



São Paulo, 10/15 de abril de 1972

GRUPO DE ESTUDOS DE PRODUÇÃO HIDRÁULICA

MODELOS DE OTIMIZAÇÃO ECONÔMICA NO PLANEJAMENTO
DA OPERAÇÃO DO SISTEMA DE FURNAS

Sergio de Salvo Brito
FURNAS-CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.

1. INTRODUÇÃO

FURNAS-CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. iniciou suas operações comerciais em 1963, quando entraram em operação as primeiras unidades da usina de Furnas e a primeira etapa de seu sistema de transmissão a 345 kV.

Em 1968, com a integração, ao sistema, da usina térmica de Santa Cruz (à qual seguiram-se as hidrelétricas de Estreito e Funil), o Departamento de Planejamento Energético, DPE.0, foi solicitado a desenvolver um modelo de planejamento da operação que permitisse reduzir o consumo de combustível em Santa Cruz ao mínimo compatível com a manutenção de um nível adequado de garantia de suprimento.

Em um período hidrológico seco, a vazão natural disponível nas usinas é insuficiente para assegurar o atendimento da carga, o qual dependerá fundamentalmente da acumulação disponível no grande reservatório de regularização plurianual de Furnas.

A série histórica de afluições ao reservatório (disponível para um período de 40 anos) registra um período hidrológico crítico bem marcado, nos anos 1952/56, em que ocorreu uma série ininter-

rupta de cinco anos secos, com um deficit acumulado bastante superior ao correspondente ao segundo período mais seco observado (nos anos 1933/35). De um modo geral, esta característica se repete em todas as bacias da Região Sudeste de modo que, desde os estudos da CANAMBRA⁽¹⁾, em 1963/65, constitui prática comum entre as empresas da região definir a "garantia de suprimento adequada" pela inexistência de deficit de suprimento caso se repita um período hidrológico idêntico ao de 1952/56.

Dentro desta formulação do problema, torna-se relativamente simples determinar, através de simulações de operação, as curvas de deplecionamento do reservatório correspondentes às diferentes hipóteses de ocorrência de vazões críticas, com as usinas térmicas operando na base. A envoltória superior destas curvas, chamada "curva limite de operação", pode ser utilizada como referência para as decisões sobre a operação da térmica: sempre que o nível do reservatório for inferior ao valor da curva limite no mês, existe um risco potencial de falha do suprimento e a usina térmica deve ser operada na base; no caso contrário, não existe risco de deficit, mesmo que ocorra um período crítico, e a usina térmica poderá ser deslocada para a ponta do diagrama, a fim de economizar combustível.

O modelo da curva limite de operação é bastante conhecido, e não será apresentado em maior detalhe. Este modelo foi intensivamente utilizado por FURNAS, desde 1968, tanto no planejamento da operação quanto em estudos ligados à expansão do sistema. Em 1970, uma revisão da experiência obtida com a utilização do modelo de curva limite de operação (já bastante aperfeiçoado, em relação ao modelo original, de 1968) mostrou que o mesmo, embora extremamente útil para estudos de planejamento da expansão do sistema, era insatisfatório como modelo básico de planejamento da operação.

A prática mostrou, com efeito, que as hipóteses do modelo não representavam corretamente o mecanismo real de formulação das decisões operativas. No momento da decisão, o caráter arbitrário,

inverossímil e subjetivo (não quantificável) da hipótese básica de repetição, no futuro, de uma série hidrológica histórica, faz com que o critério da curva limite de operação não seja seguido (embora possa ser utilizado como elemento auxiliar da decisão): basta lembrar que, em 1971, as empresas interligadas da Região Sudeste, reunidas no CCOI, decidiram manter suas usinas térmicas na base durante quase todo o ano, apesar de não ter sido atingida uma única vez a curva limite do sistema. A curva limite de operação não tem relação com a tendência hidrológica, que se conhece, no momento da decisão, graças ao desenvolvimento de programas de hidrologia estocástica que permitem previsões hidrológicas a curto prazo, com precisão bastante razoável. O modelo não permite levar em conta a complexidade e diversificação cada vez maior do sistema de geração térmica e dos acordos de intercâmbio de energia. Finalmente, o modelo definia estratégias globais a longo prazo cujo relacionamento com as decisões a curto prazo do despacho de carga tornava-se quase impossível.

Estas dificuldades, devidas essencialmente a limitações intrínsecas no modelo, tenderiam a se agravar à medida que o sistema se tornasse mais complexo.

Até 1981, o sistema FURNAS terá cerca de 7500 MW instalados, com 80% de geração hidrelétrica, em 6 usinas, duas das quais (Furnas e Itumbiara) com reservatórios de regularização plurianual, as outras com reservatórios de regularização mensal ou anual. A geração térmica de apoio será constituída por unidades de características de operação bastante diferenciadas; uma unidade nuclear de 625 MW, quatro unidades a óleo (sendo duas de 200 MW e duas de 80 MW) e quatro turbinas a gás de 11,5 MW. A empresa manterá, ainda, intercâmbio de energia com outras empresas da região; em período seco, a energia recebida através destes acordos poderá representar um acréscimo de cerca de 5% às disponibilidades próprias.

Era bastante evidente, portanto, a necessidade de se construir

um modelo de otimização da operação mais aperfeiçoado, que permitisse um equacionamento mais rigoroso do planejamento a longo prazo e uma interligação lógica com os modelos de decisão a curto prazo (despacho de carga).

Em princípios de 1971, o DPE.0 começou a estudar dois métodos de otimização que pareciam mais promissores: a programação dinâmica estocástica(2) e o teorema do máximo, Pontryagin(3).

Ambos estes modelos possuíam limitações práticas evidentes: o primeiro não pode (dentro da limitação de capacidade de memória e velocidade de cálculo dos computadores atualmente disponíveis) tratar um problema com mais de duas ou tres usinas hidráulicas, o que exige a formulação de um modelo composto; o segundo, além de uma série de problemas computacionais que exigem simplificações no modelo físico do sistema, não pode incorporar um modelo probabilístico de afluições e, na prática, não pode cobrir um horizonte de estudo importante.

Em qualquer caso, a idéia de realizar todo o planejamento da operação através de um único modelo de cálculo exigiria a otimização, hora a hora, de um período de 6 anos, com revisões diárias do cálculo a fim de adaptar os resultados à evolução real do sistema.

Foi decidido, então, desenvolver um programa de otimização da estratégia global a longo prazo utilizando um modelo hidráulico composto e a programação dinâmica estocástica, e um segundo programa de despacho econômico de carga, utilizando o teorema de Pontryagin. Um terceiro programa, baseado em métodos de simulação, faria a transposição do modelo composto para o detalhado, assegurando a ligação lógica dos dois programas.

Em fins de 1971, o primeiro e o terceiro programas estavam prontos para uso, mas o segundo programa apresentava dificuldades computacionais sérias, que mostravam que suas possibilidades de aplicação prática eram restritas. O programa foi, portanto, aban

donado, e substituído por um segundo programa de simulação a curto prazo e um programa clássico de despacho econômico de carga.

Este sistema integrado de planejamento da operação é descrito nos capítulos seguintes.

2. O MODELO DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

O modelo básico é composto de quatro programas principais, além de programas auxiliares de análise de mercado e de hidrologia es tocástica, ver ilustração 2.1.

O conjunto destes programas forma um sistema coerente e integrado, cobrindo desde a definição da estratégia global a longo prazo até o despacho horário de geração. Cada programa define as condições gerais da operação, dentro de certo horizonte, as quais são retomadas, como dados de entrada, no programa seguinte, que analisa em maior detalhe a evolução do sistema em um horizonte mais próximo. Cada programa representa, assim, uma etapa de planejamento e, além de fornecer dados para a etapa seguinte, procura atingir objetivos próprios daquela etapa.

O programa de estratégia global a longo prazo utiliza um modelo de programação dinâmica estocástica e calcula tabelas mensais de valor da energia acumulada nos reservatórios, em função do nível da reserva e da tendência hidrológica. Estas tabelas são o elemento básico do planejamento da operação, pois definem a participação da geração hidráulica, da geração térmica e da energia comprada. Além disto, constituem a referência em relação à qual se podem avaliar diferentes alternativas de acordos de intercâmbio de energia secundária a curto prazo. Este programa cobre um horizonte de seis anos, com decisões mensais referentes à utilização do sistema hidráulico (global), de cada modalidade de intercâmbio e de cada unidade térmica.

O programa de operação a médio prazo tem por finalidade fazer uma

previsão da tendência hidrológica e uma simulação da operação de cada usina do sistema para um período de dois anos. É o elemento básico na verificação da coerência das decisões a longo prazo e a curto prazo.

O programa de valor da água, utilizando essencialmente o mesmo modelo do anterior, realiza uma simulação mais detalhada da evolução a curto prazo (duas semanas), ajustada semanalmente, e permite calcular o valor da água acumulada em cada reservatório do sistema.

Finalmente, o último programa faz o despacho prévisional, hora a hora, para um período de 24 horas, utilizando as fórmulas clássicas do despacho econômico de carga(4), tendo como dado de entrada o valor da água fornecido pelo programa anterior, admitido constante ao longo da semana.

É interessante observar as diferenças no ritmo de utilização dos programas, que permitem um ajuste periódico de planejamento à evolução das condições reais do sistema sem que seja necessário refazer as etapas que visam um horizonte mais afastado, ver ilustração 2.2.

Deste conjunto de programas, os dois primeiros estão já implantados, em fase de utilização experimental desde fevereiro último; os dois últimos acham-se ainda em desenvolvimento.

Os dois programas já em utilização definem a estratégia de operação a prazo médio e longo, e serão descritos em maior detalhe nos capítulos a seguir.

3. O MODELO DE PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA

O modelo utilizado é semelhante ao desenvolvido por Little, nos Estados Unidos(5), e Lindquist, na Suécia(6), a partir da formulação inicial de Bellman(2), e que já foi aplicado, sob formas

ligeiramente diferentes, por certo número de empresas de eletricidade, podendo-se citar, além das empresas da Suécia e Noruega, que o empregam de forma rotineira há vários anos (7, 8), a Eletricité de France (9), a Bonneville Power Administration(10), e algumas empresas menores (11). Deve-se salientar, no entanto, que o modelo aqui descrito foi idealizado a partir de uma análise das condições e necessidades específicas do sistema de FURNAS, e contém vários aspectos originais e aperfeiçoamentos, em relação aos anteriormente citados.

A fim de melhor compreender o sentido físico do modelo, ou seja, a forma como o mesmo interpreta as decisões relativas à operação do sistema, será deliberadamente evitada neste trabalho uma formulação teórica, matemática, do problema, buscando-se antes seu sentido lógico através do raciocínio intuitivo.

O modelo é construído a partir de uma formulação matemática do esquema básico de decisão mensal e da idéia de que se pode atribuir à água armazenada nos reservatórios um valor correspondente ao custo, atualizado ao instante da decisão, da geração térmica (ou do deficit de energia) que se poderá substituir, no futuro, pela utilização desta reserva. Este valor é referido, no modelo adotado por FURNAS, ao kWh marginal mantido em reserva.

A equação básica do balanço energético mensal pode ser escrita:

$$N(i+1) = N(i) + T(L) + H(i) - D(i) \quad [1]$$

com

$$0 \leq N(i+1) \leq N \text{ MAX} \quad [2]$$

onde

$N(i)$ = Energia acumulada no início do mês i

$T(i)$ = Geração térmica no mês i

$H(i)$ = Energia afluente aos reservatórios no mês i

$D(i)$ = Carga do sistema no mês i

$N \text{ MAX}$ = Capacidade máxima dos reservatórios

O nível $N(i)$ define o estado do sistema no início do mês e é su

posto conhecido no momento da decisão.

O operador dispõe de certo número de unidades térmicas (inclusive energia comprada, assimilada a uma geração térmica) e conhece, para cada uma delas, a geração máxima e mínima possível^(*) e o custo incremental médio entre estes limites. O vetor $T(i)$ será escolhido pelo operador, e o objetivo final do modelo é fornecer os critérios a serem utilizados nesta decisão, de forma a minimizar o custo global de operação no período t . Admite-se que:

1. a decisão é tomada no início do mês, tendo em vista o estado do sistema no momento da decisão;
2. cada unidade do sistema será colocada em seu nível mínimo ou máximo de geração (correspondente à operação na ponta e na base, respectivamente), não sendo consideradas gerações intermediárias;
3. as unidades são colocadas na base segundo a ordem de mérito, ou seja, a ordem crescente dos custos de combustível.

A afluência aos reservatórios, $H(i)$, é uma variável aleatória, cujo valor, no mês i , é desconhecido no momento da decisão; admite-se, no entanto, que este valor é probabilizável, e que sua lei de distribuição é conhecida a priori. Lindquist(6) e outros autores consideram para H uma distribuição de probabilidades simples; Little(5) sugere uma interpretação Markoviana, em que se estabelece uma correlação entre as afluências em um mês e as do mês precedente. No caso de FURNAS, as afluências seguem uma lei de tendência que é função do nível médio do lençol d'água na bacia e, portanto, de todo o histórico hidrológico desde o verão anterior. Foi, assim, adotada no modelo uma distribuição long-normal(12) obtida por correlação simples em relação à afluência acumulada desde o mês de novembro anterior: este modelo hidroló

(*) Em sistemas comportando grande número de centrais térmicas, a disponibilidade dos grupos deve ser tratada como uma variável aleatória(9). No sistema FURNAS, não foi julgado necessário introduzir este fator, que complicaria extraordinariamente o modelo, e admite-se que a disponibilidade dos grupos é conhecida a priori.

gico foi testado previamente, e parece oferecer bons resultados. Adotada esta correlação, o estado inicial do sistema passa a ser descrito por duas variáveis: nível da reserva e afluência acumulada até o mes.

A carga do sistema $D(i)$ não é, a rigor, previamente conhecida. Em alguns sistemas, supõe-se que o consumo é uma variável aleatória, probabilística, com distribuição de probabilidades conhecida. Como FURNAS é uma empresa de fornecimento em grosso, a carga real de seu sistema depende, dentro de limites fixados, de decisões das diversas empresas interligadas, que não são conhecidos previamente, nem podem ser probabilizadas. Assim, no atual modelo, admite-se que as diversas empresas receberão durante o mês toda a energia reservada por contrato.

Em resumo, pode-se observar que o modelo de operação envolve duas variáveis de estado (nível da reserva e afluência acumulada), uma variável aleatória (afluências), uma variável de decisão (geração térmica) e duas grandezas determinísticas (disponibilidade das unidades e carga do sistema).

O mecanismo de cálculo do valor da reserva pode ser compreendido através de um exemplo simples.

Seja um sistema constituído por usinas hidroelétricas (representadas, no modelo composto, por uma usina e um reservatório equivalente) e uma usina térmica de custo incremental c_1 . O problema é calcular, para o início do mês i , o valor da água correspondente à reserva n_0 e a afluência acumulada h_0 , $V(i, n_0, h_0)$, admitindo-se conhecida a distribuição do valor da água no início do mês seguinte, $V(i+1, n, h)$.

Há duas decisões possíveis no mês:

- d_0 - utilizar geração térmica mínima (economia de combustível);
- d_1 - utilizar geração térmica máxima (economia de água).

A decisão ótima deve ser encontrada por uma busca sistemática das decisões possíveis, segundo a ordem de mérito. A primeira tentativa refere-se à decisão d_0 ; a equação [1] permite calcular a série de estados finais do sistema, em relação aos valores possíveis da variável aleatória H; o valor esperado da água no fim do mês será a média ponderada dos valores correspondentes a estes estados, \bar{V}_0 , e o valor da água no início do mês será, levando-se em conta a atualização:

$$V' = \frac{\bar{V}_0}{1+j}$$

Se este valor for inferior ao custo incremental da térmica, é preferível reduzir a reserva de energia armazenada, ao longo do mês, e não utilizar a geração térmica: a decisão ótima será d_0 e o valor marginal da água será:

$$V(i, n_0, h_0) = V' \quad [3]$$

Se, por outro lado, V' for maior que c_1 , o custo de geração térmica, por kWh gerado, é inferior ao valor do kWh mantido em reserva; a decisão d_1 , de utilizar a térmica, é preferível à decisão d_0 .

Refazendo-se o balanço energético do mês para a hipótese d_1 , encontram-se valores esperados do nível da reserva, no fim do mês, superiores aos anteriores e, portanto, um valor esperado da água \bar{V}_1 menor que \bar{V}_0 , pois o valor marginal da água decresce com o nível da reserva.

O valor da reserva no início do mês será:

$$V'' = \frac{\bar{V}_1}{1+j} < V'$$

Por um raciocínio semelhante ao anterior, é fácil verificar que deve-se ter:

$$V(i, n_o, h_o) = C_1 \quad \text{se } v'' \leq C_1 \quad [4]$$

$$V(i, n_o, h_o) = v'' \quad \text{se } v'' > C_1 \quad [5]$$

Caso exista uma segunda unidade térmica, de custo incremental C_2 maior que C_1 , uma nova decisão d_2 deverá ser pesquisada, segundo o mesmo processo, apenas no último caso, equação [5]

Pode se dar o caso em que o nível final da reserva, dado pela equação [1], ultrapasse os limites [2]. O cálculo só será possível, neste caso, se forem fixadas condições de limite convenientes.

O caso $N > N_{MAX}$ significa que uma parte da energia disponível será perdida pelos vertedouros dos reservatórios, e é intuitivo que deve-se ter um valor marginal nulo da água.

O caso $N < 0$ significa que a carga não poderá ser atendida na quele mês, ocorrendo um deficit de suprimento. Em alguns sistemas, o custo deste deficit é fixado, seja por imposição contratual (multas), seja por um cálculo direto dos prejuízos causados à economia regional. No caso de FURNAS, este valor não é conhecido, e este custo foi considerado como um parâmetro de cálculo, ligado à garantia de suprimento que se pretende oferecer. Após cuidadosa análise paramétrica, foi adotado um valor equivalente a 40 vezes a tarifa de venda de kWh (não incluída a parte fixa, correspondente à parcela de demanda), ou seja, aos preços atuais, cerca de Cr\$0,70/kWh. Estudos de simulação demonstraram que, adotado este valor, a garantia de suprimento é equivalente à obtida pelo modelo da curva limite de operação: em particular, para um período hidrológico idêntico ao de 1952/56, e para configurações típicas do sistema de FURNAS, chega-se ao deplecionamento total dos reservatórios, mas não ocorre deficit.

Repetindo-se os cálculos para todos os estudos possíveis do sistema no início do mês i pode-se, conhecida a tabela de valor da

água no mês $(i + 1)$ calcular a tabela correspondente do mês i e, por recorrência, de qualquer mês anterior.

O cálculo se inicia admitindo-se uma tabela arbitrária do valor da água. A influência deste elemento desaparece após um número suficiente de recorrências: com efeito, pode-se demonstrar que, para um sistema estacionário (ou seja, um sistema em que as variáveis H e D admitem variações sazonais, mas não interanuais), o cálculo do valor da água converge para uma mesma tabela característica do sistema, qualquer que seja o valor inicial. Esta convergência, que pode ser demonstrada matematicamente (13, 14), reflete o fato econômico de que hipóteses relativas a um futuro distante não têm qualquer influência sobre as decisões imediatas. Em termos físicos, pode-se compreender que a probabilidade de o sistema evoluir sem que se atinjam os limites diminui rapidamente quando se consideram períodos mais longos: ora, cada vez que se atinge o limite, o valor da água é independente do futuro. Nas condições do sistema FURNAS, pode-se observar que, em 40 anos de simulação, não há nenhum período de mais de cinco anos em que os limites não sejam atingidos: assim, se o modelo hidrológico é adequado, a convergência deve se dar no máximo após 5 ou 6 iterações, o que foi sistematicamente verificado nos testes do modelo definitivo.

O modelo de planejamento da operação de FURNAS não é estacionário, pois leva em conta o crescimento da carga e a expansão do sistema gerador; assim, a convergência não estaria assegurada. A fim de contornar este problema, foi adotado um horizonte de planejamento de seis anos, mas a tabela inicial de valor da água (correspondente ao mês de dezembro de 1977) é obtida por iterações, a partir de um valor aproximado gerado por uma sub-rotina especial, admitindo-se um sistema estacionário após 1977.

O programa foi escrito em linguagem FORTRAN e o cálculo de um caso completo, em computador IBM/360, modelo 40, de 256 K é realizado em cerca de 120 minutos.

4. O MODELO DE SIMULAÇÃO A MÉDIO PRAZO

Este modelo tem por objetivo fornecer uma visão da evolução provável do sistema a médio prazo (dois anos), através de uma simulação mês a mês. Baseia-se principalmente em:

- uma previsão de afluências, obtida por correlação;
- decisões mensais sobre o uso da geração térmica e dos contratos de compra de energia, baseados no valor marginal da reserva de energia;
- distribuição da carga do sistema hidráulico entre as diferentes usinas através de um conjunto de regras empíricas de prioridade de operação.

O modelo estatístico de previsão hidrológica utilizado é mais completo que o incorporado ao programa anterior. Utiliza, para o principal reservatório de cada bacia, uma correlação múltipla, log-normal, do tipo

$$A(j) = K_{i,j} \cdot [Q(i)]^{\alpha_{i,j}} \cdot [A(i)]^{\beta_{i,j}} \cdot [A_0]^{\gamma_{i,j}} \cdot [P_{i,j}]$$

onde

- i : refere-se ao último mês observado
- j : todos os meses entre $(i + 1)$ e dezembro de 1973
- K, α, β, γ : coeficientes de correlação
- $Q(i)$: afluência no mês
- $A(i)$: afluência acumulada desde novembro anterior
- A_0 : afluência acumulada total do ano anterior
- P : componente aleatório

Através desta correlação determinam-se as afluências acumuladas, correspondentes à estimativa mais provável e às estimativas máxima e mínima, com 95% de certeza; três séries coerentes de afluências mensais são, em seguida, obtidas por diferença:

$$Q(j) = A(j) - A(j-1)$$

As afluições às outras usinas existentes em cada bacia são obtidas por correlação.

O programa de simulação é determinístico, e trata independentemente as três séries de afluições. Para cada uma delas, a simulação é realizada por etapas:

- a partir dos dados referentes ao nível e estatística hidrológica de cada reservatório, o programa calcula as variáveis de estado do sistema composto e obtém, na tabela correspondente, o valor marginal da reserva;
- comparando este valor com o custo incremental das unidades térmicas e o preço da energia comprada disponível, são tomadas as decisões relativas à sua utilização;
- em uma sub-rotina especial, faz-se a simulação da operação das usinas do rio Paraíba (sujeitas a limitações que transcendem o sistema FURNAS) e determina-se a geração da usina de Funil;
- subtraindo-se, da carga, a geração térmica, energia comprada e geração de Funil, obtém-se a carga do sistema hidráulico;
- levando-se em conta o nível atual de cada reservatório, as limitações de operação das diversas usinas e reservatórios do sistema, e um conjunto de regras empíricas de prioridade de operação, a carga total é distribuída entre as usinas disponíveis;
- calculam-se as condições de cada reservatório no fim do mês e o processo de cálculo é retomado para o mês seguinte.

O programa foi escrito em linguagem FORTRAN e o cálculo de um caso completo, em computador IBM/360, modelo 40, de 256K, é realizado em cerca de 15 minutos.

5. ANÁLISE DOS RESULTADOS

A experiência obtida com a operação destes dois programas, nos últimos dois meses, tem sido positiva: os programas fornecem uma visão bastante completa da situação do sistema e permitem grande flexibilidade na tomada de decisões relativas à operação do sistema e na análise de eventuais acordos de intercâmbio de energia. Tratando-se, no entanto, de um sistema complexo, baseado em métodos e conceitos ainda não utilizados, em nível empresarial, pelo setor elétrico brasileiro, espera-se que sua integração efetiva à estrutura de tomada de decisões da Empresa será gradual, completando-se apenas após ser adquirida certa familiaridade com seu uso prático, e após completado o sistema global de planejamento da operação.

As ilustrações 5.1 e 5.3 apresentam uma idéia do tipo de informação fornecida pelo programa. A ilustração 5.1 mostra, sob forma gráfica, a tabela de valor marginal da reserva calculado para 1º de março último. Estes resultados são típicos do fim do verão, em um sistema com carga relativamente pequena: o valor marginal da reserva só atinge valores elevados para níveis bastante baixos da reserva e condições hidrológicas desfavoráveis (pois, neste caso, o risco de deficit durante a estação seca é apreciável); para níveis mais altos da reserva, o valor marginal é muito pequeno, exceto para condições hidrológicas extremamente desfavoráveis.

O sistema FURNAS apresentava, neste dia, uma acumulação correspondente a 76% do máximo; a afluência acumulada era equivalente a 108% da média. Nestas condições, bastante favoráveis, o valor marginal da água era bastante baixo - 4,3 Cr\$MWh - não se justificando a utilização de geração térmica ou a compra de energia de terceiros.

A ilustração 5.2, retirada dos resultados da simulação, confirma a situação bastante tranquila do sistema nos próximos dois anos.

A previsão mais provável indica que o valor marginal da reserva deverá variar bastante pouco nos próximos dois anos, mantendo-se entre 5 e 13,50 Cr\$/MWh ao longo do período. A geração térmica não será utilizada e apenas durante alguns meses, no verão 1972/73 será recomendada a compra de energia. Existe, no entanto, a possibilidade de uma deterioração da tendência hidrológica, que poderia elevar o valor da reserva a níveis superiores a 20 Cr\$/MWh ainda em 1972. Nesta hipótese, a compra de energia seria re iniciada em maio e mantida até o fim do próximo ano, e as unidades 3 e 4 de Santa Cruz poderão vir a ser utilizadas na base. Mesmo nesta hipótese, no entanto, as unidades 1 e 2 de Santa Cruz permanecem na ponta.

Caso as condições hidrológicas continuem a melhorar após este mês, o valor marginal da água cairá a níveis permanentemente inferiores a 4 Cr\$/MWh.

A ilustração 5.3 mostra que esta estratégia de operação levará, no caso mais provável, a operar pouco os reservatórios, com o nível da reserva variando entre um máximo de 85% no fim do verão e um mínimo de 43% no fim da estação seca. É interessante observar que, com um balanço energético favorável, o programa procura automaticamente limitar as perdas de água pelos vertedouros e evita encher os reservatórios.

Na previsão mais pessimista, a hidrologia menos favorável é compensada pela maior utilização da geração térmica, da energia comprada e da própria reserva, que se reduz a 30% no fim da estação seca; na previsão mais otimista, não é possível evitar a perda de água durante o período chuvoso, em 1972 e 1973.

Abril, 1972

REFERÊNCIAS

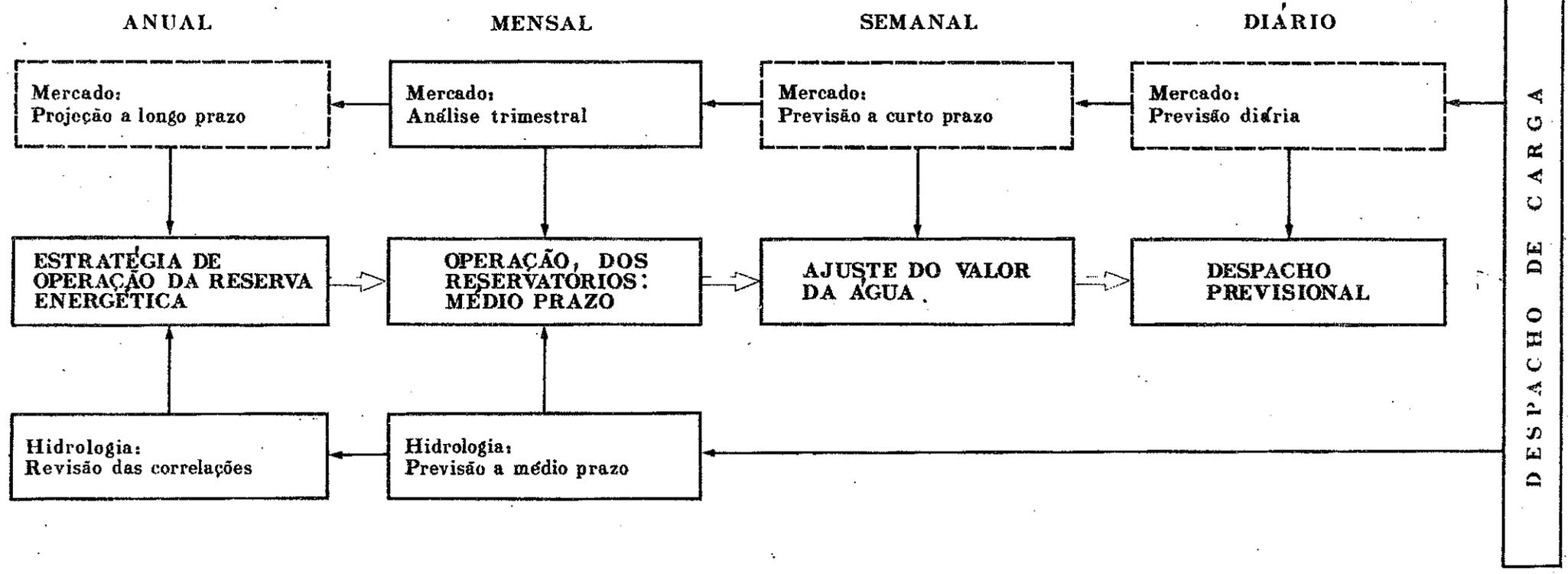
1. CANAMBRA ENG. CONS. LTD. - "Power Study of South Central Brasil", Rio, 1966.
2. BELLMAN, R.E., DREYFUS, S.E. "La programmation dynamique et ses applications" - Dunod, Paris, 1965.
3. DAHLIN, E.B. - "Theoretical and Computational Aspects of Optimal Principles with Special Application to Power System Operation" - Tese Ph. D., Un. Pennsylvania, 1964.
4. KIRCHMAYER, L.K. - "Economic Operation of Power Systems" - John Wiley and Sons, New York, 1958.
5. LITTLE, J.D.C. - "The Use of Storage Water in a Hydroelectric System" - J. Operations Res. Soc. Am. Vol. 2, p. 187-197, 1955.
6. LINDQUIST, J. - "Operation of a Hydrothermal Electric System: a Multistage Decision Process" - AIEE Trans. (Power App. and System), Vol. 81, p.1-7, abril 1962.
7. LALANDER, S., FERGREN, R., NORLIN, L - "Economic Co-operation between Power Utility Companies for a Rational Utilization of Hydro and Thermal Power Plants" - Conf. Mundial da Energia, Lausanne, Setembro, 1964.
8. HVEDING, V - "Digital Simulation Techniques in the Planning of Large Mixed-Supply (Hydro-Thermal) Power Systems" - Simp. sobre Perspectivas de Desenvolvimento de Esquemas Hidroelétricos, UNECE Dubrovnik, Outubro, 1970.
9. GUILLAUMIN, P., ARABEYDE, M.L. "Modèle de gestion d'un ensemble hydraulique et thermique avec aléas de consommation et de disponibilité des groupes(modèle GRETA)" - PSCC III, Roma, junho, 1969.
10. ARVANITIDIS, N.V., ROSING, J. - "Optimal Operation of Multi-reservoir Systems using a Composite Representation", IEEE Trans (Power App. and Systems), vol. 89 p. 327-325, fevereiro, 1970.

11. REES, F.J., LARSON, R.E. - "Computer-Aided Dispatching and Operations Planning for an Electric Utility with Multiple Types of Generation" - IEEE Trans. (Power App. and Systems), vol. 90, p. 891-899, abril 1971.
12. VEN TE CHOW - "Handbook of Applied Hydrology" -Mc Graw-Hill, New York, 1964.
13. MASSÉ, P. "Le choix des investissements" - Dunod, Paris, 1964.
14. BRITO, SS., CAMOZZATO, I., BRUSACA ALMEIDA, J.E., PANTOJA, J.F. A.O. - "Aplicação da Programação Dinâmica Estocástica na Determinação de Decisões Ótimas de Operação para um Sistema Hidrotermoelétrico"- IIIº Simp. Bras. de Pesquisa Operacional, SOBRAPO, São Paulo, setembro 1970.

SP/GPH/06
ILUSTRAÇÃO 2.1

SISTEMA FURNAS

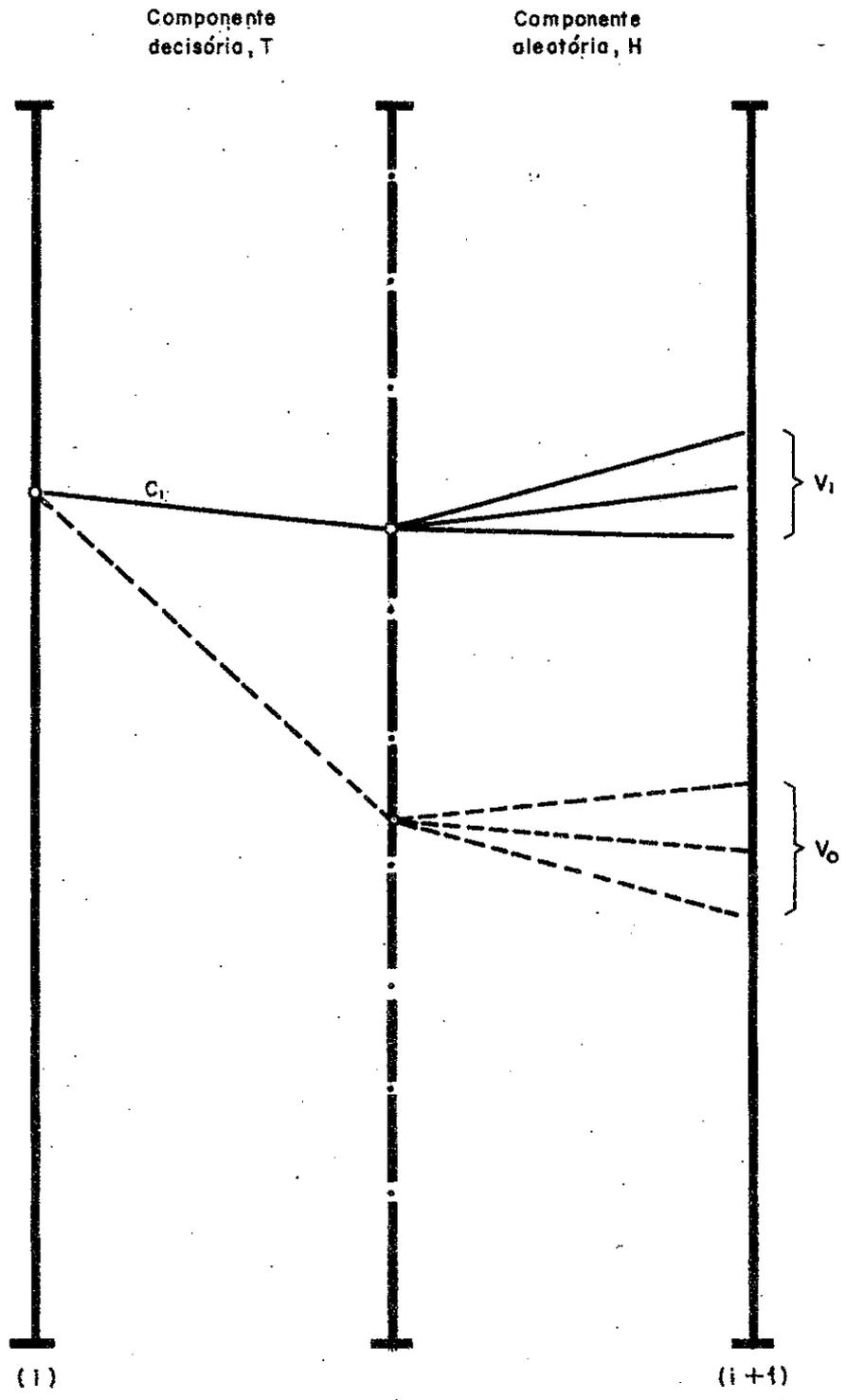
PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO



SISTEMA FURNAS
PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

PROGRAMA	MODELO, MATEMÁTICO	MODELO SIST. HIDRO.	FÍSICO SIST. TERMO.	HORIZONTE	UNIDADE	UTILIZAÇÃO
Estratégia de operação da reserva hidráulica	Programação dinâmica estocástica	Composto	Por unid.	6 anos	mês	Anual
Operação dos reservatórios	Simulação	Por usina	Por unid.	2 anos	mês	Mensal
Valor da água	Simulação	Por usina	Por unid.	2 meses	Semana	Semanal
Despacho previewal	Custos marginais	Por unidade	Por unidade	1 dia	hora	Diária

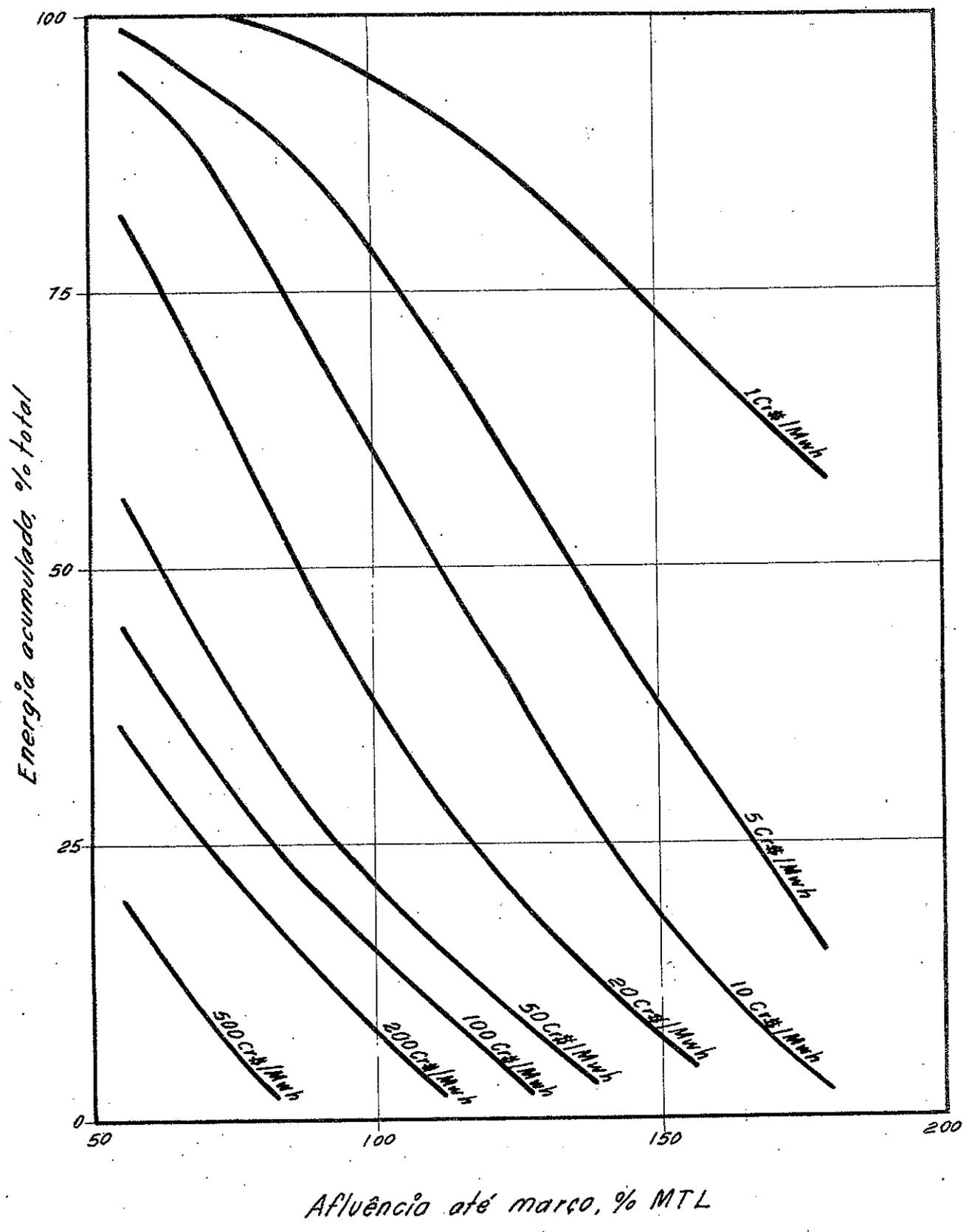
ESQUEMA BÁSICO DA DECISÃO



$$N(i+1) = N(i) + T(i, d) + H(i, a) - D(i)$$

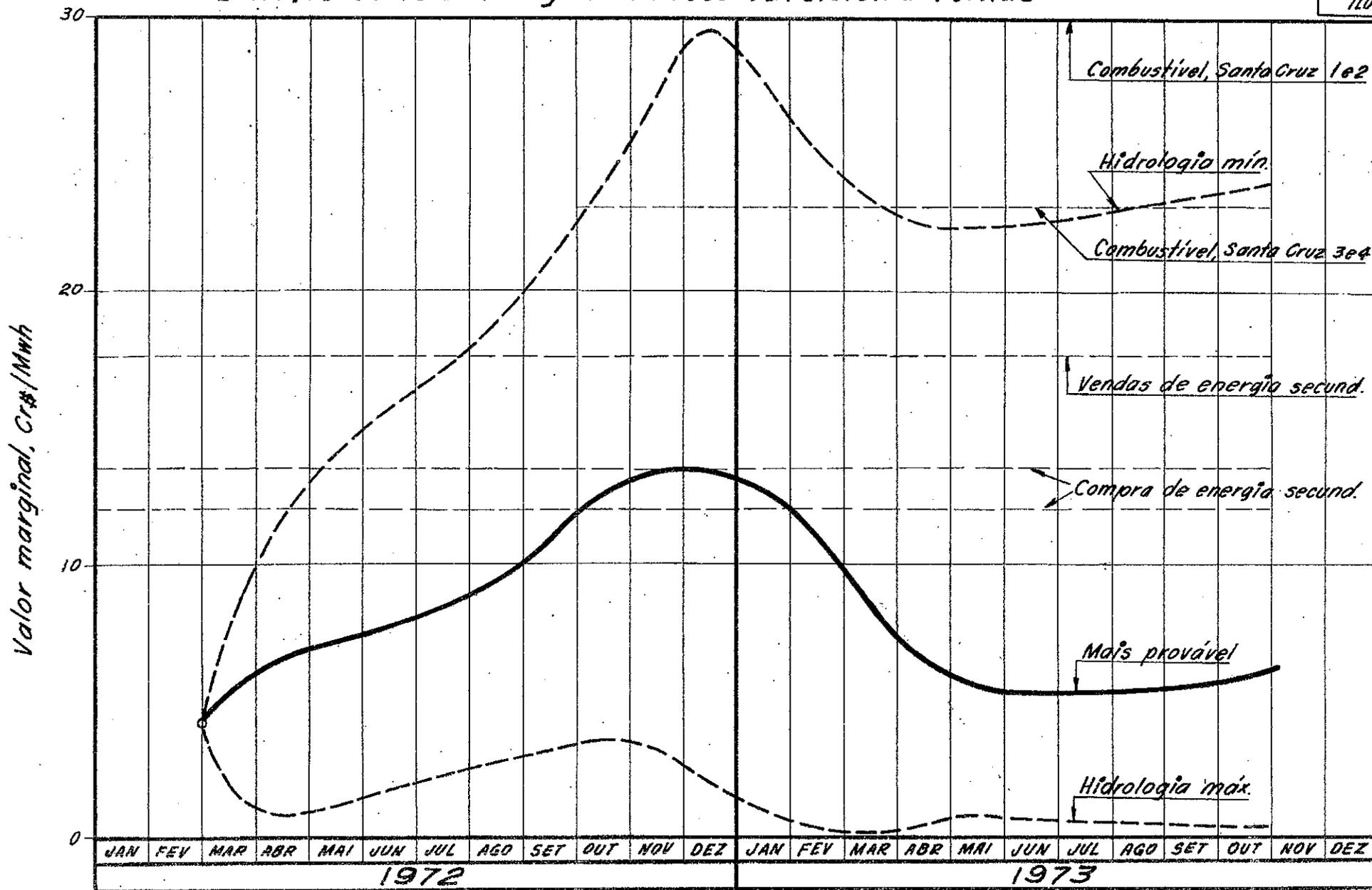
$$V(i, n, h) = \text{MIN} \left\{ \frac{\bar{V}_o}{i+j}, \text{MÁX} \left\{ C_i, \frac{\bar{V}_i}{i+j} \right\} \right\}$$

Valor marginal da reserva: Março de 1972



Evolução do valor marginal da reserva: sistema Furnas

SP16PH/06
ILUSTRAÇÃO 5.2



Evolução da acumulação nos reservatórios, sistema Furnas

