

PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL: O MODELO HIDROTERM

Renato C. Zambon¹; Mario T. L. Barros²; Paulo S. F. Barbosa³; Alberto L. Francato⁴; João E. G. Lopes⁵.

RESUMO --- O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado por mais de uma centena de usinas hidrelétricas de maior porte, além de pequenas centrais hidrelétricas, térmicas e eólicas. O sistema de suporte a decisão HIDROTERM foi desenvolvido para a otimização da operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte como o SIN, utiliza a técnica da programação não linear (PNL) e trata as usinas hidrelétricas de forma individualizada, também as usinas térmicas, outras fontes de energia, intercâmbios entre subsistemas, diferentes restrições e outros usos da água. O objetivo básico é minimizar o custo da operação e de déficit no sistema, considerando as diversas não linearidades do problema. Aplicações do HIDROTERM já foram apresentadas mostrando seu uso no diagnóstico de sistemas existentes e na análise de diferentes restrições operativas. Este trabalho apresenta a aplicação do HIDROTERM no planejamento da operação do SIN considerando uma abordagem determinística com revisão periódica. Os resultados diante de diferentes cenários hidrológicos são comparados àqueles que seriam obtidos com previsão perfeita de vazões.

ABSTRACT --- The Brazilian hydrothermal system consists of more than one hundred larger hydropower, also small hydropower plants, thermal and wind power. The decision support system HIDROTERM has been developed for optimizing the operation of large hydrothermal systems; uses nonlinear programming (NLP) and considers hydropower plants on an individual basis, thermal power plants, other sources of energy, exchanges between subsystems, different restrictions and other water uses. The objective is to minimize the cost of operation and deficits in the system, considering the various nonlinearities of the problem. HIDROTERM applications have been presented for the diagnostic of existing systems and analysis of operational constraints. This paper presents the application of HIDROTERM for planning the operation of the Brazilian hydrothermal system considering a deterministic approach with periodic revision. Results are compared to those obtained based in a scenario with perfect forecast as well as other inflow scenarios.

Palavras-chave: Reservatórios (Operação), Sistemas hidroenergéticos, Programação não linear.

1) Professor, PHD/EPUSP, Av. Prof. Almeida Prado, 83 trav.2, 05508-900, São Paulo-SP. E-mail rczambon@usp.br

2) Professor Titular, PHD/EPUSP, Av. Prof. Almeida Prado, 83 trav.2, 05508-900, São Paulo-SP. E-mail mtbarros@usp.br

3) Professor Titular, DRH/FEC/UNICAMP, Av. Albert Einstein, 951, 13083-852, Campinas-SP. E-mail franco@fec.unicamp.br

4) Professor, DRH/FEC/UNICAMP, Av. Albert Einstein, 951, 13083-852, Campinas-SP. E-mail francato@fec.unicamp.br

5) Consultor. E-mail jelopes1@gmail.com

1. INTRODUÇÃO

Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários (ONS, 2011). Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do Sistema Interligado Nacional (SIN), em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

O sistema é formado por 908 usinas hidrelétricas, das quais 109 são de médio e grande porte e as demais correspondem às pequenas centrais hidrelétricas, 1453 usinas térmicas e 51 usinas eólicas, somando uma capacidade instalada de 122.219 MW. Embora representando 71% da capacidade instalada no sistema, dados atuais da ANEEL (2011) indicam que nos últimos 11 anos, em média 91% da geração foi realizada pelas hidrelétricas e 9% pelo sistema térmico complementar, o qual inclui a geração por gás natural, nuclear, biomassa e outras fontes.

Os reservatórios associados com as usinas hidrelétricas de médio e grande porte estão distribuídos por todo o país, cobrindo uma área de 30.273 km². Estes incluem tanto reservatórios de acumulação como aqueles operados a fio d'água e somados possuem um volume mínimo de 242.326 hm³ e uma capacidade máxima de armazenamento de 510.038 hm³. A interligação do sistema permite maximizar a produção de energia hidrelétrica considerando a diversidade hidrológica entre as diferentes bacias.

O planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro está fortemente relacionado à sua parcela hidrelétrica, devido, principalmente, ao elevado percentual gerado por esta fonte de energia. A principal característica operacional do sistema de produção de energia elétrica no Brasil hoje é aproveitar, na medida do possível, seu potencial hídrico, minimizando o uso das térmicas. Desse modo, o custo de produção de energia elétrica decai, uma vez que o custo do combustível fóssil é muitas vezes superior ao custo de operação das hidrelétricas. Todavia, o uso excessivo das hidrelétricas aumenta o risco de não atendimento da demanda futura (risco de déficit), uma vez que esse tipo de fonte está sujeita a um componente altamente aleatório, a precipitação. Portanto, o objetivo geral da operação é gerar energia com as hidrelétricas até um limite de segurança, ou seja, utilizar a água armazenada no sistema sem comprometer o atendimento futuro da demanda, complementando, quando necessário, a geração com as termoeletricas. Além disso, os reservatórios são operados não apenas para a geração de energia elétrica, mas também para controle de cheias, navegação, recreação e abastecimento de água para diversos fins.

Um modelo matemático chamado HIDROTERM foi desenvolvido para otimizar o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte por Barros et al (2008b) e

Zambon et al (2011). O HIDROTERM utiliza a técnica da programação não linear (PNL), e é resolvida com o auxílio do pacote General Algebraic Modeling System (GAMS, 2011) que pode executar diferentes algoritmos de otimização não linear como MINOS, CONOPT e SNOPT. Na sua formulação, considera-se individualmente as usinas hidrelétricas, e são representados em subsistemas as usinas térmicas, demandas e intercâmbios. O modelo é capaz de lidar com diferentes tipos de restrições operacionais tais como a transposição de água entre diferentes bacias, controle de cheias, usos consuntivos e requisitos ambientais. A função objetivo corresponde à produção da energia com mínimo custo dentro de um horizonte de planejamento. A implementação foi desenvolvida na forma de um sistema de suporte a decisão, com diferentes opções de simulação e de otimização do HIDROTERM integrada a um banco de dados incluindo informações hidrológicas, características físicas das usinas e outras, além de uma interface gráfica amigável rica em recursos para a entrada e visualização de dados e resultados.

Barros et al (2009) aplicou o HIDROTERM para avaliar o efeito da regularização promovida pelos reservatórios a montante da bacia do Paraná na produção de Itaipu, um exemplo da sua aplicação no diagnóstico de sistemas existentes em uma bacia com 55 usinas. Zambon et al (2010) mostrou a aplicação do HIDROTERM na análise do impacto de restrições operativas relacionadas ao armazenamento e às vazões mínimas na produção de energia do SIN.

Este trabalho apresenta a utilização do HIDROTERM para o planejamento da operação do SIN. O procedimento proposto corresponde a executar o HIDROTERM para um horizonte de planejamento pré-determinado, mas utilizar apenas os resultados do primeiro intervalo de tempo na tomada de decisão. Para cada intervalo seguinte, quando novas informações se tornam disponíveis, os dados de entrada para o modelo são atualizados e o sistema otimizado novamente. Uma abordagem similar foi utilizado por Barros et al (2008a) no desenvolvimento do modelo SISAGUA para o planejamento da operação de um sistema complexo de distribuição de água.

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). No Brasil, o modelo ACQUANET desenvolvido por Porto et al. (2005) e o modelo SISOPT por Barros et al (2003, 2005) são exemplos aplicados a sistemas complexos e de grande porte de reservatórios. Yeh et al. (1992) desenvolveu um modelo de otimização em tempo real para operação de sistemas hidrotérmicos na China. O modelo considera as variações sazonais de vazões afluentes aos reservatórios, perdas na transmissão e o despacho térmico.

2. METODOLOGIA

São utilizados 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 modelo HIDROTERM. O conjunto formado pelos modelos HIDRO, TERM, HIDROTERM, pelos algoritmos de simulação, pelo banco de dados e pela interface formam o SSD HIDROTERM.

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, conforme a função objetivo apresentada na equação 1. As variáveis de decisão são as vazões turbinadas e vertidas em cada usina, a cada intervalo de tempo.

$$\min Z = \sum_{t=1}^{nt} dt_t \cdot \left[D_t - \sum_{i=1}^{ni} P_{i,t} \right]^2 \quad (1)$$

onde:

i = índice da usina e/ou reservatório

ni = número de usinas e/ou reservatórios

nt = número de intervalos de tempo

t = índice dos intervalos de tempo

dt_t = duração dos intervalos de tempo (10^6 s)

D_t = demanda objetivo, normalmente igual à demanda total menos as gerações fixas de usinas termelétricas inflexíveis, usinas nucleares, importações e pequenas centrais hidrelétricas, pode também ser definida arbitrariamente pelo usuário, por exemplo como a capacidade máxima de geração instalada (MW)

Z = valor da função objetivo (10^6 s.MW²)

O modelo fica sujeito às seguintes equações de restrição:

Vazão total, turbinada e vertida:

$$R_{i,t} = R'_{i,t} + R''_{i,t} \quad (2)$$

Equação da continuidade:

$$S_{i,t} = S_{i,t-1} + dt \left[\sum_{m_i=1}^{nm_i} R_{m_i,t} + I_{i,t} - R_{i,t} - UC_{i,t} - DT_{i,t} \right] - E_{i,t} \quad (3)$$

Evaporação:

$$E_{i,t} = \frac{A_{i,t} + A_{i,t-1}}{2} \cdot IE_{i,t} \quad (4)$$

Limites de armazenamento, o máximo com variação sazonal para controle de cheias:

$$S_i^{\min} \leq S_{i,t} \leq S_{i,t}^{\max} \quad (5)$$

Capacidade dos geradores:

$$P_{i,t} \leq P_i^{\max} \cdot ID_{i,t} \quad (6)$$

Armazenamento final:

$$S_{i,t=nt} \geq S_{i,final} \quad (7)$$

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

$$R_{i,t} \geq R^{\min}_i \quad (8)$$

$$R_i^{\min} \cdot ID_{i,t} \leq R'_{i,t} \leq R_{i,t}^{\max} \cdot ID_{i,t} \quad (9)$$

$$R''_{i,t} \geq 0 \quad (10)$$

Queda bruta:

$$Hg_{i,t} = \frac{H_{i,t} + H_{i,t-1}}{2} - HT_{i,t} \quad (11)$$

Produção de energia:

$$P_{i,t} = \varepsilon_i \cdot Hg_{i,t} \cdot R'_{i,t} \quad (12)$$

Nível d'água montante do reservatório:

$$H_{i,t} = a_{0i} + a_{1i} \cdot S_{i,t} + a_{2i} \cdot S_{i,t}^2 + a_{3i} \cdot S_{i,t}^3 + a_{4i} \cdot S_{i,t}^4 \quad (13)$$

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

$$HT_{i,t} = b_{0i} + b_{1i} \cdot R_{i,t} + b_{2i} \cdot R_{i,t}^2 + b_{3i} \cdot R_{i,t}^3 + b_{4i} \cdot R_{i,t}^4 \quad (14)$$

Área do reservatório:

$$A_{i,t} = c_{0i} + c_{1i} \cdot H_{i,t} + c_{2i} \cdot H_{i,t}^2 + c_{3i} \cdot H_{i,t}^3 + c_{4i} \cdot H_{i,t}^4 \quad (15)$$

Limite de turbinamento em função da queda:

$$R_{i,t}^{\leftarrow \max} = d_{0i} + d_{1i} \cdot Hg_{i,t} + d_{2i} \cdot Hg_{i,t}^2 + d_{3i} \cdot Hg_{i,t}^3 + d_{4i} \cdot Hg_{i,t}^4 \quad (16)$$

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)
 $DT_{i,t}$ = desvios de vazão como bombeamento, transposição e outros a montante (m³/s)
 $E_{i,t}$ = evaporação (10⁶ m³)
 $Hg_{i,t}$ = queda bruta média (m)
 ε_i = produtividade específica (MW/(m³/s)/m)
 $H_{i,t}$ = nível d'água montante do reservatório (m)
 $HT_{i,t}$ = nível d'água no canal de fuga a jusante do reservatório (m)
 $ID_{i,t}$ = índice de disponibilidade para efeitos de manutenção e expansão ($0 \leq ID_{i,t} \leq 1$) (-)
 $IE_{i,t}$ = índice de evaporação (m)
 $I_{i,t}$ = vazão afluente incremental (m³/s)
 $P_{i,t}$ = produção de energia (MW)
 P_i^{max} = capacidade dos geradores (MW)
 $R''_{i,t}$ = vazão vertida (m³/s)
 $R'_{i,t}$ = vazão turbinada (m³/s)
 $R'^{max}_{i,t}$ = vazão turbinada máxima (m³/s)
 R'^{min}_i = vazão turbinada mínima (m³/s)
 $R_{i,t}$ = vazão defluente média total (m³/s)
 R^{min}_i = defluência mínima (m³/s)
 $S_{i,t}$ = armazenamento (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)

3. ESTUDO DE CASO

Foram utilizados os dados dos arquivos do “deck” de janeiro de 2010 do NEWAVE divulgados pelo ONS e CCEE (2011) e convertidos para o banco de dados do HIDROTERM. Os dados incluem o sistema existente e a expansão planejada para os cinco anos seguintes. Neste estudo foi considerado o sistema existente com 109 usinas, sem expansão, das quais 62 operam a fio d'água e 47 possuem capacidade de regularização. A demanda objetivo foi fixada igual à capacidade instalada das usinas hidrelétricas. Para evitar problemas futuros no fornecimento, como restrição foi imposto um armazenamento final mínimo igual aos valores médios de cada mês do ano dos últimos 10 anos, como indicado na figura 1.

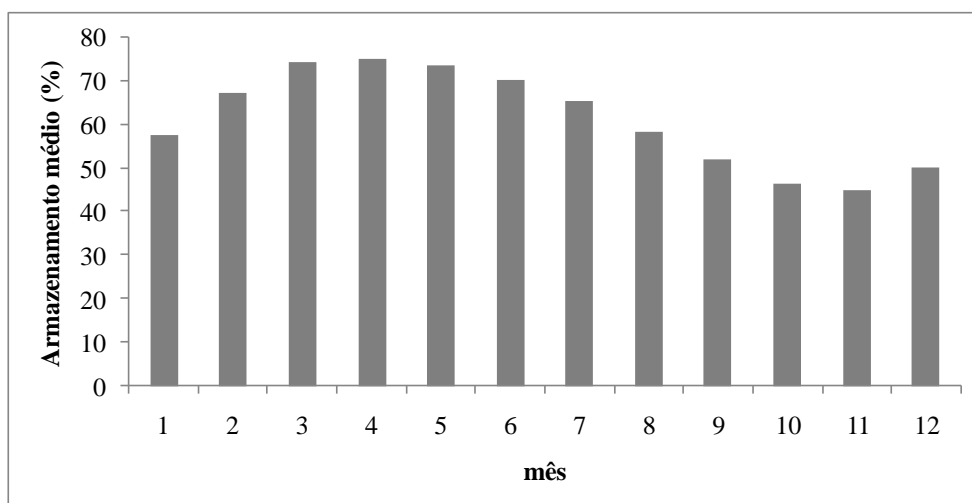


Figura 1 - Armazenamento médio (%) no SIN

O procedimento adotado foi o de executar o modelo HIDROTERM com intervalos de tempo mensais para um horizonte de planejamento de cinco anos, mas usar apenas os resultados do primeiro mês para a tomada de decisão. Para cada mês seguinte, quando novas informações estiverem disponíveis, o sistema é atualizado e re-otimizado. A seqüência de vazões afluentes compreende 70 anos de dados históricos, de 1935 a 2005. Os seguintes quatro cenários de afluências foram considerados e os resultados otimizados correspondentes foram comparados:

- Caso 1: previsão perfeita de vazões disponível para todo o horizonte de planejamento,
- Caso 2: previsão perfeita de vazões disponível para o primeiro mês e uso da vazão média de longo termo (MLT) para os meses seguintes,
- Caso 3: previsão perfeita de vazões disponível para o primeiro mês e uso de 90% da MLT para os 59 meses seguintes, isto é, com 10% de redução, e
- Caso 4: previsão perfeita de vazões disponível para o primeiro mês e uso de 80% da MLT para os meses seguintes, isto é, com 20% de redução.

Em todos os casos, uma janela móvel de 60 meses é otimizada e atualizada mês a mês dentro dos 70 anos da série histórica de dados.

Os resultados obtidos estão resumidos nas figuras 2 a 5 e na tabela 1. As figuras 2 (período seco) e 3 (período médio) mostram a produção mensal em MW para cada caso, enquanto as figuras 4 (período seco) e 5 (período médio) mostram a “energia armazenada”, que corresponde ao volume de água armazenado nos reservatórios multiplicado pela soma da produtividade média de todas as usinas a jusante na cascata.

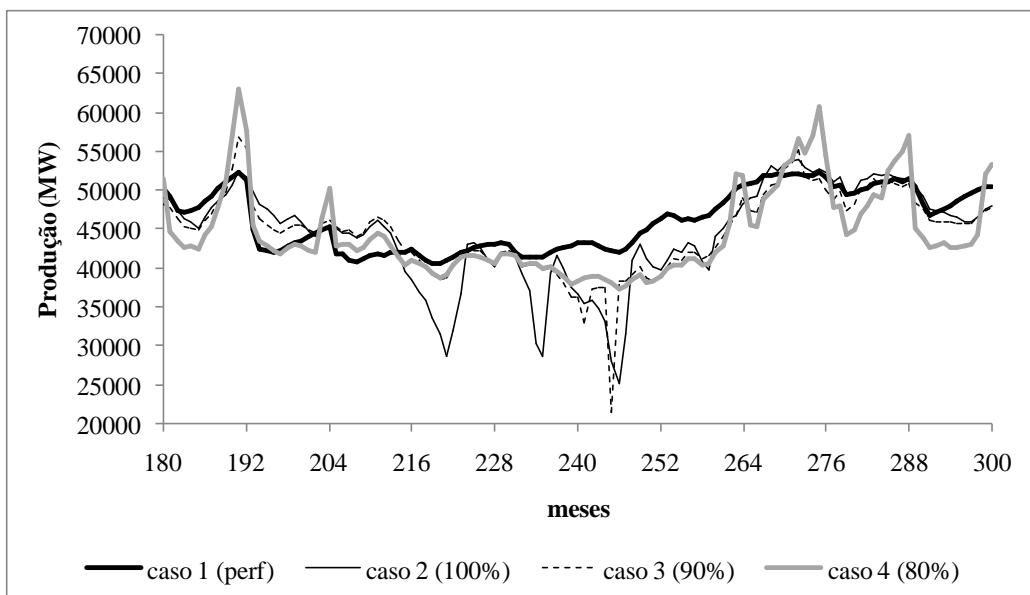


Figura 2 - Produção mensal (MW) no SIN com diferentes cenários de vazões afluentes. 10 anos do período mais seco do histórico.

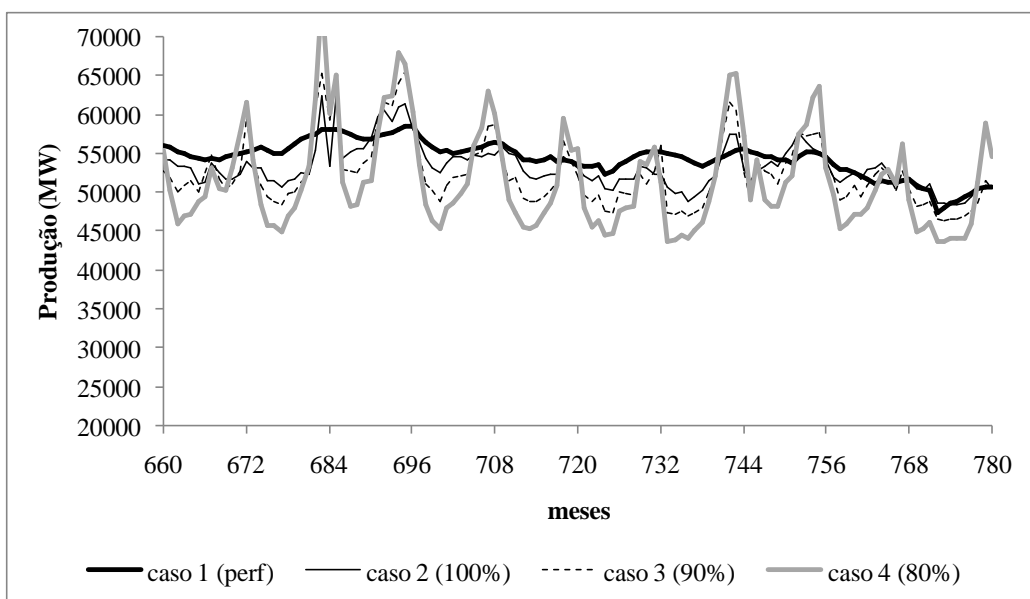


Figura 3 - Produção mensal (MW) no SIN com diferentes cenários de vazões afluentes. 10 anos de um período médio do histórico

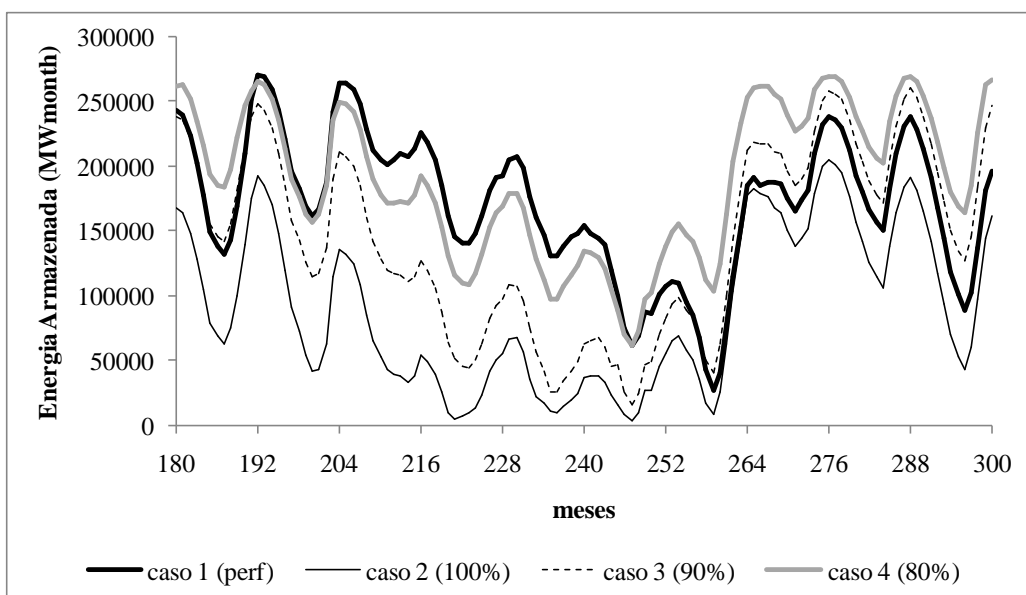


Figura 4 - Energia armazenada (MWmês) no SIN com diferentes cenários de vazões afluentes. 10 anos do período mais seco do histórico.

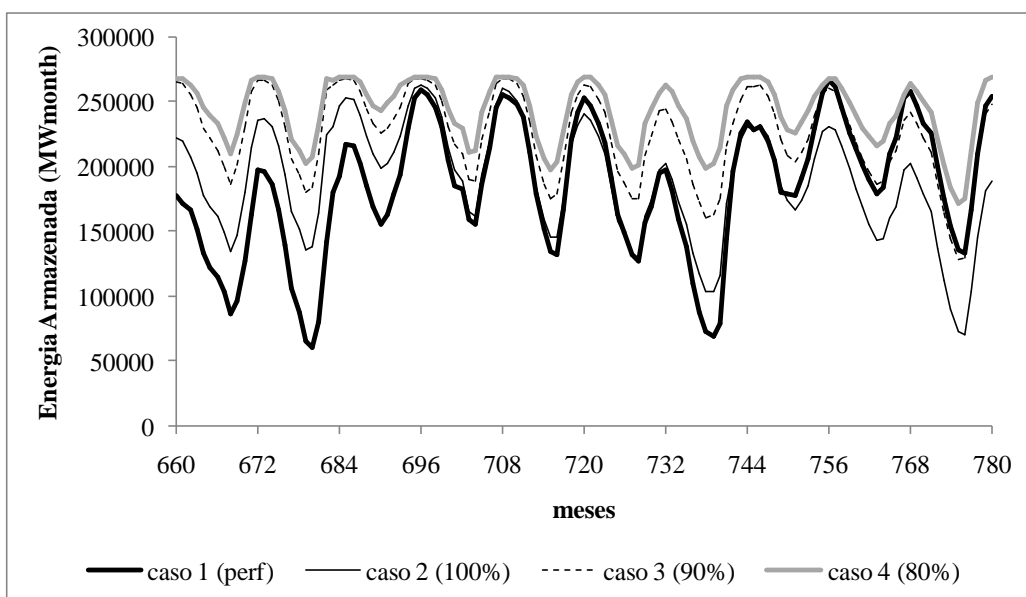


Figure 5 - Energia armazenada (MWmês) no SIN com diferentes cenários de vazões afluentes. 10 anos de um período médio do histórico

Tabela 1 - Produção média e objetivo para os diferentes cenários de planejamento

| Caso | 1: Previsão perfeita | 2: 100% da MLT | 3: 90% da MLT | 4: 80% da MLT |
|--|----------------------|----------------|---------------|---------------|
| Produção média (MW) | 50.356 | 49.814 | 49.529 | 48.837 |
| Produção média / Produção com previsão perfeita | 100,0% | 98,9% | 98,4% | 97,0% |
| Aumento no valor minimizado da função objetivo (custo da complementação e déficit) | 0,0% | 3,9% | 6,2% | 13,9% |

Neste exemplo o problema de PNL apresenta 13.080 variáveis de decisão para cada rodada, e uma seqüência de 840 rodadas foi executada para cada caso. A otimização foi realizada com o solver MINOS e o processo exigiu entre 1,5 e 2,5 minutos para cada rodada (109 usinas e 60 intervalos de tempo) em um computador com dois processadores Xeon 2.26 GHz, ou 28 horas para processar as 3.360 rodadas em 4 tarefas em paralelo.

4. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou a aplicação do modelo HIDROTERM para o planejamento da operação do SIN. A limitação na capacidade de previsão de vazões e o seu alto grau de estocasticidade foram tratados com uma abordagem determinística com revisão periódica, utilizando um cenário de referência para efeito de planejamento, mas reotimizando o sistema conforme novas informações se tornavam disponíveis.

Os resultados indicam que o procedimento foi eficiente no sentido de minimizar as conseqüências das incertezas das vazões afluentes, e na média os melhores resultados foram obtidos considerando como cenário de planejamento as vazões médias de longo termo. Comparando os casos 2, 3 e 4, o caso 2 (utilizar 100% da MLT como cenário de vazões afluentes para o planejamento da operação), resultou em maior produção média de energia. Comparado com o melhor resultado potencialmente possível representado pela previsão perfeita de vazões do caso 1, ele resultou apenas 543 MW ou 1,1% menor na produção média de energia, com 3,9% de aumento no valor minimizado da função objetivo. O caso 2 apresentou ainda uma utilização mais intensa da capacidade de armazenamento nos reservatórios quando comparado aos casos 3 e 4. Entretanto, como seria esperado, durante o período mais seco do histórico exigiu uma maior complementação térmica para o atendimento a demanda. Com as vazões muito reduzidas no cenário de planejamento do caso 4 (80% da MLT por cinco anos seguidos), o sistema preservou muito mais o armazenamento exigindo uma menor complementação apenas no período mais seco do histórico; mas, em média produziu 1519 MW ou 3% menos energia devido a perdas freqüentes por vertimento, resultando um aumento de 13,9% no custo total. Em outras palavras, considerar um cenário médio como referência para planejamento representou um custo cerca de 4% superior ao que seria obtido com a previsão perfeita de vazões. Podemos interpretar estes 4% como o “custo” da incerteza das vazões. Ademais, considerar sempre o cenário pessimista no planejamento multiplicaria o custo total da complementação por 3,6 vezes.

A metodologia apresentada é adequada para diferentes aplicações, como o planejamento da operação, estudos de confiabilidade do atendimento, expansão da capacidade, restrições ambientais e outras regras operacionais, avaliação de impactos nos usos múltiplos da água e outros aspectos

técnicos relacionados a sistemas hidrotérmicos, desde usinas ou bacias isoladas até sistemas de grande porte como o SIN.

BIBLIOGRAFIA

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2011). <<http://www.aneel.gov.br>>.

BARROS, M.T.L., TSAI, F., LOPES, J.E.G., YEH, W. (2003). “*Optimization of Large-Scale Hydropower System Operations.*” J. Water Resources Plan. Manage., 129(3), 178-188.

BARROS, M.T.L., ZAMBON, R.C., LOPES, J.E.G. (2005). “*Sistema de Suporte a Decisão para o Planejamento da Operação Hidráulica de Sistemas Hidroenergéticos.*” Proc., III Simpósio de Recursos Hídricos Del Cono Sur, Mendoza.

BARROS, M.T.L., ZAMBON, R.C., BARBOSA, P.S.F., YEH, W. (2008a). “*Planning and Operation of Large-Scale Water Distribution Systems with Preemptive Priorities.*” J. Water Resources Plan. Manage., 134(3), 247-256.

BARROS, M.T.L., ZAMBON, R.C., LOPES, J.E.G., BARBOSA, P.S.F., FRANCATO, A.L.F., YEH, W. (2008b). “*Model to Optimize Large Hydrothermal System Operation Considering Water and Environment Sustainability.*” Proc., World Environmental & Water Resources Congress 2008, Honolulu.

BARROS, M.T.L., ZAMBON, R.C., LOPES, J.E.G., BARBOSA, P.S.F., FRANCATO, A.L.F., YEH, W. (2009). “*Impacts of the Upstream Storage Reservoirs on Itaipu Hydropower Plant Operation.*” Proc., World Environmental & Water Resources Congress 2009, Kansas City.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2011). <<http://www.ccee.org.br>>.

GAMS - General Algebraic Modeling System (2011). <<http://www.gams.com>>.

LABADIE, J. (2004). “*Optimal Operation of Multireservoir Systems: State of Art Review.*” J. Water Resources Plan. Manage., 130(2), 93-111.

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

MOMOH, J. A., EL-HAWARY, M. E., AND ADAPA, R. (1999b). “*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.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico (2011). <<http://www.ons.org.br>>.

PORTO, R.L.L., MELLO, A.V., ROBERTO, A.N., PALOS, J.C. (2005). “*ACQUANET: Arquitetura, Estratégias e Ferramentas.*” Proc., XVI Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, João Pessoa.

SIMONOVIC, S. P. (1992). “*Reservoir systems analysis: Closing gap between theory and practice.*” J. Water Resources Plan. Manage., 118(3), 262-280.

WURBS, R. A. (1993). “*Reservoir-system simulation and optimization models.*” J. Water Resources Plan. Manage., 119(4), 455-472.

YEH, W.W-G. (1985). “*Reservoir management and operation models: A state-of-the-art review.*” Water Resources Research, 21(12), 1797-1818.

YEH, W.W-G., BECKER, L., HUA, S-Q., WEN, D-P., AND LIU, J-M. (1992) “*Optimization of Real-Time Hydrothermal System Operation.*” J. Water Resources Plan. Manage, 118(6), 636-653.

ZAMBON, R.C., BARROS, M.T.L., LOPES, J.E.G., BARBOSA, P.S.F., FRANCATO, A.L.F., YEH, W. (2010). “*Economical Impacts on the Brazilian Hydrothermal System Production due to the Newly Imposed Constraints on Storage Reservoirs.*” Proc., World Environmental & Water Resources Congress 2010, Providence.

ZAMBON, R.C., BARROS, M.T.L., LOPES, J.E.G., BARBOSA, P.S.F., FRANCATO, A.L.F., YEH, W. (2011). “*Optimization of Large-Scale Hydrothermal System Operation.*” J. Water Resources Plan. Manage, doi:10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0000149.