	173	532
	82-86	809	626
	82-86 (T)	1435	

TABELA IV.5 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DOS SUBSISTEMAS A EQUILÍBRIO, COM 1000 SÉRIES SINTÉTICAS E CAPACIDADE DE INTERCÂMBIO DUPLICADA

PARÂMETRO	PERÍODO	SUDESTE	SUL
% DE SÉRIES COM DÉFICITS NAS SÉRIES UTILIZADAS	82	0,5	-
	83	0,7	-
	84	-	-
	85	0,1	-
	86	-	-
	82-86	1,2	-
DÉFICIT MÉDIO NAS SÉRIES EM QUE HOUVE DÉFICIT (MW MED)	82	325	-
	83	411	-
	84	-	-
	85	504	-
	86	-	-
	82-86	83	-
GERAÇÃO TÉRMICA (MW MED)	82	543	331
	83	392	303
	84	178	403
	85	235	423
	86	265	423
	82-86	322	376
CUSTO DA GERAÇÃO TÉRMICA (CR\$X10 ⁶)	82	2321	806
	83	764	647
	84	265	643
	85	194	588
	86	168	528
	82-86	742	642
	82-86 (T)	1384	

TABELA IV.6 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO FINAL DOS SUBSISTEMAS A EQUICUSTO/EQUIRISCO, COM 1000 SÉRIES SINTÉTICAS E CAPACIDADE DE INTERCÂMBIO DUPLICADA

Comparando os resultados obtidos nos dois casos pode-se notar que novamente a simulação com o critério equicusto/equirisco proporcionou uma redução no custo total da geração térmica no período em relação aos sistemas isolados, 16,43%, maior que a economia resultante da operação a equirisco, 13,35%. Os riscos de déficits dos subsistemas no período, obtidos da simulação, foram praticamente os mesmos para os dois critérios.

A tabela (IV.7) apresenta os principais resultados para o período 82-86 dos dois casos analisados.

PARÂMETRO	SIST.	ISOLADOS	EQUIRISCO	EQCUSTO/EQRISCO
% DE SÉRIES COM DÉFICITS	SE	4,1	1,1	1,2
	SUL	0,4	0,1	-
DÉFICITS MÉDIOS VERIFICADOS (MW MED)	SE	150	76	83
	SUL	58	5	-
GERAÇÃO TÉRMICA (MW MED)	SE	380	337	322
	SUL	395	370	376
	TOTAL	775	707	698
CUSTO DA G. TÉRMICA (CR\$X10 ⁶)	SE	997	809	742
	SUL	659	629	642
	TOTAL	1656	1435	1384

TABELA IV.7 - COMPARAÇÃO ENTRE A SIMULAÇÃO DOS SUBSISTEMAS ISOLADOS, A EQUIRISCO E A EQUICUSTO/EQUIRISCO, COM CAPACIDADE DE INTERCÂMBIO DUPLICADA. VALORES MÉDIOS DO PERÍODO 82/86

CAPÍTULO V

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

De acordo com as premissas adotadas e os resultados obtidos, as seguintes conclusões podem ser estabelecidas.

A substituição da representação indireta do nível de garantia de suprimento através de uma função de custo de déficits pelo seu estabelecimento direto com a adoção de uma restrição de risco de ocorrência de déficits, em que é explicitamente definido um valor de probabilidade de ocorrência de déficits a ser mantido como objetivo do planejamento da operação, mostrou-se viável. Essa substituição torna desnecessário o procedimento de calibração dos parâmetros da função de custo de déficits atualmente empregado.

A restrição de risco de ocorrência de déficits ao longo do período de planejamento é formada pela composição de restrições aninhadas para cada estágio, que contemplam a probabilidade de ocorrência de déficits daquele ponto ao fim do período. Tal fato permite formular o problema de minimização do custo total de operação sujeito a uma restrição de risco de déficits como um processo de decisões sequenciais e resolvê-lo através de um algoritmo recursivo de programação dinâmica.

O problema de minimização do custo total de operação sujeito a uma restrição de risco pode ser formulado como a determinação para cada mês k , da decisão térmica u_k^* que, tomada a partir do estado (x_k, a_{k-1}) resulta num risco de ocorrência de déficits daquele ponto ao fim do período, $R_k(x_k, a_{k-1})$, menor que o risco-meta estabelecido, e minimiza o valor esperado atualizado do custo total de geração das usinas térmicas, $f_k(x_k, a_{k-1})$, calculados por:

$$f_k(x_k, a_{k-1}) = \min_t [c(u_{kt}) + E_{A_k/a_{k-1}} \left\{ \frac{1}{1+\alpha} f_{k+1} [x_{k+1}(x_k, a_k, u_{kt}), a_k] \right\}]$$

sujeito a:

$$R_k(x_k, a_{k-1}(j)) = \sum_{m \in AD_k} p_k(j, m) +$$

$$+ \sum_{i \in AS_k} R_{k+1}(x_{k+1}(x_k, a_k(i), u_{kt}), a_k(i)) \cdot p_k(j, i) \leq RM_k$$

(V.I)

onde:

- x_k - energia armazenada no reservatório equivalente no início do estágio k .
- a_k - energia total afluenta ao sistema equivalente no estágio k
- u_{kt} - geração de energia de uma usina ou grupo de usinas térmicas correspondentes à t -ésima decisão térmica no estágio k
- $c(u_{kt})$ - custo de operação associado à t -ésima decisão térmica no estágio k
- $x_{k+1}(x_k, a_k, u_{kt})$ - função de balanço direto
- $E(.)$ - operador esperança matemática
- $1/(1+\alpha)$ - fator de desconto
- AD_k - conjunto das afluências do mês k , que para o estado (x_k, a_{k-1}) e a decisão térmica u_{kt} levam o sistema a déficit no final do estágio
- AS_k - conjunto das afluências do mês k , que para o estado (x_k, a_{k-1}) e a decisão térmica u_{kt} não levam o sistema a déficit no final do estágio
- $p_k(j, i)$ - probabilidade de ocorrência de uma afluen-
cia $a_k(i)$ no estágio k , dada uma afluen-
cia $a_{k-1}(j)$ no estágio anterior.
- RM_k - risco-meta associado ao estágio k .

As superfícies de risco futuro da estratégia de operação obtida utilizando uma restrição de risco de déficits com valores de risco-meta definidos para cada estado, em cada estágio, caracterizam-se pela identificação de uma região de violação da restrição, com valores de risco futuro superiores aos riscos-meta, e uma região em que os valores de risco futuro são aproximadamente iguais aos riscos-meta.

Ao se utilizar uma restrição de risco de déficits com valores de risco-meta fixos por estágio na determinação da estratégia de operação, as superfícies de risco futuro resultantes apresentam três regiões distintas. Além da região de violação da restrição e de uma pequena faixa de igualdade entre os riscos futuros e o risco meta, surge uma região de atendimento com folga à restrição, em que a relação risco futuro/risco-meta decresce sensivelmente abaixo de 1 para estados de armazenante mais elevados, ao mesmo tempo em que varia no mesmo sentido para valores mais altos de energia afluente no mês anterior. Como a folga do sistema em relação à sua restrição de risco é usada na simulação conjunta de subsistemas para definir o potencial do sistema como fornecedor de energia, valores de risco-meta fixos por estágio foram adotados para compor a restrição de risco na determinação de estratégias de operação de subsistemas interligados.

A utilização do método de decomposição para determinação de estratégias de operação de subsistemas interligados envolvendo a utilização do modelo de cálculo de estratégias por programação dinâmica estocástica com restrição de risco, para cada subsistema, e o modelo de simulação de subsistemas com critérios de risco, em um procedimento iterativo, apresentou resultados satisfatórios, alcançando a convergência em um número razoável de iterações.

O método de decomposição utiliza simulações a partir de estados iniciais previstos para a definição das estratégias de operação. Em sua utilização na vida prática, as estratégias de operação devem ser recalculadas a cada mês para que seja mantida sua validade ao se considerar estados iniciais previs

tos atualizados.

Dois critérios para definição dos intercâmbios entre os subsistemas foram testados no modelo de simulação. No critério de simulação a equirisco, o objetivo é manter os subsistemas igualmente posicionados em relação a seus respectivos riscos-meta. No critério de trocas a equicusto/equirisco, os intercâmbios são determinados em função da posição relativa entre os estados dos subsistemas no início de cada mês e seus respectivos riscos-meta. Se os dois sistemas estão na região de atendimento à restrição, a troca de energia é decidida em função dos custos incrementais de operação, até que um dos sistemas atinja um estado com risco futuro igual ao risco-meta. Se um dos sistemas está na região de atendimento à restrição enquanto o outro se encontra na região de violação, o sistema fornecedor será aquele com folga em relação à restrição de risco. Se ambos os sistemas estão violando suas respectivas restrições de risco de déficits, o intercâmbio entre eles é decidido pelo critério de equirisco.

O emprego de séries sintéticas de energias afluentes na simulação representa um avanço em relação às metodologias existentes, que utilizam as séries do histórico de afluências.

Com base em estudos recentes que indicam a inexistência de evidências que permitam considerar uma relação de complementariedade entre os regimes hidrológicos das regiões Sudeste e Sul, foi considerada a independência entre as afluências dos dois subsistemas na geração das séries sintéticas no modelo de simulação. Para a aplicação do método proposto a outros conjuntos de subsistemas, esta hipótese deverá ser reexaminada.

Os valores de risco de déficits no quinquênio obtidos com a simulação dos subsistemas Sudeste e Sul isolados foram respectivamente 4,1% e 0,4%. A simulação final do procedimento iterativo utilizando o critério de trocas a equirisco reduziu esses valores a 1,6% para o subsistema Sudeste e 0,1% para o Sul. No estudo análogo utilizando o critério de trocas equicusto/equirisco os valores de risco obtidos foram 1,7% para o Su

deste e 0,1% para o Sul.

Considerando a duplicação da capacidade de intercâmbio entre os subsistemas, os valores de risco de déficits obtidos na simulação posterior à convergência do procedimento iterativo foram de 1,1% para o Sudeste e 0,1% para o Sul, com o critério de simulação a equirisco, e 1,2% e 0 com o critério de simulação a equicusto/equirisco, para as regiões Sudeste e Sul, respectivamente.

A simulação dos subsistemas Sudeste e Sul segundo as estratégias de operação obtidas utilizando o procedimento iterativo com o critério de trocas a equirisco na fase de simulação, proporcionou uma redução da ordem de 8% no custo de operação das usinas térmicas num período total de cinco anos, em relação ao custo obtido simulando os sistemas isoladamente. Duplizando a capacidade de intercâmbio entre os subsistemas, a redução conseguida no custo de operação das térmicas no quinquênio chegou a 13,4%.

Análise idêntica utilizando o critério de simulação dos subsistemas a equicusto/equirisco levou a uma redução no custo de operação das térmicas no quinquênio de 11,5%, com relação aos custos obtidos com a operação isolada dos subsistemas. Com a capacidade de intercâmbio duplicada, a economia alcançada chegou a 16,4%.

Os resultados obtidos indicam que no caso dos subsistemas das regiões Sudeste e Sul do Brasil, a utilização do modelo de simulação de subsistemas com definição do intercâmbio pelo critério equicusto/equirisco no procedimento iterativo para determinação das estratégias de operação, conduz a uma maior economia no custo total da geração térmica, mantendo os níveis de risco de déficits no quinquênio praticamente iguais aos obtidos utilizando o modelo de simulação com trocas a equirisco.

Com base nas conclusões expostas, as seguintes recomendações podem ser estabelecidas para futuros trabalhos nessa linha de investigação.

Os procedimentos propostos para determinação dos valores de riscos-meta que compõem a restrição de risco de déficit representam apenas alternativas viáveis. Outros critérios para obtenção da restrição de risco devem ser examinados.

O método de decomposição utiliza informações resultantes da simulação conjunta dos subsistemas para representar no cálculo das estratégias de operação os efeitos da interligação entre os mesmos. No trabalho apresentado adotou-se a correção dos valores mensais de mercado de cada subsistema para cálculo das estratégias pelo valor de intercâmbio médio mensal entre os subsistemas, resultante da simulação, deslocando para o sistema fornecedor a parcela da carga do sistema receptor que é atendida pelo intercâmbio. Esta simplificação da informação é adotada nas metodologias existentes, apresentadas no capítulo III. Outros procedimentos devem ser investigados de modo a se levar em conta no cálculo das estratégias um maior número de informações provenientes da simulação conjunta.

A situação ideal seria que se pudesse obter, a cada estágio da simulação, para cada estado de cada subsistema, a distribuição da probabilidade do intercâmbio com o subsistema vizinho. O número de séries necessário na simulação para se obter informações suficientes certamente iria inviabilizar o processo.

Algumas simplificações poderiam permitir que se chegasse a uma solução intermediária. Em primeiro lugar, só se consideraria a variável de estado energia armazenada no subsistema. Como a capacidade de intercâmbio é pequena frente às demais grandezas envolvidas, o intercâmbio entre os sistemas, quando ocorre, tende a ser igual ao seu valor máximo. Definindo três situações, intercâmbio máximo em um sentido, nulo e máximo no outro sentido, seria calculada para cada estado em cada subsistema a porcentagem de séries em cada situação.

Uma simplificação ainda menos elaborada poderia ser utilizar para cada estado o valor do intercâmbio médio das séries que o atingiram na simulação. Como certamente nem todos

os estados são visitados ao longo da simulação, seria necessário o emprego de alguma técnica, como regressão, para completar a informação resultante da simulação.

Na determinação das estratégias de operação dos sistemas da regiões Sudeste e Sul, apresentada no capítulo IV, o mesmo valor de risco de déficits no quinquênio, 3%, foi adotado como objetivo do planejamento da operação para os dois subsistemas. A nível de investigação futura, deveria ser feita uma análise de sensibilidade no valor de risco de déficit a ser adotado, bem como das implicações em se adotar um mesmo valor de risco como objetivo para os dois subsistemas.

APÊNDICE I

DADOS UTILIZADOS DA REGIÃO SUDESTE

1. CONFIGURAÇÃO BÁSICA EM DEZEMBRO DE 1981
2. ALTERAÇÕES DE CONFIGURAÇÃO
3. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DA CONFIGURAÇÃO
4. EVOLUÇÃO DA ENERGIA ARMAZENADA MÁXIMA
5. CARACTERÍSTICAS DAS USINAS TÉRMICAS
6. DADOS MENSIS DE MERCADO DE ENERGIA

1. CONFIGURAÇÃO BÁSICA EM DEZEMBRO DE 1981

USINA	POTÊNCIA	ALTURA (M)		VOLUME (HM3)	
	EFETIVA (MW)	MÍNIMA	MÁXIMA	MÍNIMO	MÁXIMO
CAMARGOS	48	12,7	26,7	120	792
ITUTINGA	54	18,0	18,0	-	-
FURNAS	1312	77,1	95,1	5733	22950
M. DE MORAES	478	30,0	43,0	1540	4040
ESTREITO	1104	64,7	64,7	-	-
JAGUARA	432	46,9	46,9	-	-
VOLTA GRANDE	380	27,8	27,8	-	-
PT. COLOMBIA	328	23,8	23,8	-	-
CACONDE	80	75,0	105,0	51	555
EUCLIDES DA CUNHA	109	91,5	91,5	-	-
A.S. OLIVEIRA	32	25,5	25,5	-	-
MARIMBONDO	1488	43,2	63,5	890	6150
A. VERMELHA	1380	45,3	55,3	5856	11025
ITUMBIARA	2280	59,4	84,4	4573	17027
C. DOURADA	439	29,5	29,5	-	-
SÃO SIMÃO	1680	62,4	73,9	7000	12580
I. SOLTEIRA	3230	32,8	46,8	8232	21060
B. BONITA	141	11,5	23,5	569	3135
A.S. LIMA	143	22,5	22,5	-	-
IBITINGA	131	19,3	19,3	-	-
PROMISSÃO	264	20,9	25,3	5168	7296
JUPIÁ	1411	23,0	23,0	-	-
A.A. LAYDNER	98	27,5	35,8	3843	7008
XAVANTES	414	66,6	75,3	5754	8795
L.N. GARCEZ	70	18,1	18,1	-	-
CAPIVARA	640	35,8	48,8	4817	10541
BILLINGS	-	1,0	19,5	-	1207
H. BORDEN	880	723,1	723,1	-	-
JAGUARI	28	45,3	65,1	443	1233
PARAIBUNA	85	68,2	87,6	2096	4732
STA. BRANCA	-	31,0	47,0	-	434
FUNIL	222	49,7	72,2	120	726
N. PEÇANHA	380	311,0	311,0	-	-
I. DOS POMBOS	164	33,7	33,7	-	-
FONTES	158	322,5	322,5	-	-
LAJES	-	-	-	17	452
P. PASSOS	100	38,1	38,1	-	-
SALTO GRANDE	104	98,3	98,3	-	-
MASCARENHAS	123	20,5	20,5	-	-
TRÊS MARIAS	396	33,5	56,8	4250	19528

2. ALTERAÇÕES DE CONFIGURAÇÃO

DATA	USINA	POTÊNCIA EFETIVA (MW)	ALTURA (M)		VOLUME (HM3)	
			MÍNIMA	MÁXIMA	MÍNIMO	MÁXIMO
JAN/82	TRÊS MARIAS /M	396	33,5	54,4	4250	17303
	ITUMBIARA /M	2280	59,4	81,7	4573	15267
	SÃO SIMÃO /M	1680	62,4	70,6	7000	11206
	FURNAS /M	1312	77,1	94,1	5733	21743
	M. DE MORAES/M	478	30,0	42,0	1540	3686
	MARIMBONDO /M	1488	43,2	61,7	890	5406
	A. VERMELHA /M	1380	45,3	52,2	5856	9751
	I. SOLTEIRA /M	3230	32,8	44,1	8232	17889
	PROMISSÃO /M	264	20,9	24,8	5168	6989
	B. BONITA /M	141	11,5	22,3	569	2779
FEV/82	EMBORCAÇÃO /A	-	94,0	136,4	4621	17089
	ITUMBIARA /M	2280	59,4	82,2	4573	15639
	SÃO SIMÃO /M	1680	62,4	71,1	7000	11497
	FURNAS /M	1312	77,1	94,3	5733	21998
	M. DE MORAES/M	478	30,0	42,4	1540	3761
	MARIMBONDO /M	1488	43,2	62,1	890	5563

OBS.: A = ACRÉSCIMO

M = MODIFICAÇÃO

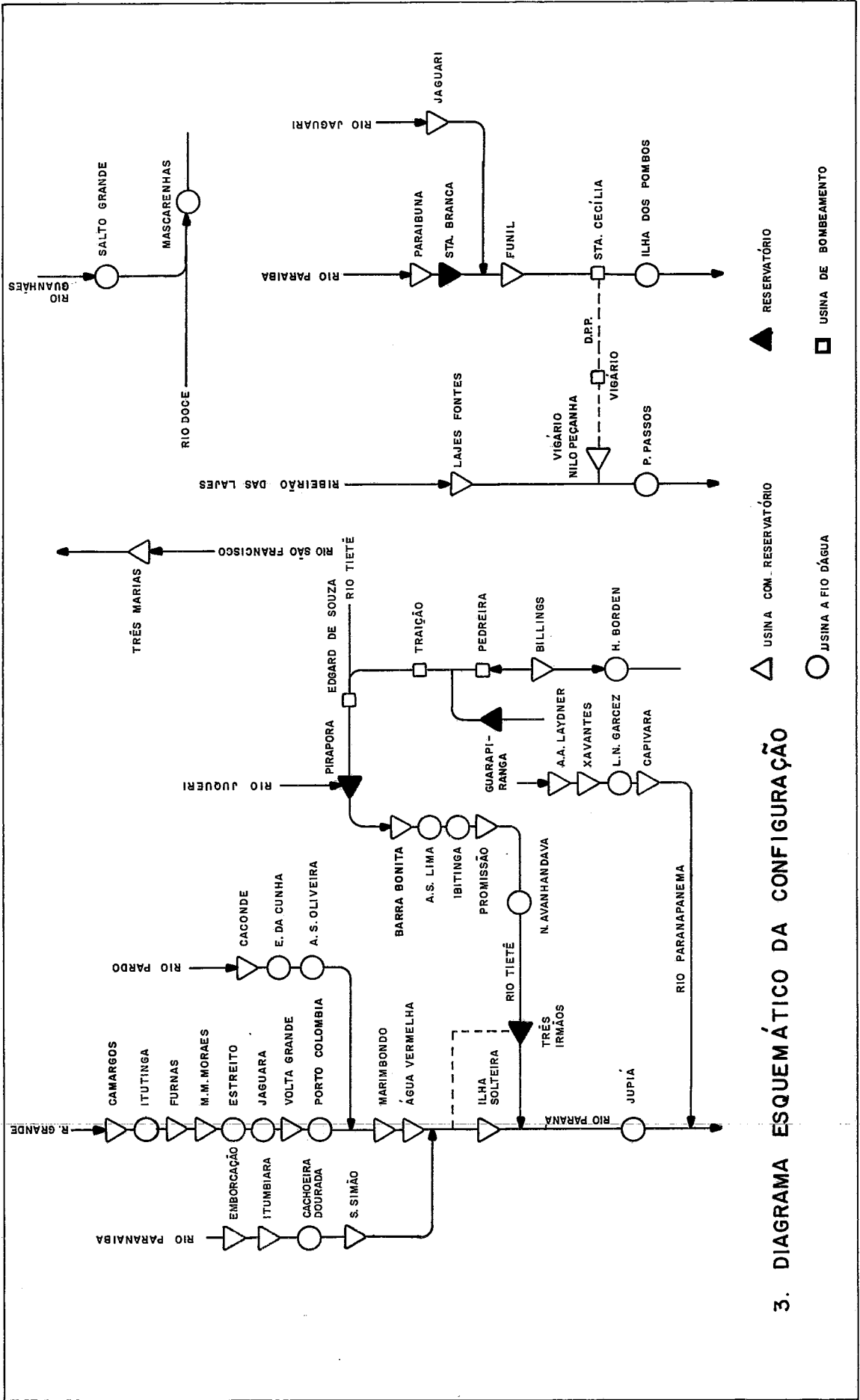
DATA	USINA	POTÊNCIA EFETIVA (MW)	ALTURA (M)		VOLUME (HM3)	
			MÍNIMA	MÁXIMA	MÍNIMO	MÁXIMO
FEV/82	A. VERMELHA /M	1380	45,3	52,6	5856	10021
	I. SOLTEIRA /M	3230	32,8	44,4	8232	18560
	PROMISSÃO /M	264	20,9	25,0	5168	7054
	B. BONITA /M	141	11,5	22,5	569	2854
MAR/82	TRÊS MARIAS /M	396	33,5	55,6	4250	18416
	EMBORCAÇÃO /M	-	94,0	137,1	4621	17409
	ITUMBIARA /M	2280	59,4	83,5	4573	16451
	S. SIMÃO /M	1680	62,4	72,1	7000	12130
	FURNAS /M	1312	77,1	95,1	5733	22955
	M. DE MORAES/M	478	30,0	42,8	1540	3924
	MARIMBONDO /M	1488	43,2	63,0	890	5906
	A. VERMELHA /M	1380	45,3	53,7	5856	10608
	I. SOLTEIRA /M	3230	32,8	44,9	8232	20022
	PROMISSÃO /M	264	20,9	25,2	5168	7195
	B. BONITA /M	141	11,5	23,0	569	3019

OBS.: A = ACRÉSCIMO
M = MODIFICAÇÃO

DATA	USINA	POTÊNCIA EFETIVA (MW)	ALTURA (M)		VOLUME (HM3)	
			MÍNIMA	MÁXIMA	MÍNIMO	MÁXIMO
ABR/82	TRÊS MARIAS /M	396	33,5	56,8	4250	19528
	EMBORCAÇÃO /M	-	94,0	139,0	4621	17636
	ITUMBIARA /M	2280	59,4	84,4	4573	17027
	SÃO SIMÃO /M	1680	62,4	73,9	7000	12580
	FURNAS /M	1312	77,1	95,1	5733	22950
	M. DE MORAES /M	478	30,0	43,0	1540	4040
	MARIMBONDO /M	1488	43,2	63,5	890	6150
	A. VERMELHA /M	1380	45,3	55,3	5856	11025
	I. SOLTEIRA /M	3230	32,8	46,8	8232	21060
	PROMISSÃO /M	264	20,9	25,3	5168	7296
SET/82	B. BONITA /M	141	11,5	23,5	569	3135
	N. AVANHANDAVA/A	100	29,0	29,0	-	-
OUT/82	EMBORCAÇÃO /M	500	94,0	139,0	4621	17636
JAN/83	N. AVANHANDAVA/M	200	29,0	29,0	-	-
MAI/83	N. AVANHANDAVA/M	300	29,0	29,0	-	-
SET/85	TRÊS IRMÃOS /A	-	-	-	10200	13800
	ILHA SOLTEIRA /M	3230	41,8	46,8	15543	21060

OBS.: A = ACRÉSCIMO

M = MODIFICAÇÃO



3. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DA CONFIGURAÇÃO

4. EVOLUÇÃO DA ENERGIA ARMAZENADA MÁXIMA

DATA	ENERGIA ARMAZENADA MÁXIMA (MW MES)
DEZ/1981	66332,4
JAN/1982	59275,7
FEV/1982	69983,3
MAR/1982	74143,8
ABR/1982	76224,9
SET/1982	76666,7
OUT/1982	81512,6
SET/1985	81604,0

5. CARACTERÍSTICAS DAS USINAS TÉRMICAS

USINA	TIPO	POTÊNCIA EFETIVA (MW)	FATOR DE CAPACIDADE (%)		CUSTO DE OPERAÇÃO (CR\$ X 1000)
			MÁXIMO	MÍNIMO	
ANGRA DOS REIS	NUCLEAR	1 X 657	90	45	1000
IGARAPÉ	VAPOR	1 X 125	90	30,4	4612
SANTA CRUZ 3 + 4	VAPOR	2 X 220	91	16	5143
SANTA CRUZ 1 + 2	VAPOR	2 X 84	95	11	5420
PIRATININGA 3 + 4	VAPOR	2 X 135	97	6	5765
PIRATININGA 1 + 2	VAPOR	2 X 100	97	11	6227
SÃO GONÇALO	VAPOR	1 X 11	90	24	7182
		1 X 22		14	
ROBERTO SILVEIRA	VAPOR	2 X 16	80	12,5	7726
CARIOBA	VAPOR	2 X 16	73,3	13,3	7817

OBS.: VALORES DE CUSTO REFERIDOS A DEZ/81.

6. DADOS MENSAIS DE MERCADO DE ENERGIA

MES \ ANO	1982	1983	1984	1985	1986
JAN	10602	11471	12471	13458	14479
FEV	10994	11822	12570	13920	15072
MAR	11271	12159	13174	14213	15283
ABR	10986	11880	12858	13909	14982
MAI	11244	12146	13143	14223	15321
JUN	11313	12222	13246	14329	15416
JUL	11412	12344	13357	14456	15549
AGO	11607	12526	13539	14609	15716
SET	11616	12519	13517	14626	15715
OUT	11784	12674	13696	14825	15926
NOV	11618	12486	13493	14602	15678
DEZ	11461	12341	13327	14420	15485

APÊNDICE II

DADOS UTILIZADOS DA REGIÃO SUL

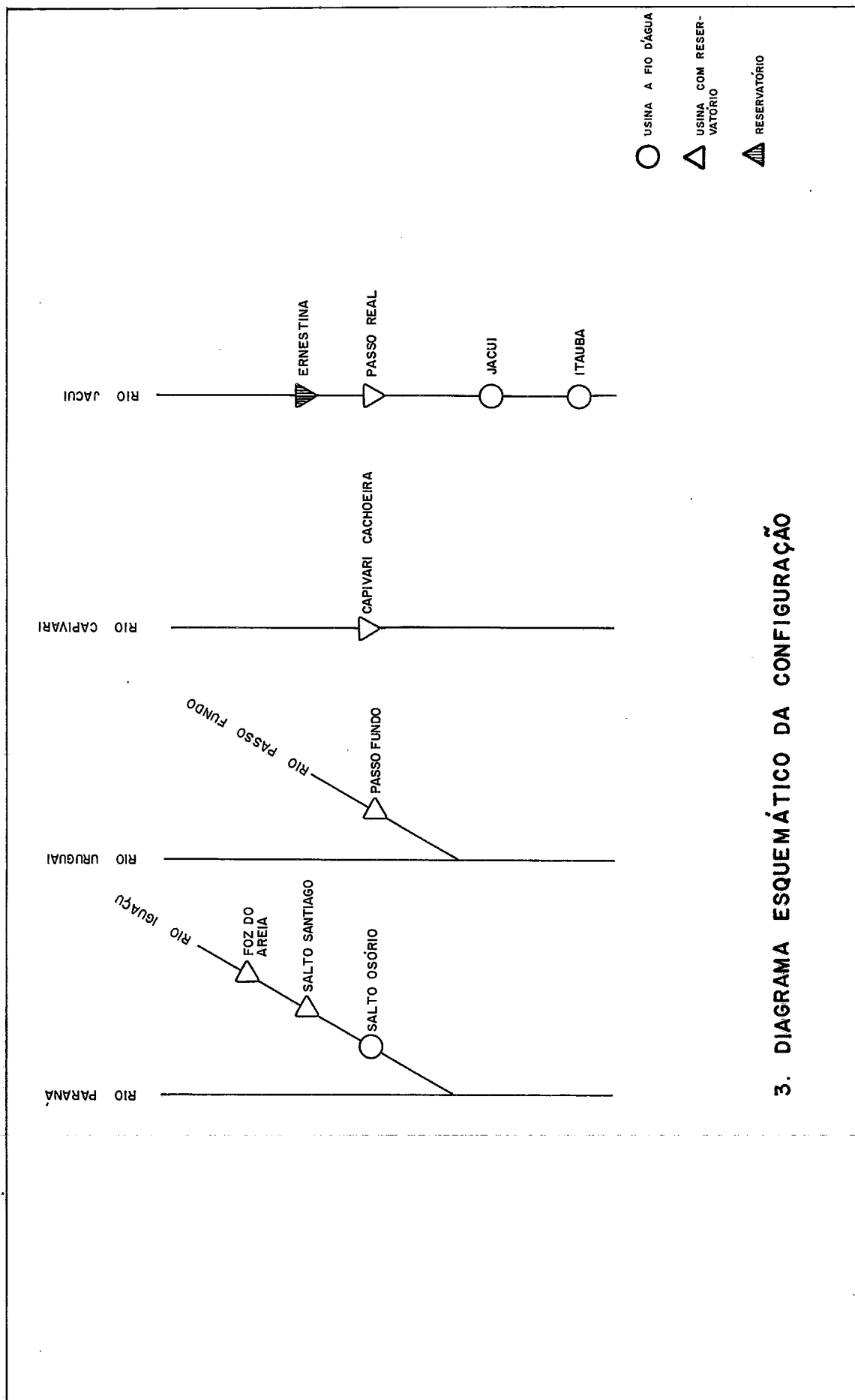
1. CONFIGURAÇÃO BÁSICA EM DEZEMBRO DE 1981
2. ALTERAÇÕES DE CONFIGURAÇÃO
3. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DA CONFIGURAÇÃO
4. EVOLUÇÃO DA ENERGIA ARMAZENADA MÁXIMA
5. CARACTERÍSTICAS DAS USINAS TÉRMICAS
6. DADOS MENSAIS DE MERCADO DE ENERGIA

1. CONFIGURAÇÃO BÁSICA EM DEZEMBRO DE 1981

USINA	POTÊNCIA	ALTURA (M)		VOLUME (HM3)	
	EFETIVA (MW)	MÍNIMA	MÁXIMA	MÍNIMO	MÁXIMO
SALTO OSÓRIO	1050	72,1	72,1	-	-
PASSO REAL	140	20,7	47,7	289	3646
GOV.P. DE SOUZA	252	731,0	754,0	23	179
PASSO FUNDO	220	247,0	261,0	180	1567
ITAUBA	500	91,3	91,3	-	-
JACUÍ	180	97,5	97,5	-	-
ERNESTINA	-	-	-	21	259
FOZ DO AREIA	1674	95,3	139,3	1817	5649
SALTO SANTIAGO	666	84,0	109,0	2670	6750

2. ALTERAÇÕES DE CONFIGURAÇÃO

DATA	USINA	POTÊNCIA EFETIVA (MW)	ALTURA (M)		VOLUME (HM3)	
			MÍNIMA	MÁXIMA	MÍNIMO	MÁXIMO
MAR/82	SALTO SANTIAGO	999	84,0	109,0	2670	6750
AGO/82	SALTO SANTIAGO	1332	84,0	109,0	2670	6750



3. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DA CONFIGURAÇÃO

4. EVOLUÇÃO DA ENERGIA ARMAZENADA MÁXIMA

A energia armazenada máxima do sistema equivalente da região Sul é constante no período de janeiro/82 a dezembro/86 e igual a 10371,1 MW mes.

5. CARACTERÍSTICAS DAS USINAS TÉRMICAS

USINA	TIPO	POTÊNCIA EFETIVA (MW)	FATOR DE CAPACIDADE (%)		CUSTO DE OPERAÇÃO (CR\$ X 1000)
			MÁXIMO	MÍNIMO	
PRESIDENTE MÉDICI	CARVÃO	2 X 63 2 X 160	85	60 50	1000
J. LACERDA "B"	CARVÃO	2 X 125	85	50	2221
J. LACERDA "A"	CARVÃO	2 X 50 2 X 66	85	50 50	2501
FIGUEIRA	CARVÃO	3 X 10	85	40	3196
CHARQUEADAS	CARVÃO	4 X 18	85	60	3742
S. JERONIMO	CARVÃO	2 X 4 1 X 9	80 85	60 60	5609
CAPIVARI	CARVÃO	1 X 8 2 X 5	85	50 50	5803
ALEGRETE	VAPOR	2 X 33	85	50	7910
NUTEPA	VAPOR	3 X 8	80	35	8764

OBS.: VALORES DE CUSTO REFERIDOS A DEZ/81.

6. DADOS MENSAIS DE MERCADO DE ENERGIA

ANO MES	1982	1983	1984	1985	1986
JAN	2129	2344	2632	2938	3324
FEV	2223	2460	2707	3135	3551
MAR	2257	2490	2787	3107	3510
ABR	2217	2387	2658	3016	3396
MAI	2238	2411	2685	3015	3385
JUN	2252	2432	2707	3033	3404
JUL	2276	2458	2737	3038	3407
AGO	2280	2446	2728	3037	3404
SET	2263	2425	2707	3033	3403
OUT	2279	2481	2767	3095	3469
NOV	2264	2471	2759	3112	3498
DEZ	2258	2494	2830	3129	3524

BIBLIOGRAFIA

1. GRUPO COORDENADOR PARA OPERAÇÃO INTERLIGADA (GCOI) - Metodologia para Planejamento da Operação Energética, Relatório SCEN-GTMC-S-SE-04/80.
2. GRUPO COORDENADOR PARA OPERAÇÃO INTERLIGADA (GCOI) - Funções Atividades e Requisitos do Planejamento da Operação Energética, Relatório SCEN-GTMC-02/81.
3. CEPEL/ELETROBRÁS - Modelo de programação Dinâmica Estocástica para Operação de Sistemas Hidrotérmicos, Relatório Técnico CEPEL nº 144, 1977.
4. GRUPO COORDENADOR PARA OPERAÇÃO INTERLIGADA (GCOI) - Estudo de Risco de Déficit na Operação de Sistemas Hidrotérmicos, Relatório SCEN-GTMC-02/79.
5. SILVA; L.F.C.A. - Modelo de Intercâmbio a Subsistemas Equivalentes, Rio de Janeiro, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1981 (Tese de M.Sc.)
6. COSTA, C.C.de G. - Redução de Dimensionalidade em Programação Dinâmica Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos, Rio de Janeiro, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1982 (Tese de M.Sc.).
7. ASKEW, A.J. - Chance-Constrained Dynamic Programming and the Optimization of Water Resources System, Water Resources Research, vol.10, nº 6, págs. 1099-1106, 1974.
8. ROSSMAN, L.A. - Reliability-Constrained Dynamic Programming and Randomized Release Rules in Reservoir Management, Water Resources Research, Vol.13, nº 2, págs. 247-255, 1977.

9. SNIEDOVICH, M. - Reliability-Constrained Reservoir Control Problems, 1.Methodological Issues, Water Resources Research, vol.15, nº 6, 1979.
10. EGELAND,O.; NEGGE,J.; KYLLING,E.; NES,J. - The Extended Power Pool Model - Operation Planning of a Multi-river and Multi-reservoir Hydro-dominated Power Production System - A Hierarchical Approach, International Conference on Large High Voltage Electric Systems (CIGRÉ), SC 32-14, 1982.
11. ANDRESEN, J.K.; FLATABØ,N.; LANDSNES,A.; STENE,B. - Long and Short Term Production Planning in a River System with Multiple Reservoirs and Power Plants, Rio de Janeiro , Internacional Conference on large High Voltage Electric Systems (CIGRÉ), SC 32, trabalho nº 81 OP Ø4, 1981.
12. KILLINGTVEIT, A.; REITAN, R. - A Mathematical Model For Planning of Short and Long Term Operation of a Hydro Power Production System, Waterloo (Canadá), International Symposium on Real-Time Operation of Hydrosystems,1981.
13. CARVALHO,M.A.P.,; ROSENBLATT, J. - Modelo de Simulação a Subsistemas Equivalentes, Rio de Janeiro, IV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 1977.
14. ROSENBLATT,J. - Modelo para Cálculo de Regra de Operação Térmica de Subsistemas Interligados Utilizando Programação Dinâmica, Recife, V Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 1979.
15. CAMPELLO,R.E.; COUTINHO,L.H. de S.A. - Intercâmbio Energético entre Sistemas Elétricos Interligados com Predominância de Usinas Hidráulicas, Recife, V Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica,1979.