



**VIII
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

**Ministério das Minas e Energia
ELETROBRÁS - CIGRÉ**

CSP *Companhia
Energética de
São Paulo*

Entidade Coordenadora

São Paulo, 4 a 8 de maio de 1986

SP/GOP/19

Grupo X

Operação de Sistemas Elétricos (GOP)

Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas Para Estudos de Usos-Múltiplos da Água em Sistemas Interligados

Sérgio Henrique Ferreira da Cunha/CEPEL

Jerson Kelman/CEPEL

Mário Veiga Ferraz Pereira/CEPEL

Arnaldo Torres Santos/CHESF

Francisco Agnaldo Santos Bem/CHESF

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

São Paulo - SP - Brasil

1986

1- INTRODUÇÃO

Este trabalho descreve um modelo de simulação a usinas individualizadas, denominado SIMULADIN. Embora este modelo tenha sido desenvolvido pelo CEPEL em cooperação com a CHESF especialmente para estudos do sistema Norte/Nordeste do Brasil, levando-se em conta o impacto de usos múltiplos da água no Rio São Francisco, sua metodologia é geral, podendo ser aplicado também a outros sistemas hidroelétricos interligados.

Quanto à sua especificação e hipóteses básicas, o modelo SIMULADIN é bastante semelhante ao modelo MSUI (1), desenvolvido pela ELETROBRÁS, distinguindo-se deste pelas seguintes características principais:

- pode simular dois subsistemas hidráulicamente independentes, mas eletricamente interligados, levando em conta os limites nas capacidades de intercâmbio de energia nos dois sentidos.
- considera as seguintes restrições operativas decorrentes do uso múltiplo da água: controle de cheias e desvio de vazão do rio para irrigação.
- simula múltiplas séries hidrológicas em paralelo, permitindo a mais fácil obtenção de índices probabilísticos de desempenho do sistema.
- considera apenas configurações puramente hidráulicas e não faz balanço de ponta.
- é bem mais eficiente do ponto de vista computacional viabilizando estudos de maior porte e mais ambiciosos (configurações grandes, longos horizontes de estudo, utilização de séries sintéticas de vazões, etc.).

O presente trabalho apresenta uma descrição sucinta dos principais algoritmos e fórmulas utilizados pelo programa, dando-se maior ênfase aos pontos que constituem uma novidade metodológica. Maiores detalhes podem ser obtidos nas referências (2) e (3). Como exemplo de aplicação do modelo, apresenta-se um estudo comparativo do impacto de restrições de controle de cheias e do desvio de água para irrigação sobre a produção energética do sistema Norte/Nordeste no período 1985 a 1994. Finalmente, para se avaliar a performance do modelo, apresenta-se uma análise comparativa com o Modelo Linear de Intercâmbio entre Subsistemas - MISS (4), único modelo disponível até então, capaz de representar a restrição de intercâmbio de energia entre os subsistemas Norte e Nordeste.

2- DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA

A metodologia empregada no modelo SIMULADIN constitui-se de uma mistura de técnicas de simulação, técnicas de otimização, algoritmos heurísticos e técnicas de programação estruturada. Os itens a seguir descrevem resumidamente, as partes importantes do modelo.

2.1 Representação do Sistema

O sistema de geração é constituído por dois subsistemas hidraulicamente independentes mas eletricamente interligados como ilustra a Figura 2.1. Cada subsistema é composto de um conjunto de usinas hidroelétricas com reservatório ou fio d'água. Usinas termoelétricas, se existirem, devem ser tratadas como geração externa. A configuração pode ser estática ou evoluir dinamicamente ao longo de um período de estudo. No segundo caso, a capacidade da interligação em cada sentido também pode variar ao longo do período de estudo.

O uso alternativo da água dos rios (irrigação) é representado por um arquivo de vazões mensais cujos valores devem ser subtraídos da vazão natural afluyente no correspondente posto e no correspondente mês.

Os dados básicos para o modelo podem ser agrupados do seguinte modo:

- Dados gerais
- Dados de mercado
- Dados da configuração hidráulica
- Dados básicos das usinas
- Faixas de operação e controle de cheias
- Polinômios volume x cota e cota x área
- Dados de evaporação
- Plano de expansão
- Vazões naturais e de uso alternativo

Uma descrição mais detalhada dos dados de entrada pode ser encontrada em (2).

2.2 Simulação em Paralelo

Devido à incerteza existente sobre qual será a série de vazões afluentes futuras, na maioria dos estudos de planejamento é necessário considerar-se um conjunto, por vezes bastante grande, de possíveis séries hidrológicas, obtendo-se como resultado estatísticas mensais e anuais de performance do sistema.

Os simuladores a usinas individualizadas tradicionais, costumam repetir todo o processo de simulação ao longo do período de estudo tantas vezes quanto for o número de séries hidrológicas considerado.

Este procedimento possui a desvantagem de exigir o armazenamento de informações de todos os meses do período de estudo até que se complete a varredura de todas as séries hidrológicas, além de repetir desnecessariamente, para cada série, um conjunto de operações, tais como, alterações da configuração, leitura de dados mensais, etc.

O programa SIMULADIN contorna estes problemas realizando a simulação das diversas séries hidrológicas "em paralelo", ou seja, inverte-se a ordem dos "loops" de séries e de período de estudo. Isto é possível, reconhecendo-se que o estado do sistema hidroelétrico fica perfeitamente caracterizado pelo vetor de volumes de fim de mês de todas as usinas do sistema. Assim, para se retomar a simulação de uma série no mês seguinte, basta recuperar este vetor de volumes de fim de mês relativo a esta série e fazê-lo igual aos volumes no início do novo mês.

Assim, o fluxograma principal do programa SIMULADIN fica conforme ilustra a Figura 2.3.

2.3 Restrição de Intercâmbio entre os Subsistemas

A simulação da operação de dois subsistemas interligados deve considerar implicitamente nas suas regras de operação a restrição de intercâmbio entre os subsistemas. Em geral, isto requer um modelo de simulação bem mais complexo como, por exemplo, o modelo MISS (4) que utiliza um modelo de programação linear para cuidar do sub-problema de operação mensal.

Para o caso particular de representação do sistema considerado por SIMULADIN (ver item 2.1) utiliza-se um algoritmo muito simples, inspirado na técnica de relaxação, muito usada em problemas de otimização de grande porte. O algoritmo adotado é o seguinte:

- 1) Relaxe a restrição de intercâmbio, simulando a operação do sistema integrado (S1 U S2). Assume-se, por hipótese, que esta é a melhor operação possível (dentro das limitações do modelo de simulação).
- 2) Calcule a diferença entre a geração própria e a demanda própria de cada subsistema, obtendo assim o intercâmbio implícito na operação do sistema integrado.
- 3) Se este intercâmbio implícito for menor ou igual à capacidade da interligação (convertida em unidade de energia), a operação integrada é viável e o problema está resolvido. Caso contrário, vá para o passo 4.
- 4) Fixe o intercâmbio de energia igual à capacidade máxima da interligação. Some este valor ao mercado próprio do subsistema exportador e o subtraia do mercado próprio do subsistema importador.

- 5) Refaça a simulação de cada subsistema, em separado, procurando atender a estes mercados corrigidos. Respeitando-se o limite de intercâmbio, esta é a melhor operação para o sistema global (a que mais se aproxima da operação integrada).

Este algoritmo pode ainda ser facilmente estendido para o caso de n subsistemas hidraulicamente independentes, interligados em linha conforme mostrado em (5).

2.4 Simulação da Operação Mensal

A simulação da operação do sistema ao longo de um mês consiste em, dados o estado do sistema no início do mês, as vazões afluentes no mês e os dados básicos da configuração, determinar o estado do sistema no fim do mês tendo por objetivo atender o mercado mensal de energia evitando vertimentos na cascata e atendendo a todas as restrições físicas e operativas do sistema.

Como a operação de um mês "não vê" a operação dos meses seguintes, para se assegurar um certo grau de otimização da operação do sistema ao longo de todo o período de estudo, introduz-se um balizamento na operação mensal através das curvas de controle dos reservatórios (faixas operativas) e das prioridades de enchimento e esvaziamento dos reservatórios.

Resumidamente, a simulação da operação mensal de um sistema é um processo iterativo descrito pelo algoritmo da Figura 2.4. Pode-se observar nesta figura que existem três subproblemas principais: cálculo da energia gerada (GERA), enchimento dos reservatórios (ENCHE) e esvaziamento dos reservatórios (ESVAZIA). Estes subproblemas serão detalhados nos próximos itens.

O processo iterativo termina sempre que ocorre uma das seguintes condições:

- 1- a diferença entre o mercado e a produção de energia é menor que o critério de convergência.
- 2- existe déficit na produção mas as usinas já estão com os reservatórios vazios ou estão turbinando o máximo.
- 3- existe excesso na produção mas as usinas estão com os reservatórios cheios ou estão turbinando o mínimo.
- 4- um número máximo de iterações foi atingido.

2.4.1 Cálculo da energia gerada (GERA)

A rotina GERA é responsável pelo cálculo da produção de energia em cada usina e no sistema, conhecidos os volumes no início do mês e as metas de

volumes no fim do mês, fixadas pelas rotinas ENCHE e ESVAZIA. A rotina só altera estas metas se alguma restrição físico-operativa for violada.

O subproblema resolvido pela rotina GERA pode ser descrito como o seguinte problema de otimização:

$$\begin{aligned} \min \quad & \sum_{j \in U} f(vf_j) \\ \text{s/a} \quad & q^l_j - qd_j = (vf_j - vi_j)/s \quad \forall j \in U \\ & \underline{v}_j \leq vf_j \leq \bar{v}_j \quad \forall j \in U \\ & \underline{qd}_j \leq qd_j \leq \bar{qd}_j \quad \forall j \in U \\ & 0 \leq qt_j \leq \bar{qt}_j \quad \forall j \in U \\ & 0 \leq qv_j \leq \bar{qv}_j \quad \forall j \in U \end{aligned}$$

onde a função objetivo é da forma mostrada na Figura 2.2, sendo vf^* a meta de volume final fornecida para a usina j ; a primeira restrição representa a equação de conservação da água e as demais restrições representam os limites físico-operativos.

A definição dos símbolos utilizados é a seguinte:

- j = índice correspondente a cada usina
- U = conjunto de usinas do sistema (dado)
- M_j = subconjunto de usinas imediatamente à montante de j
- \bar{v}_j = volume máximo (dado)
- \underline{v}_j = volume mínimo (dado)
- vi_j = volume no início do mês
- vf_j = volume no fim do mês
- s = nº de segundos do mês (dado)
- q^l_j = vazão afluyente líquida = $qi_j + \sum_{k \in M_j} qd_k - qe_j$
- qi_j = vazão incremental média no mês
- qe_j = vazão evaporada
- qd_j = vazão defluente total = $qt_j + qv_j$
- qt_j = vazão turbinada

qv_j = vazão vertida

$\underline{qd}_j, \bar{qd}_j, \bar{qt}_j, \bar{qv}_j$ = limites mínimos e máximos das respectivas vazões

A rotina utiliza ainda as seguintes relações:

$$1) \quad qi_j = qnat_j - \sum_{k \in M_j} qnat_k - qalt_j$$

$qnat_j$ = vazão natural na usina j (dado)

$qalt_j$ = vazão de uso alternativo na usina j (dado)

$$2) \quad qe_j = h_1(vi_j, vf_j, \beta_j)$$

β_j = coeficiente de evaporação na usina j (dado)

$h_1(.)$ = função obtida a partir dos polinômios volume x cota e cota x área (dadas)

$$3) \quad \bar{qd}_j = \max \{0, q\ell_j + (vi_j - \underline{v}_j)/s\}$$

$\underline{qd}_j = qm_j$ se não houver controle de cheia

qm_j = vazão mínima à jusante da usina (dado)

$$4) \quad \bar{qt}_j = \min \{qgen_j, qtur_j\}$$

$$qgen_j = (0.95 \cdot \gamma_j \cdot pn_j) / (0.00981 \cdot at_j \cdot \rho_j)$$

γ_j = fator de produção máxima contínua do gerador (dado)

pn_j = potência nominal da usina (dado)

ρ_j = rendimento do conjunto turbina-gerador (dado)

at_j = altura de queda = $h_2(vi_j, vf_j, \bar{c}f)$

$\bar{c}f$ = cota média do canal de fuga (dado)

$h_2(.)$ = função obtida a partir do polinômio volume x cota (dado)

$$qtur_j = \begin{cases} qn_j & \text{se turbina Kaplan} \\ qn_j \cdot \sqrt{at_j/at_j^*} & \text{se turbina Francis/Pelton} \end{cases}$$

qn_j = vazão de referência para turbina (dado)

at_j^* = altura de queda de referência para turbina (dado)

$$5) \quad \bar{qv}_j = \begin{cases} \max \{0, ql_j + (vi_j - vv_j)/s\} & \text{se vertimento} \\ & \text{liberado} \\ \max \{0, ql_j - \bar{qt}_j - (\bar{v}_j - vi_j)/s\} & \text{caso} \\ & \text{contrário} \end{cases}$$

vv_j = volume correspondente à soleira do vertedor (dado)

$$6) \quad en_j = \text{energia gerada na usina } j = \\ = 0.00981 \cdot \rho_j \cdot qt_j \cdot at_j$$

$$EG = \text{produção hidráulica total} = \sum_{j \in U} en_j$$

Este subproblema é resolvido iterativamente com auxílio de um algoritmo heurístico de grande eficiência computacional capaz de levar em conta todas as relações não-lineares presentes sem necessitar da utilização de técnicas de programação não-linear (3).

2.4.2 Subproblema de Enchimento das Usinas (ENCHE)

A rotina ENCHE comanda a operação de enchimento, ou seja, o aumento dos volumes de fim de mês dos reservatórios. O critério da operação consiste em percorrer os reservatórios numa certa seqüência, determinada a partir de dois fatores hierárquicos:

1º - Nível de armazenamento

2º - Prioridade de operação

Em outras palavras, este critério procura, primeiramente, equilibrar os volumes dos reservatórios numa mesma faixa, e dentro de cada faixa percorre os reservatórios de acordo com sua prioridade de enchimento. Isto é feito percorrendo-se os reservatórios na seqüência de prioridades procurando um que esteja na faixa mais vazia. Quando esgotar esta faixa repete-se o processo para a faixa seguinte e assim sucessivamente até a faixa mais cheia.

Escolhido um reservatório j , a rotina calcula 3 vazões limites para ele que são:

$qlim_j$ = Maior vazão que pode ser retida na usina j , garantindo a vazão mínima em j e em todas as usinas da cascata a jusante de j

$qfaix_j$ = Vazão que, retida, eleva o nível do reservatório ao limite superior da faixa em que se encontra

q_{dif_j} = Vazão que, retida na usina j , elimina o excesso de geração. É estimada a partir do valor da água no reservatório ($MW/m^3/s$)

A vazão retida na usina j será a maior vazão que não viola nenhum destes limites, ou seja:

$$q_{dep_j} = - \min \{ q_{lim_j}, q_{faix_j}, q_{dif_j} \}$$

O sinal (-) indica que é uma vazão a ser subtraída da vazão defluente q_{d_j}

Se $|q_{dep_j}| = q_{faix_j}$, a rotina atualiza o indicador de faixa do reservatório, a fim de que ele seja novamente escolhido, se a faixa seguinte for percorrida.

Se $|q_{dep_j}| < \text{Tolerância}$, faz-se $\text{CHANGE} = 1$, indicando que pelo menos 1 reservatório teve seu volume final alterado, e atualiza-se as vazões defluente, turbinada e vertida na cascata à jusante de j .

O processo de enchimento pára, quando a soma das diminuições de geração em cada usina eliminar o total do excesso, ou quando não há mais nenhuma operação possível.

Durante todo o processo de enchimento, supõe-se que a produtibilidade das usinas, ou seja, o valor da água (que depende das alturas de queda) se mantém constante. Trata-se evidentemente de uma aproximação, válida apenas quando as variações nos volumes são pequenas. Se estas variações forem significativas o balanço de energia não será fechado, sendo necessário uma nova iteração.

2.4.3 Subproblema de Esvaziamento das Usinas (ESVAZIA)

Esta rotina comanda a operação de deplecionamento, ou seja, a diminuição dos volumes de fim de mês dos reservatórios. Seu procedimento é análogo ao da rotina ENCHE, trocando-se as vazões limites e operando conforme a prioridade de esvaziamento fornecida.

Assim, escolhido um reservatório j , a rotina calcula 3 vazões limites que são:

q_{lim_j} = Maior vazão que pode ser turbinada na usina j , sem exceder a capacidade de absorção de nenhuma usina da cascata à jusante de j . A capacidade de absorção de uma usina é a soma da vazão que ela ainda pode armaze-

nar com a vazão que ela ainda pode turbinar.

q_{faix_j} = Vazão que, turbinada, leva o nível do reservatório ao limite inferior da faixa em que se encontra.

q_{dif_j} = Vazão que turbinada na usina j e na sua cascata, elimina o déficit de geração. É estimada a partir do valor da água do reservatório.

A vazão turbinada na usina j será a maior vazão que não viola nenhum destes limites, ou seja:

$$q_{dep_j} = \min \{ q_{lim_j}, q_{faix_j}, q_{dif_j} \}$$

Analogamente à rotina ENCHE, são atualizados o indicador de faixas, as vazões defluente, turbinada e vertida na cascata à jusante e o indicador de alteração das metas de fim de mês (variável CHANGE).

2.5 Controle de Cheias

A capacidade de armazenamento de um reservatório pode ser utilizada também para minimizar os danos causados à jusante pelas cheias do rio. Isto é conseguido adotando-se uma regra de operação que procure manter um volume de espera no reservatório capaz de absorver os picos de vazão afluente (cheias) enquanto a usina mantém uma vazão defluente máxima que não causa danos à jusante denominada vazão de restrição. A vazão de restrição só será violada após o completo enchimento do reservatório. A probabilidade deste evento será tanto menor quanto maior o tamanho do volume de espera. A determinação dos volumes de espera deve ser feita, portanto, com base em estudos probabilísticos mais complexos numa fase anterior a da simulação da operação.

No modelo SIMULADIN, nos reservatórios onde se deseja controlar cheias, os volumes de espera são representados pela primeira curva de controle (faixa) do reservatório.

A alteração da regra de operação se concentra na alteração do cálculo da vazão defluente mínima (q_{d_j}) efetuado na rotina GERA que passa a ser:

$$q_{d_j} = \begin{cases} q_{m_j} & ; \text{ se não controla cheia} \\ \max \{ q_{m_j}, \min \{ q_{r_j}, q_{l_j} - (CC_{1j} - vi_j)/s \} \} & ; \text{ caso contrário} \end{cases}$$

q_{r_j} = vazão de restrição (dado)

CC_{1j} = limite inferior da primeira faixa de operação (dado)

É interessante notar que q_d com controle de cheias é sempre maior ou igual a q_d sem o controle. A elevação da vazão defluente mínima pode acarretar vertimentos desnecessários do ponto de vista puramente energético, ou na melhor das hipóteses, uma alteração nas prioridades de esvaziamento do sistema. É de se esperar, portanto, que o controle de cheias degrade um pouco a operação energética. Este fato será comentado no próximo item.

3. ESTUDO DE CASO

3.1 Uso Múltiplo dos Reservatórios

O modelo foi utilizado para estudar o Sistema CHESF-ELETRONORTE no período de 10 anos compreendidos entre janeiro de 1985 e dezembro de 1994. A tabela 1 apresenta a capacidade de armazenamento do reservatório de cada usina hidrelétrica que figura no sistema. A tabela 2 apresenta a evolução da capacidade instalada de cada usina hidrelétrica. Os mercados de energia dos dois sistemas são mostrados na tabela 3.

A capacidade de transmissão da CHESF para a ELETRONORTE varia no período considerado entre o mínimo de 832 e o máximo 915 MW. Já no sentido contrário, da ELETRONORTE para a CHESF a capacidade de transmissão varia entre 160 MW (em novembro 1987) e 1003MW, sendo que a partir de 1988 a faixa de variação se restringe ao intervalo entre 750 e 1003 MW.

A simulação foi feita com a série hidrológica correspondente ao período de janeiro de 1949 a dezembro de 1958. Conseqüentemente os quatro anos de período crítico (1952 a 1955) correspondem na simulação ao intervalo que vai de janeiro de 1988 a dezembro de 1991. Apenas este intervalo será analisado, visto que retrata a evolução do sistema face às piores circunstâncias já observadas no passado. O uso do modelo na avaliação do impacto sobre a produção de energia elétrica causado pela alocação de volumes de espera nos reservatórios e/ou uso da água para irrigação é ilustrado pelo estudo de quatro casos:

Caso 1 - Caso base para referência sem controle de cheias e sem irrigação.

Caso 2 - Com controle de cheias sem irrigação. As restrições de vazão defluente máxima, além da qual ocorrem danos a juzante dos aproveitamentos foram estimadas em 2500 m³/s em Três Marias e 8000 m³/s em Sobradinho. As demais usinas hidrelétricas não tem restrição própria de controle de cheias. O método volume-duração (6) associado ao tempo de recorrência de 50 anos em Três Marias e 30 anos em Sobradinho foi utilizado para o cálculo do volume de espera nestes dois reservatórios ao longo de estação chuvosa, tendo

resultado em valores máximos respectivamente iguais a 3,51km³ em Três Marias e 8,31 km³ em Sobradinho. Como se viu na seção , a implementação destas restrições no modelo de simulação implica na alteração do primeira faixa de operação dos reservatórios destas usinas.

Caso 3 - sem controle de cheias e com irrigação. As vazões retiradas para irrigação foram assumidas, para efeito de ilustração, segundo os dados da tabela 4. A área total irrigada é suposta da ordem de grandeza de 170.000 hectares. Na simulação foi ignorado o incremento de mercado original pelo consumo dos equipamentos elétricos envolvidos no programa de irrigação.

Caso 4 - Com controle de cheias e com irrigação. Trata-se da união dos casos 2 e 3.

Os resultados das simulações com estes quatro casos estão apresentados resumidamente nas tabelas 5 e 6. Nota-se que o principal efeito é ocasionado pelo controle de cheias, que impõe uma condição desfavorável para início do período crítico, o que resulta num aumento do déficit no último ano do período crítico. Este deficit praticamente triplica quando se passa do caso 1 para o caso 2, em se tratando de CHESF, e sofre um incremento de 19%, em se tratando da ELETRONORTE. O efeito do uso da água para irrigação é relativamente secundário, para o cenário estudado. No entanto deve-se ter em mente que existem planos para irrigar cerca de 800000 hectares na bacia do Rio S. Francisco (DNAEE, 1984).

3.2 Energia Firme x Limite Intercâmbio

O modelo de simulação pode ser utilizado iterativamente para determinar a energia firme associada a uma determinada configuração estática, com uma dada capacidade de intercâmbio entre os sub-sistemas (limite de intercâmbio). Este estudo foi feita para a configuração dada, fazendo variar o limite de intercâmbio. Desta forma foi possível estabelecer uma relação entre a energia firme e a capacidade de intercâmbio mostrada na tabela 7. Naturalmente esta relação será de fundamental importância para a seleção da capacidade de intercâmbio, que poderá ser determinada desde que se tenha também as relações entre capacidade de intercâmbio x custo do sistema de transmissão e energia firme x custo de sistema alternativo de geração. Preliminarmente, é interessante quaisquer observar que sejam estas relações, certamente a capacidade de transmissão não deverá exceder 2000 MW.

3.3 Comparação SIMULADIN x MISS

Conforme mencionado anteriormente, o modelo MISS é um outro modelo de simulações de usinas individualizadas

que permite a inclusão de limites de intercâmbio entre os sub-sistemas. Uma comparação entre os dois modelos foi feita ignorando-se usos alternativos da água e "instruindo" o MISS com as mesmas faixas de operação que alimentaram o SIMULADIN. Os resultados para deficit no período crítico estão sintetizados na tabela 8 onde se pode notar que o modelo SIMULADIN produziu uma operação mais refinada. A principal vantagem do SIMULADIN é no entanto de caráter computacional: no caso estudo, para os dez anos simulados, o MISS requisitou 5 minutos e 33 segundos, ao passo que o SIMULADIN necessitou de apenas 10 segundos, uma redução da ordem de 33 vezes. Esta rapidez permite que se cogite na utilização do SIMULADIN não apenas com a série histórica de vazões mas também com longas séries sintéticas, o que viabiliza diversos estudos de caráter probabilístico.

4. REFERÊNCIAS

- 1 - ELETROBRÁS/DENE - "Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas (MSUI) Manual de Utilização", Relatório Técnico, 1977
- 2 - Cunha, S.H.F.; Cotia, C.B. - "Programa SIMULADIN - Manual do Usuário", Relatório Técnico CEPEL, 1984
- 3 - Cunha, S.H.F.; Cotia C.B. - "Programa SIMULADIN - Manual do Sistema", Relatório Técnico CEPEL, 1984
- 4 - Trinkenreich, J.; Pereira, M.V.F. - "Modelo Linear de Intercâmbio entre Subsistemas (MISS)", IV SNPTEE, Rio de Janeiro, 1977
- 5 - Cunha, S.H.F. - "Confiabilidade no Planejamento do Sistema Elétrico Brasileiro", Tese de D.Sc., Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro, 1984
- 6 - ELETROBRÁS - "Determinação de Volumes para Controle de Cheias nos Reservatórios do Rio Grande", Relatório CE-CA/02/77, 1977
- 7 - MME/DNAEE - "Transposição das Águas do Rio São Francisco e Tocantins para o Semi-Árido Nordestino - Avaliação Preliminar", Relatório Técnico da Divisão de Controle de Recursos Hídricos DCRH/DNAEE.

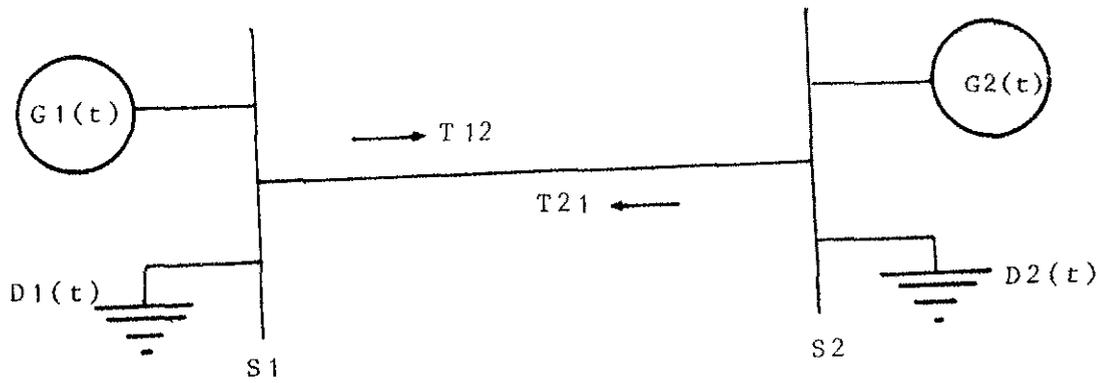


FIGURA 2 - 1 Representação do Sistema

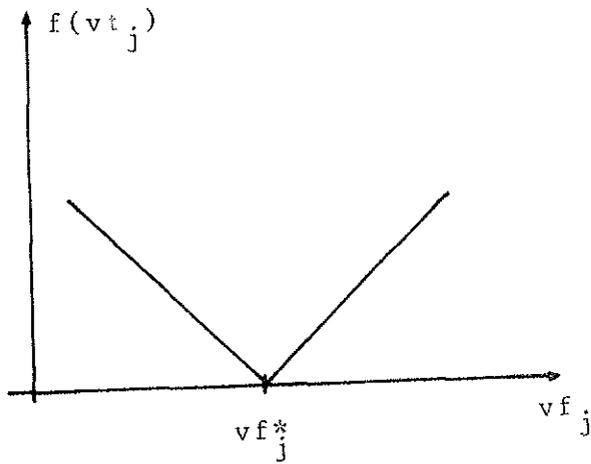


FIGURA 2 - 2 Função objetivo do problema GERA

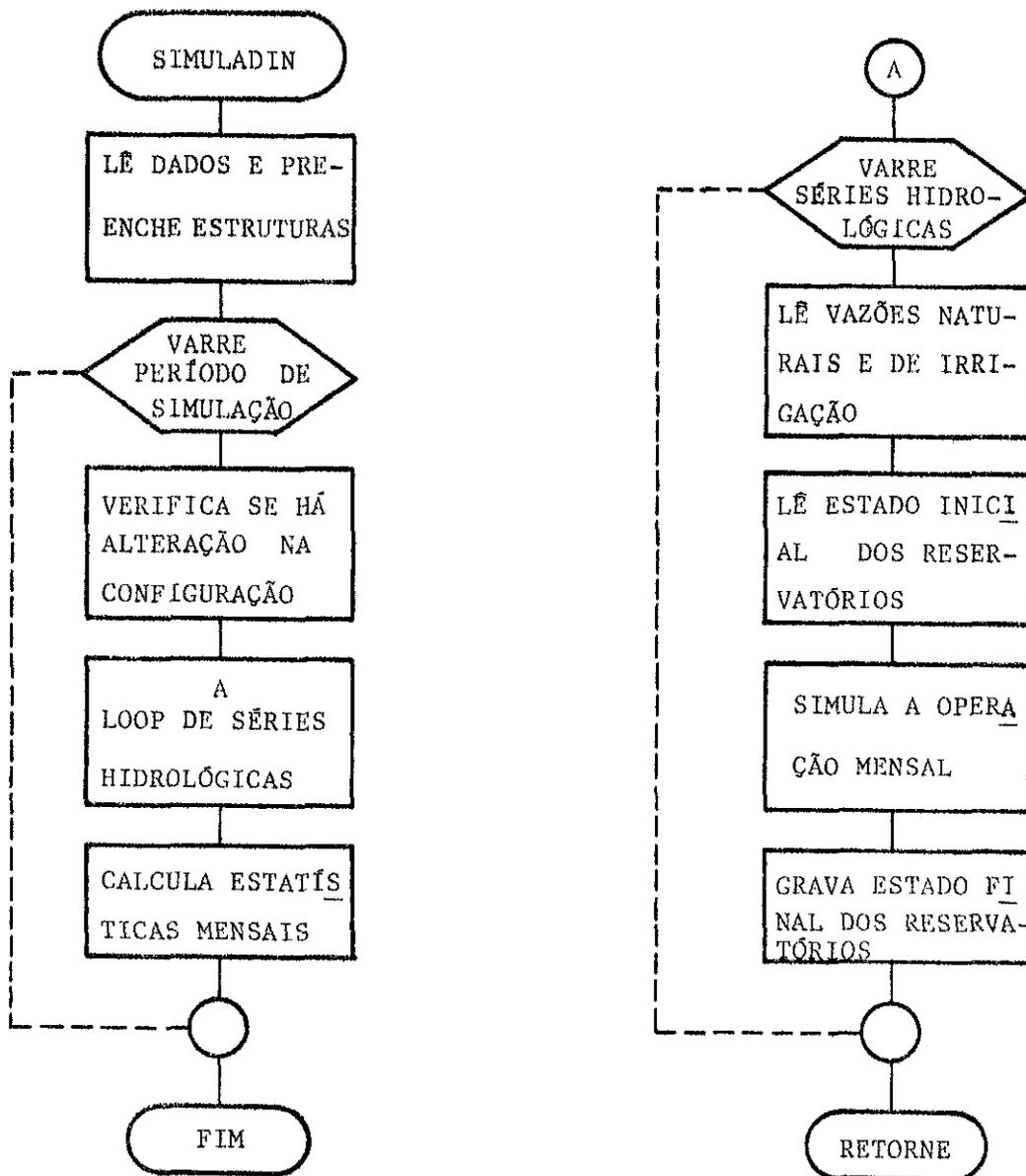


FIGURA 2.3 - Fluxograma principal do modelo

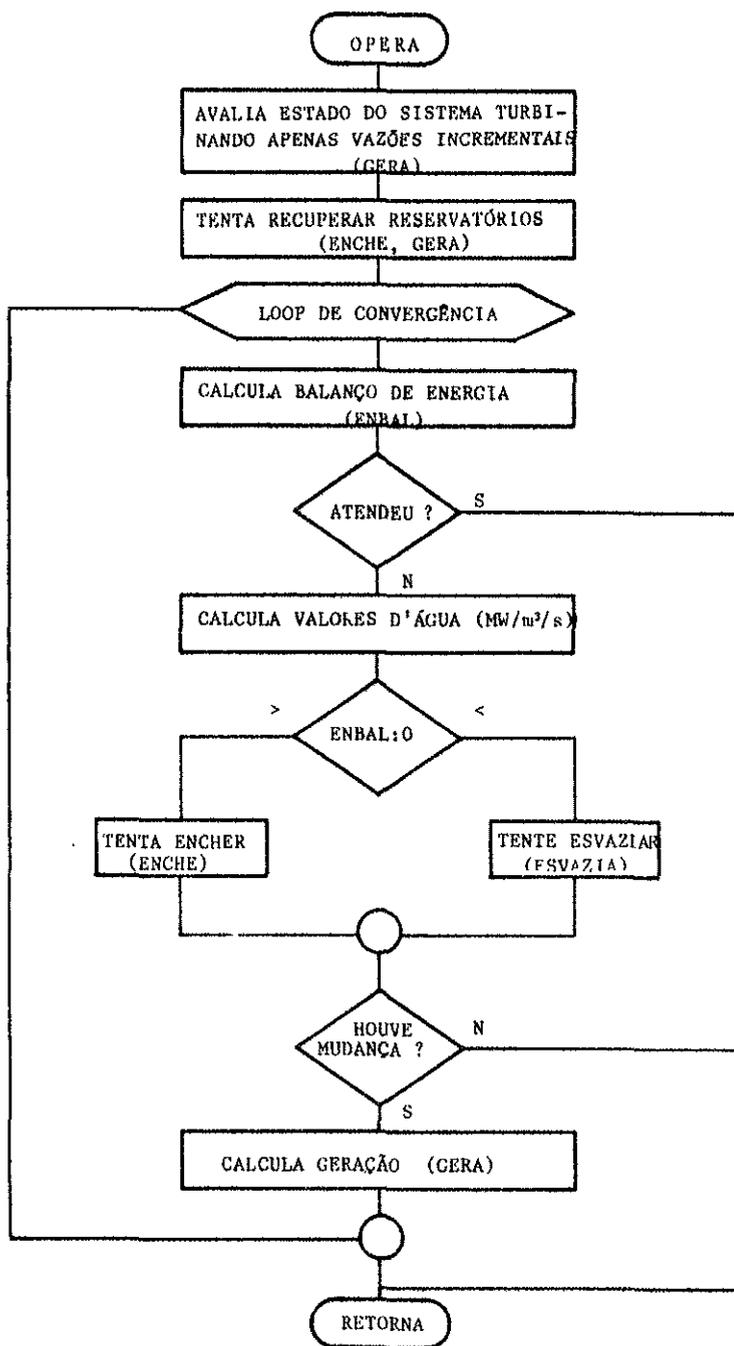


FIGURA 2.4 - Fluxograma da Operação Mensal

	Volumes (km3)		
	Max	Min	Util
Três Marias	19,52	4,25	15,27
Sobradinho	34,12	5,48	28,64
Itaparica	10,70	7,00	2,70
Boa Esperança	5,06	3,17	1,89
Tucuruí	45,80	20,44	25,36

TABELA 1 - Capacidade de armazenamento dos reservatórios do sistema (Obs.: apesar de que Três Marias não pertence mais ao Sistema CHESF, o efeito regulador de seu reservatório é devidamente considerado).

CHESF	1988	1989	1990	1991
Sobradinho	1050	1050	1050	1050
Itaparica	0	750	1500	1500
Comp. P. Afonso	4424	4424	4424	4424
Xingú	0	0	0	0
Boa Esperança	108	234	234	234
Tucuruí				
Total	8222	10088	11168	11168

TABELA 2 - Evolução da capacidade instalada (MW) das usinas hidrelétricas do sistema, em janeiro de cada ano.

	1988	1989	1990	1991
CHESF	3344	3672	4028	4541
ELETRONORTE	20261	23080	27319	28969
Total	23605	26752	31347	33510

TABELA 3 - Evolução do mercado em energia, em MW.

Período 1985 - 1989

	Sobradinho	Itaparica	P. Afonso
Jan	22	16	1.0
Fev	19	14	1.0
Mar	19	12	1.0
Abr	18	12	1.0
Mai	17	12	1.0
Jun	16	11	1.0
Jul	17	11	1.0
Ago	19	13	1.0
Set	23	14	1.0
Out	26	17	1.0
Nov	21	17	1.0
Dez	19	16	1.0

Período 1990 - 1994

	Sobradinho	Itaparica	P. Afonso
Jan	52	16	1.0
Fev	47	14	1.0
Mar	39	12	1.0
Abr	62	12	1.0
Mai	57	12	1.0
Jun	52	11	1.0
Jul	58	11	1.0
Ago	71	13	1.0
Set	86	14	1.0
Out	99	17	1.0
Nov	27	17	1.0
Dez	25	16	1.0

TABELA 4 - Retiradas para irrigações em m³/s

Ano	CHESF: Casos				ELETRONORTE: Casos			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1988	0	0	0	0	0	0	0	0
1989	0	0	0	0	0	0	0	0
1990	0	0	0	0	50	126	50	125
1991	35	113	36	153	209	270	246	270

TABELA 5 - Valores Médios de Deficit (MW)

Ano	CHESF p/ELETRONORTE				ELETRONORTE p/CHESF			
	Caso1	Caso2	Caso3	Caso4	Caso1	Caso2	Caso3	Caso4
1988	108	107	117	107	464	512	465	512
1989	274	212	201	201	462	518	537	520
1990	203	145	275	145	657	692	558	658
1991	114	70	71	70	562	562	562	562

TABELA 6 - Valor Médio de Intercâmbio (MW)

Capacidade Intercâmbio (MW)	Energia Firme (MW)		
	CHESF	ELETRONORTE	Total
0	3485	2142	5627
100	3493	2170	5663
300	3497	2205	5702
700	3545	2232	5777
800	3551	2276	5827
1000	3549	2371	5920
1500	3589	2570	6059
2000	3504	2720	6224
2500	3504	2720	6224

TABELA 7 - Relação entre capacidade de Intercâmbio (MW) e Energia Firme (MW)

Ano	CHESF		ELETRONORTE	
	Simuladin	Miss	Simuladin	Miss
1988	0	0,8	0	13,3
1989	0	4,1	0	0,5
1990	0	2	50	119
1991	35	55	226	245

TABELA 8 - Valores Médios de Déficit (MW) segundo os dois modelos