

PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE GRANDE PORTE

Renato Carlos Zambon¹; Mario Thadeu Leme de Barros²

RESUMO – Este trabalho apresenta o desenvolvimento de um Sistema de Suporte a Decisão (SSD) para o planejamento operacional de sistemas hidrotérmicos de grande porte formados por um conjunto de usinas hidrelétricas e termelétricas, operados para geração e atendimento a demandas de energia elétrica. São consideradas também outras fontes de geração de energia, a expansão do sistema, transposições, usos múltiplos da água e restrições ambientais. O SSD integra um banco de dados com informações sobre o sistema hidrotérmico, uma interface gráfica para facilitar a edição dos dados e visualização dos resultados e os modelos de simulação e otimização. Os modelos do SSD chamado HIDROTERM baseiam-se na programação não linear (PNL). Nas diversas aplicações feitas do SSD com dados do Sistema Interligado Nacional (SIN), formado por 4 subsistemas e 128 usinas hidrelétricas ativas, foram obtidos resultados bastante satisfatórios demonstrando diversos avanços em relação ao modelo SISOPT de Barros et al. (2003), com destaque para a velocidade de processamento, o porte de sistemas aos quais o modelo pode ser aplicado e a representação bem mais completa do sistema hidrotérmico. Além do planejamento da operação do sistema hidrotérmico, o SSD pode ser aplicado também para diagnósticos do sistema existente, análises de impacto de mudanças em regras operacionais e de usos múltiplos da água, planejamento e avaliação de alternativas de expansão.

ABSTRACT – This paper presents the development of a Decision Support System (DSS) for the operational planning of large-scale hydrothermal systems formed by a series of hydroelectric and thermoelectric power plants, operated for the production and service demands for energy. Other sources of energy production, the expansion of the system, water transfers, multiple uses of water and environmental constraints are also considered. The DSS integrates a database with information of the hydrothermal system, a graphical interface to facilitate the editing of the data and display the results and the simulation and optimization models. The models of the called DSS HIDROTERM are based on the non-linear programming (NLP). In several applications made with the DSS with data for the Brazilian Hydrothermal System, formed by 4 subsystems and 128 active hydroelectric plants, very satisfactory results were obtained demonstrating various advances in relation to the model SISOPT from Barros et al. (2003), with emphasis on the processing speed, the size of systems to which the model can be applied and in a much more complete representation of the hydrothermal system. In addition to the planning of the operation of the hydrothermal system, the DSS can be applied also to the existing system diagnoses, analyses the impact of changes in operating rules and of multiple uses of water, planning and evaluation of expansion alternatives.

Palavras-chave: Sistemas Hidroenergéticos, Reservatórios (Operação), Programação Não Linear.

1) Pesquisador e Doutorando, EPUSP, Av. Prof. Almeida Prado, 271, 05508-900, São Paulo-SP. E-mail rczambon@usp.br
2) Professor Titular, EPUSP, Av. Prof. Almeida Prado, 271, 05508-900, São Paulo-SP. E-mail mtbarros@usp.br

1. INTRODUÇÃO

Um dos maiores desafios econômicos e ambientais que a humanidade enfrenta atualmente é a produção de energia elétrica. O suprimento de energia é uma questão muito importante para qualquer país, devido à sua necessidade para o bem estar humano e o desenvolvimento econômico. Em muitas nações, a produção de energia baseia-se principalmente na queima de combustíveis fósseis e na energia nuclear, ambas ligadas diretamente a graves problemas ambientais. Em alguns países ricos em recursos hídricos parte significativa da geração de energia baseia-se na água, uma fonte relativamente limpa e renovável de energia. No entanto, na medida em que os locais mais favoráveis são utilizados e na medida em que crescem outros usos concorrentes da água e das áreas para sua implantação, a expansão do sistema se torna progressivamente mais cara e problemática, aumentando a oposição à construção de novas hidrelétricas devido aos seus impactos sociais e ambientais negativos. Para minimizar os custos da operação, o consumo de recursos naturais não renováveis, os riscos de falhas no atendimento e os impactos negativos causados tanto pela operação como pela expansão de sistemas hidrotérmicos, formados pelo conjunto de usinas hidrelétricas, termelétricas e redes de transmissão que interligam as usinas aos centros de consumo, é de fundamental importância operar otimamente esses sistemas.

Considerando que a tendência atual na análise de sistemas é reunir e processar o maior número possível de informações, antes da tomada de decisão, sugere-se que diferentes técnicas de modelação sejam empregadas para verificar a consistência e a qualidade dos resultados. Isso é atualmente viável com os chamados Sistemas de Suporte a Decisão (SSD). Os SSD's permitem ao decisor processar diversos modelos matemáticos, com diferentes cenários, obtendo-se em curtíssimo prazo relatórios gerenciais que fornecem mais embasamento, maior suporte para as decisões finais.

Este trabalho tem como objetivo básico desenvolver um SSD para o planejamento de sistemas hidrotérmicos de grande porte considerando as usinas hidrelétricas individualizadas, incluindo de forma integrada modelos matemáticos de análise e tomada de decisão para o planejamento da operação hidráulica do sistema hidrelétrico e para o planejamento da geração térmica e intercâmbios de energia, e aplicar ao sistema hidrotérmico brasileiro como estudo de caso.

Diversas técnicas de otimização têm sido empregadas para o gerenciamento de sistemas de reservatórios e recursos hídricos em geral. Revisões importantes sobre diversas metodologias e modelos de otimização nessa área foram feitas por Yeh (1985), Simonovic (1992), Wurbs (1993), Momoh et al. (1999a,b) e Labadie (2004). O modelo NEWAVE utilizado atualmente no planejamento da operação do sistema brasileiro considera que ele é composto por quatro grandes subsistemas equivalentes, utiliza a programação dinâmica dual estocástica (PDDE) e teve seu desenvolvimento feito conforme metodologia apresentada por Pereira (1989). O modelo SDDP comercializado pela PSR Inc. também utiliza a PDDE, sua metodologia é apresentada por Pereira et al. (1998). Marcato (2002) propõe um modelo híbrido com usinas individualizadas nos primeiros estágios, porém com produtividades e níveis no canal de fuga constantes, e agregação em subsistemas equivalentes posteriormente. Cicogna (2003) apresenta o SSD HIDROLAB. Leite (2003) utilizou a técnica da inteligência artificial com os princípios da evolução genética para planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, com aplicações para sistemas de até 35 usinas hidrelétricas. O modelo SISOPT de Barros et al. (2003) se aplica a sistemas com usinas hidrelétricas individualizadas e utiliza técnicas de programação linear (PL), programação linear sucessiva (PLS) e programação não linear (PNL). Lopes (2007) desenvolveu o modelo SolverSIN para o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos utilizando a PNL e a agregação das hidrelétricas em subsistemas e aplicado ao sistema brasileiro. De uma forma geral foi observado que existem

diversas técnicas de otimização aplicadas a sistemas hidrelétricos ou hidrotérmicos, porém as aplicações até hoje em sistemas do porte do sistema brasileiro têm sido limitadas a grandes simplificações como a utilização de reservatórios equivalentes, ou a representação mais adequada das não linearidades do problema e de usinas individualizadas apenas em problemas de menor escala, no máximo com algumas dezenas de reservatórios.

2. O SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO

No Brasil, de acordo com dados recentes da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2007), as hidrelétricas são responsáveis atualmente por 77% da capacidade instalada para produção de energia elétrica e por 93% da geração efetiva média em 2007. São 1.673 empreendimentos em operação com uma capacidade instalada de 108.437 MW. O sistema brasileiro é um dos maiores do mundo e está quase que totalmente interligado: a energia pode ser transferida entre diferentes regiões do país, dependendo das condições hidrológicas, das demandas e da capacidade de intercâmbio entre as diversas regiões. Estas ligações aumentam a complexidade do sistema, com muitas usinas hidrelétricas e termelétricas operando simultaneamente.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), criado pelo governo federal em 1998, é responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no chamado Sistema Interligado Nacional (SIN), que engloba aproximadamente 97% da energia elétrica produzida no país. É importante lembrar que para um sistema desse porte, pequenas melhorias na operação resultam em enormes benefícios sociais e econômicos.

As usinas termelétricas a gás, óleo, carvão, biomassa, nuclear, etc. têm uma participação menor, porém muito importante e com tendência a crescimento nos próximos anos, operando de forma complementar e integrada ao sistema hidrelétrico. De forma geral, o sistema brasileiro explora intensamente a geração hidrelétrica, enquanto minimiza a necessidade de complementação com a geração térmica mas procurando utilizar a água armazenada no sistema sem comprometer o atendimento futuro da demanda.

O Brasil ainda tem um elevado potencial hidrelétrico, mas a maior parte dele está localizada na região norte do país, na bacia do rio Amazonas, onde as restrições ambientais são severas e as distâncias muito maiores até as principais áreas de demanda nas regiões Sudeste e Sul. Um dos maiores desafios do setor elétrico brasileiro continua a ser o desenvolvimento de modelos mais ágeis, eficientes e confiáveis para planejamento da operação do SIN.

3. A METODOLOGIA DO SSD HIDROTERM

Apresenta-se a seguir uma metodologia para o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos formados por um conjunto de usinas hidrelétricas e reservatórios interligados mais usinas termelétricas e intercâmbios operados para geração e atendimento a demandas de energia elétrica. Os reservatórios podem ter usinas geradoras ou não e podem ser a fio d'água ou de acumulação, de acordo com a sua capacidade de regularização. As usinas hidrelétricas são consideradas individualizadas no modelo, enquanto as demandas, as usinas termelétricas e os intercâmbios são agregados em subsistemas. São consideradas também outras fontes de geração de energia, a expansão do sistema, transposições e restrições ambientais e de outros usos da água.

A metodologia proposta utiliza dois modelos integrados: inicialmente, processa-se o modelo HIDRO que otimiza o sistema considerando as usinas individualizadas e aproveitando ao máximo a capacidade hidrelétrica instalada para, em seguida, processa-se o modelo TERM

para otimizar o despacho térmico e intercâmbios entre os diversos subsistemas. Os dois modelos podem ser utilizados separadamente ou integrados no chamado modelo HIDROTERM. O modelo HIDROTERM pode ser executado através de um processo iterativo entre os modelos HIDRO e TERM, ou com uma formulação unificada. Os modelos de otimização foram escritos através do software GAMS, com uma interface gráfica adicional para entrada de dados, simulação e verificação dos resultados desenvolvida em DELPHI e um banco de dados com possibilidade de atualização mensal. O conjunto formado pelos modelos HIDRO, TERM, HIDROTERM iterativo e HIDROTERM unificado, pelos algoritmos de simulação, pelo banco de dados e pela interface formam o chamado SSD HIDROTERM.

3.1. O modelo HIDRO

O modelo HIDRO otimiza o sistema composto por um conjunto de usinas com reservatórios interligados e aproveitando ao máximo a capacidade hidrelétrica instalada. Explorar ao máximo a capacidade hidrelétrica é prioridade sobre outras fontes de energia não renováveis, tanto do ponto de vista econômico como ambiental. Pode-se ainda estabelecer que os custos serão crescentes quanto maior for a complementação necessária a cada intervalo de tempo. Por simplicidade, podemos pensar em custos crescentes de forma quadrática, sobre a energia necessária para complementar a produção hidrelétrica. Isto equivale a somar os quadrados da energia complementar, a cada intervalo de tempo, e essa somatória pode ser feita para o sistema completo, buscando um ótimo global, ou opcionalmente separada por subsistema, situação em que eles se tornam mais independentes e os intercâmbios minimizados, conforme as funções objetivo apresentadas nas equações 1 e 2. As variáveis de decisão são as vazões turbinadas e vertidas em cada usina, a cada intervalo de tempo.

$$\min ZH = \sum_{t=1}^{nt} dt_t \cdot \left[D_t - \sum_{i=1}^{ni} P_{i,t} \right]^2, \quad \text{com } D_t = \sum_{k=1}^{nk} D_{k,t} \quad (1)$$

ou

$$\min ZH = \sum_{k=1}^{nk} \sum_{t=1}^{nt} dt_t \cdot \left[D_{k,t} - \sum_{j_k=1}^{nj_k} P_{j_k,t} \right]^2 \quad (2)$$

onde: ZH = objetivo do modelo HIDRO (10^6 s.MW²); i = índice da usina e/ou reservatório; ni = número de usinas; t = índice dos intervalos de tempo; nt = número de intervalos de tempo; k = índice do subsistema; nk = número de subsistemas; j_k = índice da usina e/ou reservatório no subsistema k ; nj_k = número de usinas no subsistema k ; $P_{i,t}$ = produção de energia (MW); $D_{k,t}$ = demanda objetivo (MW); dt_t = duração dos intervalos de tempo (10^6 s).

A demanda objetivo $D_{k,t}$ normalmente será igual à demanda total menos as gerações fixas de usinas termelétricas inflexíveis, usinas nucleares, importações e pequenas centrais hidrelétricas (PCH's), mas pode também ser definida arbitrariamente pelo usuário, por exemplo como a capacidade máxima de geração instalada.

O modelo fica sujeito as seguintes equações:

Vazão total, turbinada e vertida:

$$R_{i,t} = R'_{i,t} + R''_{i,t} \quad (3)$$

Equação da continuidade para usinas com reservatórios de acumulação:

$$S_{i,t} = S_{i,t-1} + dt_t \left[\sum_{m_i=1}^{mm_i} R_{m_i,t} + I_{i,t} - R_{i,t} - UC_{i,t} - DE_{i,t} \right] - E_{i,t} \quad (4)$$

Equação da continuidade para usinas a fio d'água:

$$0 = dt_t \left[\sum_{k=1}^{nk_i} R_{i,t} + I_{i,t} - R_{i,t} - UC_{i,t} - DT_{i,t} \right] - E_{i,t} \quad (5)$$

Evaporação para usinas com reservatórios de acumulação:

$$E_{i,t} = \frac{A_{i,t} + A_{i,t-1}}{2} \cdot IE_{i,t} \quad \text{ou} \quad E_{i,t} = A_{i,t-1} \cdot IE_{i,t} \quad (6)$$

Evaporação para usinas a fio d'água:

$$E_{i,t} = Af_i \cdot IE_{i,t} \quad (7)$$

Capacidade dos geradores:

$$P_{i,t} \leq P_i^{\max} \cdot ID_{i,t} \quad (8)$$

Armazenamento mínimo e máximo, sendo que o valor máximo pode variar sazonalmente para controle de cheias:

$$S_i^{\min} \leq S_{i,t} \leq S_i^{\max} \quad (9)$$

Armazenamento final:

$$S_{i,t=nt} \geq S_{i,final} \quad (10)$$

Limites de vazão ambiental e outros usos, turbinada e vertida:

$$R_{i,t} \geq R_i^{\min} \quad (11)$$

$$R_i^{\min} \cdot ID_{i,t} \leq R'_{i,t} \leq R_i^{\max} \cdot ID_{i,t} \quad (12)$$

$$R''_{i,t} \geq 0 \quad (13)$$

Queda para usinas com reservatórios de acumulação:

$$Hb_{i,t} = \frac{H_{i,t} + H_{i,t-1}}{2} - HT_{i,t} \quad (14)$$

Queda para reservatórios de usinas a fio d'água:

$$Hb_{i,t} = Hf_i - HT_{i,t} \quad (15)$$

Produção de energia:

$$P_{i,t} = \eta_i \cdot Hb_{i,t} \cdot R'_{i,t} \quad (16)$$

Nível d'água montante do reservatório (constante para fio d'água Hf_i):

$$H_{i,t} = a_{0i} + a_{1i} \cdot S_{i,t} + a_{2i} \cdot S_{i,t}^2 + a_{3i} \cdot S_{i,t}^3 + a_{4i} \cdot S_{i,t}^4 \quad (17)$$

Nível d'água no canal de fuga a jusante do reservatório:

$$HT_{i,t} = b_{0i} + b_{1i} \cdot R_{i,t} + b_{2i} \cdot R_{i,t}^2 + b_{3i} \cdot R_{i,t}^3 + b_{4i} \cdot R_{i,t}^4 \quad (18)$$

Área do reservatório (constante para fio d'água Af_i):

$$A_{i,t} = c_{0i} + c_{1i} \cdot H_{i,t} + c_{2i} \cdot H_{i,t}^2 + c_{3i} \cdot H_{i,t}^3 + c_{4i} \cdot H_{i,t}^4 \quad (19)$$

ou, opcionalmente, em função simplificada direta do armazenamento:

$$A_{i,t} = f_{0i} + f_{1i} \cdot S_{i,t} + f_{2i} \cdot S_{i,t}^2 \quad (20)$$

Limite de turbinamento em função da queda:

$$R'_{i,t}{}^{\max} = d_{0i} + d_{1i} \cdot Hb_{i,t} + d_{2i} \cdot Hb_{i,t}^2 + d_{3i} \cdot Hb_{i,t}^3 + d_{4i} \cdot Hb_{i,t}^4 \quad (21)$$

onde: m_i = índice de usina/reservatório imediatamente a montante de i ; nm_i = número de usinas/reservatórios imediatamente a montante de i ; $A_{i,t}$ = área do reservatório (Km²); Af_i = área do reservatório a fio d'água (Km²); $DT_{i,t}$ = desvios de vazão como bombeamento, transposição e outros a montante (m³/s); $EH_{k,t}$ = excedente de energia hidrelétrica no subsistema k no instante t , inicialmente zero e recalculado no modelo TERM, quando utilizado o modelo iterativo (MW); $E_{i,t}$ = evaporação (10⁶ m³); $Hb_{i,t}$ = queda bruta média (m); η_i = rendimento médio considerando a operação dos conjuntos turbina-gerador e perda de carga dos circuitos hidráulicos ($0 < \eta_i < 1$) (-); $H_{i,t}$ = nível d'água montante do reservatório (m); Hf_i = nível d'água montante do reservatório a fio d'água (m); $HT_{i,t}$ = nível d'água no canal de fuga a jusante do reservatório (m); $ID_{i,t}$ = índice de disponibilidade das máquinas durante o intervalo t no reservatório i para efeitos de manutenção e expansão (adimensional entre 0 e 1); $IE_{i,t}$ = índice de evaporação no período t (m); $I_{i,t}$ = vazão afluyente incremental durante intervalo t no reservatório i (m³/s); P^{max}_i = capacidade dos geradores no reservatório i (MW); $R'_{i,t}$ = vazão turbinada (m³/s); $R''_{i,t}$ = vazão vertida (m³/s); $R_{i,t}$ = vazão defluente média total (m³/s); R^{max}_i = vazão turbinada máxima (m³/s); R^{min}_i = vazão turbinada mínima (m³/s); R^{min}_i = defluência mínima ambiental (m³/s); $S_{i,t}$ = armazenamento no fim do intervalo t no reservatório i (10⁶ m³); $S^{max}_{i,t}$ = armazenamento máximo considerando espera para controle de cheias (10⁶ m³); S^{min}_i = armazenamento mínimo (10⁶ m³); $UC_{i,t}$ = vazão retirada para usos consuntivos (m³/s); $a_{0i}, a_{1i}, a_{2i}, a_{3i}, a_{4i}$ = coeficientes dos polinômios de ordem 4 para a equação do nível d'água de montante no reservatório i em função do armazenamento; $b_{0i}, b_{1i}, b_{2i}, b_{3i}, b_{4i}$ = coeficientes dos polinômios de ordem 4 para a equação do nível d'água no canal de fuga de jusante do reservatório i em função da vazão defluente; $c_{0i}, c_{1i}, c_{2i}, c_{3i}, c_{4i}$ = coeficientes dos polinômios de ordem 4 para a equação da área no reservatório i em função do nível d'água montante; $d_{0i}, d_{1i}, d_{2i}, d_{3i}, d_{4i}$ = coeficientes dos polinômios de ordem 4 para a equação da vazão máxima turbinada no reservatório i em função da queda; f_{0i}, f_{1i}, f_{2i} = coeficientes dos polinômios de ordem 2 para a equação alternativa da área no reservatório i em função do armazenamento.

Além do modelo de otimização, também foi desenvolvido um simulador que é utilizado também para gerar uma solução inicial completa e viável de extrema utilidade para a PNL. Três opções são disponíveis atualmente no simulador: a fio d'água, que mantém os armazenamentos constantes ao longo do tempo em todos os reservatórios; turbinamento máximo, utiliza a vazão máxima possível em cada instante respeitando os limites de capacidade e de armazenamento mínimo; com vazões turbinadas e vertidas definidas pelo usuário, podem ser por exemplo resultados da otimização isolada de partes do sistema ou da execução do modelo com diferentes ajustes de opções. O algoritmo do simulador inicialmente ordena, de forma automática, as usinas de montante para jusante. Depois, seguindo a seqüência ordenada de usinas, e para cada intervalo de tempo, calcula todas as variáveis de operação da usina. O cálculo não é direto, exige iterações para o ajuste da evaporação, para o limite de vazão na opção de turbinamento máximo, e para a potência quando esta atinge o limite máximo.

3.2. O modelo TERM

O modelo TERM agrega as usinas termelétricas e as demandas em subsistemas. São dados, para cada subsistema e intervalo de tempo, a previsão de demanda, a geração em

pequenas centrais hidrelétricas, usinas nucleares, a geração hidrelétrica resultante do modelo HIDRO, importação e exportação, limites de geração térmica inflexível (mínima) e máxima, limites de capacidade de intercâmbio entre os subsistemas e curvas de custo das térmicas agregadas por subsistema. Como objetivo, o modelo minimiza a soma do custo total de geração térmica, dos intercâmbios e se houver de um eventual déficit, determinando a geração térmica em cada subsistema e intervalo de tempo bem como os intercâmbios entre eles.

$$\min ZT = \sum_{k=1}^{nk} \sum_{t=1}^{nt} \left[CGTad_{k,t} + \frac{dt_t}{3600} \cdot (DEF_{k,t} \cdot cDef + INTf_{k,t} \cdot cInt) \right] \quad (22)$$

O modelo fica sujeito as seguintes equações:

Balanco de energia:

$$DE_{k,t} - DEF_{k,t} = GH_{k,t} - EH_{k,t} + GTad_{k,t} + GF_{k,t} + INTr_{k,t} - INTf_{k,t} \quad (23)$$

Com a geração fixa dada por:

$$GF_{k,t} = GTif_{k,t} + GN_{k,t} + GP_{k,t} + IP_{k,t} \quad (24)$$

Custo da geração térmica adicional:

$$CGTad_{k,t} = e_{1k,t} \cdot GTad_{k,t} + e_{2k,t} \cdot GTad_{k,t}^2 + e_{3k,t} \cdot GTad_{k,t}^3 + e_{4k,t} \cdot GTad_{k,t}^4 \quad (25)$$

Limites da geração térmica adicional:

$$0 \leq GTad_{k,t} \leq GT_{k,t}^{\max} - GTif_{k,t} \quad (26)$$

Limite de intercâmbio:

$$0 \leq INTf_{k,t} \leq INTf_{k,t}^{\max} \quad (27)$$

$$0 \leq INTr_{k,t} \leq INTr_{k,t}^{\max} \quad (28)$$

Balanco e perdas no intercâmbio:

$$\sum_{k=1}^{nk} INTf_{k,t} \cdot (1 - ftPTr) = \sum_{k=1}^{nk} INTr_{k,t} \quad (29)$$

Geração obtida pelo modelo HIDRO:

$$GH_{k,t} = \sum_{j_k=1}^{nj_k} P_{j_k,t} \quad (30)$$

onde: $cDef$ = custo do déficit (R\$/MWh); $CGTad_{k,t}$ = custo da geração térmica adicional (10^6 R\$); $cInt$ = custo do intercâmbio (R\$/MWh); $DEF_{k,t}$ = déficit (MW); $ftPTr$ = fator de perda nos intercâmbios (-); $GF_{k,t}$ = geração fixa (MW); $GH_{k,t}$ = geração hidrelétrica (MW); $GN_{k,t}$ = geração nuclear (MW); $GP_{k,t}$ = geração de PCHs (MW); $GTad_{k,t}$ = geração térmica adicional (MW); $GTif_{k,t}$ = geração térmica inflexível (MW); $GT_{k,t}^{\max}$ = geração térmica máxima (MW); $INTf_{k,t}$ = intercâmbio fornecido (MW); $INTf_{k,t}^{\max}$ = intercâmbio fornecido máximo (MW); $INTr_{k,t}$ = intercâmbio recebido (MW); $INTr_{k,t}^{\max}$ = intercâmbio recebido máximo (MW); $IP_{k,t}$ = importação, ou exportação se negativo (MW); ZT = objetivo do modelo TERM (10^6 R\$).

As variáveis de decisão são a geração térmica adicional e os intercâmbios em cada intervalo de tempo e subsistema ($GTad_{k,t}$, $INTf_{k,t}$, $INTr_{k,t}$).

3.3. O modelo HIDROTERM iterativo

Neste modelo, os modelos HIDRO e TERM são integrados automaticamente através de um processo iterativo, sendo acrescentada à formulação do modelo HIDRO o limite de geração por subsistema:

$$\sum_{j_k=1}^{n_{j_k}} P_{j_k,t} \leq GH_{k,t}^{\max} \quad (31)$$

Na primeira iteração $GH_{k,t}^{\max} = D_{k,t} + INTf_{k,t}^{\max}$. Nas seguintes, depois da execução do modelo TERM, onde $EH_{k,t} > 0$, o limite é alterado para $GH_{k,t}^{\max} = GH_{k,t} - EH_{k,t}$. Isto é, quando eventualmente após a execução do modelo TERM for observado algum excedente os dois modelos são executados novamente com a correção de $GH_{k,t}^{\max}$ repetido até que o termo $EH_{k,t}$ resulte zero.

3.4. O modelo HIDROTERM unificado

Neste caso, todas as equações dos modelos HIDRO e TERM são unificadas em um único modelo, mas não existe o processo iterativo nem o excedente hidrelétrico. A otimização da operação individualizada das usinas nesse caso ocorre ao mesmo tempo em que o modelo trata dos diferentes limites de geração térmica, as curvas de custo diferenciadas por subsistema, os limites e as perdas por intercâmbio. Como objetivo, pode ser selecionado o mais simples da complementação quadrática global do modelo HIDRO, equação 1, situação em que os diferentes custos regionais de geração térmica não são considerados, ou a equação 22 do modelo TERM, mais completa.

As variáveis de decisão são as vazões turbinadas e vertidas em cada usina, mais a geração térmica adicional e os intercâmbios em cada intervalo de tempo e subsistema ($R'_{i,t}$, $R''_{i,t}$, $GTad_{k,t}$, $INTf_{k,t}$, $INTR_{k,t}$). A execução do modelo unificado não precisa ser direta, pode ser beneficiada utilizando as opções de simulação e os modelos HIDRO e TERM como soluções iniciais intermediárias em uma seqüência de modelos de complexidade crescente.

4. APLICAÇÕES DO SSD HIDROTERM

Esse item mostra uma série de aspectos e exemplos de aplicação do modelo ao SIN, desde a cascata do Paranapanema com 8 usinas ativas em série até o sistema brasileiro completo com seus 4 subsistemas e 128 usinas ativas. Os quatro subsistemas correspondem às regiões SE, S, NE e N. Foram utilizados os dados dos arquivos do “deck” de janeiro de 2007 do NEWAVE criados pelo ONS e convertidos para o banco de dados do HIDROTERM. Das 128 usinas citadas, 105 são ativas desde o início do período e 23 são previstas para a expansão em um horizonte de cinco anos. Exceto onde indicado de outra forma, os exemplos consideram as previsões da evolução da demanda e da expansão do sistema com início em abril de 2007 e um período total de cinco anos com intervalos de tempo mensais, considera também os volumes iniciais em todos os reservatórios iguais a 80% do volume útil e a mesma condição exigida como armazenamento final.

Exemplo 1: cascata do rio Paranapanema no modelo HIDRO com 8 usinas ativas em série. A solução inicial a fio d’água resultou numa geração média de 1345 MW. Após a otimização, a geração média foi elevada para 1452 MW, com uma distribuição muito mais uniforme no tempo. Além disso, um efeito importantíssimo da não linearidade do modelo pode ser observado: o armazenamento foi preservado com maior prioridade no reservatório da

usina mais a jusante, e o volume útil mais utilizado no de montante. Dessa forma, é preservada a produtividade a jusante, o que valoriza o potencial de geração de toda a cascata resultando uma operação muito mais eficiente. Não é uma regra imposta de forma explícita ao modelo, surge naturalmente do processo de otimização, é um efeito já conhecido anteriormente e que mostra a consistência dos resultados.

Exemplo 2: bacia do rio Paraná no modelo HIDRO com 31 usinas. A solução inicial a fio d'água resultou numa geração média de 25509 MW, com variação sazonal acentuada. Após a otimização, a geração média foi elevada para 29003 MW, com uma distribuição bastante uniforme no tempo. Esse exemplo e o anterior mostram, além do benefício de otimizar a operação com as usinas individualizadas, uma possível forma de utilização do modelo: quando se considera uma usina isolada, uma parte ou todo o sistema com uma configuração física e de demanda constantes no tempo e se observa a variação da capacidade sustentável de produção com séries hidrológicas variadas. Pode-se verificar como varia a capacidade efetiva de produção em períodos diversos, testar o benefício decorrente de diferentes alternativas de expansão e assim definir prioridades nos investimentos, etc.

Exemplo 3: SIN no modelo HIDRO com 128 usinas. Neste exemplo o modelo foi aplicado com o objetivo de minimizar a complementação quadrática do atendimento a demanda para o SIN completo e também separada para cada subsistema que são as duas opções do modelo HIDRO. As duas opções podem gerar uma boa solução inicial antes de aplicar o modelo HIDROTERM tanto no modo iterativo como unificado e também podem ser utilizadas para estudos do conjunto de usinas hidrelétricas sem considerar as térmicas e intercâmbios. Na complementação por subsistema, as curvas da geração acompanham a demanda em cada subsistema, condição que os torna mais independentes e os intercâmbios seriam minimizados depois ao utilizar o modelo TERM. Na complementação para o sistema completo, a otimização busca atender o sistema completo e deve exigir intercâmbio mais elevado entre os subsistemas.

Exemplo 4: SIN no modelo HIDROTERM iterativo. Neste exemplo foi aplicado o modelo HIDROTERM iterativo com dados da série histórica de vazões naturais afluentes de 5 anos a partir de abril de 1996. No resultado final, observa-se que nos dois primeiros anos o sistema poderia ser operado utilizando apenas a geração hidrelétrica e as fixas. Com o crescimento da demanda, uma pequena fração de geração térmica adicional foi necessária no terceiro ano e uma fração um pouco maior no quarto e quinto ano. Foram necessárias 8 iterações para a convergência dos resultados, e o tempo total de processamento (AMD Turion 64 X2 TL-58 1.9 GHz) foi de 47 minutos, sendo 14.4 minutos na primeira iteração e entre 5.8 e 4.3 minutos, de maneira decrescente, em cada iteração adicional.

Exemplo 5: SIN no modelo HIDROTERM unificado. Neste exemplo foi aplicado o modelo HIDROTERM unificado com dados da série histórica de vazões naturais afluentes de 5 anos a partir de abril de 1996. Foi utilizada a simulação a fio d'água e em seguida os modelos HIDRO e TERM para gerar uma solução inicial completa. Os principais resultados são apresentados na figura 1. O tempo total de processamento (AMD Turion 64 X2 TL-58 1.9 GHz) foi de 35 minutos, sendo 13 minutos para a obtenção da solução inicial pelo modelo HIDRO e mais 22 minutos no modelo HIDROTERM unificado.

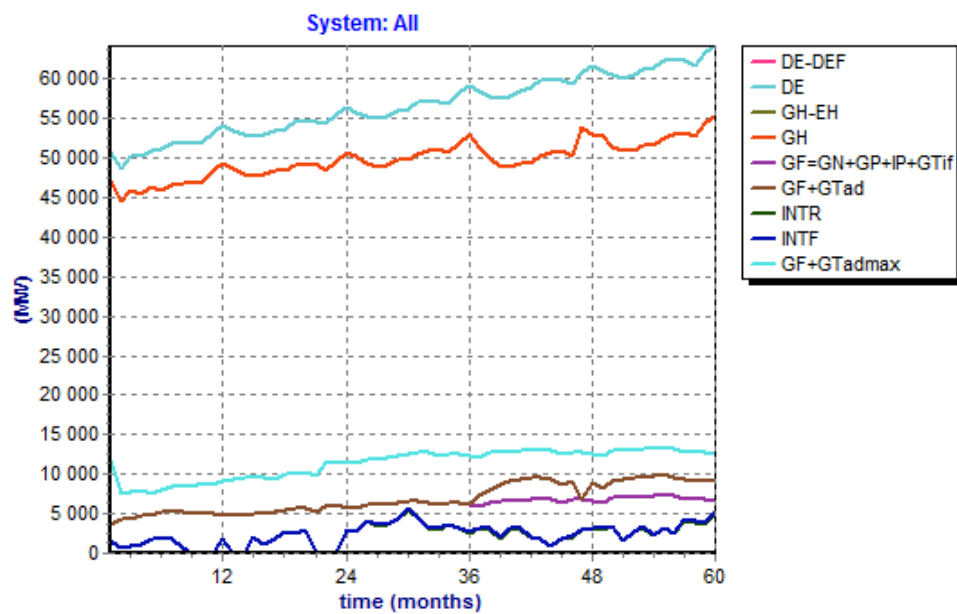


Figura 1. Principais resultados obtidos para o SIN no exemplo 5.

Exemplo 6: efeito da variação de aflúências no SIN. Nesse exemplo o modelo HIDROTERM unificado foi aplicado ao SIN considerando como vazões afluentes diferentes porcentagens das médias de longo termo (MLT): 100%, 90%, 85%, 80% e 70%. Com 100%, não foi necessária geração térmica adicional e os intercâmbios foram bastante reduzidos; com 90%, foi necessária geração térmica adicional para atender a demanda, em média 32% da sua capacidade, e os intercâmbios foram mais utilizados entre os subsistemas; com 85%, foi necessária maior geração térmica adicional para atender a demanda, em média 77% da sua capacidade; com 80%, mesmo utilizando 100% da capacidade de geração térmica adicional não foi possível atender toda a demanda e ocorreu déficit em média de 2% durante os cinco anos e chegando a 10% em determinados períodos; com 70%, o déficit foi ainda maior, em média de 11% e máximo de 24% durante os cinco anos do período analisado. Uma possível forma de utilização do modelo para o planejamento da operação do SIN é aplicar como cenário uma porcentagem da MLT como previsão de vazões afluentes, utilizar a decisão resultante para o primeiro intervalo de tempo e a cada novo intervalo refazer o processo com dados atualizados em função das vazões e armazenamentos verificados.

Exemplo 7: com diferentes soluções iniciais. Neste exemplo o mesmo caso do exemplo 5 foi utilizado, mas com diferentes alternativas de obtenção de soluções iniciais ou intermediárias antes da aplicação do modelo HIDROTERM: com simulação inicial a fio d'água; com simulação inicial a fio d'água, os modelos HIDRO com complementação quadrática da demanda global e TERM uma única vez; com simulação inicial a fio d'água, os modelos HIDRO com complementação quadrática da demanda por subsistema e TERM uma única; com simulação inicial a turbinamento máximo. Os resultados de uma forma geral foram semelhantes, utilizando parte da geração térmica adicional apenas nos dois anos finais do período. Além disso, a variação do resultado da função objetivo em torno da média foi, em cada caso, de apenas -0,14%, -0,10%, 0,55% e -0,31%. O tempo de processamento em cada caso variou mais, 36 ou 45 minutos com o uso de soluções intermediárias e 55 ou 57 minutos partindo de uma simulação inicial diretamente para o modelo. Fica evidente a vantagem do uso combinado dos simuladores e dos modelos isolados para obter soluções intermediárias em

grau crescente de complexidade para a solução da PNL e também a consistência das respostas do modelo diante de diferentes soluções iniciais.

5. CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Foi desenvolvido um Sistema de Suporte a Decisão (SSD) para o planejamento de sistemas hidrotérmicos de grande porte formados por um conjunto de usinas hidrelétricas e reservatórios interligados mais usinas termelétricas e intercâmbios operados para geração e atendimento a demandas de energia elétrica. São consideradas também outras fontes de geração de energia, a expansão do sistema, transposições e restrições ambientais e de outros usos da água.

O SSD integra um banco de dados com informações sobre o sistema hidrotérmico, uma interface gráfica para facilitar a edição dos dados e visualização dos resultados e os modelos de simulação e otimização. O modelo HIDRO otimiza o sistema considerando as usinas individualizadas e aproveitando ao máximo a capacidade hidrelétrica instalada para, em seguida, o modelo TERM otimizar o despacho térmico e os intercâmbios entre os diversos subsistemas. Os dois modelos podem ser utilizados separadamente ou integrados no modelo HIDROTERM, que pode ser executado através de um processo iterativo entre os modelos HIDRO e TERM, ou com uma formulação unificada. O conjunto formado pelos modelos HIDRO, TERM, HIDROTERM iterativo e HIDROTERM unificado, pelos algoritmos de simulação, pelo banco de dados e pela interface formam o chamado SSD HIDROTERM.

O SSD foi aplicado utilizando para estudo de caso dados do Sistema Interligado Nacional (SIN) formado por 4 subsistemas e 128 usinas hidrelétricas ativas. Os resultados de uma forma geral demonstraram diversos avanços em relação ao modelo anterior SISOPT: velocidade de processamento, porte de sistemas aos quais o modelo pode ser aplicado, representação bem mais completa do sistema hidrotérmico considerando a evolução das demandas, a expansão do sistema, a geração térmica e intercâmbios, e também a implementação na forma de um SSD com interface amigável e rica em recursos. As diversas opções da interface permitem organizar e tornar mais claros os resultados das análises em diferentes cenários e alternativas para os tomadores de decisão e outras pessoas envolvidas no processo de planejamento. Fica reforçada ainda a viabilidade de tratar a operação do sistema hidrotérmico brasileiro completo de maneira mais precisa com a PNL considerando as usinas hidrelétricas individualizadas.

Alguns exemplos de questões que podem ser respondidas com o auxílio do SSD: Que impacto na geração teria a elevação do volume mínimo de um reservatório para favorecer atividades de turismo e recreação? E a elevação de vazões defluentes mínimas? E o aumento da demanda para usos consuntivos como irrigação? E de variações nas vazões afluentes causadas por mudanças significativas por exemplo no uso do solo na bacia? E se essas variações exigirem um maior volume de espera para controle de cheias? Qual o efeito esperado em diversas alternativas de repotenciação ou ampliação da capacidade de usinas existentes? Quanto se pode esperar efetivamente de geração adicional com um novo reservatório e usina diante de cenários hidrológicos variados? Qual o efeito do atraso ou da antecipação do cronograma de determinada obra? Qual o benefício de uma determinada alternativa de ampliação da capacidade de intercâmbio entre subsistemas?

Resumindo, além do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte, inclusive do porte do sistema brasileiro completo, o SSD pode se tornar uma ferramenta útil também para o diagnóstico de sistemas existentes, a análise de impacto de mudanças em regras operacionais e de usos múltiplos da água, o planejamento e a avaliação de alternativas de expansão.

AGRADECIMENTOS

A pesquisa apresentada teve o apoio do CNPq-CTEnerg e foi desenvolvida através de parceria entre o Depto. de Engenharia Hidráulica e Sanitária da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (PHD-EPUSP) e o Depto. de Engenharia Civil e Ambiental da Universidade da Califórnia - Los Angeles (UCLA). Dados para os estudos de casos foram fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. www.aneel.gov.br, 2007.

BARROS, M.T.L.; TSAI, F.; LOPES, J.E.G.; YEH, W. *Optimization of Large-Scale Hydropower System Operations*. Journal of Water Resources Planning and Management, 129(3), 178-188., 2003.

CICOGNA, M.A. *Sistema de Suporte a Decisão para o Planejamento e a Programação da Operação de Sistemas de Energia Elétrica*. Tese (Doutorado) – FEEC-UNICAMP, 2003.

LABADIE, J. *Optimal Operation of Multireservoir Systems: State of Art Review*. Journal of Water Resources Planning and Management, Vol. 130, n.2, mar. 2004.

LEITE, P.T. *Aplicação de Técnicas de IA no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos*. EESC-EE, São Carlos, 2003.

LOPES, J.E.G. *Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Produção de Energia Elétrica*. Tese (Doutorado) - PHD/EPUSP, São Paulo, 2007.

MARCATO, A.L.M. *Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte*. PUC Rio de Janeiro, DEE, mai. 2002.

MOMOH, J. A.; EL-HAWARY, M. E.; ADAPA, R. *A review of selected optimal power flow literature to 1993, Part I: Nonlinear and quadratic programming approaches*. IEEE Trans. Syst., 14(1), 96-104, 1999a.

MOMOH, J. A.; EL-HAWARY, M. E.; ADAPA, R. *A review of selected optimal power flow literature to 1993, Part II: Newton, linear programming and interior point methods*. IEEE Trans. Syst., 14(1), 105-111, 1999b.

PEREIRA, M.V.F. *Optimal Stochastic Operations of Large Hydroelectric Systems*. Electrical Power & Energy Systems, Vol.11, n.3, 161-169, jul. 1989.

PEREIRA, M.V.F.; CAMPODÓNICO, N.; KELMAN, R. *Long-Term Hydro Scheduling Based on Stochastic Models*. Power Systems Research Inc., EPSOM 98, Zurich, September 23-25, 1998.

SIMONOVIC, S.P. *Reservoir systems analysis: Closing gap between theory and practice*. Journal of Water Resources Planning and Management, 118(3), 262-280, 1992.

WURBS, R. *Reservoir-system simulation and optimization models*. Journal of Water Resources Planning and Management, 119(4), 455-472, 1993.

YEH, W. W-G. *Reservoir management and operations models: A state of Art Review*. Water Resources Research, 21(2), 1797-1818, 1985.