



**XX SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0  
XXX.YY  
22 a 25 Novembro de 2009  
Recife - PE

**GRUPO - VII**

**GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

**HIDROTERM – SISTEMA DE SUPORTE A DECISÃO PARA PLANEJAMENTO  
OPERACIONAL DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

**Renato Carlos Zambon  
EPUSP**

**João Eduardo Gonçalves Lopes  
FEC/UNICAMP**

**Mario Thadeu Leme de Barros  
EPUSP**

**Paulo Sérgio Franco Barbosa  
FEC/UNICAMP**

**Alberto Luiz Francato\*  
FEC/UNICAMP**

**RESUMO**

Este trabalho apresenta um modelo de otimização para o planejamento da operação de médio e longo prazo de sistemas hidrotérmicos. O modelo é estruturado em dois módulos: O módulo HIDRO e o módulo TERM, com possibilidade de operação conjunta dos módulos, denominado HIDROTERM. Os testes com o modelo HIDROTERM vêm sendo realizados com a aplicação ao Sistema Interligado Nacional (SIN), que é considerado um dos maiores sistemas deste tipo no mundo. Na aplicação do modelo neste trabalho o objetivo principal é maximizar a produção hidroelétrica e conseqüentemente minimizar a geração térmica que utiliza combustíveis fósseis, reduzindo assim o custo operativo.

**PALAVRAS-CHAVE**

Geração de Energia, Planejamento da Operação, Otimização, Sistemas Hidrotérmicos, Sistema Interligado Nacional.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Um dos grandes desafios para a humanidade é a continuidade no suprimento de energia, mais especificamente a energia elétrica, diretamente ligada às atividades antrópicas. Grande parte do mundo tem sua matriz energética fortemente dependente de combustíveis fósseis e assim vêm investindo em pesquisas na busca por fontes alternativas de energia, na tentativa de diminuir esta dependência. No caso brasileiro o sistema de geração de energia elétrica é do tipo hidrotérmico, embora, ainda com grande predominância da parte hidroelétrica. Os motivos que levaram a parcela hidroelétrica ser consideravelmente maior que a parcela termoelétrica são: a abundância de recursos hídricos; a ameaça de poluição na queima de combustíveis e o custo elevado dos combustíveis fósseis. No entanto, durante os períodos de seca é necessária uma complementação da geração hidroelétrica com a geração termoelétrica. Assim, a operação do sistema brasileiro procura gerar energia com mínimo custo, mas dentro da segurança operacional promovendo despachos termoelétricos. Embora o Brasil goze de aparente segurança, em termos de recursos hídricos disponíveis, verificam-se importantes desafios relacionados com a produção de energia elétrica. Em primeiro, o uso compartilhado dos reservatórios com outras necessidades como o abastecimento de água, a irrigação, o controle de cheias e a navegação, em segundo lugar a garantia de expansão do sistema diante do progressivo incremento na demanda por energia elétrica.

O Brasil ainda tem um elevado potencial hidroelétrico, mas a maior parte dele este localizado na região norte do país, na Bacia Amazônica onde as restrições ambientais são decisivas e dificultam a exploração de novos empreendimentos. Também é importante considerar o problema da transmissão devido às longas distâncias entre a região norte e os principais centros de carga. Assim, um modelo para planejar a operação e expansão da capacidade do sistema elétrico brasileiro precisa contemplar todo o equilíbrio do sistema hidrotérmico, minimizando o custo do uso dos recursos térmicos, e considerando a implícita estocasticidade envolvida no processo e a evolução da demanda energética.

As dificuldades na construção de novos empreendimentos hidroelétricos e no suprimento de combustíveis fósseis (tanto a disponibilidade quanto o custo) têm despertado interesse cada vez maior no desenvolvimento de novas tecnologias que possam ser utilizadas para planejar e operar os sistemas hidrotérmicos de forma a reduzir custos ou obter ganhos com a eficiência operativa.

Assim apresenta-se neste trabalho um modelo de otimização para o planejamento da operação de grandes sistemas hidrotérmicos. O modelo está estruturado em dois módulos: O módulo HIDRO e o módulo TERM, com a possibilidade de operação dos dois módulos em conjunto, denominado HIDROTERM. O modelo pode ser usado para resolver diversos problemas, tais como planejamento da operação de médio e longo prazo, customização para operação em tempo real, verificações sobre a expansão de capacidade do sistema, etc. Além disso, o modelo pode contemplar questões de uso múltiplo da água e assim também representa uma poderosa ferramenta para resolver conflitos entre usuários concorrentes. Outra característica importante é a possibilidade de considerar a estocasticidade da energia natural afluyente.

Na versão aplicada no trabalho o objetivo principal é maximizar a produção hidroelétrica e conseqüentemente minimizar a geração térmica que utiliza combustíveis fósseis, reduzindo assim o custo operativo. Os testes com o modelo HIDROTERM vêm sendo realizados com a aplicação ao Sistema Interligado Nacional (SIN), que é considerado um dos maiores sistemas deste tipo no mundo. O tratamento das usinas é feito forma individualizada e tem viabilidade de processamento dentro horizonte de planejamento de longo prazo em um computador de pequeno porte. Os resultados preliminares mostram que a metodologia proposta é eficiente no tratamento dos desafios técnicos envolvidos na operação de sistemas hidrotérmicos.

## 2.0 - O SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO

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. O Sistema Interligado Nacional é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

O planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro está fortemente relacionado à sua parcela hidroelétrica, devido, principalmente, ao elevado percentual gerado por esta fonte de energia, aproximadamente 93%, segundo dados atuais da ANEEL (2007). O Brasil possui no total 1.608 empreendimentos em operação, com 106.311.744 kW de potência instalada.

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 termoelétricas. 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 hidroelétricas. Todavia, o uso excessivo das hidroelétricas 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 hidroelétricas 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 termoelétricas. Trabalha-se então com o seguinte dilema: se as hidroelétricas forem utilizadas intensamente, corre-se o risco do não atendimento da demanda futura numa situação de estiagem, de seca hidrológica, caso contrário, se as termoelétricas forem bastante acionadas, aumenta-se o custo de produção de energia e corre-se o risco dos reservatórios, operando mais cheios, verterem um excedente de água na ocorrência de um período chuvoso mais intenso, ou seja, água que poderia ser empregada para gerar energia seria simplesmente descartada pelo sistema e o custo de produção de energia seria bem mais elevado.

Portanto, o sucesso da operação do sistema elétrico brasileiro está fortemente agregado ao sucesso da previsão hidrológica, sem falar de outro componente aleatório que é a própria demanda futura de energia. Se os reservatórios forem intensamente utilizados no período seco e se eles encherem no período úmido subsequente, executa-se uma operação perfeita, de baixo custo, com garantia do atendimento da demanda futura. Do mesmo modo, se for conhecida a previsão de estiagem, preservam-se os armazenamentos nos reservatórios, utilizam-se mais as termoelétricas, os custos de produção de energia são maiores, mas o atendimento da demanda futura estará assegurado. Enfim, as principais questões a serem tecnicamente examinadas no processo de operação são: Como atender a demanda de energia de modo a minimizar custos e garantir o atendimento da demanda futura para um sistema majoritariamente hidroelétrico? De que forma incorporar a previsão hidrológica no processo de decisão? De que forma operar otimamente um sistema de reservatórios complexo como o brasileiro, uma vez que essa fonte de energia é a mais barata e a que menos impacta negativamente o meio ambiente? Agregar e analisar um número tão grande de variáveis estocásticas para a tomada de decisão torna o problema operacional hidrotérmico bastante complexo.

## 3.0 O ESTADO DA ARTE

Da análise do estado da arte sobre os diversos temas pesquisados, fica evidente a complexidade do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, especialmente os de grande porte e ainda, considerando em muitos casos, aspectos de mercado em processo de reestruturação, com seus riscos inerentes.

A evolução da modelagem do problema revela a progressiva aplicação de uma maior variedade de técnicas incluindo a otimização de fluxos em redes, algoritmos de solução por pontos interiores, algoritmos genéticos e solvers cada vez mais ágeis e robustos de programação linear e não-linear. Tais algoritmos têm permitido conseguir avanços na modelagem dos sistemas, incluindo a representação individualizada das usinas.

Grande parte das aplicações adota como critério operativo a minimização dos custos de complementação térmica, ficando representadas apenas como restrições as condições de uso múltiplo da água. Diante da importância desse assunto no País, especialmente com a aprovação recente (30/01/2006) do Plano Nacional de Recursos Hídricos, considera-se imperiosa a análise mais detalhada dos reflexos e a inclusão do uso múltiplo em diversas bacias na modelagem da operação do sistema hidrotérmico brasileiro. Como elemento facilitador à essa análise, reconhece-se na literatura recente, o grande potencial dos Sistemas de Suporte à Decisão (SSD), os quais têm permitido análise de uma maior variedade de alternativas em tempo hábil, facilitando a interlocução com os agentes e a tomada de decisão.

A despeito dos avanços reconhecidos na retrospectiva sobre o estado da arte, as aplicações sempre incidem sobre sistemas hidroelétricos ou hidrotérmicos de menor porte que o SIN, evidenciando a dimensão do desafio tecnológico-gerencial na tarefa do ONS para planejar um sistema de grande porte, com alto grau de interconexão eletro-energética e sujeito às incertezas decorrentes da elevada aleatoriedade das vazões fluviais. Tal desafio se acentua sob o contexto de mercado de energia sob reestruturação, com um novo marco regulatório, em que se enfatiza o papel de planejamento, com a convivência de agentes do setor elétrico de natureza estatal e privada, ficando acentuados os interesses comerciais diretamente dependentes da operação do sistema. Ainda, reconhece-se também o acompanhamento cada vez mais próximo de diversos segmentos da sociedade e da própria mídia em geral, todos com interesse nas questões sobre o suprimento de energia.

#### 4.0 METODOLOGIA DO MODELO HIDROTERM

A proposta metodológica apresentada no trabalho traz o modelo HIDROTERM combinando os módulos HIDRO e TERM. Observa-se que o processo de otimização pode ser processado de diferentes formas: com a parte HIDRO isoladamente, a parte TERM isoladamente, a parte HIDRO e a parte TERM conectados por um processo iterativo, e automaticamente acoplando as partes HIDRO e TERM. Neste artigo discute-se o procedimento HIDROTERM iterativo. O módulo HIDRO emprega uma política de operação que considera as usinas hidroelétricas individualizadas, procurando produzir energia hidroelétrica com a máxima eficiência, procurando estabelecer seqüências ótimas de deplecionamentos dos reservatórios, maximizando a produtividade e por conseqüência minimizando as necessidades de complementação térmica. Em termos matemáticos o problema é resolvido por técnicas de programação não linear (PNL), com a função objetivo e o conjunto de restrições apresentado a seguir:

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

onde:

- $i$  : índice da usina hidroelétrica ou reservatório;
- $ni$  : número de usinas hidroelétricas ou reservatórios;
- $nt$  : horizonte de planejamento;
- $t$  : índice referente ao tempo;
- $dt_t$  : duração do intervalo de tempo ( $10^6$  s);
- $D_t$  : Demanda requerida, geralmente pode ser considerada a demanda total menos a geração fixa, pode ser definida arbitrariamente pelo usuário ( por exemplo, a máxima capacidade instalada (MW));
- $ZH$  : Função objetivo ( $10^6$  s.MW<sup>2</sup>)

O modelo HIDRO deve atender às seguintes restrições:

A descarga total é igual à soma da vazão turbinada e os eventuais vertimentos:

$$R_{i,t} = R_{i,t}^t + R_{i,t}^v \quad (2)$$

Equação da continuidade:

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

Evaporação:

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

Limite de geração por subsistema:

$$\sum_{j_k=1}^{nj_k} P_{j_k,t} \leq GH_{k,t}^{\max} \quad (5)$$

Na primeira iteração,  $GH_{k,t}^{\max} = D_{k,t} + INTJ_{k,t}^{\max}$ . Nas demais iterações, incorpora-se o modelo TERM, onde  $EH_{k,t} > 0$  muda-se o limite para  $GH_{k,t}^{\max} = GH_{k,t} - EH_{k,t}$ .

Limites de armazenamento nos reservatórios, com controle de cheias em função do tempo:

$$S_i^{\min} \leq S_{i,t} \leq S_{i,t}^{\max} \quad (6)$$

Capacidade de Geração:

$$P_{i,t} \leq P_i^{\max} \cdot ID_{i,t} \quad (7)$$

Armazenamento ao final do horizonte:

$$S_{i,t=nt} \geq S_{i,final} \quad (8)$$

Limites na vazão defluente:

$$R_{i,t} \geq R_i^{\min} \quad (9)$$

$$R_i^{\min} \cdot ID_{i,t} \leq R'_{i,t} \leq R_{i,t}^{\max} \cdot ID_{i,t} \quad (10)$$

$$R''_{i,t} \geq 0 \quad (11)$$

Perda de carga:

$$Hg_{i,t} = \frac{H_{i,t} + H_{i,t-1}}{2} - HT_{i,t} \quad (12)$$

Potência gerada:

$$P_{i,t} = \eta_i \cdot Hg_{i,t} \cdot R'_{i,t} \quad (13)$$

Polinômio cota x volume:

$$H_{i,t} = a_{0i} + a_{1i} \cdot S_{i,t} + a_{2i} \cdot S_{i,t}^2 + a_{3i} \cdot S_{i,t}^3 + a_{4i} \cdot S_{i,t}^4 \quad (14)$$

Polinômio cota x vazão:

$$HT_{i,t} = b_{0i} + b_{1i} \cdot R_{i,t} + b_{2i} \cdot R_{i,t}^2 + b_{3i} \cdot R_{i,t}^3 + b_{4i} \cdot R_{i,t}^4 \quad (15)$$

Polinômio cota x área:

$$A_{i,t} = c_{0i} + c_{1i} \cdot H_{i,t} + c_{2i} \cdot H_{i,t}^2 + c_{3i} \cdot H_{i,t}^3 + c_{4i} \cdot H_{i,t}^4 \quad (16)$$

Limite máximo na vazão turbinada:

$$R_{i,t}^{\max} = d_{0i} + d_{1i} \cdot Hg_{i,t} + d_{2i} \cdot Hg_{i,t}^2 + d_{3i} \cdot Hg_{i,t}^3 + d_{4i} \cdot Hg_{i,t}^4 \quad (17)$$

onde:

- $j_k$  : Índice da usina hidroelétrica ou reservatório no subsistema k;
- $k$  : índice do subsistema;
- $m_i$  : índice da usina hidroelétrica ou reservatório a montante i;
- $nj_k$  : número de usinas hidroelétrico ou reservatórios no subsistema k;
- $nm_i$  : número de usinas hidroelétricas ou reservatório a montante de i;
- $A_{i,t}$  : área do espelho d'água do reservatório (Km<sup>2</sup>);
- $DT_{i,t}$  : necessidades para usos de transposição (m<sup>3</sup>/s);
- $EH_{k,t}$  : excesso na geração hidroelétrica (MW);
- $E_{i,t}$  : evaporação (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>);
- $Hg_{i,t}$  : carga (m);
- $\eta_i$  : eficiência na geração de energia ( $0 \leq \eta_i \leq 1$ );
- $H_{i,t}$  : nível d'água no reservatório (m);
- $HT_{i,t}$  : nível d'água no canal de fuga (m);
- $ID_{i,t}$  : índice de disponibilidade devido à manutenção e expansão do sistema ( $0 \leq ID_{i,t} \leq 1$ );

$IE_{i,t}$  : lâmina d'água evaporada durante o período  $t$  (m);  
 $I_{i,t}$  : vazão natural (m<sup>3</sup>/s);  
 $P_{i,t}$  : produção de energia (MW);  
 $P_i^{max}$  : máxima produção de energia (MW);  
 $R_{i,t}^n$  : vazão vertida ou não turbinada (m<sup>3</sup>/s);  
 $R_{i,t}^t$  : vazão turbinada (m<sup>3</sup>/s);  
 $R_{i,t}^{max}$  : máxima vazão turbinada (m<sup>3</sup>/s);  
 $R_{i,t}^{min}$  : mínima vazão turbinada (m<sup>3</sup>/s);  
 $R_{i,t}$  : vazão total (m<sup>3</sup>/s);  
 $R_i^{min}$  : vazão mínima defluente (m<sup>3</sup>/s);  
 $S_{i,t}$  : armazenamento (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>);  
 $S_{i,t}^{max}$  : volume máximo armazenamento (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>);  
 $S_{i,t}^{min}$  : volume mínimo armazenamento (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>);  
 $UC_{i,t}$  : vazão para usos consuntivos (m<sup>3</sup>/s).

O segundo passo é resolvido pelo módulo TERM, que utiliza a geração hidráulica do modelo HIDRO como entrada e otimiza o custo global, os intercâmbios e os déficits com usinas agregadas por subsistemas.

Função objetivo:

$$\min ZT = \sum_{k=1}^{nk} \sum_{t=1}^{nt} \left[ CGTad_{k,t} + \frac{dt_t}{3600} \cdot (DEF_{k,t} \cdot cDef + INTf_{k,t} \cdot cInt) \right] \quad (18)$$

O modelo TERM está sujeito ao seguinte grupo de restrições:

Balço de energia:

$$DE_{k,t} - DEF_{k,t} = GH_{k,t} - EH_{k,t} + GTad_{k,t} + GF_{k,t} + INTr_{k,t} - INTf_{k,t} \quad (19)$$

Custo de geração térmica adicional:

$$CGTad_{k,t} = e_{1k,t} \cdot GTad_{k,t} + e_{2k,t} \cdot GTad_{k,t}^2 + e_{3k,t} \cdot GTad_{k,t}^3 + e_{4k,t} \cdot GTad_{k,t}^4 \quad (20)$$

Limite de geração térmica adicional:

$$0 \leq GTad_{k,t} \leq GTad_{k,t}^{max} \quad (21)$$

Limites de intercâmbios:

$$0 \leq INTf_{k,t} \leq INTf_{k,t}^{max} \quad (22)$$

$$0 \leq INTr_{k,t} \leq INTr_{k,t}^{max} \quad (23)$$

Balço e fator de desconto:

$$\sum_{k=1}^{nk} INTf_{k,t} \cdot (1 - ftPTr) = \sum_{k=1}^{nk} INTr_{k,t} \quad (24)$$

$GH_{k,t}$  é resultado do modelo HIDRO:

$$GH_{k,t} = \sum_{j_k=1}^{nj_k} P_{j_k,t} \quad (25)$$

onde:

$nk$  : número de subsistemas;  
 $cDef$  : custo do déficit (R\$/MWh);  
 $CGTad_{k,t}$  : custo da geração térmica adicional (10<sup>6</sup> R\$);  
 $cInt$  : custo do intercâmbios (R\$/MWh);  
 $DEF_{k,t}$  : déficit (MW);  
 $ftPTr$  : fator de perdas nos intercâmbios;  
 $GF_{k,t}$  : geração inflexível, inclui nuclear, importação pequenas e inflexíveis gerações térmicas (MW);  
 $GH_{k,t}$  : geração hidroelétrica (MW);  
 $GTad_{k,t}$  : geração térmica adicional (MW);  
 $GTad_{k,t}^{max}$  : máxima geração térmica adicional (MW);  
 $INTf_{k,t}$  : intercâmbio fornecido (MW);  
 $INTf_{k,t}^{max}$  : máximo intercâmbio fornecido (MW);  
 $INTr_{k,t}$  : intercâmbio recebido (MW);  
 $INTr_{k,t}^{max}$  : máximo intercâmbio recebido (MW);  
 $ZT$  : função objetivo do modelo TERM (10<sup>6</sup> R\$);

Em alguns casos o modelo pode resultar em excesso de geração hidroeétrica no modelo HIDRO ( $EH_{k,t} > 0$ ). Neste caso um procedimento iterativo retorna para o modelo HIDRO, mudando os limites de geração hidroeétrica, mais precisamente na equação 5. Este procedimento é repetido até que  $EH_{k,t} = 0$ .

#### 5.0 ESTUDO DE CASO: O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)

O modelo HIDROTERM foi desenvolvido numa interface gráfica amigável para manipulação de dados de entrada, configurações de processamento, e geração de mapas, gráficos e tabelas para dar suporte aos decisores e as pessoas envolvidas no processo de planejamento da operação. A interface foi criada usando DELPHI 7.0 e modelo de otimização foi resolvido com o software GAMS. A interface e a otimização do modelo foram integradas utilizando conceitos de Sistema de Suporte à Decisão (SSD). A interface tem opções para simular o sistema com regras especiais formuladas pelo operador. Exemplos de tais opções incluem por exemplo operar todas as usinas a fio d'água, mantendo os reservatórios cheios ou mesmo qualquer regra definida pelo usuário. O modelo pode ser aplicado para otimizar o módulo HIDRO isoladamente, o módulo TERMO isoladamente ou ambos em um processo iterativo. Essas opções permitem análises diferentes, e são importantes para definir uma solução viável inicial para o processo de otimização não linear (PNL).

Os dados de entrada para o estudo de caso foram baseados em dados oficiais do ONS publicados em abril de 2007. O conjunto de dados inclui o sistema existente e o planejamento da expansão para os próximos cinco anos. O armazenamento inicial e final para todos os reservatórios foram fixados em 80% da capacidade. O sistema possui 128 usinas hidrelétricas e quatro subsistemas para instalações térmicas. Para este estudo, as vazões foram os registros históricos de 1996-2001, considerada uma hidrologia tipicamente sazonal representante no Brasil com períodos secos e úmidos.

A Figura 1 mostra os principais resultados de todo o sistema. Ela mostra que, para o cenário escolhido foi evitado geração térmica adicional nos primeiros dois anos, uma fração muito pequena foi exigida no terceiro ano e menos de metade da capacidade foi utilizada no quarto e quinto ano. Em média, mais de 90% da demanda foi suprida pelas usinas hidrelétricas, o restante foi fornecido por usinas nucleares e térmicas.

A Figura 2 mostra a geração hidroeétrica, para cada subsistema. A variação foi maior do que o total, mostrando a importância das transferências entre os subsistemas para alcançar uma gestão ótima para todo o sistema. Finalmente a Figura 3 mostra a geração térmica adicional para cada subsistema.

Neste exemplo, o porte do modelo HIDRO pode ser considerado grande, com 44.863 restrições e 15.360 variáveis de decisão. O modelo TERM operou com 301 restrições e 960 variáveis de decisão. A otimização foi realizada utilizando o solver MINOS (PNL). O processo necessitou de 10 iterações e 40 minutos de processamento em um microcomputador AMD Turion64 X2 TL-58 (1.9GHz).

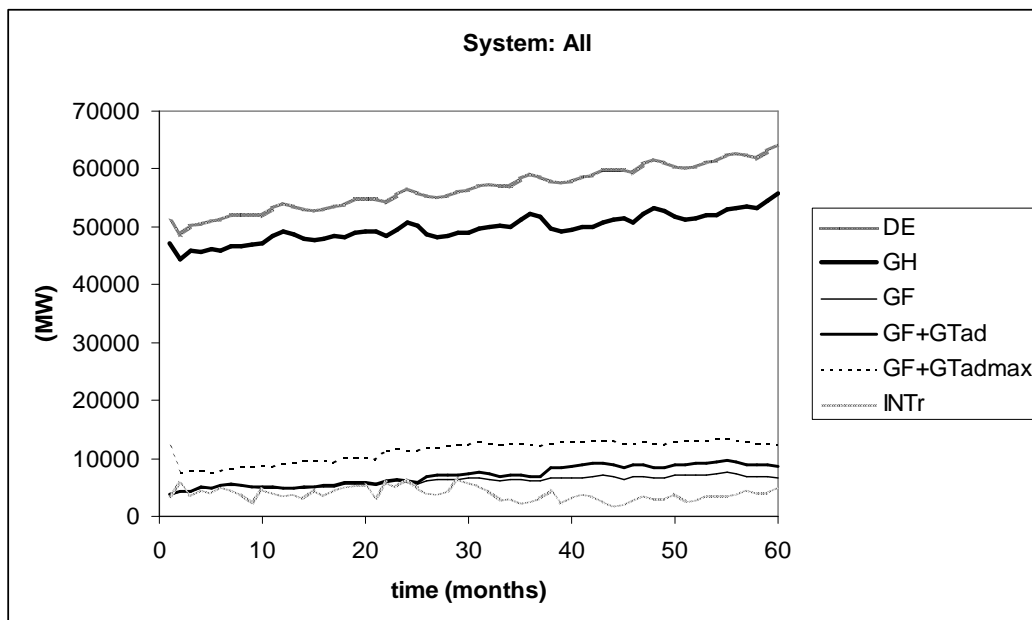


Figura 1 – Principais resultados do sistema

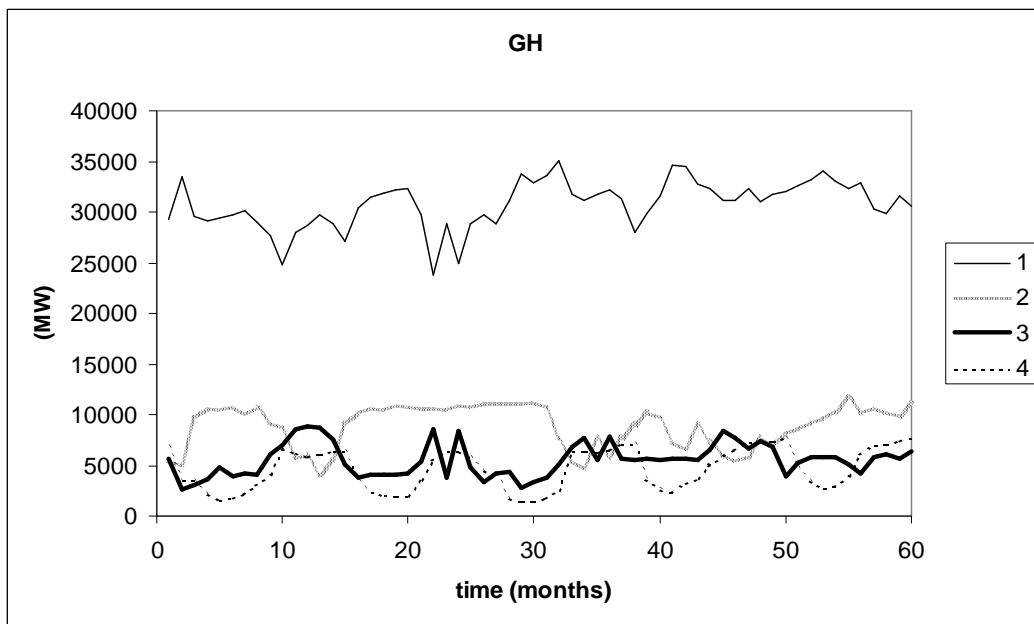


Figura 2 – Geração Hidro em cada subsistemas

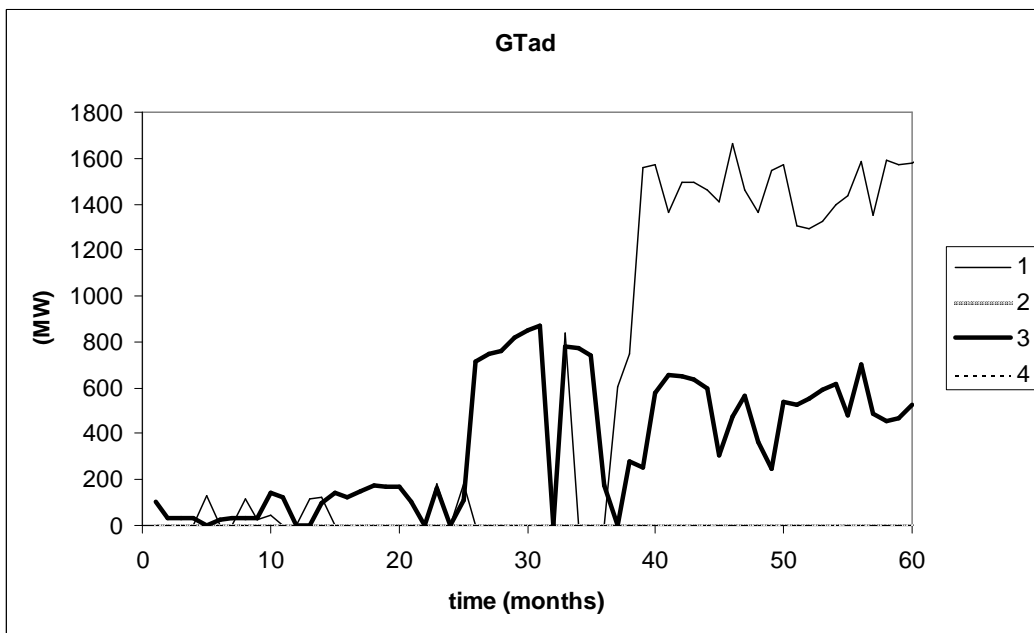


Figura 3 – Geração térmica adicional para cada subsistema

## 6.0 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou um modelo matemático para otimizar a operação de grandes sistemas hidrotérmicos. Os resultados preliminares foram muito interessantes. A metodologia desenvolvida é adequada para aplicações diferentes, tais como planejamento operacional, expansão de capacidade e outros problemas técnicos relacionados com sistemas hidrotérmicos. Além disso, é imperativo ressaltar a importância dessa metodologia relacionada com o dilema entre a produção de energia e os impactos ambientais. O modelo pode ser usado para lidar com a utilização racional de energia e programas para maximizar a utilização de sistemas de energia hidroelétrica, minimizando geração térmica.

## 3.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica (2007). <<http://www.aneel.gov.br>>.
- (2) 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.
- (3) 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.*
- (4) Labadie, J. (2004). "Optimal Operation of Multireservoir Systems: State of Art Review." *J. Water Resources Plan. Manage.*, 130(2), 93-111.
- (5) 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.
- (6) 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.
- (7) 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.*
- (8) Simonovic, S. P. (1992). "Reservoir systems analysis: Closing gap between theory and practice." *J. Water Resources Plan. Manage.*, 118(3), 262-280.
- (9) Wurbs, R. A. (1993). "Reservoir-system simulation and optimization models." *J. Water Resources Plan. Manage.*, 119(4), 455-472.
- (10) Yeh, W.W-G. (1985). "Reservoir management and operation models: A state-of-the-art review." *Water Resources Research*, 21(12), 1797-1818.
- (11) 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.