

GRUPO X - TEMA 5
OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

PROGRAMAÇÃO DINÂMICA AMOSTRAL APLICADA
A OPERAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

Maria Elvira P. Maceira, Jerson Kelman
CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

RESUMO

A política de operação a longo prazo do sistema hidrotérmico de geração brasileiro é calculada atualmente por um modelo de programação dinâmica estocástica (PDE) [1]. O algoritmo de PDE considera como variáveis de estado a energia armazenada no reservatório equivalente e, representando a "tendência hidrológica", a energia afluente ao reservatório no mês anterior. Esta representação da tendência hidrológica equivale a dizer que as afluições ao sistema seguem um processo auto-regressivo de ordem um (modelo AR (1)).

Entretanto, estudos mostram que o modelo AR (1), em escala mensal, falha em representar as propriedades do processo em escala anual [2]. Como consequência, o modelo tende a atribuir probabilidades excessivamente baixas a secas de longa duração que efetivamente ocorreram no passado, como a de 1952-1956 na Região Sudeste. A representação de modelos hidrológicos mais sofisticados no algoritmo de PDE, por exemplo, autoregressivo de ordens 2, 3, ..., p não é computacionalmente viável devido ao aumento que acarretam no número de variáveis de estado.

Este artigo apresenta um algoritmo de cálculo da política ótima de operação baseado numa variante da PDE, chamada programação dinâmica amostral (PDA) [3]. Este algoritmo não requer hipóteses sobre o modelo de afluições, trabalhando diretamente com o registro histórico de afluições.

O algoritmo original de PDA [4] considerava somente uma variável de estado, a energia armazenada no reservatório equivalente. Neste trabalho, foi feita uma extensão a fim de considerar uma variável adicional de tendência hidrológica, que é a previsão das afluições nos próximos meses. Esta previsão é feita com um modelo autoregressivo de ordem mais elevada (AR(p)) [4], que se mostrou adequado para a representação de afluições.

A aplicação do algoritmo é ilustrada no cálculo da política ótima de operação para a Região Sudeste, discutindo-se, também, o impacto da representação da tendência hidrológica por modelos mais sofisticados (AR(p)).

1. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Em geral, para qualquer modelo de programação dinâmica, as variáveis que irão representar o estado do sistema devem afetar o custo futuro de operação. Para representar sistemas hidrotérmicos são necessárias, ao menos, as seguintes variáveis: nível de armazenamento dos reservatórios e a tendência hidrológica do sistema. Isto significa que a estratégia de operação deve ser calculada para todas as possíveis combinações

entre níveis de reservatórios e tendência hidrológica. Para viabilizar computacionalmente o método são necessárias simplificações tanto a nível da descrição dos níveis de armazenamento quanto da tendência hidrológica. Por exemplo, suponha que o volume armazenado em cada reservatório seja representado por 20 valores discretos e a tendência hidrológica seja representada por apenas uma variável, discretizada também em 20 valores. Se o sistema possui n=4 reservatórios, existem $20^{2n} = 20^8$ combinações possíveis entre os estados armazenamento dos reservatórios e tendência hidrológica.

A solução para reduzir este crescimento exponencial do número de combinações é usar uma representação agregada do conjunto de reservatórios componentes do sistema, dada por um único reservatório e conhecida como representação por reservatório equivalente. Como a energia que pode ser produzida com o volume total de água armazenada no sistema depende da forma como está distribuída esta água, convém representar o estado de armazenamento agregado do sistema, ou seja, o armazenamento do reservatório equivalente, através da energia que pode ser produzida pelo deplecionamento total do sistema de reservatórios dado o armazenamento de água inicial. Como a queda de cada usina é função do nível do seu reservatório, a energia total que pode ser produzida depende das regras de operação deste deplecionamento hipotético. Uma regra de operação simplificada é descrita por ARVANIDITS e ROSING [5]. Empregando-se um procedimento similar para obter a energia correspondente as afluições às usinas obtém-se a representação do sistema hidroelétrico dado por um reservatório de energia que a cada intervalo de tempo sofre um deplecionamento correspondente à energia total gerada pelo sistema hidroelétrico e um re-enchimento dado pela energia correspondente às afluições hídricas no mesmo intervalo de tempo.

No modelo PDE, a tendência hidrológica é representada pela afluição ao reservatório equivalente no estágio anterior, o que equivale a dizer que as afluições ao sistema seguem um processo autoregressivo de ordem um (modelo AR(1)). Acreditava-se que esta formulação permitia uma solução de compromisso entre viabilidade computacional e representação da estrutura de correlação das afluições.

Uma crítica que se faz ao modelo AR(1) para representar o processo estocástico das afluições é que este modelo, em escala mensal, falha em representar as propriedades do processo em escala anual, KELMAN [2]. Como consequência, o modelo tende a atribuir probabilidades excessivamente baixas a secas de longa duração que efetivamente ocorreram no passado, como a de 1952-1956 na Região Sudeste. Daí suspeita-se que a estratégia obtida pela PDE possa ser considerada "otimista", no sentido que o seu uso implicaria em excessiva confiança nas afluições futuras e portanto numa sub-utilização das unidades

térmicas do sistema. Uma tentativa de suplantar este problema seria, usando o mesmo esquema da PDE, representar o processo estocástico das aflúncias com modelos autoregressivos de ordens maiores que um, o que não é computacionalmente viável devido ao aumento que acarretaria no número de variáveis de estado.

KELMAN et alii [3] apresentam um algoritmo alternativo à PDE, chamado de programação dinâmica amostral (PDA), que permite considerar uma modelagem tão sofisticada quanto se queira do processo estocástico de aflúncias, sem provocar o aumento do número de variáveis de estado. Neste algoritmo o processo estocástico não é modelado explicitamente. As características do processo são consideradas implicitamente através de um grande número de sequências hidrológicas anuais, observadas ou geradas sinteticamente pelo melhor modelo estocástico disponível.

Quanto à variável de estado tendência hidrológica do sistema, STEDINGER et alii [6], KELMAN et alii [3] sugerem o emprego da melhor previsão para as aflúncias futuras.

Os objetivos deste trabalho são:

1. Comparar o desempenho do modelo PDE com o modelo alternativo PDA. Em ambos os casos, utiliza-se a aflúncia do mês anterior como variável de estado.
2. Avaliar o efeito da utilização da previsão de aflúncias nos próximos meses, feita com um modelo autoregressivo de ordem mais elevada, cujos parâmetros são periódicos, no modelo PDA.

2. PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA

Caso as aflúncias futuras sejam desconhecidas, devemos utilizar um algoritmo de programação dinâmica que leve em conta a estocasticidade do sistema. O algoritmo de programação dinâmica estocástica (PDE), tem sido bastante aplicado, BRAS et alii [7], STEDINGER et alii [6], TERRY et alii [1], e seu objetivo é identificar a política que minimiza o valor esperado do custo de operação ao longo do horizonte de planejamento.

Nos modelos em escala mensal, a dependência temporal entre as aflúncias é relevante e ela pode ser considerada no modelo através de uma variável de estado representativa da tendência hidrológica do sistema. A mais comum é a aflúncia no mês anterior, a_{t-1} .

A política ótima é determinada pela equação recursiva:

$$f_t(S_t, A_{t-1}) = \min_{R_t^*} \left\{ E_{A_t | A_{t-1}} \left[B(R_t, S_t, S_{t+1}, A_t) + \alpha f_{t+1}(S_{t+1}, A_t) \right] \right\} \quad (1)$$

sujeito a:

$$S_{t+1} = S_t + A_t - R_t \quad (2)$$

A defluência real R_t , para uma aflúncia A_t e uma meta de defluência R_t^* , é dada por:

$$R_t = \min \begin{cases} S_t + A_t - S_{\min} & (3.a) \\ \max(S_t + A_t - S_{\max}, R_t^*) & (3.b) \end{cases}$$

onde:

$E_{A_t | A_{t-1}}[\cdot]$ representa o valor esperado do custo de operação, que depende da variável aleatória energia afluente ao reservatório equivalente durante o estágio (t) , A_t , condicionada ao valor de A_{t-1} . S_{\min} e S_{\max} representam os limites inferior e superior ao reservatório equivalente, respectivamente.

α é a taxa de desconto
 S_t é o armazenamento no estágio t

Durante os últimos dez anos diversos pesquisadores investigaram a modelagem das aflúncias futuras ao reservatório equivalente como meio de melhorar a eficiência dos modelos de programação dinâmica, VERHAEGHE [8], ALARCON et alii [9], BRAS et alii [7], STEDINGER et alii [6], KELMAN et alii [3]. Em particular, STEDINGER et alii [6] sugerem o emprego da variável previsão das aflúncias futuras como variável de estado representativa da tendência hidrológica do sistema. Isto permite que o modelo de previsão seja tão sofisticado quanto se deseje.

A política ótima é determinada recursivamente por:

$$f_t(S_t, \hat{A}_t) = \min_{R_t^*} \left\{ E_{A_t | \hat{A}_t} \left[B(R_t, S_t, S_{t+1}, A_t) + \alpha E_{A_{t+1} | A_t, \hat{A}_t} \left[f_{t+1}(S_{t+1}, \hat{A}_{t+1}) \right] \right] \right\} \quad (4)$$

sujeito a:

$$S_{t+1} = S_t + A_t - R_t$$

onde:

$E_{A_t | \hat{A}_t}[\cdot]$ representa o valor esperado do custo de operação, que depende da variável aleatória A_t condicionada ao valor da previsão da energia afluente ao reservatório equivalente durante o estágio t , \hat{A}_t , obtida no início do estágio (t) .

$E_{\hat{A}_{t+1} | A_t, \hat{A}_t}[\cdot]$ representa o valor esperado do custo futuro de operação, que depende da variável aleatória \hat{A}_{t+1} condicionada aos valores de A_t e \hat{A}_t .

A defluência real R_t , para uma aflúncia A_t e uma meta de defluência R_t^* é obtida por (3.a) e (3.b).

3. PROGRAMAÇÃO DINÂMICA AMOSTRAL

ARAUJO et TERRY [4], DIAS et alii [10] e KELMAN et alii [3] utilizaram um modelo alternativo a PDE, com aplicação em operação de reservatórios, denominado de programação dinâmica amostral (PDA). A representação do processo estocástico de aflúncias ao reservatório equivalente é feita de forma implícita através de cenários hidrológicos de aflúncias, observados no passado ou gerados sinteticamente.

KELMAN et alii [3] adotaram cenários hidrológicos com duração de um ano e o vetor de estados é composto pelo armazenamento do reservatório no início do estágio (t) , e pela previsão da energia afluente ao sistema do estágio (t) até o estágio final do ano hidrológico (T) . A decisão ótima de operação, R_t^* , associada ao vetor de estados (k, l) e considerando-se M cenários hidrológicos é obtida recursivamente pela solução de:

$$\min_{i=1}^M p_{t+1}(i) \hat{E}_t(i) \left\{ B(R_t, S_t(k), S_{t+1}, A_t(i)) + \alpha \sum_{v=1}^L p_{t+1}(\hat{E}_{t+1}(v) | A_t(i), \hat{E}_t(i)) \cdot f_{t+1}(S_{t+1}, \hat{E}_{t+1}(v), i) \right\} \quad (5)$$

onde:

$S_t(k)$

é o estado de armazenamento no início do estágio t . Está discretizado em K valores ($k=1, \dots, K$). $S_t(1) = S_{\min}$; $S_t(K) = S_{\max}$.

$\hat{E}_t(t)$	previsão obtida no início do estágio (t) para o período de (t) a (T). Está discretizada em L valores ($k=1, \dots, L$).
$A_t(i)$	energia afluente ao sistema de reservatórios durante o estágio (t), associada ao i-ésimo cenário hidrológico.
R_t^*	meta de defluência no estágio (t), correspondente ao par de estados $S_t(k)$ e $E_t(i)$.
R_t	defluência real.
M	número de cenários hidrológicos.
$f_t(S_t, \hat{E}_t(t), i)$	custo de operação do estágio (t) até o final do ano hidrológico, associado ao par de estados $S_t(k), \hat{E}_t(t)$ e ao i-ésimo cenário hidrológico.
$p_t(i \hat{E}_t(t))$	probabilidade de ocorrência do i-ésimo cenário condicionado a previsão da energia afluente ao reservatório equivalente de (t) até o final do ano hidrológico (T) realizada no início do estágio (t).
$p_t(\hat{E}_{t+1}(v) \hat{E}_t(t), A_t(i))$	probabilidade da previsão $\hat{E}_{t+1}(v)$ realizada no início do estágio (t+1), condicionada a energia afluente durante o estágio (t) e a previsão $\hat{E}_t(t)$.

Para cada R_t^* , a defluência real, R_t , e o estado de armazenamento no início do estágio (t+1) são calculados pelas equações (3.a), (3.b) e pela equação da continuidade.

Obtida a meta de defluência, $R_t^*(k, t)$, a função custo futuro de operação é atualizada separadamente para cada cenário hidrológico:

$$f_t(S_t(k), \hat{E}_t(t), i) = B(R_t, S_t(k), S_{t+1}, E_t(i)) + \alpha \sum_{v=1}^L p_t(\hat{E}_{t+1}(v) | E_t(i), \hat{E}_t(t)) \cdot f_{t+1}(S_{t+1}, \hat{E}_{t+1}(v), i) \quad (6)$$

Para obter a solução deste processo recursivo é necessário a condição de fronteira $f_{t+1}(S_{t+1}(k), \hat{E}_{t+1}(v), i)$, para todo k, v e i. Em uma primeira aproximação podemos considerá-la como zero.

$$f_{T+1}(S_{T+1}, \hat{E}_{T+1}(v), i) = 0 \quad k=1, K; \quad v=1, L; \quad i=1, M \quad (7)$$

Resolvendo (5) do estágio (T) até o estágio (1), recursivamente, podemos realizar uma segunda iteração, onde a condição de fronteira é dada por:

$$f_{T+1}(S_{T+1}(k), \hat{E}_{T+1}(v), i) = \sum_{j=1}^M p_{\text{cenario}}(j|i) f_t(S_t(k), \hat{E}_t(v), j) \quad k=1, K; \quad v=1, L; \quad i=1, M \quad (8)$$

onde:

$p_{\text{cenario}}(j|i)$ é a probabilidade de ocorrência do cenário hidrológico j após a ocorrência do cenário hidrológico i. Corresponde a modelar as afluências anuais ao sistema por uma cadeia de Markov.

Este processo iterativo é realizado até que o custo de operação ao longo do ano hidrológico seja constante de iteração para iteração.

4. CASOS ESPECIAIS DA PROGRAMAÇÃO DINÂMICA AMOSTRAL

A equação (5) é adequada quando o processo de afluências é estocástico, ou seja, não é conhecido a priori. Daí resulta que a decisão operativa é tomada sob incerteza. Quando a afluência durante o estágio t é conhecida no início do estágio, a defluência real é idêntica a meta de defluência e a equação (5) toma a seguinte forma:

$$R_t^* \left[B(R_t, S_t(k), S_{t+1}, E_t(i)) + \alpha \sum_{v=1}^L p_{t+1}(\hat{E}_{t+1}(v) | E_t(i), \hat{E}_t(t)) \cdot \sum_{j=1}^M p_{t+1}(j | \hat{E}_{t+1}(v)) \cdot f_{t+1}(S_{t+1}, \hat{E}_{t+1}(v), j) \right] \quad (9)$$

Quando há apenas um cenário hidrológico (M=1) as equações (5) e (9) recaem no algoritmo de programação dinâmica determinística e a política ótima de operação é obtida para o cenário hidrológico em particular.

No caso em que a capacidade de previsão do sistema é desprezível, todos os cenários hidrológicos são igualmente prováveis. A estratégia de operação do sistema é obtida por:

$$R_t^* \left[\frac{1}{M} \sum_{i=1}^M (B(R_t, S_t(k), S_{t+1}, E_t(i)) + \alpha f_{t+1}(S_{t+1}, i)) \right] \quad (10)$$

Obtida a meta de defluência, $R_t^*(k)$, a função custo futuro de operação deve ser atualizada separadamente para cada cenário hidrológico:

$$f_t(S_t(k), i) = B(R_t, S_t(k), S_{t+1}, E_t(i)) + \alpha f_{t+1}(S_{t+1}, i) \quad (11)$$

Caso as afluências futuras ao reservatório equivalente sejam conhecidas no início do estágio (t), a equação (10) toma a forma de:

$$R_t^* \left[B(R_t, S_t(k), S_{t+1}, E_t(i)) + \frac{\alpha}{M} \sum_{i=1}^M f_{t+1}(S_{t+1}, i) \right] \quad (12)$$

5. CÁLCULO DAS PROBABILIDADES DE TRANSIÇÃO PRESENTES NO ALGORITMO DA PDA

O modelo PDA emprega duas distribuições de probabilidades que podem ser calculadas utilizando-se uma extensão da Fórmula de Bayes:

- a) probabilidade do i-ésimo cenário hidrológico condicionado a previsão da energia afluente do estágio (t) até o estágio (T) realizada no início do estágio (t).

$$P_t(i | \hat{E}_t) = \frac{P_t(\hat{E}_t(1) | E_t(i)) p(i)}{\sum_{j=1}^M P_t(\hat{E}_t(1) | E_t(j)) p(j)} \quad (13)$$

onde:

$p_t(\hat{E}_t(1) | E_t(i))$ é a densidade de probabilidade da previsão $\hat{E}_t(1)$ condicionada ao valor da energia total afluente pelo i-ésimo cenário hidrológico.

O i-ésimo cenário no início do estágio (t) é representado pela energia afluente do estágio (t) ao estágio (T), correspondente a este cenário.

$$E_t(i) = \sum_{i=t}^T A_j(i) \quad (14)$$

b) probabilidade da previsão da energia afluyente ao sistema durante os estágios (t+1) a (T), realizada no início do estágio (t+1), condicionada a energia afluyente ao sistema durante o estágio (t) e a previsão da energia afluyente entre os estágios (t) e (T), realizado no início do estágio (t).

$$P_{t+1}(\hat{E}_{t+1}(v) | A_t(i), \hat{E}_t(l)) = \frac{p_{t+1}(\hat{E}_t(l), A_t(i) | \hat{E}_{t+1}(v)) p(\hat{E}_{t+1}(v))}{\sum_{j=1}^L p_{t+1}(\hat{E}_t(l), A_t(i) | \hat{E}_{t+1}(j)) p(\hat{E}_{t+1}(j))} \quad (15)$$

onde:

$P_{t+1}(\hat{E}_t(l), A_t(i) | \hat{E}_{t+1}(v))$ é a densidade de probabilidade da previsão $E_t(l)$ e da afluência correspondente ao i-ésimo cenário hidrológico, $A_t(i)$, condicionada a previsão $\hat{E}_{t+1}(v)$

Maiores detalhes são fornecidos por MACEIRA [11].

6. ESTUDO DE CASO

A política ótima de operação foi obtida para o sistema hidrotérmico da Região Sudeste do Brasil, considerando-se o registro histórico de energias afluentes ao reservatório equivalente, entre os anos 1931 e 1980, produzido a partir de uma configuração estática com base em dezembro de 1984. A Tabela (1) apresenta as usinas componentes do sistema hidroelétrico e a potência instalada correspondente (em MW). Consta da Tabela (2) os reservatórios considerados na aproximação por reservatório equivalente, conjuntamente com os dados de produtibilidade (em MW/(m³/s)) e energia armazenada.

O custo esperado de operação ao longo do horizonte de planejamento é dado pelo custo das unidades térmicas mais penalidades pelo não-atendimento da demanda de energia, traduzida pelo custo do deficit. A Tabela (3) fornece o custo de operação e a capacidade de geração das unidades térmicas consideradas, bem como o custo de deficit adotado. Por simplificação, foi assumido que as unidades térmicas operam na base.

Foi considerada também a possibilidade de racionamento preventivo de até 20% do mercado mensal. O racionamento preventivo comporta-se como uma unidade térmica de custo mais elevado. KELMAN [2]. Neste estudo adota-se a média aritmética entre a unidade térmica mais cara e o custo de deficit.

O modelo PDE, cujas variáveis de estado são armazenamento do reservatório equivalente no início do estágio e energia afluyente ao sistema durante o estágio anterior, é comparado com o modelo PDA, cujas variáveis de estado são armazenamento do reservatório equivalente e previsão da energia afluyente do início do estágio até o último estágio do ano hidrológico. Os cenários hidrológicos utilizados são amostras observadas do processo de energias afluentes ao reservatório equivalente (série histórica). A taxa de desconto adotada é $\alpha = 0,991$

A variável de estado energia armazenada foi discretizada em catorze intervalos, sendo que a metade inferior foi discretizada em intervalos mais finos. O reservatório equivalente tem capacidade máxima de 82492,8 MW.mês, e capacidade mínima nula.

O modelo PDA permite a utilização de modelos mais complexos do que o modelo AR(1) para a definição da variável de estado tendência hidrológica, em particular a família de modelos autoregressivos periódicos, PAR(p), cuja ordem do modelo pode variar entre estágios, bem como assumir valores maiores que um. Para este estudo compara-se o modelo PDE com duas alternativas para o modelo PDA:

USINA	POTÊNCIA INSTALADA (MW)
MASCARENHAS	123,0
SALTO GRANDE	104,0
PEREIRA PASSOS	100,0
LAJES	0,0
FONTES	158,0
ILHA DOS POMBOS	164,0
NILO PEÇANHA	380,0
FUNIL	222,0
SANTA BRANCA	0,0
PARAIBUNA	85,0
JAGUARI	28,0
HENRY BORDEN	880,0
BILLINGS	0,0
CAPIVARA	640,0
LUCAS N. GARCEZ	72,0
XAVANTES	416,0
A. A. LAYDNER	98,0
JUPIÁ	1414,0
IBITINGA	132,0
A. S. LIMA	144,0
CACHOEIRA DOURADA	439,0
A. S. OLIVEIRA	32,0
EUCLIDES DA CUNHA	108,0
CAÇONDE	80,0
PORTO COLOMBIA	328,0
VOLTA GRANDE	380,0
JAGUARA	400,0
ESTREITO	1104,0
ITUTINGA	54,0
NAVANHANDAVA	202,0
TRÊS MARIAS	396,0
PROMISSÃO	264,0
BARRA BONITA	140,0
ILHA SOLTEIRA	3240,0
SÃO SIMÃO	1680,0
ITUMBIARA	2280,0
EMBORCAÇÃO	1192,0
ÁGUA VERMELHA	1380,0
M. DE MORAES	478,0
FURNAS	1312,0
CAMARGOS	48,0

Tabela 1 - Potência instalada das usinas componentes da configuração - Região Sudeste

RESERVATÓRIO	PRODUTIBILIDADE (MW/(M ³ /S))	E.ARM. (MW*MES)
LAGES	2,6868	459,7
FUNIL	3,4834	802,6
SANTA BRANCA	3,4834	404,0
PARAIBUNA	4,1711	4108,6
JAGUARI	3,9647	1195,4
BILLINGS	6,1233	2810,2
CAPIVARA	0,3577	778,5
XAVANTES	1,1295	1306,0
A. A. LAYDNER	1,4141	1701,8
CAÇONDE	3,2482	622,5
TRÊS MARIAS	0,4200	2440,0
PROMISSÃO	0,6596	533,7
BARRA BONITA	1,1784	1149,7
ILHA SOLTEIRA	0,5581	2722,2
SÃO SIMÃO	1,1488	2437,3
ITUMBIARA	2,0594	9751,9
EMBORCAÇÃO	2,9537	14061,9
A. VERMELHA	1,0110	1987,1
MARIMBONDO	1,4843	2968,6
M. DE MORAES	3,2170	3058,0
FURNAS	3,9718	26001,0
CAMARGOS	4,3839	1120,1

Tabela 2 - Produtividade e energia armazenada dos reservatórios considerados na aproximação por reservatório equivalente - Região Sudeste

- a) variável de estado tendência hidrológica representada pela previsão de energia afluyente do estágio (t) até o último estágio do horizonte de planejamento, através do modelo de previsão de Thomas-Fiering, que será denominado de PDA-P1.
- b) idem, através do modelo de previsão PAR(P), que será denominado de PDA-PP.

UNIDADES TÉRMICAS	CUSTO US\$/MW.mês	GERAÇÃO MW.mês
SANTA CRUZ	4320	560
NUCLEAR	5760	394
PIRATININGA	5760	456
IGARAPÉ	7200	112
ÓLEO	17280	79
DEFICIT	162000	-

Tabela 3 - Custo de Operação e geração média as unidades térmicas

O horizonte de planejamento típico para o cálculo da política ótima de operação para o sistema hidrotérmico brasileiro é cinco anos, distretizado em meses. Como cada cenário hidrológico utilizado nos modelos PDA-P1 e PDA-PP é composto de doze meses, serão necessárias cinco iterações a fim de manter uma correspondência computacional entre estes modelos e o modelo PDE. Foi adotado para mês inicial do ano hidrológico o mês de outubro.

Os cenários hidrológicos adotados para os modelos PDA-P1 e PDA-PP foram as próprias quarenta sequências hidrológicas, obtidas a partir do registro histórico disponível. Para estes modelos também é necessário uma série histórica de previsões da energia afluyente do mês sob análise até o último mês do ano hidrológico (T). No modelo PDA-P1 esta série foi obtida pelo modelo de Thomas-Fiering, isto é, o modelo autoregressivo periódico de ordem unitária para todos os meses. Já o modelo PDA-PP emprega o modelo PAR(p) cuja ordem do operador autoregressivo é variável a cada mês.

A variável de estado representativa da tendência hidrológica do sistema foi discretizada em três valores de tal forma que esta discretização preserve os momentos da distribuição Normal, para os modelos PDA-P1 e PDA-PP, e os momentos da distribuição Log-normal três parâmetros para o modelo PDE.

Nos modelos PDA-P1 e PDA-PP a energia afluyente no estágio é representada pelos cenários hidrológicos. Já o modelo PDE foi ajustado a distribuição Log-normal três parâmetros à afluyência energética condicionada à energia afluyente no mês anterior. A energia afluyente no estágio foi discretizada em quarenta intervalos a fim de manter a correspondência computacional entre todos os modelos.

Uma vez obtida a política ótima de operação deste sistema hidrotérmico da Região Sudeste do Brasil, pelos modelos PDE, PDA-P1 e PDA-PP, passou-se à simulação deste mesmo sistema a partir da série sintética de afluyências energéticas produzida pelo modelo DESAG (KELMAN et alii [9]). Neste modelo o processo anual de afluyências é representado por um modelo autoregressivo de ordem unitária estacionário e, em seguida, é desagregado em afluyências mensais.

Em cada uma das simulações foi contabilizado o custo anual de operação do sistema.

Este estudo foi realizado para diferentes valores do mercado e considerando-se ou não a possibilidade de racionamento preventivo do sistema, a saber:

- CASO I mercado consumidor = 11000 MW.mês sem racionamento
- CASO II mercado consumidor = 12000 MW.mês sem racionamento
- CASO III mercado consumidor = 13000 MW.mês sem racionamento
- CASO IV mercado consumidor = 12000 MW.mês com racionamento
- CASO V mercado consumidor = 13000 MW.mês com racionamento

A Tabela (4) apresenta o custo anual de operação do sistema, o risco de déficit (em excesso ao racionamento preventivo) em um ano qualquer e a diferença percentual do custo anual conseguida com os modelos PDA-P1 e PDA-PP em relação ao modelo PDE. A simulação foi realizada para um período de 999 anos, sem considerar desconto ($\alpha = 1,0$).

		PDE	PDA-P1	PDA-PP
CASO I M = 11000 SEM RAC.	CUSTO D.CUSTO R.ANUAL	58,3 - 2%	58,8 +0,8% 2%	57,4 -1,5% 2%
CASO II M = 12000 SEM RAC.	CUSTO D.CUSTO R.ANUAL	162,0 - 7%	157,8 -2,6% 7%	156,4 -3,5% 7%
CASO III M = 13000 SEM RAC.	CUSTO D.CUSTO R.ANUAL	432,2 - 22%	453,2 +4,8% 27%	430,6 -0,4% 28%
CASO IV M = 12000 COM RAC.	CUSTO D.CUSTO R.ANUAL	122,8 - 4%	116,2 -5,4% 4%	114,7 -6,5% 4%
CASO V M = 13000 COM RAC.	CUSTO D.CUSTO R.ANUAL	315,0 - 10%	318,1 +0,9% 9%	305,4 -3,0% 7%

Tabela 4 - Resultados da simulação
Custo anual em 10⁶ US\$/ano

Na opção "com racionamento" a ocorrência de corte de energia para fins de racionamento não configura ocorrência de déficit.

Observa-se que o modelo PDA-PP apresentou um desempenho semelhante ao modelo PDE. Já o desempenho do modelo PDA-PP face aos modelos PDE e PDA-P1 foi sempre superior. Em relação ao modelo PDE a economia relativa variou de 0,4% (mercado consumidor de 13000 MW.mês, sem racionamento) a 6,5% (mercado consumidor de 12000 MW.mês, com racionamento).

7. CONCLUSÕES

Nos casos analisados, a modelagem implícita do processo estocástico de afluyências, através dos cenários hidrológicos observados e com variável de estado tendência hidrológica representada pela previsão de afluyências futuras, produzida pelo modelo PAR(p), representa uma economia do custo anual de operação do sistema hidrotérmico variando entre 0,4% e 6,5%, quando comparado com a metodologia atualmente em uso.

8. REFERÊNCIAS

- [1] TERRY, L.A., PEREIRA, M.V.F., ARARIPE NETO, T.A., SILVA, L.F.C.A., SALES, P.R.H., "Coordinating the Energy Generation of the Brazilian National Hydrothermal Electrical Generating System", INTERFACES, No. 16, JAN-FEB, 1986.

- [2] KELMAN, J., "Modelos Estocásticos no Gerenciamento de Recursos Hídricos". Modelos para Gerenciamento de Recursos Hídricos - Coleção ABRH de Recursos Hídricos, Volume 1, Nobel/ABRH, 1987.
- [3] KELMAN, J., STEDINGER, J.R., COOPER, L.A., HSU, E., YUAN, S.Q., "Sampling Stochastic Dynamic Programming Applied to Reservoir Operation", submetido a Water Resources Research, 1988.
- [4] ARAUJO, A.R., TERRY, L.A., "Operação de um Sistema Hidrotérmico", Jornal Brasileiro de Energia Elétrica, 1974.
- [5] ARVANIDITIS, N.V., ROSING, J., "Composite Representation of a Multireservoir Hydroelectric Power System", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 2, 1970.
- [6] STEDINGER, J.R., SULE, B.F., LOUCKS, D.P., "Stochastic Dynamic Programming Models for Reservoir Operation Optimization", Water Resources Research, Vol.20, No.11, 1499-1505, 1984.
- [7] BRAS, R.L., BUCHANAN, R.B., CURRY, K.C., "Real Time Adaptive Closed Loop Control of Reservoirs with the High Aswan Dam as a Case Study", Water Resources Research, 19(1), 33-52, 1983.
- [8] VERHAEGHE, R., "On the Determination of Stochastic Reservoir Operating Strategies Incorporating Short- and Long-Term Information in Real Time", Ph.D. dissertation, Mass. Inst. of Technology, Cambridge, 1977.
- [9] ALARCON, L., MARKS, D., "A Stochastic Dynamic Programming Model for the Operation of the High Aswan Dam", Tech. Rep. 246, Ralph M. Parsons Lab., Dept. of Civ. Eng., Mass. Inst. of Technol., Cambridge, 1979.
- [10] DIAS, N.L.C., PEREIRA, M.V.F., KELMAN, J., "Optimization of Flood Control and Power Generation Requirements in a Multipurpose Reservoir", IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems, Rio de Janeiro, Brasil, 1985.
- [11] MACEIRA, M.E.P., "Operação Ótima de Reservatórios com Previsão de Afluências", Tese de Mestrado, COPPE/UFRJ, Fevereiro, 1989.