

SISCOM: SISTEMA COMPUTADORIZADO DE APOIO AO PLANEJAMENTO E OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROELÉTRICOS

Benedito Pinto Ferreira Braga Jr.

*Departamento de Engenharia Hidráulica e Sanitária, EPUSP
Av. Prof. Almeida Prado, 217 - CEP 05508-900 São Paulo, SP
benbraga@usp.br*

Paulo Sérgio Franco Barbosa

*Departamento de Recursos Hídricos - Faculdade de Engenharia Civil, UNICAMP
Av. Albert Einstein, 901 - Caixa Postal 6021 - CEP 13083-970 Campinas, SP
franco@unicamp.br*

Mário Thadeu Leme de Barros

*Divisão de Hidrologia do CTH - DAEE/USP
Av. Prof. Lucio Martins Rodrigues, 120 - CEP 05508-900 São Paulo, SP
mtbarros@usp.br*

RESUMO

A complexidade do sistema hidroelétrico interligado brasileiro envolve, no planejamento de sua operação, a consideração de diferentes níveis temporais. O Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI) para a região sul/sudeste tem utilizado três horizontes de tempo para o planejamento da operação: longo prazo (5 anos), médio prazo (1 ano) e curto prazo (1 semana). O planejamento de longo prazo, ou plurianual, tem o mês como intervalo de discretização e objetiva a determinação de uma política de operação que minimize o custo esperado de complementação térmica. O planejamento de médio prazo, utiliza o mês como intervalo de discretização temporal, e visa a desagregação do total de geração hidráulica para cada usina individualizada. O planejamento de curto prazo ou pré-despacho, faz o acoplamento entre o planejamento da operação semanal e a operação em tempo-real. Tem portanto, horizonte semanal com discretização horária. Apresenta-se neste trabalho o SISCOM (Sistema Computadorizado de Apoio ao Planejamento da Operação Hidroelétrica). Este sistema é constituído por um modelo de otimização que, em função das restrições informadas pelo usuário, determina a política operacional ótima no horizonte de médio prazo. O SISCOM é um sistema interativo e conversacional que possibilita, de forma gráfica e eficiente, a comunicação entre o usuário e o microcomputador. O sistema possibilita a verificação da política ótima para diferentes cenários hidrológicos e cenários de demandas energéticas. Um modelo de previsão de aflúências, estocástico a nível mensal, do tipo ARMA (1,1) faz a previsão de aflúências para um mês à frente.

Uma aplicação do SISCOM para a bacia do rio Paranapanema e outra para a bacia do rio Paranaíba são apresentadas com vistas à ilustração das potencialidades do sistema.

INTRODUÇÃO

O sistema brasileiro de geração de energia elétrica é um sistema hidrotérmico de grande porte. Com ampla predominância da geração hidroelétrica, é composto por usinas e reservatórios pertencentes a diferentes empresas, localizados em diversas bacias hidrográficas e com configuração muitas vezes complexa.

A coordenação da operação de sistemas com essas características, requer a superação de dificuldades técnicas e institucionais.

A operação de um sistema predominantemente hidroelétrico tem por objetivo, do ponto de vista energético, atender aos requisitos de fornecimento de energia elétrica, procurando utilizar adequadamente os recursos hidroenergéticos. Isto significa evitar ao máximo a geração de origem termoeletrica, sem comprometer a confiabilidade futura do sistema. Conforme apontado por Soares et al. (1995), as principais dificuldades encontradas no gerenciamento dos recursos hidroenergéticos são:

- a. a incerteza na disponibilidade futura dos recursos hidroenergéticos, que têm como insumo as vazões fluviais;
- b. a interdependência entre as unidades geradoras situadas numa mesma bacia hidrográfica (acoplamento hidráulico);

- c. as restrições operativas do sistema, advindas do uso múltiplo da água, notadamente para o controle de cheias.

Neste contexto, algumas peculiaridades diferenciam o sistema brasileiro de outros sistemas predominantemente hidroelétricos. Um primeiro aspecto decorre das características dos cursos d'água brasileiros, como a elevada aleatoriedade das vazões, que dificulta a obtenção de previsões confiáveis, ao contrário por exemplo, de boa parte dos sistemas europeu (Noruega) e norte-americano (EUA e Canadá), onde o regime hidrológico é regido, em grande parte, por deflúvios do degelo.

Um segundo aspecto refere-se ao isolamento do sistema, que ao contrário dos demais sistemas hidroelétricos, não possui interligação com sistemas vizinhos de base termoelétrica. Um último aspecto, diz respeito ao forte acoplamento hidráulico entre aproveitamentos de cada bacia hidrográfica, o que acarreta maiores dificuldades para a coordenação.

Em especial, devido ao isolamento do sistema, o principal parâmetro a orientar o planejamento da operação é a confiabilidade. Ou seja, importa fundamentalmente diminuir os riscos de déficit no suprimento de energia elétrica. Embora sem estimativa precisa, pode-se avaliar, com base em situações temporárias de interrupção de suprimento (Lefèvre e Silveira, 1997), que os custos econômicos e sociais de eventuais déficits seriam reconhecidamente elevados. Não obstante, tal objetivo não pode acarretar uma excessiva complementação termoelétrica, a qual representa também, um custo importante de geração. Caracteriza-se desta forma, o dilema em que as decisões são tomadas no planejamento energético da operação do sistema hidrotérmico brasileiro.

No contexto delineado, registram-se grandes esforços de pesquisa e de aprimoramento institucional, desenvolvidos no setor elétrico brasileiro. Em particular, destaca-se a pertinência da desagregação temporal das decisões em três grandes etapas, definindo os problemas de planejamento de longo prazo, de médio prazo e de curto prazo. No horizonte de longo prazo (Plano Anual de Operação) adota-se a representação por sistema equivalente e a Programação Dinâmica Estocástica, quando então a estocasticidade das vazões fluviais pode ser objeto de modelagem, de forma razoavelmente satisfatória. Os produtos deste estudo são a parcela térmica e a parcela hidroelétrica por subsistema (Ex.: Sul e Sudeste).

O planejamento de médio prazo (PMP) visa desagregar os totais de geração hidráulica definidos no Plano Anual de Operação entre as usinas

dos subsistemas. Usualmente, assume-se hipótese determinística quanto às vazões fluviais, e adota-se o intervalo de discretização mensal nos estudos do PMP. Nesta etapa é viável o emprego da representação individualizada das usinas. A abordagem que vêm sendo adotada com mais frequência é a simulação. A política de operação a ser determinada deverá respeitar o acoplamento hidráulico da cascata e aproveitar as possíveis diversidades hidrológicas entre as bacias. Interessa saber o quanto cada usina deve gerar de modo a conseguir o melhor rendimento do sistema, evitando-se vertimentos ou deplecionamentos desnecessários.

A simulação tem sido usada no PMP, através do modelo OPUS, na avaliação das disponibilidades de energia e de demanda para definição dos contratos entre empresas. Dentre outras hipóteses, o OPUS adota a regra da operação em paralelo para deplecionamento dos reservatórios de cada subsistema, com discretização em faixas correspondentes a 5% do volume útil (Eletróbrás, 1993). A definição de tais regras é um aspecto de grande importância no planejamento. Na verdade, a opção quanto ao deplecionamento em paralelo sustenta-se em razão de tentar promover uma distribuição equânime da participação dos reservatórios de diferentes empresas, quando se faz necessário deplecioná-los. No entanto, em relação às regras operacionais, reconhece-se (Eletróbrás, 1992) que “embora esses parâmetros sejam decisivos para a definição da solução, não existe no âmbito do GCOI, uma metodologia consistente para a obtenção dos mesmos”.

Com base no reconhecimento desta necessidade, desenvolveu-se um sistema computacional, denominado SISCOM, para subsidiar estudos do Planejamento de Médio Prazo. Além do foco central, colocado na apresentação de um modelo de otimização como alternativa ao OPUS, o sistema desenvolvido buscou incorporar conceitos e recursos modernos de informática, seja na organização de arquivos e programas como na interface homem-máquina, formulada em ambiente de micro-informática.

CARACTERÍSTICAS DO SISCOM

O SISCOM foi desenvolvido visando possibilitar a realização de estudos e auxiliar nas decisões, relativas ao planejamento da operação de sistemas hidroelétricos das regiões Sudeste e Sul do Brasil. Especialmente, tratou-se de representar as fases, denominadas Plano de Operação (com horizonte variável, de até 60 meses) e Programa de Operação (horizonte fixo de 12 meses),

na etapa de desagregação dos requisitos de geração de energia dos subsistemas, entre as suas usinas componentes.

O modelo desenvolvido utiliza a técnica de otimização matemática, conhecida como Programação Linear (PL), para a obtenção da estratégia ótima no Plano de Operação e uma estrutura híbrida de Programação Linear e Programação Dinâmica (PD) no Programa de Operação. Um grande esforço foi feito, na fase de desenvolvimento do modelo, para garantir a sua utilização com base nas informações correntes, e sistemática técnico-institucional vigente no setor elétrico brasileiro. Assim, os programas são alimentados a partir de arquivos disponíveis no banco de dados da Eletrobrás. Adicionalmente, as saídas do SISCOM, na forma de arquivos gravados, são feitas com as variáveis e o formato padrão adotados para o OPUS, modelo de simulação que atualmente reproduz resultados similares ao SISCOM através de metodologia não-otimizante.

Formulado sobre uma estrutura conceitual do tipo Sistema de Suporte à Decisão, as principais características e vantagens do SISCOM são:

1. apresentação em interface amigável com o usuário, explorando os recursos gráficos do Visual-Basic, bem como as facilidades e dispositivos de segurança do Windows para edição e manipulação de arquivos. Destaca-se também o fato de que todos estes recursos são possíveis em ambiente de micro- informática, o que amplia a possibilidade de uso dos produtos do SISCOM;
2. flexibilidade quanto às opções de estudo que se desejam realizar, no que se refere a:
 - subsistema a ser estudado, incluindo 8 opções, a saber: Paraíba do Sul, Paranaapanema, Tietê, Grande, Paranaíba, Sul, Sudeste e Sul+Sudeste. A Figura 1 ilustra a tela que contém o módulo gerenciador, estando acionado o menu que indica as opções de subsistemas;
 - seleção de usinas que integrarão o subsistema no caso a ser estudado. Isto possibilita avaliar o efeito da entrada de novas usinas, de um elenco pré-definido nos estudos de inventário;
 - seleção do horizonte de planejamento (n^o de meses adiante), para os estudos do Plano de Operação;
 - tipo de cenário hidrológico a ser usado nos testes, com opções de segmento da série histórica e *série histórica na forma circular* para os estudos do Plano de

Operação. As opções de previsão de vazões através de modelo de séries temporais do tipo ARMA e a previsão de vazões segundo a Média de Longo Termo estão disponíveis nos estudos do Programa de Operação;

- tipo de demanda energética (definida pelo usuário; percentual da Potência instalada no sistema ou saída do BACUS);
 - tipo de função objetivo a ser adotado no modelo de Programação Linear (minimização da perda de energia potencial ou minimização dos vertimentos);
3. amplitude de representação e grau de detalhamento das relações e variáveis de interesse.

Conseguiu-se com o SISCOM um grau de detalhamento satisfatório, com a adequada representação dos principais aspectos de interesse e as relações usuais entre as variáveis presentes no problema da operação de sistemas hidroelétricos, como se apresentam adiante:

- relação entre nível de montante (cota) do reservatório e volume armazenado;
- relação entre nível no canal de fuga e vazão defluente;
- relação cota-área;
- relação entre queda líquida e níveis de montante/jusante e, perda de carga;
- relação entre perda de carga no conduto forçado e queda líquida;
- relação entre vazão evaporada e área do reservatório;
- relação entre produção de energia e produtividade / turbinamento;
- relação entre a energia armazenada num reservatório e a condição de armazenamento dos demais na cascata a jusante;
- restrição de engolimento máximo e mínimo das usinas;
- restrição de defluência mínima a jusante de cada usina;
- restrição de geração máxima e mínima em cada usina;
- restrição de volume máximo e mínimo em cada reservatório;
- restrição nos volumes armazenados para considerar o controle de cheias;
- fixação de taxas máximas de variação mensal do volume útil dos reservatórios;
- requisito mínimo de geração energética no Sul quando roda Sul+Sudeste;

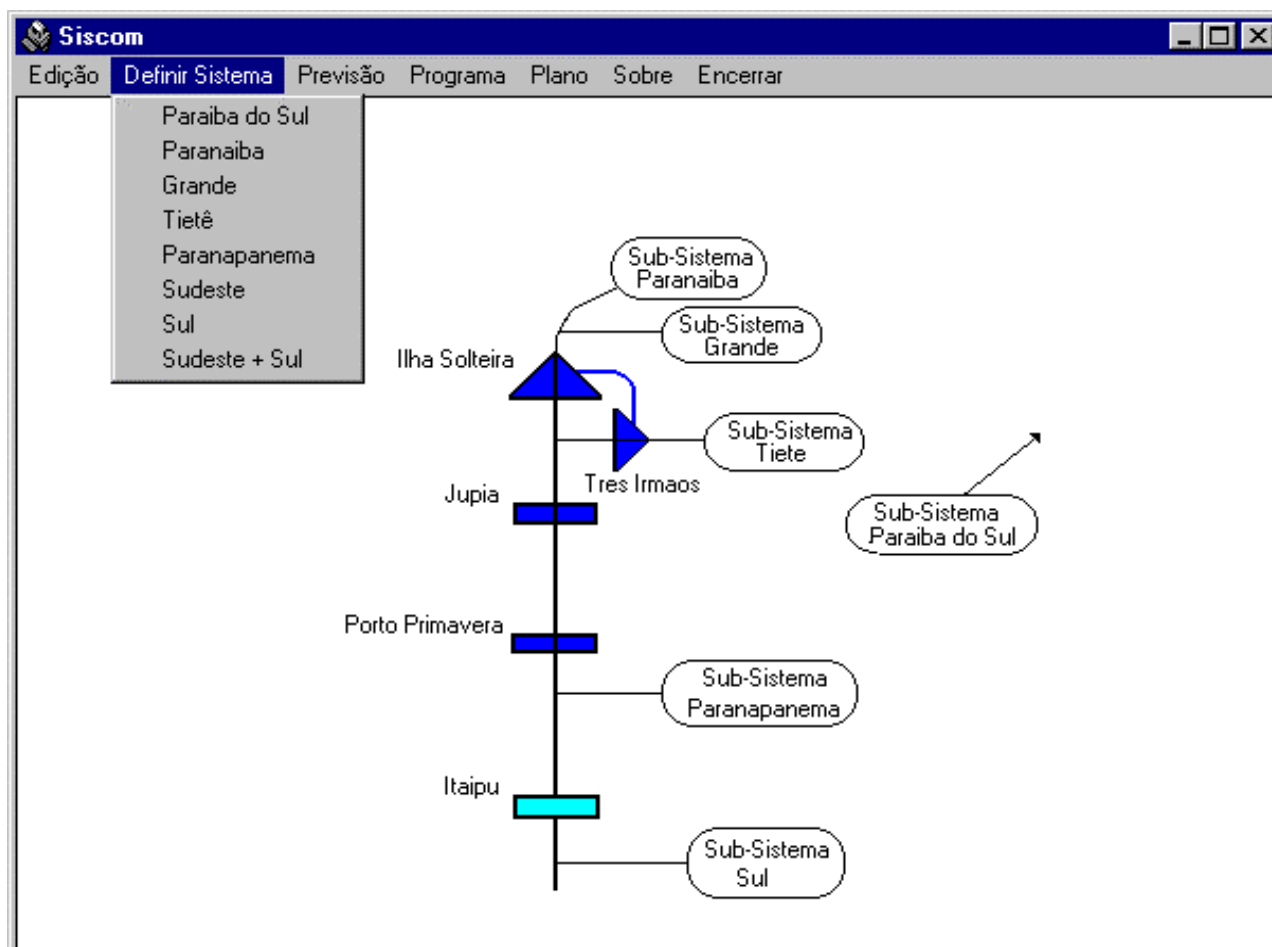


Figura 1. Tela do módulo gerenciador, com acionamento das opções de subsistemas.

- restrições e relações especiais de desvios de vazões no Tietê e Paraíba do Sul;
- entrada de máquinas em operação no horizonte de estudo;

Diante das características apresentadas e da prática de utilização do SISCOM, verifica-se que tal sistema permite uma representação quase tão detalhada quanto aquela oferecida pelos simuladores da operação, com a vantagem apresentada pela otimização e, adicionalmente, com os recursos e facilidades da concepção dos sistemas de suporte à decisão.

OS MÓDULOS DE OTIMIZAÇÃO

Um dos possíveis objetivos do planejamento da operação de um sistema hidroelétrico é o de maximizar a produção de energia elétrica, com o mínimo de vertimentos, atendendo a todas as restrições do sistema e culminando em estados

satisfatórios de armazenamento ao final do horizonte de estudo, de maneira a garantir a continuidade da operação em períodos subsequentes. Em caso de inexistência de mercado para compra do excesso de geração acima do contratado, as situações mais favoráveis de armazenamento obtidas com modelos otimizantes, são também desejáveis para aumentar a confiabilidade do sistema no atendimento da demanda em eventuais circunstâncias de cenários hidrológicos desfavoráveis.

Admite-se que os vários propósitos dos aproveitamentos sejam quantificáveis através de restrições, tais como as devidas ao controle de cheias, à navegação e especificamente, a geração de energia elétrica, a qual deverá ser atendida, no mínimo, ao nível contratual.

Um estado ótimo em cada período é definido como o vetor de armazenamentos dos reservatórios que possui a maior energia potencial em relação às unidades geradoras, com cada propósito do sistema tendo sido satisfeito a um nível mínimo pré-definido. Assim, o critério de otimização a cada período, é ope-

rar o sistema de maneira a minimizar a perda de energia potencial, resultante das descargas da água armazenada para satisfação dos diversos propósitos.

Além da otimização a cada período mensal, é necessário estabelecer uma coordenação temporal (mês a mês) de modo a determinar a seqüência ótima de energia a ser gerada, evitando políticas que esgotem os recursos ao fim de um período. Em outras palavras, é necessário um modelo que contemple todo o horizonte de planejamento. Visando atender aos objetivos delineados quanto à obtenção de estados de armazenamento ótimos, no sentido espacial e temporal, adota-se um modelo de estrutura mista, o qual utiliza as técnicas de Programação Linear e Programação Dinâmica. Tal concepção foi adotada por Becker e Yeh (1974) para o sistema do Central Valley Project da Califórnia e adaptada para o sistema do Paranapanema por Braga e Barbosa (1987).

Modelo de Programação Linear (PL)

Com tal modelo faz-se uma otimização espacial, isto é, estática no tempo, visando desagregar as metas de geração mensais, usina por usina. Como resultado, o modelo de PL fornece as descargas mensais ótimas de cada reservatório e os respectivos volumes armazenados no fim do mês.

A energia armazenada (E_k) em um reservatório k , pode ser representada em função do volume armazenado (S_k) e de sua produtividade (ε_k) na seguinte forma:

$$E_k = S_k \varepsilon_k \quad (1)$$

Uma mudança infinitesimal de armazenamento dS irá provocar a correspondente taxa de variação de energia armazenada igual a:

$$\frac{dE_k}{dS_k} = \varepsilon_k + S_k \frac{\partial \varepsilon_k}{\partial S_k} \quad (2)$$

Com base na Expressão (2), em termos de diferenças finitas, pode-se definir a variação da energia armazenada (ΔE_k) decorrente da variação do volume armazenado (ΔS_k) em um reservatório k como sendo:

$$\Delta E_k = \Delta S_k \varepsilon_k + S_k \Delta S_k \frac{\partial \varepsilon_k}{\partial S_k} \quad (3)$$

Através de um processo cumulativo de superposição de efeitos, define-se a energia armazenada E_s em k reservatórios em cascata, expressa em função dos armazenamentos dos reservatórios (S_k) e de suas produtibilidades (ε_k) na seguinte forma:

$$E_s = (S_1 + S_2 + \dots + S_{k-1}) \varepsilon_k + \int \varepsilon_k dS_k + (S_1 + S_2 + \dots + S_{k-2}) \varepsilon_{k-1} + \int \varepsilon_{k-1} dS_{k-1} + \dots + \int \varepsilon_1 dS_1 \quad (4)$$

onde o reservatório de cabeceira é numerado com 1 e o de jusante com k .

Mudanças nos níveis de armazenamento produzem uma variação de energia potencial armazenada igual a:

Sem perda de generalidade, supondo uma série de reservatórios em cascata, as relações entre armazenamentos de um período t e o período subsequente ($t+1$) são dadas pelas equações de balanço hídrico em cada reservatório com capacidade regularizadora:

$$S_k(t+1) = S_k(t) + I_k(t) - T_k(t) - V_k(t) + EW_k(t) + T_{k-1}(t) + V_{k-1}(t) \quad (6)$$

onde $S_k(t)$ é o volume armazenado no reservatório k , ao fim do mês t ; $I_k(t)$ é o volume d'água da bacia incremental ao reservatório k , mês t ; $T_k(t)$ é o volume turbinado no reservatório k , mês t ; $V_k(t)$ é o volume vertido do reserv. k , mês t ; $EW_k(t)$ é o volume evaporado do reservatório k , mês t .

A Equação (6) pode ser colocada na forma conveniente para uso na Equação (5), através do isolamento de ΔS_k :

$$\Delta S_k = S_k(t) - S_k(t+1) = T_k(t) + V_k(t) + EW_k(t) - I_k(t) - T_{k-1}(t) - V_{k-1}(t) \quad (7)$$

Após substituição de (7) em (5), consegue-se obter o funcional a ser otimizado, o qual consiste na minimização da perda de energia potencial (ΔE_s) do sistema de reservatórios e usinas, decorrente das respectivas variações de volumes armazenados nos reservatórios (ΔS_k). Omitindo os termos não relevantes à otimização, a função objetivo assume o formato padrão da Programação Linear:

$$\text{Min} \sum_{k=1}^{k-1} [C_k(t)T_k(t) + C_k^1(t)V_k(t)] \quad (8)$$

onde $T_k(t)$ e $V_k(t)$ são as variáveis de decisão;

$$C_k(t) = \varepsilon_k + \frac{\partial \varepsilon_k}{\partial S_k} \sum_{j=1}^{k-1} S_j - \frac{\partial \varepsilon_{k+1}}{\partial S_{k+1}} \sum_{j=1}^k S_j$$

$$C_k^1(t) = 10^6$$

Os coeficientes de custo $C_k(t)$ são constantes conhecidas para cada início de mês, sendo funções do armazenamento médio do mês e da produtividade. À constante $C_k^1(t)$, associada ao vertimento, atribui-se um valor alto, para que na função objetivo de minimização (Equação 8) os valores ótimos dos vertimentos sejam tão pequenos quanto possível. As não linearidades são contornadas por um método iterativo, onde inicialmente calculam-se as capacidades de potência e produtibilidades com base nos armazenamentos do início do mês. A rotina de PL é então resolvida, obtendo-se as descargas mensais ótimas e os respectivos armazenamentos do final de mês para cada reservatório. São calculados os armazenamentos médios do período mensal, com os quais se determinam novos valores de capacidade de potência e produtividade. Novamente é resolvida a rotina de PL, fornecendo os valores definitivos de descargas mensais e armazenamentos finais.

As restrições incluem todas as categorias usualmente requeridas na operação de reservatórios, relacionadas anteriormente, sendo tratadas de forma específica as restrições próprias de alguns sistemas em particular, como é o caso do rio Tietê (reversão para a represa Billings) e do rio Paraíba do Sul (regras específicas). No caso do Programa de Operação, foi feita uma parametrização na res-

trição de atendimento energético, com valor base igual ao valor contratado de energia no mês, até um limite superior, no qual é atingida a capacidade de geração do sistema, correspondente às disponibilidades energéticas daquele mês.

O modelo de Programação Dinâmica

Em cada mês, existirá um número finito de soluções de PL, correspondentes aos diferentes valores da restrição energética que foi parametrizada, no caso do Programa de Operação (Figura 2). A escolha da seqüência de geração de energia mês a mês, é feita com o auxílio do modelo de Programação Dinâmica (PD), que usa como critério, a seleção da trajetória de volumes armazenados cuja soma é máxima. Trabalhando com uma nova variável, a energia incremental (aos níveis contratuais), acumulada desde o início dos tempos, fica caracterizada a evolução temporal da produção de energia do sistema, desde o início do horizonte de planejamento (Figura 3).

A partir de um determinado nível de energia incremental, acumulada num certo mês t , há diversas alternativas possíveis para atingir qualquer outro nível no mês $(t+1)$. Para escolher a alternativa mais favorável, a rotina de PD tem como variável de estado, a energia incremental acumulada $EC(t)$ até o final do mês t (Figura 3). A variável de decisão é a quantidade de energia $E(t)$ a ser gerada no mês t . A equação recursiva é:

$$F_{t+1}(EC_{t+1}) = \max_{E(t)} \left[\sum_k S_k(t+1) + F_t(EC_t) \right] \quad (9)$$

para $t = 0, 1, 2, 3, \dots, 12$, onde $F_t(EC_t)$ é a soma dos volumes do vetor de máximo armazenamento, para cada valor de EC_t ; $F_0(EC_0)$ é a soma dos volumes armazenados no início do horizonte de planejamento.

Ao fim do último período têm-se vários níveis de energia incremental acumulada, a cada qual correspondendo um vetor armazenamento final e também uma trajetória ótima. Escolhida uma configuração final, adequada à continuidade da operação em períodos subseqüentes, existirá a respectiva trajetória de operação, que fornece os estados de armazenamento mês a mês, as vazões vertidas e turbinadas, bem como as demais variáveis da operação dos reservatórios. A decisão a ser tomada é mostrada na saída do SISCOM, confrontando trajetórias de energia excedente (ao contrato) acumuladas, com as respectivas trajetó-

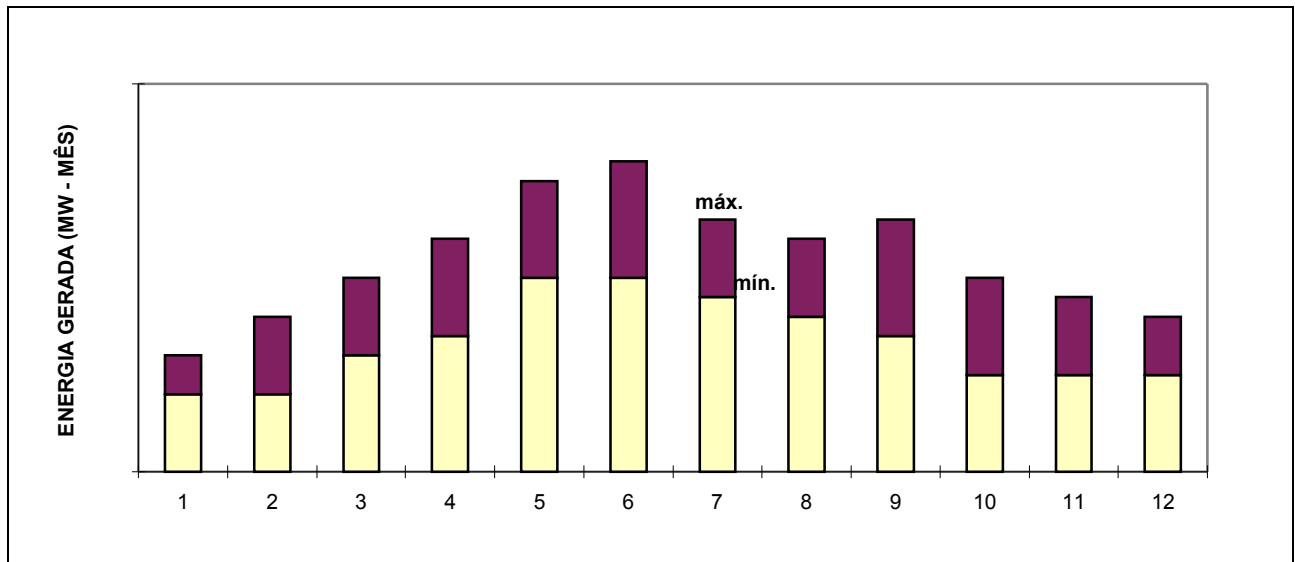


Figura 2. Alternativas de máxima e mínima gerações mensais de energia.

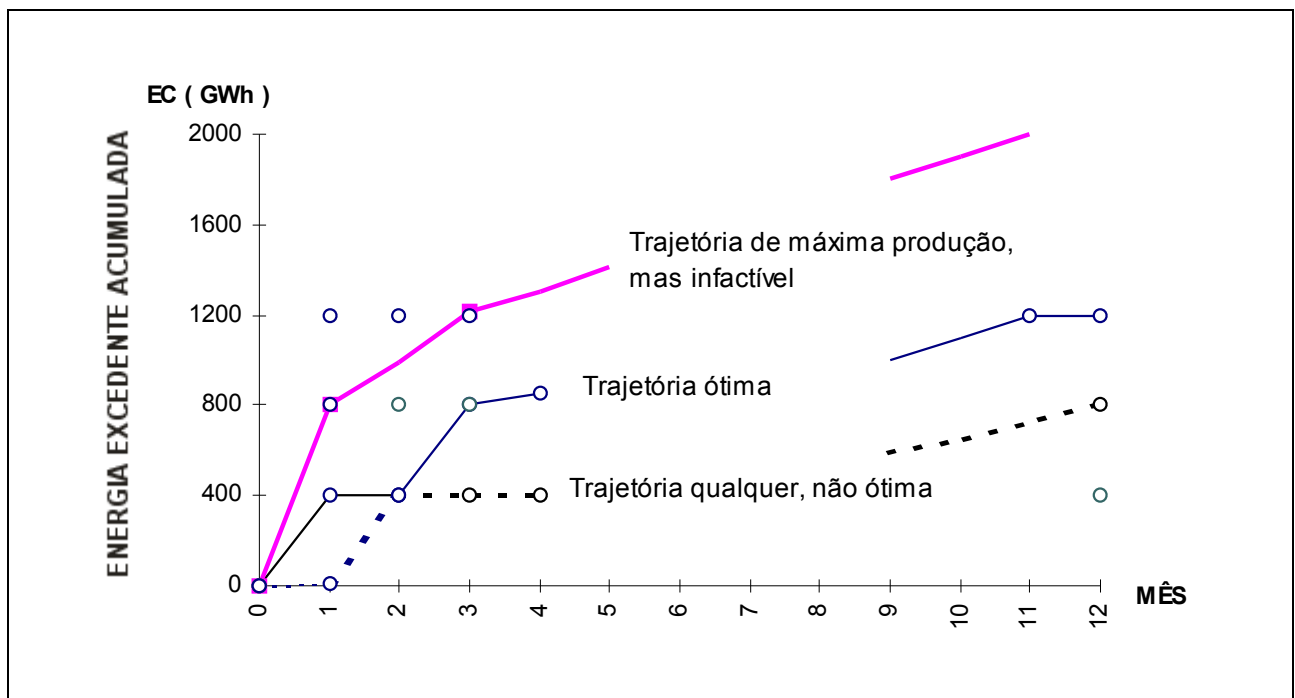


Figura 3. Energia excedente acumulada.

rias de energia armazenada no subsistema (Figura 4 e Figura 5, respectivamente).

ESTUDO DE CASO

A título ilustrativo, alguns resultados da metodologia e do sistema, descritos previamente, são apresentados em aplicações aos subsistemas dos rios: (a) Paranapanema; (b) Paranaíba. A topologia

dos subsistema do Paranapanema é indicada na Figura 6, onde o símbolo do triângulo indica reservatório com capacidade regularizadora e o símbolo do círculo indica reservatório a fio d'água.

O mercado de energia foi tomado como sendo o valor da energia garantida para o sistema, igual a 864 MW-medios. Na Figura 7, apresentam-se os resultados de uma rodada típica do programa de operação, em termos de variação do volume

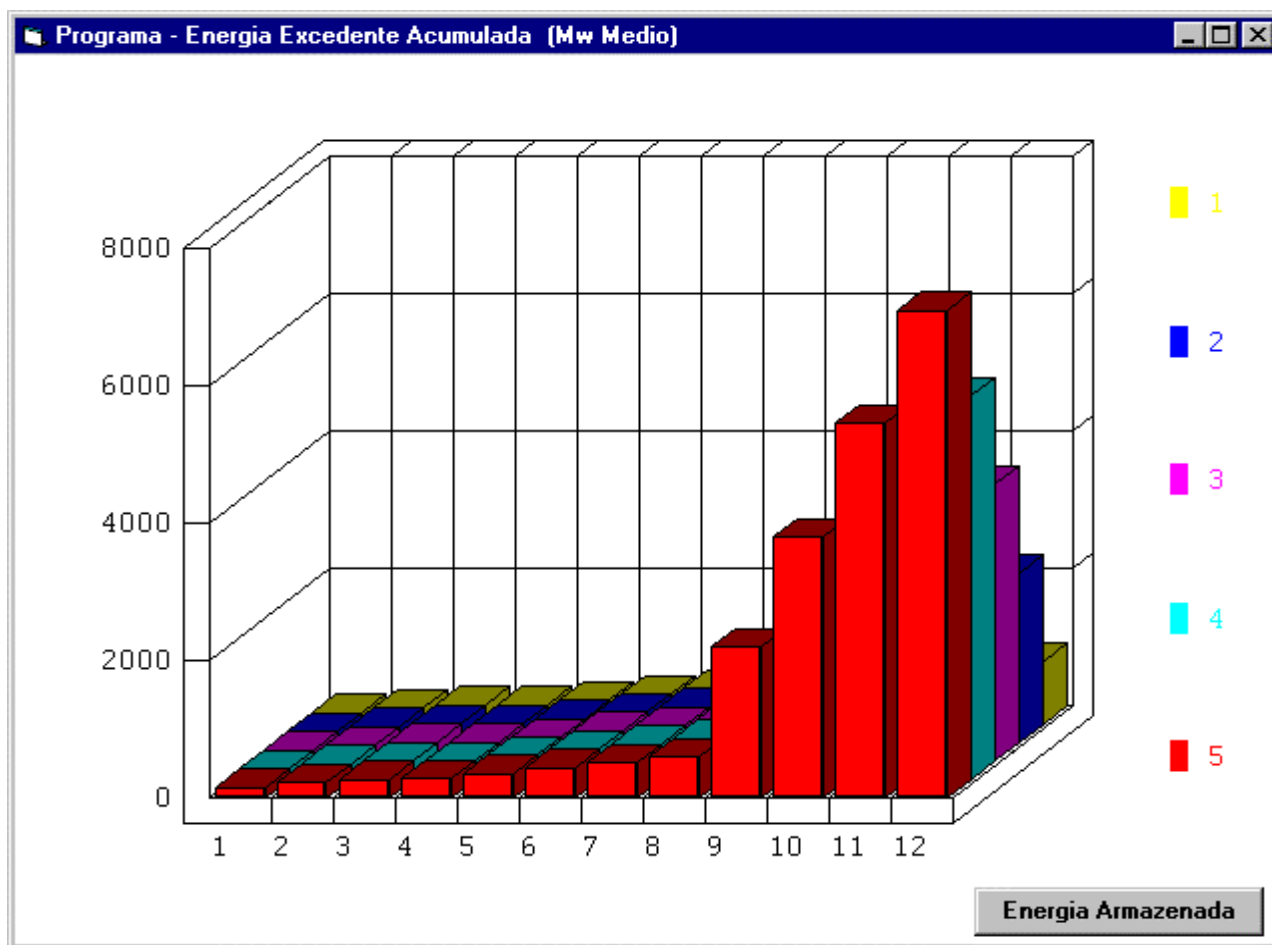


Figura 4. Alternativas de energia excedente acumuladas - saída do SISCOM.

útil, tendo como cenário hidrológico as vazões da média de longo termo (MLT). Como seria esperado, diante deste cenário hidrológico favorável, houve plena recuperação do volume armazenado (100% do volume útil) ao final do horizonte de planejamento (mês 12).

No subsistema do Paranaíba foram realizados dois testes comparativos. No primeiro deles, denominado teste TC01, partiu-se do início do mês de Março/94 como condição inicial, com todos os reservatórios a 100% do volume útil. Tomou-se como meta de geração a cada mês, um mercado de energia igual a 70% da energia garantida do subsistema. Assim, conseguiu-se atingir a viabilidade da operação até o final do horizonte de planejamento (12 meses adiante), mesmo na situação hidrológica (hipotética) mais desfavorável, de afluência zero ao longo de todo os meses. Com esta situação hidrológica hipotética (afluência zero a todos os reservatórios), procurou-se avaliar os resultados do SISCOM diante dos resultados de uma políti-

ca de operação dos reservatórios com deplecionamento dos volumes em paralelo, adotada no modelo de simulação OPUS. A retirada do insumo hidrológico permitiu que ficassem evidentes os demais fatores determinantes da solução operativa.

As aplicações no subsistema do rio Paranaíba apresentam na forma comparativa, em relação aos resultados do modelo de simulação OPUS, sob situações idênticas em termos de mercado, condições iniciais e previsão hidrológica. A Figura 8 apresenta a topologia do subsistema do rio Paranaíba.

A Figura 9 indica os resultados obtidos, em termos de trajetória de volume útil, no teste TC01, seja através da regra de deplecionamento em paralelo (mesma trajetória para todos os reservatórios), ou pela otimização gerada pelo SISCOM (trajetórias distintas para os diferentes reservatórios). O resultado do SISCOM indica que os reservatórios de São Simão e Itumbiara permanecem com 100% do volume útil (Figu-

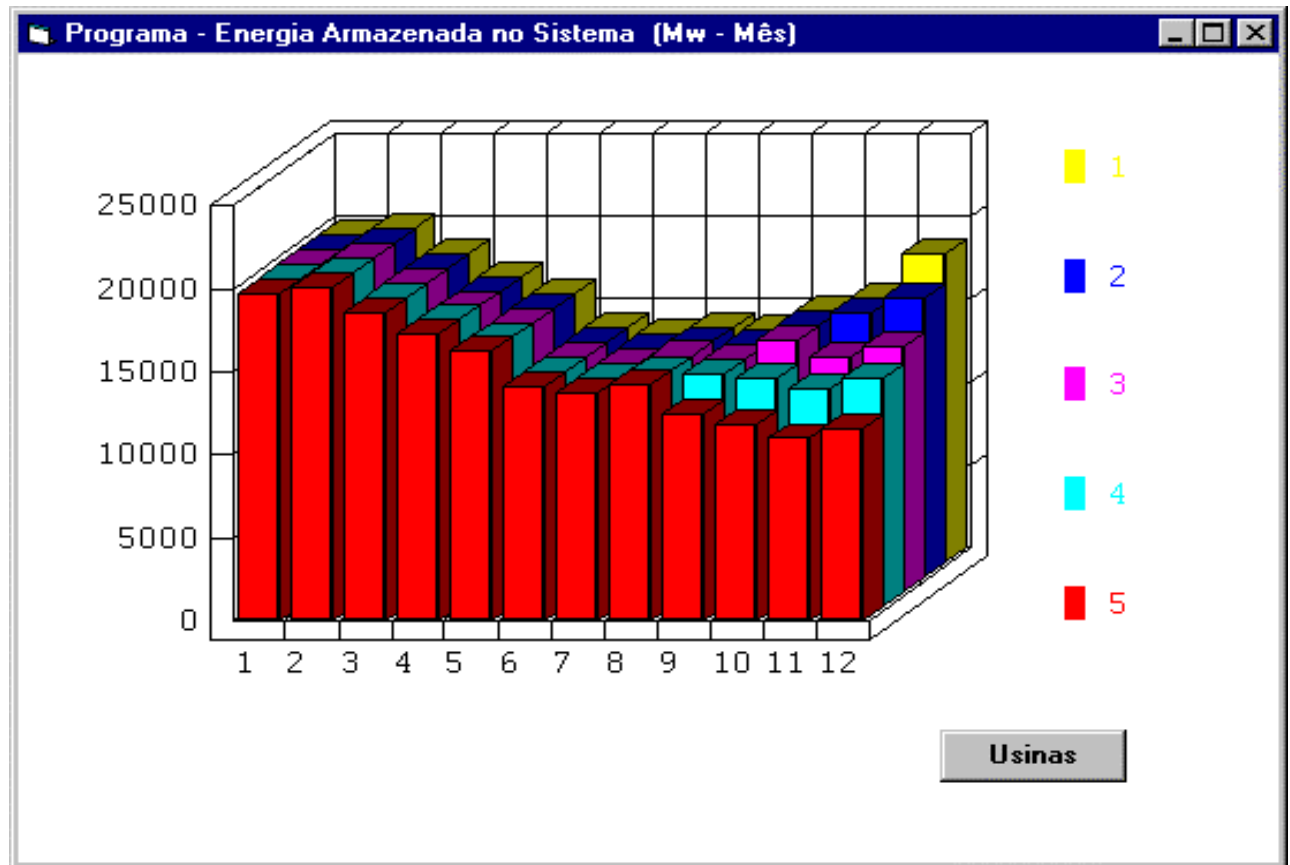


Figura 5. Trajetórias de energia armazenada no Sistema, correspondentes à cada alternativa.

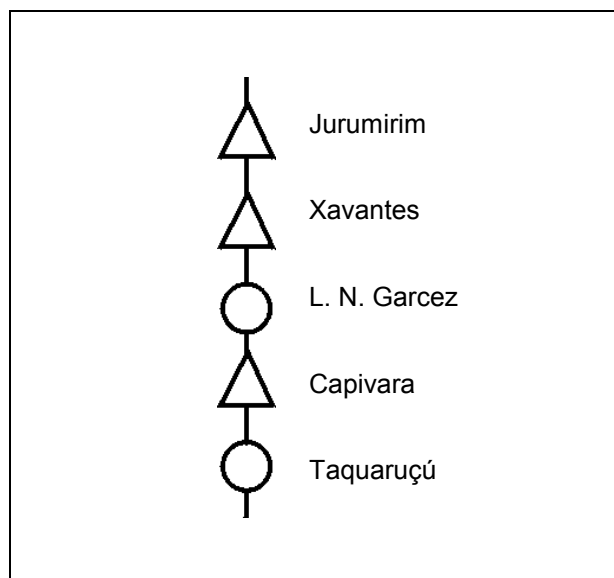


Figura 6. Subsistema do Paranapanema.

ra 9). Para esse mesmo caso, mostram-se na Figura 10, as trajetórias de energia armazenada no subsistema Paranaíba, segundo saída do SISCOM e da regra de operação em paralelo.

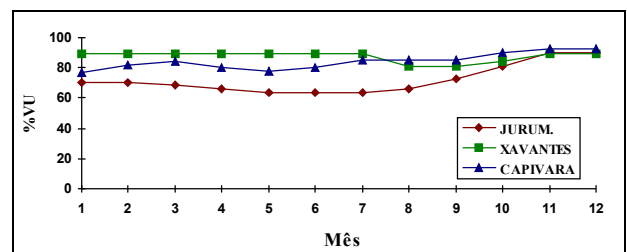


Figura 7. Volumes armazenados (%Vu) no sistema do rio Paranapanema.

A análise das Figuras 9 e 10 revela que o otimizador (SISCOM) manipula os volumes dos reservatórios, de forma muito diferenciada em relação à operação da regra em paralelo e, dessa forma, conseguiu-se um armazenamento energético superior em 2% (Figura 10) em relação ao modelo de operação em paralelo. Fundamentalmente, o maior volume armazenado em Emborcação (reservatório de cabeceira, com 100% de volume útil ao final do horizonte) garante a maximização da energia potencial, na solução fornecida pelo SISCOM.

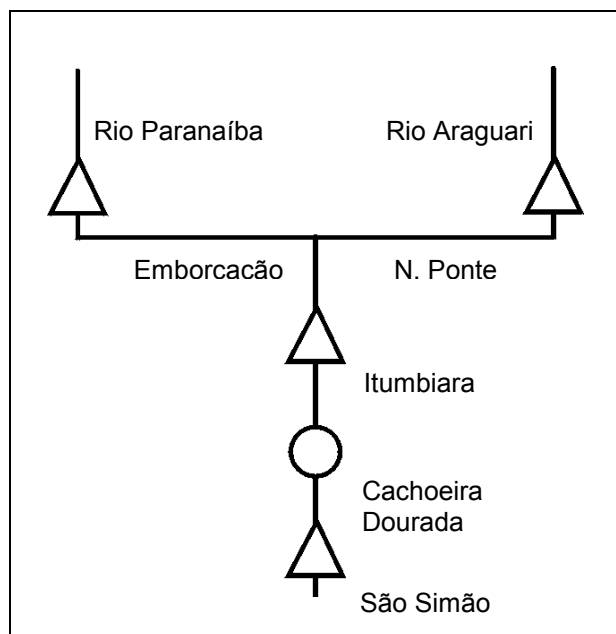


Figura 8. Subsistema do rio Paranaíba.

Um segundo teste com o programa de operação foi realizado, visando comparar os resultados do SISCOM com os resultados do OPUS, num cenário realístico de um ano típico de operação (1994/95). Na prática de operação mensal da ELETROBRÁS, utiliza-se o OPUS acoplado a um modelo de previsão de vazões mensais, o PREVAZ. De maneira a garantir o mesmo nível de informação utilizado ao longo do ano 1994/95, adotado no teste TC02, o SISCOM também utilizou tais previsões de vazão mensal. Partiu-se das mesmas condições iniciais quanto aos volumes armazenados e, ao longo dos meses do horizonte de operação (Abril/94 a Março/95) o mercado de

energia a ser atendido foi fixado constante, definido como igual à energia garantida pelo subsistema Paranaíba.

O SISCOM foi então utilizado como na prática da operação em tempo real. Ou seja, a cada início de mês lançava-se mão das previsões de vazão do PREVAZ com horizonte de 12 meses adiante e, rodava-se o SISCOM. Da solução ótima oferecida pelo SISCOM, aproveitavam-se apenas os resultados do primeiro mês. De posse das vazões observadas neste mesmo mês, atualizavam-se os volumes dos reservatórios e repetia-se o procedimento no mês seguinte, até completar todos os meses do horizonte de planejamento. Os resultados do simulador (OPUS) e do SISCOM são apresentados na Figura 11 e Figura 12, em termos da evolução dos volumes dos reservatórios.

As Figuras 11 e 12 evidenciam diferenças marcantes entre as duas políticas de operação. Enquanto na operação realizada, a opção dominante foi a utilização de Itumbiara, no SISCOM o reservatório desta mesma usina é a de menor utilização.

A comparação da evolução dos volumes dos reservatórios é complementada com a comparação das trajetórias de energia armazenada, mostradas na Figura 13. Verifica-se a superioridade do SISCOM a partir do mês de Maio/94, chegando a um estado final com 64% da energia armazenada máxima contra 61% obtidos na operação realizada (com base no OPUS). Portanto, além dos benefícios já relatados quanto à flexibilidade e facilidades de uso, registra-se o desempenho muito satisfatório quanto aos benefícios energéticos conseguidos com o SISCOM, não só a partir dos casos aqui apresentados, como em outras aplicações.

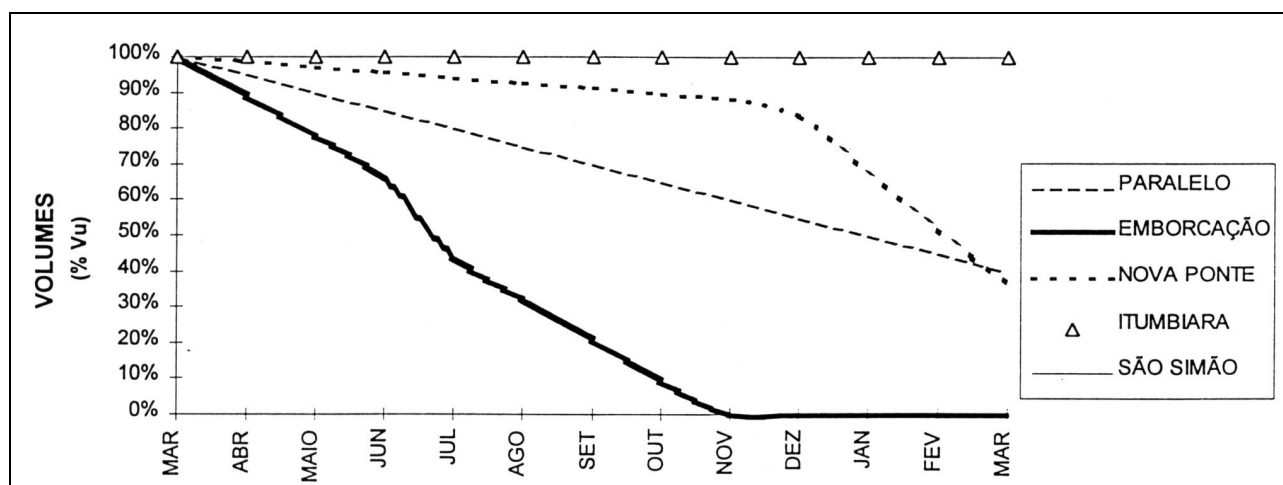


Figura 9. Trajetória de volumes úteis - teste TC01.

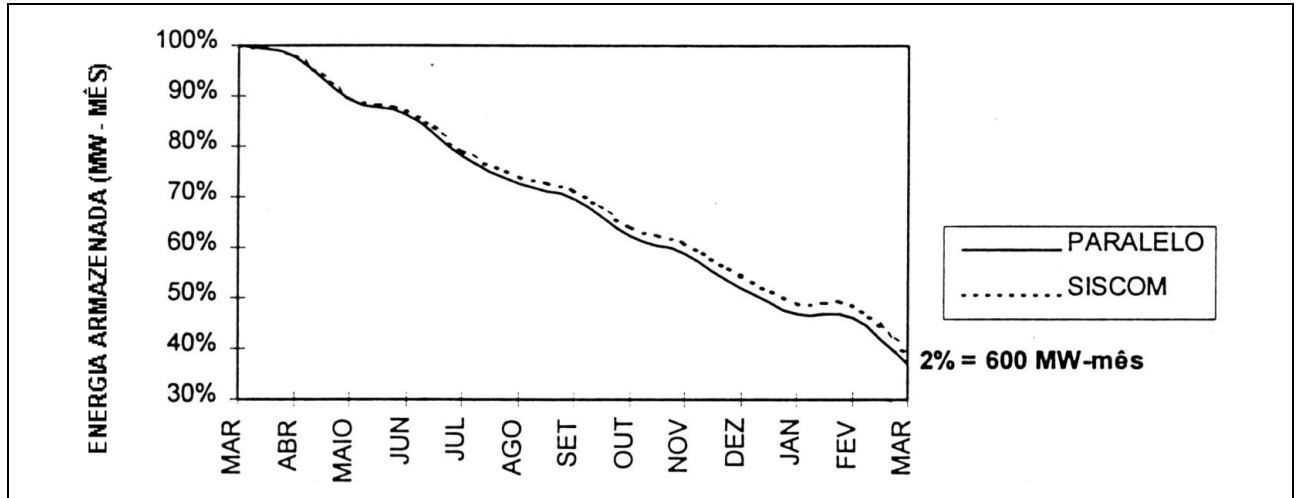


Figura 10. Evolução da energia armazenada - caso TC01.

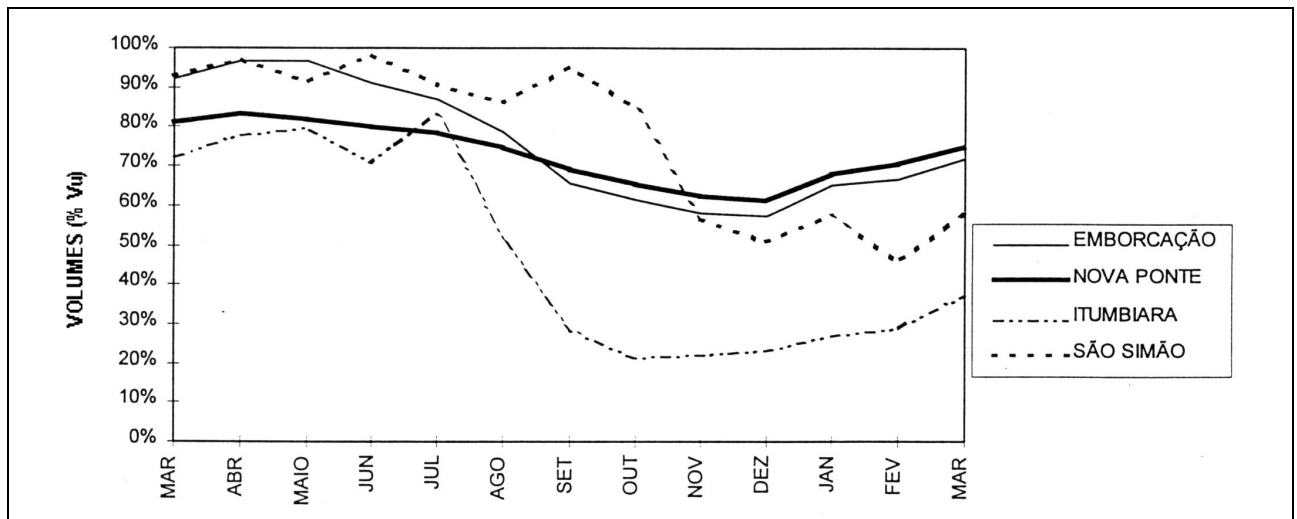


Figura 11. Volumes armazenados na operação realizada em 1994/95 (com base no OPUS).

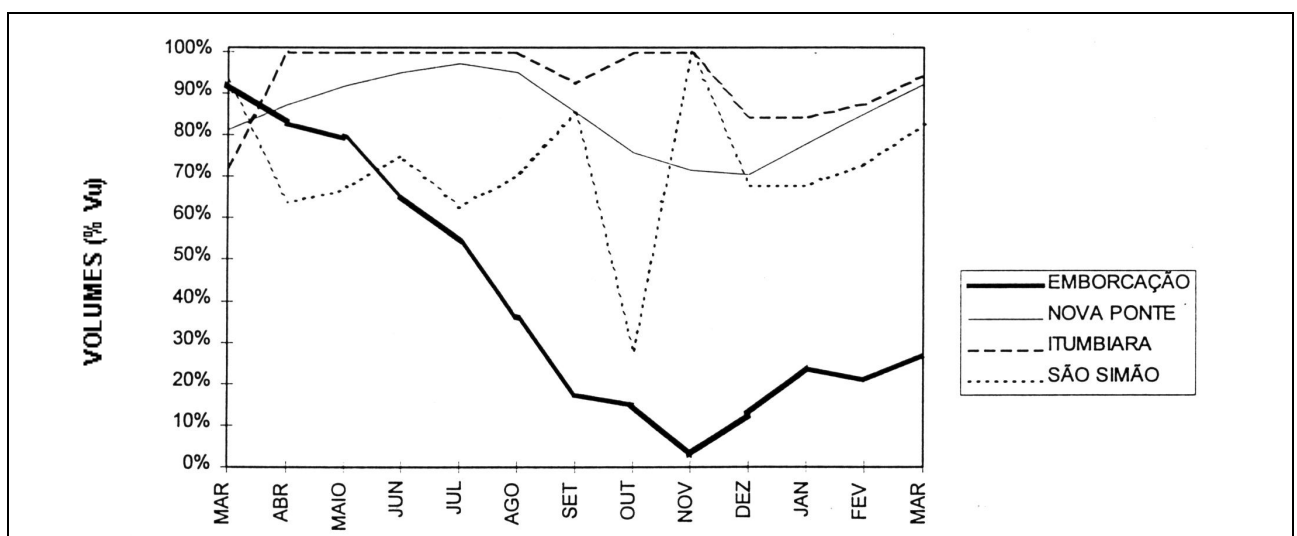


Figura 12. Volumes armazenados na solução do SISCOM.

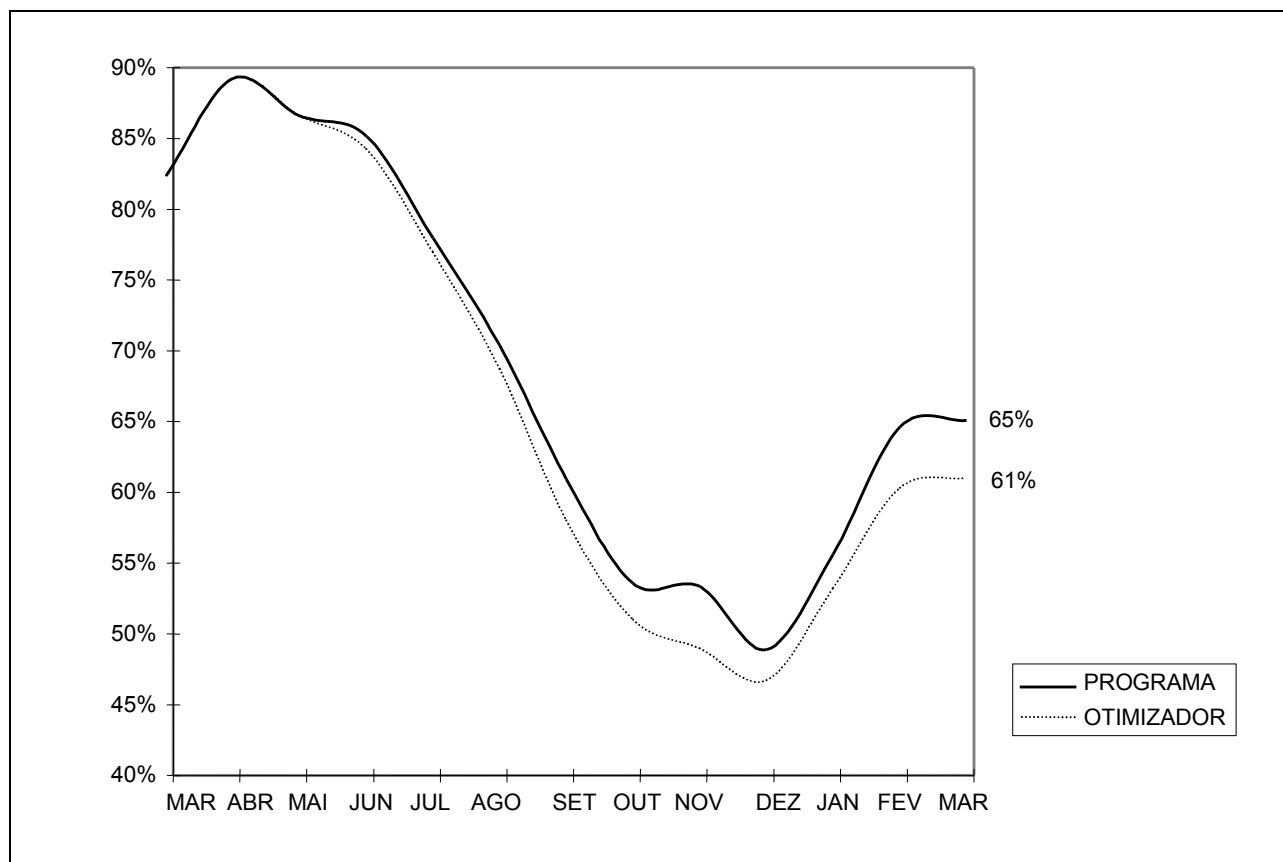


Figura 13. Energia armazenada segundo programa e SISCOM (otimizador).

CONCLUSÕES

Apresentou-se um sistema de apoio ao planejamento de operação de sistemas hidroelétricos, denominado SISCOM. Tal sistema foi desenvolvido visando subsidiar estudos na etapa de desagregação dos totais energéticos de cada subsistema entre as suas usinas componentes através de modelos de otimização. Ao longo do processo de desenvolvimento do SISCOM foi enfatizada a busca de um ambiente amigável na interface homem-máquina, conseguida com recursos de Visual-Basic, implantado em ambiente de micro-informática. Os testes que vêm sendo executados revelam a flexibilidade de uso do SISCOM sob ampla gama de hipóteses e cenários, o que caracteriza a sua utilidade como ferramenta alternativa de análise e obtenção de regras operativas no planejamento energético de sistemas hidroelétricos, no horizonte de médio prazo.

REFERÊNCIAS

- BECKER, L., W. W. -G. YEH (1974). Optimization of Real Time Operation of Multiple Reservoir System, *Water Resources Research*, v10, n.6, Dec., p1107-1112.
- BRAGA, B. P. F., P. S. F. BARBOSA (1987). Operação Ótima de Sistemas de Múltiplos Reservatórios em Tempo Real, *Revista Latino Americana de Hidráulica*, n.1. Maio, p105-120.
- ELETOBRÁS (1993). *Metodologia e Critérios para a Elaboração do Plano de Operação para 1994*, SCEN/GTMC-03/93, Rio de Janeiro, setembro.
- ELETOBRÁS (1992). *Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas -OPUS*, Descrição de Metodologia, Rio de Janeiro, julho.
- LEFÉVRE, M. A. P, SILVEIRA, J. R., (1997). *Blackouts: Causas e Efeitos sobre a Sociedade*, XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Belém, PA, 26 a 30/10.
- SOARES, S. et al., (1995). Uma Comparação entre as Abordagens Determinística e Estocástica no Planejamento da Operação de uma Usina Hidrolétrica, XI Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Recife, PE, *Anais* v3, p73-77.

SISCOM: a Computerized Support System for Hydropower Systems Planning and Operation

ABSTRACT

The complexities of the interconnected Brazilian hydroelectric system require different time levels to be considered while planning operations. The Central Commission for Interconnected Operation (GCOI) defines three time horizons for operation planning in the South/Southeast region: long-term (5 years), medium-term (one year) and short-term (one week). Long-term planning assumes a monthly time interval and aims at determining an optimal operational policy that minimizes the expected thermal costs. Medium-term operation planning assumes a monthly time interval and aims at allocating the total demand for hydroelectric energy among the individual power plants of the system. Short-term operation planning process an interface between the weekly operation planning and real-time operation. Thus, it assumes a weekly time horizon and an hourly time interval.

The SISCOM (Computer System for Decision Support to Hydroelectric Operation Planning) model is presented in this paper. This computational system is an optimization model which determines the optimal medium-term operational policy as a result of the constraints defined by the user. The SISCOM is an interactive and conversational system that allows effective communication between the user and the microcomputer utilizing graphical devices.

With the computational system optimal operational policies can be obtained for different hydrological and energy demand scenarios. A stochastic forecasting model for monthly inflows (ARMA(1,1)) allows inflow forecasts one month ahead. An application of SISCOM to the Parana-panema river basin and other applications in the Paranaíba river basin are presented aiming at providing an illustration of potential advantages of the computational system.