



GGH/005

21 a 26 de Outubro de 2001
Campinas - São Paulo - Brasil

GRUPO I
GRUPO DE ESTUDO DE GERAÇÃO HIDRÁULICA - GGH

**OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE SUPERFÍCIE:
UM ESTUDO COMPARATIVO ENTRE DIFERENTES METODOLOGIAS APLICADAS AO SISTEMA DE
FURNAS**

Marcelo Rodrigues Bessa (*)
FEEC/DENSIS - UNICAMP

Secundino Soares Filho
FEEC/DENSIS - UNICAMP

RESUMO

O trabalho apresenta os resultados do estudo comparativo entre diferentes formas de otimização da operação de reservatórios usando Programação Dinâmica Estocástica. As políticas operacionais de longo prazo, com decisão mensal, são testadas em simulação numérica da operação utilizando dados históricos e sintéticos. Finalmente, é descrito e implementado o Método da Média-Variância em Dois Passos que procura estabelecer um compromisso entre desempenho e variância dos valores esperados.

PALAVRAS-CHAVE: Operação de reservatórios, Programação Dinâmica Estocástica, Método da Média-Variância em Dois Passos, Simulação Numérica.

1.0 INTRODUÇÃO

1.1 Introdução

Na abordagem de problemas de operação de reservatórios deve-se observar que os dados de entrada ao sistema tais como vazões naturais, evaporação, precipitação, entre outros, estão sempre sujeitos à incerteza. Além disso, existe uma outra característica aliada à estocasticidade destes eventos: a não-linearidade. Entre as técnicas mais utilizadas na otimização da operação de reservatórios, o uso de Programação Dinâmica Estocástica (PDE) se destaca por ser um processo de decisão do tipo adaptivo, fornecendo a decisão em função do estado do sistema e da época (momento no tempo) em que esta é tomada. Estas características tornam o problema mais complexo dificultando a sua solução. Outro fator a ser considerado é a taxa de dispersão do valor esperado da otimização, seja ela maximização de benefícios ou minimização de custos. O presente trabalho procura abordar a relação valor esperado e sua dispersão em torno da média, cotejando diferentes técnicas de solução.

1.2 Escopo e objetivos

Nosso objetivo é a obtenção de políticas operacionais de longo prazo. Isto é, a discretização temporal adotada para a tomada de decisão é igual a um mês. Evidentemente,

não se espera que o tomador de decisão adote já no início do mês a política preconizada pela otimização da operação. Esta política faz parte de um modelo global hierarquizado onde as decisões em tempo real são a camada mais inferior do processo de otimização. Para maiores informações sobre técnicas de hierarquização os autores sugerem os trabalhos de Unny et al. (1981), Bras et al. (1983) e Wang e Adams (1983).

2.0 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

Existem dois tipos de políticas operacionais que podem ser obtidas através de técnicas de otimização: as políticas de malha aberta e as de malha fechada. As primeiras ainda são subdivididas entre as "sem feedback" e as "com feedback". No primeiro caso, nenhum tipo de informação a respeito do estado presente do sistema é utilizado na tomada de decisão. No segundo, o "feedback" é usado para fazer algum tipo de correção, ou melhor ainda, ajuste, na política operacional. Ambas são recomendadas para operações de curto prazo porque permitem cálculos rápidos. As políticas de malha fechada são também conhecidas como de controle adaptivo. Por serem mais complexas computacionalmente que as de malha aberta, os cálculos são mais complexos, extensos e, conseqüentemente, longos. Apresentam a vantagem de proporcionar políticas robustas. Este artigo aplica técnicas de malha fechada, mais especificamente, Programação Dinâmica Estocástica (PDE).

2.1 Reservatório Único

Em um sistema composto por um único reservatório (v. Figura 1), consideramos as seguintes variáveis:

X - volume acumulado em hectômetros cúbicos (hm^3);

Y - vazão natural afluente ao reservatório (hm^3);

D - descarga ou vazão efluente controlada (hm^3);

E - perdas por evapotranspiração, infiltração, etc;

S - vertimento;

t - índice que denota o período de tempo (mês) considerado.

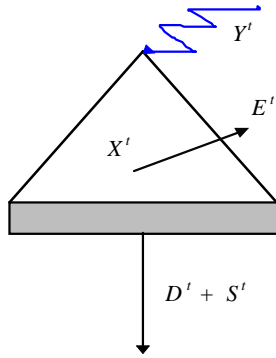


FIGURA 1 - Esquema de Um Reservatório

A mudança mensal de estado é representada através da seguinte equação de continuidade:

$$X^t = X^{t-1} + Y^t - D^t - S^t - E^t;$$

Esta equação está sujeita às restrições de capacidade do reservatório, ou sejam;

$$X^t_{min} \leq X^t \leq X^t_{max}$$

Onde *min* e *max* indicam respectivamente os valores mínimos e máximos de volumes operativos para o reservatório em questão. Ainda temos as limitações (ou restrições) para a descarga controlada:

$$D^t_{min} \leq D^t \leq D^t_{max}$$

No presente problema será assumido que é possível desconsiderar as perdas mensais (E^t) ou ainda, que as vazões naturais afluentes são vazões naturais líquidas.

2.2 Sistema de Furnas

Em seguida apresentamos sucintamente as principais características do sistema de Furnas, empregadas tanto na parte de otimização estocástica quanto na simulação numérica da operação. Maiores detalhes podem ser obtidos em Cicogna (1999).

TABELA 1 - Dados do reservatório

| Vol. (hm ³) | Máximo | Mínimo | Útil |
|-------------------------|--------|--------|-------|
| | 22950 | 5733 | 17217 |

TABELA 2 - Descargas

| Descarga (m ³ /s) | Defluência Mínima | Defluência Máxima (inclui vertimento) |
|------------------------------|-------------------|---------------------------------------|
| | 196 | 1x10 ²⁰ |

TABELA 3 - Dados primários da usina

| Produtibilidade Específica (MW/m ³ /s/m) | Tipo de Perda de Carga | Coef Perda Carga Hidráulica (%) |
|---|------------------------|---------------------------------|
| 0,008633 | Constante | 1.09 |

TABELA 4 - Conjunto turbina/gerador

| Nº Conj Turb | Tipo Turbina | Nº Turb | Alt Efet (m) | Engol. Efetivo (m ³ /s) |
|--------------|--------------|---------|--------------|------------------------------------|
| 1 | Francis | 6 | 90,00 | 211 |
| 2 | Francis | 2 | 89,30 | 213 |

No algoritmo dos cálculos do engolimento máximo e da potência máxima contra a altura de queda utilizou-se a representação simplificada, conforme modelo adotado pelo setor elétrico brasileiro. A relação entre a cota do reservatório a montante do barramento e o volume armazenado no reservatório é representado por uma função polinomial cujos coeficientes estão mostrados abaixo. Em seguida, apresentamos os coeficientes para

outra função que fornece a defluência em m³/s versus a cota do canal de fuga.

TABELA 5 - Polinômios de Volume (hm³) vs. Cota de Montante (m)

| a ₀ | a ₁ | a ₂ | a ₃ | a ₄ |
|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| 735,25 | 3,4966 | -1,9744 | 6,9171 | -9,7737 |
| | E-03 | E-07 | E-12 | E-17 |

TABELA 6 - Polinômios de Defluência (m³/s) vs. Cota do Canal de Fuga (m)

| a ₀ | a ₁ | a ₂ | a ₃ | a ₄ |
|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| 671,63 | 1,0174 | -1,7997 | 2,5133 | 0,0000 |
| | E-03 | E-07 | E-11 | |

2.3 Vazões naturais históricas e sintéticas

Os modelos de otimização de operação do reservatório de Furnas são testados com dois tipos de entrada: os dados históricos de vazão natural e os sintéticos gerados a partir da estrutura probabilística dos primeiros. Os dados históricos foram coletados durante o período de Janeiro de 1931 até Dezembro de 1990. A partir destes dados históricos foram obtidos dados sintéticos mensais com extensão de 1000 anos. Utilizou-se um modelo Periódico Autorregressivo (PAR) de Ordem 1. Na obtenção dos valores sintéticos empregou-se o System Identification Toolbox de Matlab[®] que, apesar de não ser uma ferramenta especializada em Séries Temporais, permite algum tipo de manipulação neste sentido. Para estudos mais detalhados recomenda-se fortemente o emprego de um software específico da área.

Conforme pode ser visto em Revelle (1999), dados sintéticos gerados a partir da estrutura probabilística dos dados históricos costumam ser otimistas no que toca os valores extremos. Em outras palavras, tanto os períodos de seca como os de intensa pluviosidade são geralmente bem mais amenos do que os registrados ou ainda por ocorrer, prejudicando a análise de situações extremas.

2.4 Função de Custo

No cálculo do custo de geração de energia termelétrica considerou-se a situação artificial da existência de uma única usina térmica, com capacidade instalada igual à hidrelétrica, correspondendo a um sistema hidrotérmico balanceado, apresentando a seguinte função de custo:

$$C^t = \frac{1}{2} (G^t)^2$$

Onde:

C^t - custo de geração de energia termelétrica em US dólares;

G^t - MW mensal a ser gerado de forma térmica para atender a demanda especificada.

A usina termelétrica complementa a geração necessária com o custo especificado acima. A função acima foi adotada com o intuito de avaliar os modelos implementados mas seu valor arbitrário não afeta os resultados.

3.0 PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA

3.1 Introdução

Como já mencionado no início deste trabalho, a ferramenta empregada na otimização a longo prazo é a PDE. O presente estudo de caso considera um sistema composto de apenas um reservatório de modo que a

conhecida “maldição da dimensionalidade” se aplica. Já que as variáveis envolvidas neste problema são do tipo contínuo, elas serão discretizadas, utilizando-se, portanto PDE discreta. Na escolha da discretização procurou-se um bom compromisso entre precisão e eficiência computacional.

3.2 Formulação empregada

A equação recursiva empregada em abordagens estocásticas é bastante semelhante à da abordagem determinística. Enquanto que no caso determinístico é possível se escolher o sentido mais conveniente para a resolução da equação recursiva, no estocástico é necessário que a solução seja obtida no sentido do futuro para o presente.

$$f_i^t(X_i^{t-1}) = \underset{D \in \Delta}{opt} \{ r^t + \sum_{j=1}^n p^t(i, j, D^t) * f_j^{t+1}(X_j^t) \}$$

sujeita à

$$X_j^t = X_i^{t-1} + Y^t - D^t - S^t$$

Com a seguinte notação

i, j - discretização da variável estado,

$f_i^t(X_i^{t-1})$ - retorno ótimo esperado,

D^t - decisão (descarga) tomada durante o período corrente t dado que se iniciou no estado i no período t ,

r^t - retorno esperado imediato,

$p^t(i, j, D^t)$ - probabilidade de que o estado do sistema se mova do estado i para o estado j dado D^t ,

$f_j^{t+1}(X_j^t)$ - assumido conhecido para todo os j 's.

E, na equação de transição (restrições);

X_j^t - volume no fim do período t ,

X_i^{t-1} - volume no começo do período t ,

Y^t - afluência líquida para o reservatório durante o período t .

Quando as afluências são markovianas, isto é, são consideradas pertencentes a um processo markoviano, então é possível assumi-las também como estados. No caso de operação de reservatórios assumem-se como estados o nível do reservatório no começo do período juntamente com a afluência natural do período que acaba de findar. Com estes elementos procede-se então à tomada de decisão.

Apresentamos as duas formas de tomada de decisão, isto é, uma que considera somente o volume do reservatório como estado (veja item 3.3) e outra onde o volume e afluência são considerados como estado.

3.3 Metodologia de Solução

O primeiro objetivo da otimização é a manutenção da geração de energia firme ao longo do mês equivalente à 40% do total da potência instalada no sistema de Furnas, o que equivale à geração de 524,80 MW ao longo do mês. Uma vez que esta imposição pôde ser satisfeita, a rotina procura então obter a maximização da chamada energia secundária, que pode ser colocada à disposição do mercado, através de técnicas conhecidas em operação de reservatórios e brevemente descritas em seguida. Ou, quando for o caso, minimiza os custos de geração térmica complementar ao longo de todo o ciclo (ano). Isto é, computa-se o somatório dos valores mensais. Abaixo listamos as técnicas empregadas na solução do problema em questão:

1. Maximização da energia gerada usando PDE explícita. Neste caso, dois tipos de maximização são empregados. Maximização sem nenhuma restrição além da potência firme e que aparece no próximo item como Max Pot S/ Penal, isto é sem penalidade. No segundo caso, chamado de Max Pot C/ Penal, o sistema é penalizado toda vez que ocorrer vertimento, no valor igual ao da energia que seria deixada de gerar em algum outro período.
2. Minimização do custo de complementação termelétrica para um mercado específico constante de 1312 MWmês (igual a capacidade instalada de Furnas), chamado de Min Custo.
3. Maximização do nível do reservatório, chamada de Res Cheio, significando operar minimizando a distância do nível máximo operativo do reservatório.
4. Maximização da descarga turbinável mensal, chamada de Max Desc. Pode-se turbinar o máximo dentro das limitações de descarga máximas e mínimas e volumes operativos máximos e mínimos.
5. Minimização da distância mensal do nível ótimo de operação das turbinas (altura de queda efetiva), chamado de Min DAQ Efet.

4.0 MÉTODO DA MÉDIA-VARIÂNCIA EM DOIS PASSOS

4.1 Introdução

Em um sistema sujeito a entradas com elevado nível de incerteza, como é o caso de sistemas de recursos hídricos, um bom conjunto de decisões é aquele onde o retorno esperado (ou o custo esperado) não só são ótimos mas também têm a característica da robustez. Não raro o tomador de decisão está disposto a ceder um pouco de desempenho para obter resultados com mais confiabilidade. Ou seja, onde a variância do retorno esperado (ou do custo esperado) seja menor. A técnica apresentada a seguir procura um compromisso entre desempenho, seja ela maximização de benefícios esperados ou minimização de custos, e a variância destes valores esperados.

4.2 Regra do Retorno Esperado-Variância do Retorno

Conforme foi descrito em Ziemba e Vickson (1975), apesar de os principais conceitos de análise da média-variância já existirem a partir da década de 30, a consolidação destas idéias e de seus principais fundamentos matemáticos aconteceram a partir do trabalho de Henry Markowitz. Ver Markowitz (1952 e 1959). A idéia principal por trás da abordagem da seleção de portfólio é a redução no risco do investimento para o mesmo retorno esperado. Abaixo descrevemos a metodologia desenvolvida por Markowitz para seleção de portfólio:

Sejam:

ω_i - soma relativa que um investidor aplica em uma dada ação i de sua carteira, $0 \leq \omega_i \leq 1$, $\sum \omega_i = 1$,

R_i - retorno proporcionado pela ação i ,

μ_i - valor esperado de R_i ,

σ_{ij}^2 - covariância entre R_i e R_j , onde σ_{ii}^2 significa a variância de R_i .

Temos então que o retorno total da carteira de investimentos é dado por:

$$R = \sum_{i=1}^N R_i \omega_i$$

Notamos que R_i e conseqüentemente R são variáveis aleatórias. Já ω_i , definido pelo investidor, não. N é o número total de ações da carteira. O valor esperado do retorno E é então dado por:

$$E = \sum_{i=1}^N \omega_i \mu_i$$

Cuja variância é expressa:

$$V = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \sigma_{ij}^2 \omega_i$$

Em ambas equações assumem-se que as ações possuem probabilidades fixas. Dependendo de sua escolha de carteira de ações o investidor passa a ter diferentes combinações de E e V . Na Figura 2 mostram-se como combinações eficientes somente as do caso de maximização do retorno. No caso de minimização de custos, a faixa eficiente seria a borda compreendida entre o Norte e o Leste da figura. A técnica tem uso corrente em situações estáticas, como por exemplo, a seleção de carteira de ações, onde é feita uma secção transversal do tempo. Entretanto, a sua aplicação em processos decisórios em estágios múltiplos ao longo do tempo, no caso, PDE, sempre foi dificultada pela impossibilidade de se obter a variância simultaneamente ao custo/benefício durante a otimização. O método apresenta uma maneira de se contornar esta dificuldade através da utilização conjunta de otimização e técnicas Monte Carlo. Primeiramente se procede a uma otimização estocástica usual, maximizando ou minimizando a função objetivo. Em seguida, simula-se a operação do reservatório e obtêm-se estimativas dos valores esperados mensais do retorno ou do custo.

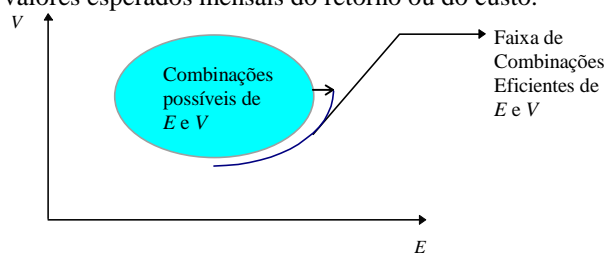


FIGURA 2 - Combinações de E e V

De posse destes dados, é possível utilizar a seguinte função objetivo:

$$r^t(X, D) = E((1-\lambda)r^t(X, D)) \pm \lambda \{Var[r^t(X, D)]\}^{1/2}$$

Onde E denota valor esperado, Var , variância e r , retorno. Sugere-se, para facilitar a análise posterior dos resultados, que λ tenha uma discretização de 0.1. Toda a avaliação de desempenho é feita através da simulação numérica. Conforme pode ser visto em Bessa (1998), o gráfico de valor esperado e variância é substituído por outro onde a ordenada vertical apresenta o desvio padrão, medida de dispersão de mesma dimensionalidade que o valor esperado, facilitando a visualização. Em aplicações econômicas, quanto maior o desvio padrão maior o risco

no investimento. No caso de operação de reservatórios, Bessa (1998) apresenta testes que demonstram que quanto maior o desvio padrão, maior a probabilidade de falha na operação do sistema.

5.0 RESULTADOS OBTIDOS

Para simplificar a apresentação dos resultados foi adotado o seguinte:

TABELA 7 - Convenção Adotada

| Max Pot Penal | Max S/ Pot Penal | Min C/ Custo | Res Cheio | Max Desc | Min DAQ Efet |
|---------------------|---------------------------|--------------------|--------------|-------------|--------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |

Os resultados são apresentados após simulação numérica da operação com os dados de vazão históricos e sintéticos. A seguir são apresentadas as médias anuais de desempenho e seu desvio padrão anual (σ). Ambos valores estão em MWmês.

TABELA 8 - Geração Hidráulica

| | Série Histórica | | | Série Sintética | | |
|---|-----------------|----------|-------|-----------------|----------|------|
| | Anual | σ | % | Anual | σ | % |
| 1 | 8108.60 | 1600.30 | 19.74 | 8880.40 | 536.02 | 6.04 |
| 2 | 8127.40 | 1626.80 | 20.02 | 8888.60 | 542.03 | 6.10 |
| 3 | 8240.40 | 1880.20 | 22.82 | 8919.50 | 623.92 | 7.00 |
| 4 | 7958.50 | 1281.50 | 16.10 | 8588.50 | 468.90 | 5.46 |
| 5 | 8239.20 | 1790.80 | 21.74 | 8975.30 | 629.98 | 7.02 |
| 6 | 8139.20 | 2401.80 | 29.51 | 8580.90 | 737.34 | 8.59 |

TABELA 9 - Probabilidades de Déficit de Descarga e Vertimento

| | Série Histórica | | Série Sintética | |
|---|-----------------|----------|-----------------|----------|
| | Vertimento | Descarga | Vertimento | Descarga |
| 1 | 0.1264 | 0.0347 | 0.0906 | 0.0000 |
| 2 | 0.1194 | 0.0347 | 0.0866 | 0.0000 |
| 3 | 0.0750 | 0.0458 | 0.0203 | 0.0000 |
| 4 | 0.1694 | 0.0181 | 0.1692 | 0.0000 |
| 5 | 0.0847 | 0.0375 | 0.0116 | 0.0000 |
| 6 | 0.0361 | 0.0889 | 0.0002 | 0.0000 |

5.1 Análise da Série Histórica (período 1931-1990)

Geração Hidráulica - Na Tabela 8 vê-se que a minimização de custos apresentou o melhor desempenho em termos de geração hidráulica, seguida bem de perto da maximização da descarga e pelas técnicas representadas pelos itens 6, 2 e 1. O pior desempenho ficou com a otimização que procura manter o reservatório no nível mais elevado possível. A pior relação desvio padrão/geração hidráulica foi a do item 6, com o percentual de 29,51%. As dos itens 1, 2, 5 e 3 apresentam uma relação aproximadamente equivalente entre elas. É interessante observar que o item 4 apresentou a melhor relação, 16,10%, sendo que o seu valor absoluto é praticamente a metade do pior valor registrado, o do item 6. Na Tabela 9 apresentamos as probabilidades de não serem atendidas as restrições de descarga mínima. Assim como as estatísticas referentes à ocorrência de vertimento. Ficou estabelecido que durante a simulação os limites dos níveis operativos têm preponderância sobre a descarga. Se não for possível a obtenção do nível mínimo com a descarga prevista pela metodologia, esta então é reduzida e computa-se como

déficit. Todo o vertimento é registrado. Em um universo de 720 meses, o item 4 foi melhor colocado quanto ao atendimento da descarga mínima. Em segundo ficaram empatados os itens 1 e 2. O pior desempenho em descarga mínima foi do item 6, que também apresentou o menor percentual de vertimento. O menor índice de vertimento é do item 6, seguido do 3. Os itens 1 e 2 são praticamente iguais, com uma diferença da ordem de 1%.

5.2 Série Sintética (1000 anos)

Geração Hidráulica - A primeira observação que se faz é que os valores estão em um patamar acima dos que foram registrados para a série histórica. A razão para tal é que as séries sintéticas não reproduzem muito bem condições extremas. Ver comentários. O melhor colocado é agora o item 5 e o item 6, o pior. Em termos de desempenho, os modelos se comportaram de modo equivalente à série histórica. O que de certa forma valida os resultados obtidos com aquela. Com respeito às relações desvio padrão/geração hidráulica, obtemos valores inferiores aos da série histórica, o que neste caso tem conotação positiva. Estes resultados também estão de acordo com a observação feita na secção 2.3. A melhor relação foi do item 4 com 5,46%. Os itens 1 e 2 vêm a seguir, nesta ordem, com 6,04 e 6,10%, respectivamente. A pior relação ficou novamente com o item 6, precedido do item 5. As probabilidades de déficit e vertimento também se colocam em patamares bem inferiores aos do desempenho com a série histórica. Não se registra em momento algum déficit quanto à restrição de descarga mínima. Como as probabilidades de transição foram geradas a partir da série sintética, pode-se inferir que o modelo de otimização teve bom desempenho. No caso de vertimento, com exceção da inversão do segundo e terceiro lugares, os demais repetiram o que se aconteceu com os dados históricos. O menor índice de vertimento ficou novamente com o item 6 seguido do 5.

5.3 Método da Média-Variância em Dois Passos

Nos gráficos abaixo só são mostrados os resultados obtidos após simulação numérica da operação do sistema utilizando os valores sintéticos de vazões naturais. Isto porque a simulação com séries longas permite se atingir o que se chama de estado estável operacional. Embora, como já visto, os valores sejam otimistas com relação aos valores históricos, as tendências são as mesmas. Em ambos os casos mostrados abaixo foi considerada uma demanda de mercado igual à potência instalada. Por razões didáticas não se restringiu a geração a um mínimo de 40% da potência instalada. Espera-se com isto permitir que o método da Média-Variância em Dois Passos tenha a maior liberdade operacional possível. Enquanto que nos itens 5.1 e 5.2 as decisões foram tomadas somente em função do estado do volume do reservatório, nos casos a seguir a vazão no período anterior ao da tomada de decisão foi incluída na definição de estado. Para se saber quais os valores esperados e respectivos desvios padrão anuais após simulação da operação com as políticas obtidas na otimização basta se verificar os correspondentes a linha de lambda igual a zero. Mais uma vez, a razão para o emprego de uma definição de estado mais complexa é

didática: os valores do desvio padrão anual são bem mais elevados do que quando se usa somente o volume do reservatório. Isto é ainda mais pronunciado na parte de minimização de custos. A reação do sistema às mudanças de estado é bem mais rápida, configurando um comportamento mais “nervoso”, provocando um aumento na taxa de dispersão e, como pode ser visto, afetando negativamente os resultados da simulação numérica. Com relação aos casos anteriores, cujo estado é descrito em termos de volume do reservatório, temos um decréscimo no valor esperado da geração hidráulica, e um acréscimo no custo esperado.

5.3.1 Maximização da Geração Hidráulica

Método da Média Variância em Dois Passos

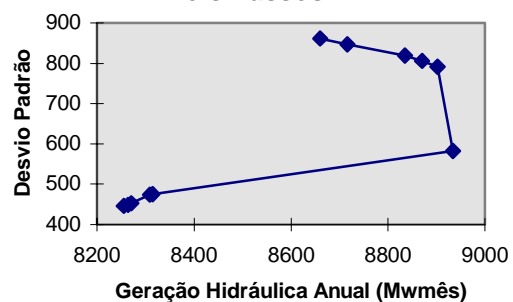


FIGURA 3

TABELA 10 - Maximização da Geração Hidráulica Anual

| Lambda a | Ger. Anual | $\sigma - G$ | Prob. Vert. | Custo Anual | $\sigma - C$ |
|----------|------------|--------------|-------------|-------------|--------------|
| 0.0 | 8659.80 | 861.80 | 0.1550 | 3391300 | 513070 |
| 0.1 | 8716.60 | 847.38 | 0.1315 | 3260700 | 516890 |
| 0.2 | 8834.40 | 818.70 | 0.0987 | 3140000 | 504820 |
| 0.3 | 8869.80 | 805.46 | 0.0830 | 3075900 | 500410 |
| 0.4 | 8901.70 | 791.04 | 0.0703 | 3040600 | 493680 |
| 0.5 | 8934.40 | 582.49 | 0.0493 | 2825500 | 356600 |
| 0.6 | 8314.20 | 475.27 | 0.2732 | 3153900 | 362920 |
| 0.7 | 8309.00 | 473.52 | 0.2749 | 3153900 | 361600 |
| 0.8 | 8270.80 | 453.16 | 0.2807 | 3163500 | 351830 |
| 0.9 | 8263.70 | 449.08 | 0.2816 | 3164700 | 350500 |
| 1.0 | 8255.30 | 446.95 | 0.2835 | 3169100 | 349890 |

Note que usamos C para denotar custo e G para Geração Hidráulica. Tanto no gráfico como na Tabela 10 um detalhe nos chama a atenção. Ao invés de, como seria esperado, encontrarmos uma diminuição do desempenho da geração hidráulica conjuntamente com a redução do respectivo desvio padrão, observa-se que até lambda igual a 0,5 há um aumento no desempenho acompanhado de uma diminuição no desvio padrão. Explica-se tal comportamento pelo uso mais racional e eficiente do vertimento. A ocorrência deste diminui paralelamente ao aumento de desempenho. Somente a partir de lambda igual a 0,6 é que temos então uma redução no desvio padrão juntamente com uma redução pronunciada no desempenho da operação do sistema. É importante notar ainda que o valor máximo do desempenho obtido é próximo ao conseguido se procedendo à minimização de custos considerando somente o volume do reservatório

como estado. E dos obtidos para a maximização de geração hidráulica. Temos ainda que para uma redução de 4,67% em desempenho (de 8659,80 para 8255,30 MWhês) há uma diminuição de desvio padrão de 48,14% (de 861,80 para 446,95 MWhês).

5.3.2 Minimização de Custos

Método da Média-Variância em Dois Passos

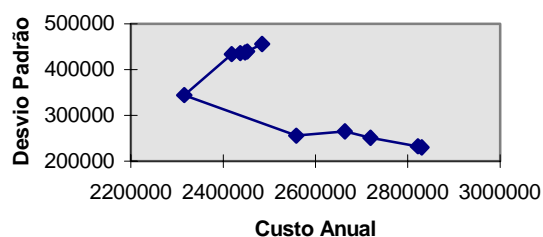


FIGURA 4

TABELA 11 - Minimização de Custos Anuais

| Lambda | Custo Anual | $\sigma - C$ | Prob. Vert. | Ger. Anual | $\sigma - G$ |
|--------|-------------|--------------|-------------|------------|--------------|
| 0.0 | 2483900 | 455960 | 0.0283 | 8914.40 | 786.27 |
| 0.1 | 2451500 | 439420 | 0.0234 | 8913.80 | 772.16 |
| 0.2 | 2447500 | 437210 | 0.0225 | 8916.40 | 767.99 |
| 0.3 | 2436800 | 436600 | 0.0192 | 8914.90 | 765.26 |
| 0.4 | 2418600 | 433320 | 0.0151 | 8911.30 | 755.74 |
| 0.5 | 2315200 | 344090 | 0.0111 | 8866.60 | 648.17 |
| 0.6 | 2558400 | 256370 | 0.2351 | 8212.30 | 337.39 |
| 0.7 | 2664100 | 265000 | 0.2671 | 8076.10 | 338.24 |
| 0.8 | 2719000 | 250640 | 0.2789 | 7999.00 | 319.49 |
| 0.9 | 2821600 | 232540 | 0.3205 | 7782.80 | 287.28 |
| 1.0 | 2829900 | 230060 | 0.3257 | 7763.70 | 281.22 |

As considerações feitas previamente com respeito ao desempenho também são válidas para o gráfico e tabela acima, onde é apresentada a minimização de custos para uma demanda de mercado de 1312 MWhês. O ótimo (mínimo) de custo anual esperado também ocorre para um lambda de 0,5. Para um aumento de 13,93% nos custos esperados anuais temos uma redução de 49,54% em seu desvio padrão. O comportamento da geração hidráulica difere da anterior pois esta não é a função objetivo na parte de otimização.

Em ambos os gráficos, na região dos lambdas compreendidos entre 0,5 e 1,0, note-se a semelhança com curva teórica apresentada por Markowitz. A parte inferior (sul para leste) da curva teórica corresponde a maximização do benefício/retorno esperado e a parte superior a minimização de custos (norte para leste).

6.0 CONCLUSÕES

Apresentamos várias técnicas de otimização da operação de reservatórios a longo prazo e cotejamos os resultados da simulação numérica das políticas operacionais para dados de vazão históricos e sintéticos. Temos que, para a série histórica de vazão, o melhor desempenho de geração hidráulica foi aquele da técnica que utiliza a minimização de custos, seguida da maximização da descarga turbinável. Em todas as situações consideradas

se obedeceu à restrição de potência firme. Como validação, o mesmo estudo foi executado para séries sintéticas com 1000 anos de extensão e seus resultados tabulados. Além de técnicas conhecidas também foi apresentado o Método da Média-Variância em Dois Passos, conforme concebido por Bessa (1998). Este foi aplicado com sucesso para as séries sintéticas após otimização estocástica onde se teve como objetivo a maximização da geração hidráulica e minimização de custos de geração complementar termelétrica para um mercado mensal de 1312 MW. O método não pretende dizer ao tomador de decisão qual a melhor relação desvio padrão/valor esperado mas antes apresentar um leque de opções de políticas operacionais. O mesmo se aplica para a primeira parte do estudo comparativo.

7.0 BIBLIOGRAFIA

- (1) BESSA, M.R., Optimization of the Operation of Multireservoir Systems: A Great Lakes Case Study, Ph.D. Dissertation, Dept. of Systems Design Engineering, University of Waterloo, Waterloo, Ontário, 1998. Canadá.
- (2) BRAS, R.L., BUCHANAN, R., CURRY, K.C., Real Time Adaptive Closed-Loop Control of Reservoirs with the High Aswan Dam as a Case Study, Water Resour. Res., 19(1), 33-52, 1983. EUA.
- (3) CICOGNA, M.A., Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos a Usinas Individualizadas Orientado por Objetos, Dissertação de Mestrado, Depto. de Engenharia de Sistemas, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, 1999. Brasil.
- (4) MARKOWITZ, H., Portfolio Selection, Journal of Finance, 7, 77-91, 1952. EUA.
- (5) MARKOWITZ, H., Portfolio Selection: Efficient Diversification of Investments, Yale University Press, New Haven, Ct, 1959. EUA.
- (6) REVELLE, C., Optimizing Reservoir Resources - Including a New Model for Reservoir Reliability, John Wiley & Sons, 1999. EUA.
- (7) UNNY, T.E., DIVI, R., HINTON, B., ROBERT, A. A model for Real-Time Operation of a Large Multi-Reservoir Hydroelectric System, Proc. Int'l Symp. on Real-Time Oper. of Hydrosyst., Univ. of Waterloo, 284-304, 1981. Canadá.
- (8) WANG, D., ADAMS, B. J., Optimization of Real-Time Reservoir Operations with Markov Decision Processes, Water Resour. Res., 22(3), 345-352, 1986. EUA.
- (9) ZIEMBA, W.T., VICKSON, R.G., eds., Stochastic Optimization Models in Finance, Academic Press, NY, 1975. EUA.

AGRADECIMENTO

O presente trabalho teve suporte da FAPESP e do CNPq.