



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

**Análise Comparativa entre a Representação Individualizada das Usinas Hidrelétricas e o Modelo a Reservatório Equivalente no Problema do Planejamento da Operação Energética**

**Leandro César Xavier de Carvalho\*,**

**Edson Luiz da Silva,**

**Erlon Cristian Finardi.**

**UFSC - Labplan**

**UFSC - Labplan**

**UFSC – Labplan**

**RESUMO**

O objetivo do problema de planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro consiste em determinar a estratégia de geração de modo que o custo de operação associado seja o menor possível ao longo do horizonte de estudo. Neste artigo é apresentada uma análise comparativa entre as duas principais formas de representação do sistema hidrelétrico no modelo de planejamento da operação de médio prazo: o reservatório equivalente de energia e a modelagem das usinas individualizadas. A análise é feita a partir de uma configuração hidrotérmica teste, onde a estratégia de geração é determinada com base em um algoritmo de Programação Dinâmica Dual Dual (PDDE).

**PALAVRAS-CHAVE**

Sistemas Hidrotérmicos, Planejamento da Operação Energética, Programação Dinâmica Dual Estocástica.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

O problema do planejamento da operação energética de médio prazo tem como objetivo principal a determinação da política ótima de operação de um sistema de geração. No paradigma atual do sistema brasileiro, essa política é representada pelos montantes mensais de geração termelétrica e hidrelétrica, ao longo de um horizonte de planejamento de cinco anos, de tal modo que o custo operativo associado seja o menor possível (Silva, 2001).

Devido a capacidade finita de armazenamento de água nos reservatórios, o Problema da Operação de Médio Prazo (POMP) tem como uma de suas principais características o acoplamento temporal, uma vez que a disponibilidade futura da energia no sistema depende das vazões afluentes que incorrerão aos reservatórios (Fortunato et alii, 1990; Silva, 2001). A impossibilidade de se antever precisamente as afluências que irão ocorrer no futuro caracteriza o problema como estocástico. Essas características, adicionadas ao elevado número de usinas do sistema, tornam o problema de grande porte e, portanto, de difícil solução.

Desta forma algumas simplificações são necessárias para a obtenção de uma solução de boa qualidade, onde o esforço computacional também é um requisito que deve ser levado em consideração. Nesse sentido, a principal simplificação reside na modelagem empregada na representação das usinas hidrelétricas no problema. Essas usinas, em cada subsistema, são agregadas em um único reservatório equivalente que recebe, armazena e fornece energia, e por uma usina que gera a fio d'água. Para cada subsistema, o reservatório equivalente representa o conjunto de usinas hidrelétricas que possuem reservatórios de regularização, enquanto a usina a fio d'água representa o conjunto de usinas com essas características (Arvanitidis e Rosing, 1970).

Tal procedimento de agregação é baseado na estimativa da produção de energia elétrica decorrente do completo deplecionamento de todos os reservatórios do sistema, considerando um dado conjunto inicial de volumes armazenados. Uma vez que a altura de queda em cada usina é uma função do nível dos reservatórios, a energia

\*Rua Francisco Rocha, 1827 – Cj 802 - CEP 80.730-390 - Curitiba - PR - BRASIL  
Tel.: (041) 336-5617 - Fax: (041) 335-0836 - e-mail: leandro@wisesystems.com.br

elétrica total produzida é dependente das regras operativas nesses reservatórios. Nesse sentido, dado que a individualidade dos reservatórios é perdida, torna-se necessário adotar uma regra de operação para o reservatório equivalente que emule o comportamento operativo do conjunto dos reservatórios. No caso brasileiro considera-se que os reservatórios operam em níveis percentuais idênticos de armazenamento, enchimento e deplecionamento<sup>1</sup>, o que pode afastar o sistema da solução ótima uma vez que as decisões associadas a uma usina hidrelétrica dependem de sua posição na cascata (Cruz e Soares, 1996).

Por sua vez, alternativamente à Representação a Reservatório Equivalente (REQ), existe a possibilidade de modelar as usinas hidrelétricas de forma individualizada. Procedendo-se desta forma, é possível representar de forma mais precisa as características operativas individuais de todos os reservatórios do sistema, tais como vínculos hidráulicos, vertimentos e turbinamentos localizados, entre outros, sem que seja necessária a adoção, a priori, de uma regra operativa. Entretanto, devido a excessiva carga computacional exigida pela técnica de solução empregada, a representação individualizada é ainda uma alternativa que não é usualmente adotada no planejamento da operação do sistema brasileiro.

O objetivo deste artigo consiste em fazer uma análise comparativa das políticas operativas e os respectivos custos envolvidos, obtidos pela adoção da representação a reservatório equivalente de energia e por meio de usinas individualizadas (Carvalho, 2002). Para isso, faz-se o uso de uma configuração hidrotérmica realista, composta de 15 usinas hidrelétricas e seis usinas termelétricas que pertencem ao sistema elétrico brasileiro. São mostrados, de forma comparativa, os custos operativos envolvidos, os respectivos custos marginais médios por subsistema, níveis de armazenamento, entre outras análises.

## 2.0 - FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

O problema de operação energética é caracterizado por um processo de decisões seqüenciais, onde, a otimalidade de uma decisão atual depende de um conjunto de acontecimentos futuros. Desse modo, é necessário decidir a cada estágio de tempo o nível de geração hidrelétrica, a complementação termelétrica e o intercâmbio com os subsistemas adjacentes, levando-se em consideração o benefício futuro da utilização da água.

A ferramenta matemática utilizada no presente trabalho, para resolver este problema é o algoritmo de PDDE (Pereira e Pinto, 1985), a qual viabiliza a otimização estocástica de múltiplos reservatórios, a partir de um processo iterativo, onde não há necessidade da discretização dos níveis de armazenamento.

Na representação de usinas individualizadas o problema do planejamento da operação pode ser representado pelas seguintes equações:

$$z_t = \text{Min} \left( \sum_{j=1}^{NT^{ss}} CT_j^{ss} GT_{jt}^{ss} + \frac{1}{1+\beta} \alpha_{t+1} \right) \quad (1)$$

$$\text{s.a:} \quad \sum_{i=1}^{NUH^{ss}} \rho_i^{ss} u_{it}^{ss} + \sum_{j=1}^{NT^{ss}} GT_{jt}^{ss} + \sum_{sv \in \Omega_{ss}} (F_{sv,t}^{ss} - F_{ss,t}^{sv}) = D_t^{ss} \quad (2)$$

$$X_{i,t+1}^{ss} + (u_{it}^{ss} + s_{it}^{ss}) - \sum_{k \in M_i^{ss}} (u_{ikt}^{ss} + s_{ikt}^{ss}) = X_{it}^{ss} + y_{it}^{ss} \quad (3)$$

$$\underline{X}_{i,t+1}^{ss} \leq X_{i,t+1}^{ss} \leq \overline{X}_{i,t+1}^{ss}$$

$$\underline{u}_{it}^{ss} \leq u_{it}^{ss} \leq \overline{u}_{it}^{ss}$$

$$\underline{GT}_{jt}^{ss} \leq GT_{jt}^{ss} \leq \overline{GT}_{jt}^{ss} \quad (4)$$

$$\alpha_{t+1}^{ss} - \sum \pi_{i,t+1}^{ss} X_{i,t+1}^{ss} \geq \delta_{p,t+1}$$

$$ss = 1 \dots NS, \quad i = 1 \dots NUH^{ss}, \quad t = 1 \dots T$$

onde:

$ss, i, j$  indexador de subsistemas, usinas hidrelétricas e usinas termelétricas, respectivamente;

$sv$  subsistema adjacente ao subsistema  $ss$ ;

$NS$  número de subsistemas;

$NUH^{ss}, NT^{ss}$  número de usinas hidrelétricas e termelétricas, respectivamente do subsistema  $ss$ ;

$CT_{jt}^{ss}$  custo do combustível para as usinas termelétricas  $j$  pertencente a cada subsistema  $ss$ ;

$GT_{jt}^{ss}$  energia gerada pela termelétrica  $j$  do subsistema  $ss$  no estágio  $t$ ;

$k$  usinas imediatamente a montante da usina  $i$  do subsistema  $ss$ ;

<sup>1</sup> Esta regra é comumente conhecida como 'operação em paralelo'.

$D_t^{ss}$	demanda do subsistema $ss$ no estágio $t$ ;
$F_{sv,t}^{ss}$	intercâmbio de energia do subsistema $ss$ para o subsistema $sv$ no estágio $t$
$\rho_i^{ss}$	produtibilidade da usina $i$ do subsistema $ss$ ;
$z_t$	valor esperado do custo de operação do estágio $t$ até o final período de planejamento;
$\alpha_{t+1}$	valor esperado do custo futuro associado a decisão tomada no estágio $t$ até o final do horizonte de planejamento;
$\Omega_{ss}$	conjunto de subsistemas diretamente conectados ao subsistema $ss$ ;
$M_i^{ss}$	conjunto de usinas imediatamente a montante da usina $i$ pertencentes ao subsistema $ss$ ;
$X_{it}^{ss}$	vetor do nível de armazenamento do reservatório $i$ no início do estágio $t$ ;
$y_{it}^{ss}$	vetor de afluência incidente em cada usina $i$ durante o estágio $t$ ;
$u_{it}^{ss}, s_{it}^{ss}$	vetores de vazões turbinada e vertida, respectivamente, em cada usina $i$ durante o estágio $t$ ;
$\underline{X}_{i,t+1}^{ss}, \overline{X}_{i,t+1}^{ss}$	vetores que representam o limite inferior e superior do nível de armazenamento de cada reservatório $i$ ;
$\underline{u}_{it}^{ss}, \overline{u}_{it}^{ss}$	vetores que representam o limite inferior e superior da vazão turbinada de cada usina $i$ ;
$\pi_{i,t+1}^{ss}$	derivada da função objetivo com relação ao volume armazenado na usina $i$ do subsistema $ss$ no início do estágio $t+1$ ;
$\delta_{p,t+1}$	termo constante relacionado com o $p$ -ésimo segmento linear que compõe a função de custo futuro.
$\beta$	taxa de atualização;
$t, T$	índice de estágios de tempos e número de estágios avaliados, respectivamente.

Conforme pode ser visto em (2) uma aproximação adotada foi a consideração da função de produção das usinas hidrelétricas ser representada por uma função linear, dependendo apenas do volume turbinado no estágio. Adicionalmente considera-se na modelagem que o sistema de transmissão é representado apenas pelos limites de intercâmbios. O Déficit é representado por uma termelétrica fictícia com custo elevado. Em (4) as constantes com barra superior representam os limites máximos das variáveis relacionadas, analogamente, a barra inferior representa o limite mínimo da variável.

A formulação acima é dependente apenas de uma série de vazões afluentes; entretanto, pode-se expandir tal formulação para um modelo estocástico, o qual considera que as afluências são variáveis aleatórias independentes no tempo, seguindo ainda uma distribuição uniforme.

### 3.0 - PDED APLICADA AO POMP

Para ilustrar as principais características existentes em um algoritmo de PDDE, será considerado aqui um problema com dois estágios de tempo, onde no segundo estágio existem dois cenários de afluências:

$$\min c_1 x_1 + p_1 c_2 x_{21} + p_2 c_2 x_{22}$$

$$\begin{aligned} \text{s.a.:} \quad & A_1 x_1 \geq b_1 \\ & E_1 x_1 + A_2 x_{21} \geq b_{21} \\ & E_1 x_1 + A_2 x_{22} \geq b_{22} \end{aligned} \tag{5}$$

onde:

$x_1$	representa as decisões de geração hidrelétrica e termelétrica ao longo do primeiro estágio, isto é, vazões turbinada e vertida, volumes armazenados, níveis de geração;
$x_{21}, x_{22}$	representa as decisões de geração hidrelétrica e termelétrica ao longo do segundo estágio, isto é, vazões turbinada e vertida, volumes armazenados, níveis de geração, considerando a ocorrência dos cenários de afluência 1 e 2, respectivamente;
$p_1, p_2$	probabilidade associada aos cenários de afluências 1 e 2, respectivamente;
$c_1, c_2$	custo unitário imediato associado aos estágios 1 e 2, respectivamente;
$b_1$	vetor de recursos no início do primeiro estágio;
$b_{21}, b_{22}$	vetor de recursos no início do segundo estágio associado com os cenários de afluência 1 e 2, respectivamente;
$A_1, A_2$	matriz de incidência associada com os estágios 1 e 2, respectivamente, que descrevem o acoplamento espacial existente entre os reservatórios;

$E_1$  matriz de transição de estados que descreve o acoplamento temporal existente entre os dois estágios do problema.

Uma maneira de se resolver o Problema (5) consiste em esquecer as conseqüências das decisões tomadas no primeiro estágio, isto é, determinar um  $x_1^*$  viável,  $A_1 x_1^* \geq b_1$ , ignorando o acoplamento temporal existente com o segundo estágio. Deste modo, uma vez conhecido  $x_1^*$ , as decisões de segundo estágio são tomadas da seguinte maneira:

$$\begin{aligned} \min \quad & p_1 c_2 x_{21} + p_2 c_2 x_{22} \\ \text{s.a:} \quad & A_2 x_{21} \geq b_{21} - E_1 x_1^* \\ & A_2 x_{22} \geq b_{22} - E_1 x_1^* \end{aligned} \quad (6)$$

O problema acima pode ainda ser dividido em dois outros problemas independentes, conforme mostrado a seguir:

$$\begin{aligned} \omega_{21} = \min \quad & p_1 c_2 x_{21} & \omega_{22} = \min \quad & p_2 c_2 x_{22} \\ \text{s.a:} \quad & A_2 x_{21} \geq b_{21} - E_1 x_1^* & \text{s.a:} \quad & A_2 x_{22} \geq b_{22} - E_1 x_1^* \end{aligned} \quad \begin{matrix} (7) \\ (8) \end{matrix}$$

Pode-se notar que os problemas (7) e (8) dependem da decisão tomada ao longo do primeiro estágio, ou seja,  $x_1^*$ . Assim, é possível reescrever (6) da seguinte maneira:

$$\begin{aligned} \min \quad & c_1 x_1 + \bar{\alpha}_2(x_1) \\ \text{s.a:} \quad & A_1 x_1 \geq b_1 \end{aligned} \quad (9)$$

onde  $\bar{\alpha}_2(x_1)$  corresponde ao valor esperado dos custos de operação obtidos nos problemas (7) e (8). Observe ainda que  $\bar{\alpha}_2(x_1)$  pode ser visto como uma função condicionada a um dado  $x_1$  selecionado. No caso de problemas de programação linear, é possível mostrar que  $\bar{\alpha}_2(x_1)$  é um poliedro convexo, que pode ser construído, de forma iterativa, utilizando técnicas de relaxação tais como, a Decomposição de Benders (Benders, 1962). Essa metodologia utiliza os multiplicadores de Lagrange associados com a solução primal dos problemas (7) e (8), os quais são os coeficientes angulares do poliedro aproximado. Mais precisamente, esse multiplicador corresponde ao valor da água associado com um específico reservatório, representando a taxa de variação na função objetivo causada pela variação unitária no armazenamento desse reservatório.

O algoritmo correspondente à PDDE é descrito na seqüência.

- (1) inicie uma aproximação para  $\bar{\alpha}_2(x_1)$ . Usualmente, em problemas de planejamento da operação de médio prazo, esta aproximação consiste em tornar  $\bar{\alpha}_2(x_1)$  nulo devido ao fato que na primeira iteração todas as restrições que compõem esse poliedro são relaxadas;
- (2) resolva (9), obtendo  $x_1^*$ . É possível mostrar que  $\underline{z} = c_1 x_1^* + \bar{\alpha}_2(x_1)$  é um limite inferior para a solução ótima de (5);
- (3) de posse de  $x_1^*$ , resolva os problemas de segundo estágio (7) e (8), onde  $x_{21}^*$  e  $x_{22}^*$  são soluções ótimas associadas a cada cenário de afluência;
- (4)  $(x_1^*, x_{21}^*, x_{22}^*)$  é uma solução viável, mas não necessariamente é a solução ótima. O valor da função objetivo,  $\bar{z} = c_1 x_1^* + p_1 c_2 x_{21}^* + p_2 c_2 x_{22}^*$  é, deste modo, um limite superior para o ótimo valor de (5);
- (5) se  $\bar{z} - \underline{z}$  é menor que uma certa tolerância, o problema então está resolvido. De outra forma, existem multiplicadores de Lagrange que estão associados com as soluções primais de (7) e (8) que são usados para melhorar a aproximação da função  $\bar{\alpha}_2(x_1)$ ;
- (6) se o contador de iterações é menor que o número máximo permitido, então vá para o passo 7. Caso contrário, pare;
- (7) volte ao passo (2). O segmento linear (corte de Benders) que é calculado ao longo da corrente iteração é mantido, devido ao fato que a função  $\bar{\alpha}_2(x_1)$ , linear por partes é gradualmente construída.

O procedimento acima pode ser extrapolado para problemas que apresentam vários estágios de tempo. Todavia, deve-se lembrar que existe um grande número de combinações que envolvem os cenários futuros de afluências, crescente com o número de estágios e reservatórios.

Para sobrepujar essa dificuldade, deve-se amostrar um número<sup>2</sup> suficientemente grande de cenários, de modo que a solução possa ser encontrada com um bom nível de precisão e um moderado esforço computacional.

O algoritmo proposto para resolver este problema é composto de duas etapas:

<sup>2</sup> O número de cenários apropriado é mais bem detalhado na seção de resultados.

- (1) etapa *forward*, na qual os pontos  $\{x_{ts}^*, t = 1, T-1 \text{ e } s = 1, S\}$  são computados de acordo com (6)-(9), onde,  $s$  aqui representa o índice associado aos cenários de aflúências. A aproximação do poliedro convexo, para cada estágio de tempo, é realizada com base nesses pontos visitados;
- (2) etapa *backward*, onde o valor esperado dos custos de operação e dos multiplicadores de Lagrange (valores da água), obtidos semelhante a (7) e (8), são utilizados para a construção do poliedro convexo.

Admitindo aflúências equiprováveis, o valor do limite superior para o custo total de operação é calculado como a média dos custos efetivos associados aos  $S$  cenários de aflúências amostrados na etapa *forward*:

$$\bar{z} = \sum_{t=1}^T \frac{1}{S} \sum_{s=1}^S c_t x_{t,s}^* \quad (10)$$

Por sua vez, o limite inferior é também um valor médio, só que calculado com base nos custos totais associados com cada cenário no primeiro estágio:

$$\underline{z} = \frac{1}{S} \sum_{s=1}^S \omega_{1s}^* \quad (11)$$

Devido a simulação de Monte Carlo realizada (etapa *forward*), existe uma incerteza em torno do valor esperado para  $\bar{z}$ , porém desconhecido. Assim, o critério de convergência deve ser definido em torno da incerteza relacionada com esse valor. Isso é possível de realizar construindo, para tanto, um intervalo de confiança de 95% ao redor do valor de  $\bar{z}$ :

$$IC_{95\%} = [\bar{z} - 1.96\sigma_s; \bar{z} + 1.96\sigma_s] \quad (12)$$

onde  $\sigma_s$  representa o desvio padrão ao redor do “verdadeiro” valor esperado de  $\bar{z}$ . A solução ótima é então definida quando o limite inferior, calculado em (11), pertence ao intervalo de confiança acima. Note ainda que, devido a variação da amostra de aflúências, o limite inferior pode apresentar um valor superior a  $\bar{z}$ .

#### 4.0 - RESERVATÓRIO EQUIVALENTE DE ENERGIA

Na metodologia do REQ os volumes armazenados são transformados em energias armazenadas e as séries de vazões afluentes aos reservatórios são transformadas em séries de energias afluentes. Somando-se essas energias para todas as usinas com reservatório do subsistema obtêm-se as séries de energia controlável. Analogamente, para as usinas a fio d’água são obtidas as séries de energia a fio d’água. Detalhes com respeito ao modelo a REQ podem ser vistos em (Arvanitidis e Rosing, 1970).

Considerando que as energias controláveis e fio d’água em um dado estágio  $t$  são variáveis aleatórias independentes no tempo, a formulação do problema de otimização, referente a um estágio  $t$  e cenário de energia afluente  $s$ , utilizado na PDDE é dada por:

$$z_t = \text{Min} \left( \sum_{j=1}^{NT^{ss}} CT_j^{ss} GT_{jt}^{ss} + \frac{1}{1+\beta} \alpha_{t+1} \right)$$

s.a:

$$gh_t^{ss} + \sum_{j=1}^{NT^{ss}} gt_{jt}^{ss} + \sum_{k \in \Omega_t} (F_{sv,t}^{ss} - F_{ss,t}^{ss}) = m_t^{ss} - e fio_t^{ss} - evm_t^{ss}$$

$$ea_{t+1}^{ss} + gh_t^{ss} + evt_t^{ss} = ea_t^{ss} + ec_t^{ss} - evm_t^{ss} - evp_t^{ss}$$

$$ea_{t+1}^{ss} \leq \bar{ea}_{t+1}^{ss} \quad (13)$$

$$\underline{gt}_{kt}^{ss} \leq gt_{kt}^{ss} \leq \bar{gt}_{kt}^{ss}$$

$$gh_t^{ss} \leq \bar{gh}_t^{ss}$$

$$|f_{t,sv}^{ss}| \leq \bar{f}_{t,sv}^{ss}$$

$$\alpha_{t+1}^{ss} - \sum_{p,t+1} \pi_{p,t+1}^{ss} ea_{t+1}^{ss} \geq \delta_{p,t+1}$$

onde:

$ea_t^{ss}$	energia armazenada no subsistema $ss$ no início do estágio $t$ ;
$gh_t^{ss}$	energia hidrelétrica gerada pelo subsistema $ss$ no início do estágio $t$ ;
$evt_t^{ss}$	energia vertida no subsistema $ss$ no estágio $t$ ;
$ec_t^{ss}$	energia controlável do subsistema $ss$ , estágio;

$efio_t^{ss}$  energia fio d'água do subsistema ss, estágio  $t$ ,  
 $evm_t^{ss}$  energia de vazão mínima no subsistema ss no estágio  $t$ ,

## 5.0 - AVALIAÇÕES DAS METODOLOGIAS

O sistema elétrico brasileiro atualmente é representado por quatro subsistemas: Sul (S), Sudeste (SE), Norte (N) e Nordeste (NE), os quais estão interligados por um sistema de transmissão. Com o propósito de investigar a aplicação e as diferenças das metodologias discutidas neste trabalho, optou-se em utilizar um sistema teste reduzido, preservando-se as características do sistema, sendo composto de 15 hidrelétricas e seis termelétricas, agrupadas em quatro subsistemas. As demandas de cada subsistema são consideradas constantes e estão apresentadas na Tabela 1, onde ainda pode ser visto a capacidade instalada de geração de origem hidrelétrica, termelétrica e a energia assegurada dos respectivos subsistemas. Os valores de energia assegurada para cada subsistema foram estimados pela soma das energias asseguradas das respectivas usinas hidrelétricas, adicionados da capacidade total das termelétricas.

TABELA 1 – Principais dados do sistema hidrotérmico teste.

Subsistema	Capacidade Instalada por Segmento		Capacidade Instalada Total	Energia Assegurada	Demanda
	Hidrelétrico (MW)	Termelétrico (MW)	MW	MW-médio	MW-médio
SE	15.323	526	15.849	8.956	8.850
S	2.496	357	2.853	1.603	1.152
NE	1.050	718	1.768	1.251	1.700
N	8.368	0	8.368	3.228	3.150
Total	27.237	1.601	28.838	15.028	14.852

A interligação entre os subsistemas é representada pela capacidade máxima de intercâmbio nas linhas de transmissão. A configuração do sistema, assim como os limites de intercâmbio em MW-médio, estão mostrados esquematicamente na Figura 1.

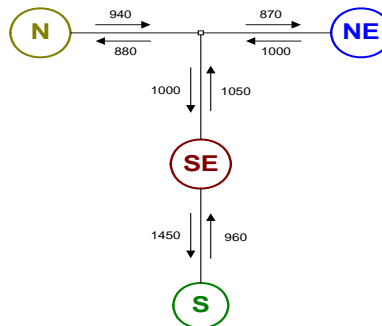


FIGURA 1 – Interligação entre subsistemas.

Para que as decisões tomadas ao longo do horizonte de planejamento não sofram interferência das condições finais impostas no último estágio, é necessário e suficiente estender o estudo para nove anos, ou seja, 108 estágios. Com relação às condições iniciais, tem-se que o volume inicial de cada reservatório é arbitrado em 50% dos respectivos volumes máximos operativos.

Na simulação foram consideradas 200 seqüências de aflúncias na etapa *forward* e 25 valores de aflúncia na etapa *backward*, ressaltando-se que tais valores de vazões afluentes foram gerados de um sorteio baseado no histórico de vazões, onde a tendência hidrológica e estacionaridade foram desprezadas. A REQ permite redução do porte do problema, pois há menos equações envolvidas na modelagem do sistema e também um menor número de variáveis de decisão, conseqüentemente a solução do problema torna-se mais rápida.

O algoritmo de PDDE utilizado em ambas as representações foi codificado utilizando a linguagem de programação Fortran 90 e o software de otimização requerido foi a OSL (Optimization Subroutine Library) (IBM, 1994). Para a execução do algoritmo, fez-se uso do sistema operacional LINUX, utilizando 1 processador Athlon de 1Ghz com 256 Mbytes de memória RAM.

O tempo médio de processamento, considerando a representação a reservatórios equivalentes, foi de 57 minutos. Por sua vez, no modelo a usinas individualizadas, esse tempo foi de 12 horas e 45 minutos.

O montante de geração termelétrica obtida em ambas as representações não apresentou diferenças significativas. Entretanto, a sua distribuição ao longo do horizonte de planejamento apresentou comportamento distinto. No subsistema SE, por exemplo, verificou-se concentração de geração termelétrica no início do período de estudo na REQ. Como consequência, os Custos Marginais de Operação (CMOs) apresentaram valores elevados nos estágios iniciais, conforme pode ser visto na Figura 2.

Por outro lado na abordagem a UI os CMOs obtidos mostraram-se mais sensíveis em relação as variações de armazenamento. Isto ocorre porque esta representação é mais restritiva e, conseqüentemente, os valores de energia armazenada são inferiores aos obtidos na representação a REQ. Conforme pode ser visto na Figura 3, os CMOs que antecedem ao término do período seco apresentam elevações significativas, fornecendo uma sinalização econômica adequada do estado do sistema.

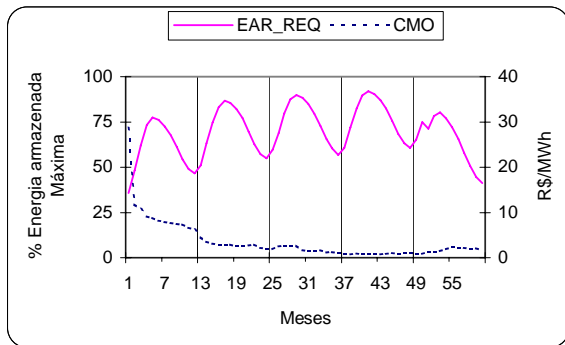


FIGURA 2 - Energia Armazenada & CMOs para o SE –REQ.

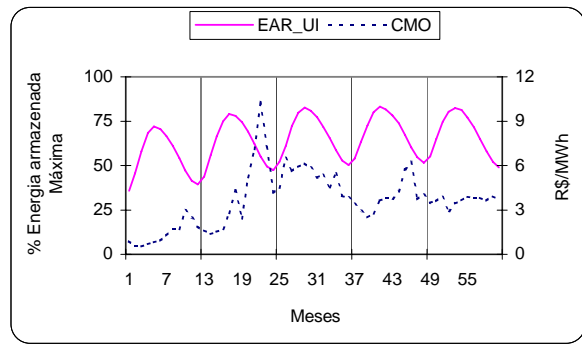


FIGURA 3 - Energia Armazenada & CMOs para o SE – UI.

Observou-se nos estudos realizados que a configuração do sistema e a dimensão do horizonte de estudo afetam consideravelmente o desempenho das metodologias. O custo total de operação para a representação a REQ foi de R\$ 218.795.469,00, o qual decorre apenas do custo associado à complementação termelétrica, pois não há seqüência com déficit no período de estudo. Na abordagem a UI o valor do custo total de operação é de R\$ 320.997.116,00. Este montante é composto pelo custo do combustível das termelétricas que corresponde a R\$ 216.558.707,00, ou seja, 67% do valor do custo total; a parte restante é decorrente do custo do déficit. Os custos totais de operação ao longo do horizonte de planejamento estão representados na Figura 4.

A abordagem a usinas individualizadas permite uma representação mais realista do problema, pois são consideradas as características individuais de cada usina e os vínculos hidráulicos existentes entre elas.

No caso avaliado, os valores médios das gerações foram semelhantes em ambas as metodologias; na representação a REQ houve um aumento de 87,2 MW-médios de geração hidráulica, correspondendo a 0,6% de aumento em relação ao método a UI. Os montantes de geração hidrelétrica são apresentados na Figura 5.

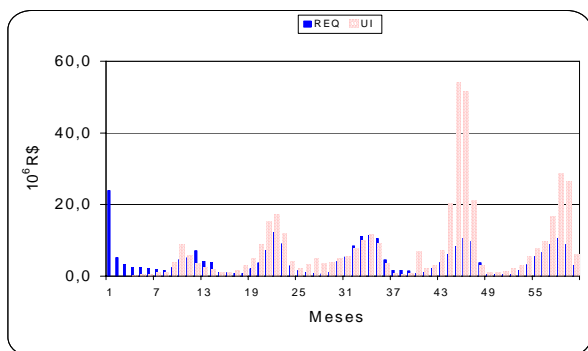


FIGURA 4 - Custos de Operação.

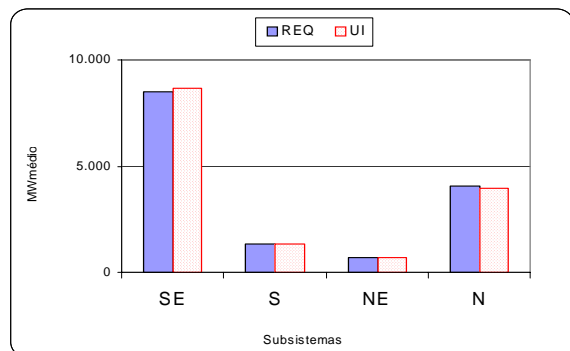


FIGURA 5 - Energia Hidrelétrica Gerada.

No subsistema SE a grande capacidade de armazenamento dos reservatórios propiciou uma regularização cíclica e semelhante em ambas as metodologias. Ocorreu uma leve diferença no modelo a UI, devido ao fato de ser mais restritivo em relação aos limites de armazenamentos de cada usina, conforme pode ser verificado na Figura 6.

Na representação a REQ, parte-se da premissa que os reservatórios de um mesmo subsistema são deplecionados em paralelo, ou seja, deplecionam-se os mesmos percentuais de armazenamento. Por outro lado, na representação a UI o próprio modelo define a regra de operação de modo a usar os recursos do sistema de forma ótima, portanto não adotando necessariamente a operação paralela dos reservatórios, conforme pode ser visto na Figura 7, que mostra o armazenamento de duas usinas do SE. Observe que os armazenamentos percentuais dessas usinas são distintos para cada estágio de planejamento.

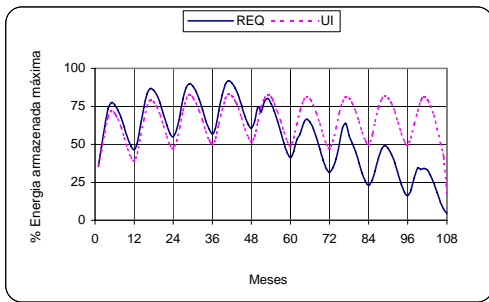


FIGURA 6 - Energia Armazenada - SE.

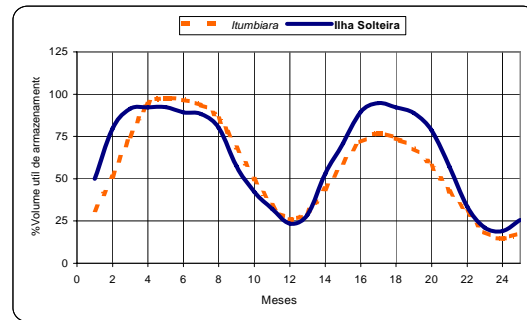


FIGURA 7 - Volume Útil – UI.

## 6.0 - CONCLUSÕES

Este artigo apresentou duas metodologias de representação de usinas utilizadas no planejamento da operação energética para um sistema predominantemente hidroelétrico. Para resolver o problema em ambas as representações fez-se uso da PDDE.

A representação por usinas individualizadas oferece a vantagem de possibilitar uma melhor representação do sistema, adicionalmente, os CMOs nesta modelagem mostraram-se mais sensíveis aos níveis de armazenamento dos reservatórios, entretanto a representação a UI requer um esforço computacional significativo.

Identificou-se também que as condições de contorno do problema podem influenciar significativamente a convergência da solução, principalmente na representação a UI. Ressalte-se que a função de produção das usinas foi considerada linear e que a correção da altura equivalente merece ser investigada e melhor representada, para aperfeiçoamento da política de operativa.

Por outro lado, a modelagem por reservatórios equivalentes permite a obtenção de resultados satisfatórios, com um esforço computacional moderado. Com base nos resultados obtidos, conclui-se que a modelagem a REQ tende a ser mais otimista, pois não registrou déficit conseqüentemente o custo de operação obtido foi menor.

Com o uso de computadores de alto desempenho e a utilização de técnicas de processamento paralelo (Finardi, 1999; Silva e Finardi, 2003) pode-se suplantar o obstáculo do elevado tempo computacional requerido para a solução desse problema e representar de forma mais realista as características das usinas pela modelagem individualizada..

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Arvanitidis, N.V & Rosing, J. (1970a). Optimal Operation of Multireservoir Systems Using a Composite Representation . *IEEE Transaction on Power Apparatus and System*, New York, v. PAS-89, n. 2, p. 327-335.
- Arvanitidis, N.V. & Rosing, J. (1970b). Composite Representation of a Multireservoir Hydroelectric Power System. *IEEE Transaction on Power Apparatus and System*, New York, v. PAS-89, n. 2, p. 319-326.
- Benders, J.F. (1962). Partitioning Procedures for Solving Mixed Variables Programming Problems. *Numerische Mathematik*, v. 4, p. 238-252.
- Carvalho, L.C.X. de. (2002). Planejamento de sistemas hidrotérmicos: uma análise entre as representações a usinas individualizadas e a reservatórios equivalentes equivalentes de energia. Florianópolis. Dissertação de Mestrado, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- Cruz Jr, G. & Soares, S. (1996) Non-Uniform Composite Representation of Hydroelectric for Long Term Hydrothermal Scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, n. 2.
- Cruz Jr, G. & Soares, S. (1998) Modelo Equivalente Não Linear para o Planejamento da Operação a Longo Prazo de Sistemas de Energia Elétrica. Campinas, São Paulo. Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas.
- Finardi, E.C. (1999) Planejamento da operação de Sistemas hidrotérmicos utilizando processamento de alto desempenho. Florianópolis. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina.
- Fortunato, L.A M. F., Neto, T.A.A., Pereira, M.V.F., et alii. (1990). *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. Niterói, RJ - Universidade Federal Fluminense.
- IBM (1994). OSL Optimization Subroutine Library User's Guide. Release 1.
- Pereira, M.V. F., Pinto L.M.V.G. (1985). "Stochastic Optimization of Multireservoir Hydroelectric System: A Decomposition Approach". *Water Resources Research*, vol. 21 n° 6, pp. 779-792, June 1985.
- Silva, E.L. da. (2001) *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*. 1. ed. Porto Alegre: Editora Sangra Luzzatto, 2001.
- Silva, E. L & Finardi, E. C. (2003). Parallel Processing Applied to the Planning of Hydrothermal Systems, *IEEE Transactions on Parallel and Distributed Systems*, Vol 14, Number 8, August 2003.