

Planejamento da operação energética baseado em curvas-guias de armazenamento

Mônica de S. Zambelli¹
Marcelo A. Cicogna¹
Secundino Soares¹

RESUMO

A proposta deste trabalho é apresentar uma política operativa para o planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos de potência baseada no conceito de curvas-guias de armazenamento. Segundo essa política, a cada estágio do período de planejamento, as decisões do montante de água a ser turbinado de cada usina hidrelétrica devem ser tais que mantenham seus armazenamentos em níveis pré-estabelecidos por curvas obtidas através de otimização a usinas individualizadas.

A análise de desempenho dessa política operativa se deu através de simulações da operação com dados históricos de vazões afluentes, considerando um sistema hidrotérmico simples, constituído por uma única usina hidrelétrica, e um sistema composto, constituído por usinas hidrelétricas em cascata, adotando-se como critério de desempenho a minimização do custo esperado da operação.

Os resultados demonstram que, apesar de simples e transparente, essa política operativa apresenta um desempenho competitivo no planejamento da operação energética.

ABSTRACT

The proposal of this work is to present a long term hydrothermal scheduling operating policy based on the concept of storage guide-curves. According to this policy, at each stage of the planning period the decision of the amount of water to be discharged by each hydrothermal unit must be such that keep its reservoir at levels pre-determined by curves obtained by an optimization method.

The performance analysis for this operating policy is given by simulation with historical inflow data, considering a single hydrothermal system, constituted by a single hydro plant, and a composite system, constituted by hydro plants in cascade, adopting as performance criteria the minimization of the expected operating cost.

The results demonstrate that, although simple and clear, this operating policy presents a competitive performance in the long term hydrothermal scheduling.

1. INTRODUÇÃO

No Brasil, até 1986, um critério determinístico de garantia de suprimento de energia foi aplicado nos estudos de planejamento da expansão de geração, para a definição do programa de expansão do sistema. A capacidade de produção de energia das usinas era determinada de modo a garantir o atendimento dos requisitos sem a ocorrência de déficits, na hipótese de repetição do registro histórico de vazões. Para o planejamento da operação energética, o critério determinístico adotado para a definição dos contratos de suprimento entre empresas se baseava na Curva Limite Inferior de Armazenamento (CLIA), que estabelecia as reservas energéticas mínimas que deveriam ser mantidas nos reservatórios do sistema, de maneira que, na ocorrência do período hidrológico crítico, contido no histórico de afluências, a carga do sistema fosse atendida sem ocorrência de déficit de energia, considerando a geração máxima das térmicas existentes (FORTUNATO, 1990; GCOI, 1978). Num aprimoramento posterior, em lugar de se determinar uma CLIA, eram calculadas de forma análoga curvas-guias de operação térmica para conjuntos de usinas termelétricas com custos semelhantes (CARVALHO, 1977).

A partir de meados da década de 80, o objetivo do planejamento da operação energética de médio prazo tornou-se encontrar uma estratégia de operação que, para cada estágio do período de planejamento, dado o estado do sistema, forneça decisões de geração que atendam a demanda de energia e minimizem os custos esperados de operação. Para a implementação dessa estratégia adotou-se desde então a Programação Dinâmica Estocástica (PDE) como técnica de solução (BERTSEKAS, 1987; STEDINGER, 1984).

Mais recentemente a estratégia de planejamento da operação energética evoluiu para a técnica de Programação Dinâmica Estocástica Dual (PDED), com a explicitação dos intercâmbios entre subsistemas como variáveis de decisão (PEREIRA, 1985).

¹ UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS - FEEC – UNICAMP

Entretanto, após a crise energética de 2001, a atual metodologia de planejamento da operação energética passou a ser duramente questionada uma vez que não teria sido capaz de antecipar previamente o racionamento e minimizá-lo. Como medida imediata, após a crise, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) introduziu no planejamento da operação energética a chamada Curva de Aversão ao Risco (CAR), que é a adoção de uma regra de segurança determinística prioritária sobre a decisão do modelo de otimização estocástica, reconhecendo que apenas o critério probabilístico não é suficiente para garantir a segurança da operação.

A evolução das metodologias de planejamento da operação energética do SEB não foi acompanhada de uma avaliação comparativa dos seus desempenhos relativos. Assim, quando se mudou das CLIA para a PDE e posteriormente da PDE para a PDED não foi feita uma análise das vantagens e desvantagens de cada abordagem do problema.

A finalidade desse trabalho é propor e analisar o desempenho de uma política operativa baseada em curva-guia de armazenamento para o planejamento da operação energética. Nas seções que se seguem serão apresentadas uma formulação determinística do problema de planejamento energético que servirá para se levantar as curvas-guias de armazenamento, e uma política operativa baseada nessas curvas. A seguir, apresentam-se os estudos de caso realizados e o desempenho avaliado através de simulação sobre o histórico de afluições. Finalmente discutem-se aspectos os positivos e negativos da técnica proposta.

2. PLANEJAMENTO ENERGÉTICO DE MÉDIO PRAZO

Em sua versão determinística, a operação energética de um sistema hidrotérmico de potência pode ser formulada como um problema de otimização não linear a usinas individualizadas, conforme a seguinte representação matemática:

Objetivo:

$$\min \sum_{t=1}^T \lambda_t \cdot \sum_{j=1}^J \psi_j(g_{j,t}) \quad (1)$$

Sujeito a:

$$G_t + P_t = D_t \quad \forall t \quad (2)$$

$$G_t = \sum_{j=1}^J g_{j,t} \quad \forall t \quad (3)$$

$$g_j^{\min} \leq g_{j,t} \leq g_j^{\max} \quad \forall j, t \quad (4)$$

$$P_t = \sum_{i=1}^I p_{i,t} \quad \forall t \quad (5)$$

$$p_{i,t} = k_i \cdot h_{i,t} \cdot q_{i,t} \quad \forall i, t \quad (6)$$

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + \left(y_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_i} u_{k,t} - u_{i,t} \right) \cdot \gamma \quad \forall i, t \quad (7)$$

$$h_{i,t} = h_{M_{i,t}}(x_{i,t}^{med}) - h_{J_{i,t}}(u_{i,t}) - pc_i \quad \forall i, t \quad (8)$$

$$x_{i,t}^{med} = \frac{x_{i,t-1} + x_{i,t}}{2} \quad \forall i, t \quad (9)$$

$$u_{i,t} = q_{i,t} + v_{i,t} \quad \forall i, t \quad (10)$$

$$x_i^{\min} \leq x_i \leq x_i^{\max} \quad \forall i \quad (11)$$

$$u_i^{\min} \leq u_i \leq u_i^{\max} \quad \forall i, t \quad (12)$$

$$q_{i,t}^{\min} \leq q_{i,t} \leq q_{i,t}^{\max}(h_{I_{i,t}}) \quad \forall i, t \quad (13)$$

$$v_{i,t} \geq 0 \quad \text{e} \quad x_{i,0} \text{ dados} \quad \forall i, t \quad (14)$$

em que:

T : número de intervalos de tempo t ;	$x_{i,t}^{med}$: volume médio do reservatório no intervalo [hm^3];
I : número de usinas hidrelétricas do sistema;	$h_{i,t}$: altura de queda líquida do reservatório[m];
(i, t) : válido para a usina i durante o intervalo t	ρc_i : perda de carga hidráulica da usina [m];
λ_t : coeficiente de valor presente;	$x_{i,t}^{max}$: volume máximo do reservatório [hm^3];
$\psi_f(.)$: função de custo [\$];	$x_{i,t}^{min}$: volume mínimo do reservatório [hm^3];
$g_{j,t}$: geração da usina termelétrica [MW];	$u_{i,t}$: vazão defluente do reservatório [m^3/s];
$p_{i,t}$: geração da usina hidrelétrica [MW];	$q_{i,t}$: vazão turbinada do reservatório [m^3/s];
G_t : geração termelétrica total [MW];	$v_{i,t}$: vazão vertida do reservatório [m^3/s];
P_t : geração hidrelétrica total [MW];	$y_{i,t}$: vazão incremental afluente do reservatório [m^3/s];
D_t : demanda de energia [MW];	$h_{Ml}(x)$: polinômio da cota de montante [m];
g_j^{max} : geração máxima da usina termelétrica [MW];	$h_{Jl}(u)$: polinômio da cota de jusante [m];
g_j^{min} : geração mínima da usina termelétrica [MW];	γ : fator de conversão da vazão durante o intervalo em volume;
$x_{i,t}$: volume do reservatório no final do intervalo [hm^3];	ΩI : conjunto das usinas imediatamente à montante;

O custo operacional $\psi(.)$ representa o custo mínimo da geração térmica complementar, e pode incluir importação de mercados vizinhos e déficit de energia (racionamento). Como consequência da minimização, $\psi(.)$ é uma função convexa crescente com o aumento de geração complementar G_t e, portanto, decrescente com o aumento de geração hidrelétrica P_t e dependente da demanda de energia D_t .

A geração hidrelétrica $p_{i,t}$ em cada usina no intervalo de tempo t é representada pela equação (6), sendo essa uma função não linear do volume de água armazenado no reservatório $x_{i,t}$ e das vazões turbinada $q_{i,t}$ e vertida $v_{i,t}$ da usina. A equação (7) representa o balanço de conservação de água nos reservatórios.

A variável de decisão nesse problema é a turbinagem $q_{i,t}$. A variável de vertimento $v_{i,t}$ não é propriamente uma variável de decisão uma vez que só será diferente de zero se não houver meios de turbinar ou armazenar mais água, podendo portanto ser considerada uma variável de folga (OLIVEIRA, 1995). O vertimento será calculado durante a simulação como um excesso sobre a turbinagem máxima, necessário para manter a factibilidade do sistema quando o reservatório esta cheio.

A cota de montante $h_{Ml}(x)$ e a cota de jusante $h_{Jl}(u)$ são funções representadas por polinômios de até quarto grau em função do volume e defluência, respectivamente. A perda de carga hidráulica ρc_i representa a perda, em metros, que a água sofre pela passagem no conduto forçado (adução), desde o reservatório até as turbinas. O coeficiente λ_t representa o valor presente dos custos de complementação não hidráulica, sendo função da taxa de juros adotada.

3. OPERAÇÃO ENERGÉTICA BASEADA EM CURVAS GUIAS DE ARMAZENAMENTO

A estratégia de operação energética de um sistema hidrotérmico é dada por uma política operativa cuja função é fornecer decisões mensais de turbinagem para o sistema ao longo do período de planejamento.

A escolha da política operativa remete principalmente aos objetivos que se deseja atingir no horizonte de planejamento e ao tratamento dado à incerteza das vazões afluentes. É uma decisão estratégica uma vez que as decisões geradas pelas políticas operativas de médio prazo servirão de meta para o curto prazo, que por sua vez alimentará toda a cadeia operativa (CICOGNA, 2003). Além disso, uma política operativa econômica e confiável é fundamental para a utilização eficiente dos recursos energéticos e a garantia de suprimento de energia no futuro, o que por sua vez pode ser um diferencial político para o país.

Ao contrário da CLIA, que visava somente à garantia de atendimento da carga sem ocorrência de déficit, e diferentemente da CAR, que estabelece apenas um limitante inferior para o armazenamento a partir do qual as decisões vindas de outro modelo de operação são alteradas

para assegurar o suprimento, a política de curva-guia implementada neste trabalho tem por fundamento a operação energética eficiente do sistema gerador.

Baseado na idéia de usar uma curva-guia como regra de armazenamento para operar o sistema e na necessidade de incluir um critério de minimização de custos, uma nova abordagem, denominada Curva-Guia de Armazenamento (CGA) é introduzida. Neste método, a regra de operação é manter, na medida do possível o armazenamento dos reservatórios em um nível-alvo pré-estabelecido, obtido pela síntese dos valores de armazenamento resultantes de um processo de otimização.

3.1. CURVA-GUIA

A curva-guia que estabelece as metas de armazenamento é sazonal, devido a sazonalidade das vazões afluentes, com período de um ano e discretização mensal. Sua escolha é fundamental para o funcionamento eficiente do método enquanto política operativa. Desta forma a curva-guia deve ser cuidadosamente definida com objetivo de englobar as principais características da otimização do planejamento energético. Por exemplo, para que o método se torne uma política operacional eficiente em termos de custos, a curva-guia deve ser obtida por um processo de otimização cujo objetivo seja a minimização de custos operativos.

Na política operativa CGA, as curvas-guias são obtidas a partir da otimização determinística a usinas individualizadas (1)–(14) Neste modelo, a otimização pode ser feita considerando as aflúncias registradas em um período histórico com 1 ou mais anos de duração, ou tomando como vazões afluentes os valores mensais da Média de Longo Termo (MLT), ou mesmo um percentual destas. No caso de otimização com horizonte de um ano, por exemplo, com o uso da MLT, a trajetória de armazenamento resultante pode ser diretamente tomada como curva-guia. No entanto se a otimização se der para um período de planejamento superior a um ano, a trajetória de armazenamento obtida deve ser sintetizada para extrair-se os 12 valores de armazenamento que compõem a curva-guia. Vários critérios podem ser usados para obter a curva-guia, incluindo desde sínteses estatísticas como média, mediana e moda, até uma amostra qualquer da trajetória de armazenamento ótima.

Nas figuras que se seguem, ilustra-se esse processo. Na figura 1, tem-se um exemplo de trajetória ótima obtida através do modelo de otimização ao longo de um período histórico de vazões afluentes, compreendido entre maio de 1931 e abril de 1998. Na figura 2, os conjuntos verticais de pontos são resultantes do agrupamento dos armazenamentos mensais dessa trajetória ótima. A curva-guia é obtida ligando-se, por exemplo, os valores médios de cada um desses conjuntos mensais.

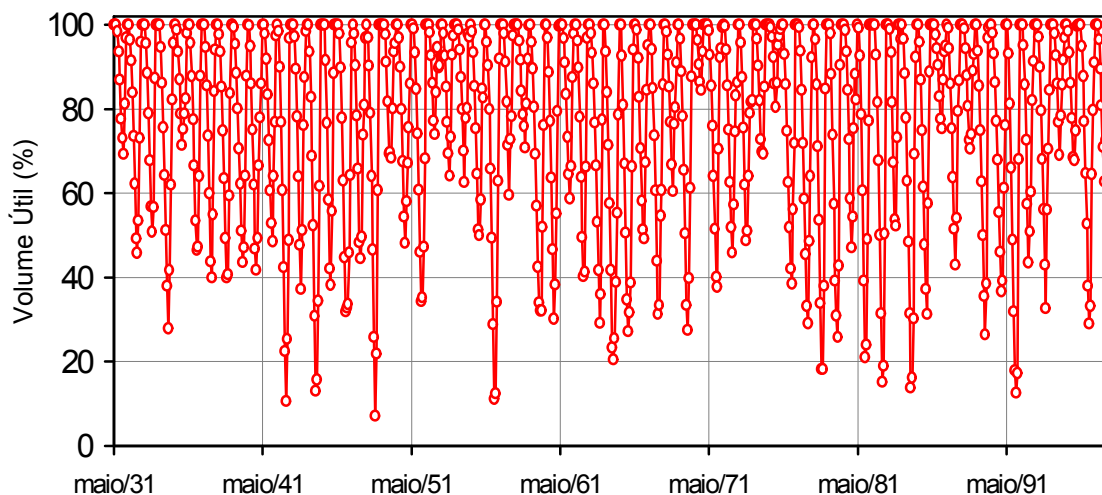


Figura 1: Trajetória de armazenamento resultante do processo de otimização

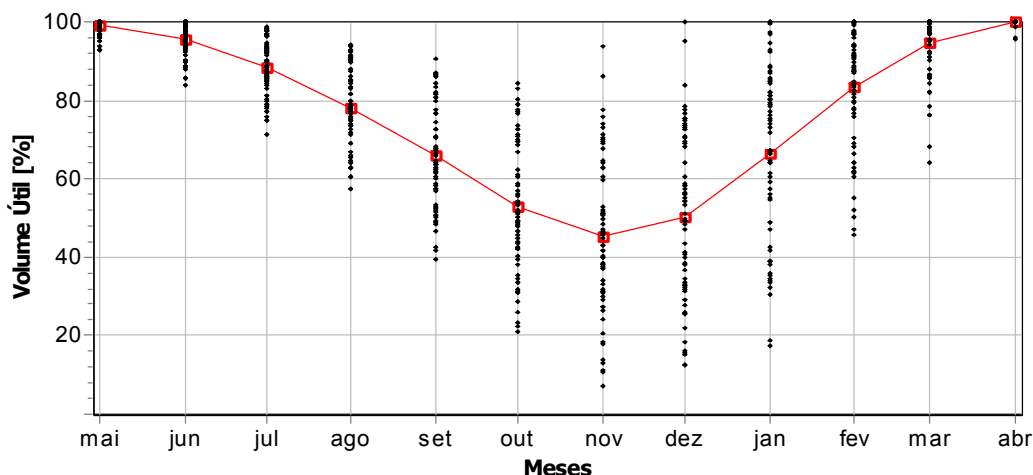


Figura 2: Curva-guia resultante e os níveis ótimos de armazenamento agrupados mês-a-mês

3.2 Política Operativa CGA

A política operativa CGA foi desenvolvida num contexto de planejamento a usinas individualizadas, onde as particularidades e restrições de cada usina hidrelétrica são bem representadas e tratadas individualmente.

De modo geral, o processo de decisão utilizando curvas-guias consiste em, a cada intervalo de tempo, assumindo uma dada previsão de vazão afluente, determinar a turbinagem que leva ao nível de armazenamento pré-estabelecido pela curva-guia.

No modelo CGA a decisão de turbinagem $q_{i,t}^*$ é definida pela equação (15):

$$q_{i,t}^* = \min \left\{ \bar{y}_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_j} u_{k,t} - \frac{1}{\gamma} (x_{i,t}^* - x_{i,t-1}^*) - \frac{\alpha}{\gamma} (x_{i,t-1}^* - x_{i,t-1}), q_i^{\max}(h_{i,t}) \right\} \quad (15)$$

onde $x_{i,t}^*$ é a meta de armazenamento no fim do intervalo t , $x_{i,t-1}^*$ é a meta de armazenamento no início do intervalo t e α é um fator de amortecimento aplicado sobre o desvio entre o armazenamento no início do intervalo e a meta determinada pela curva-guia, para permitir diferentes graus de correção.

Se o armazenamento $x_{i,t-1}$ no início do intervalo t estiver sobre a curva-guia o terceiro termo na equação (15) se anulará e a decisão de turbinagem será tal que mantém o armazenamento sobre a curva, considerando a vazão prevista $\bar{y}_{i,t}$ para o intervalo. No entanto, se ele não estiver na curva-guia, este termo fornecerá uma correção proporcional à diferença entre a meta ($x_{i,t-1}^*$) e o nível real ($x_{i,t-1}$) de armazenamento no início do intervalo t .

O fator de amortecimento α é um parâmetro escalar positivo que fornece uma certa atenuação ao procedimento de correção do nível de armazenamento. Se $\alpha = 1$, qualquer que seja o nível de armazenamento no início do intervalo, a decisão levará ao atendimento da meta de armazenamento $x_{i,t}^*$ ao final do intervalo t , caso ocorra a vazão prevista. A figura 3 ilustra o processo de decisão no modelo CGA em um intervalo de tempo, para uma dada usina hidrelétrica.

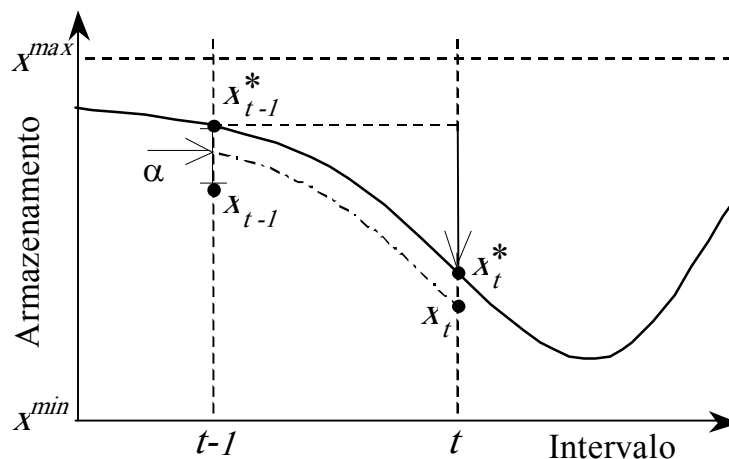


Figura 3: Processo de decisão no modelo CGA

A figura 3 destaca com a seta vertical a correção dada pelo primeiro termo da equação (15) que leva do estado de armazenamento de x_{t-1}^* a x_t^* , mantendo-o na curva-guia, e com a seta horizontal a correção amortecida por α , que leva de um x_{t-1} , fora da curva-guia, até um x_t que estará mais próximo da meta x_t^* a medida que α tender a 1.

4. ESTUDOS DE CASOS

Foram montados dois sistemas para estudo de caso, um com apenas uma unidade hidrelétrica (UHE), cujos resultados serão apresentados de forma mais detalhada, e outro com sete importantes usinas interligadas da bacia do sudeste brasileiro.

O processo para obtenção de resultados para a política de curvas-guias, para cada estudo de caso, consiste em:

- 1) Obtenção da trajetória ótima de armazenamento das usinas;
- 2) Obtenção da curva-guia anual, com base nos dados obtidos em (1);
- 3) Simulação da política CGA, utilizando a curva obtida em (2).

Para obtenção das trajetórias ótimas de armazenamento foi utilizado um método de fluxo em redes, não linear, com arcos capacitados (OLIVEIRA, 1995; CICOGNA, 2003).

As simulações se deram em base mensal considerando vazões afluentes históricas compreendidas entre 1931 a 1998. Todas as restrições presentes na formulação do problema apresentada na seção **Erro! Fonte de referência não encontrada.** foram consideradas na simulação. O custo operacional foi aproximado pela seguinte função quadrática, que se aproxima da função de custo operacional do sistema brasileiro:

$$\psi_t = 0.02(D_t - P_t)^2 \quad (16)$$

A demanda de energia foi assumida constante e igual à capacidade instalada dos sistemas. A capacidade da complementação térmica foi assumida irrestrita. Adotou-se como estimativa de vazão afluente $\bar{y}_{i,t}$ as médias mensais das vazões afluentes históricas (MLT).

4.1 Sistema com uma usina

Para compor o sistema com uma usina foi escolhida a UHE Furnas, que se localiza no Rio Grande, região sudeste do sistema elétrico brasileiro. Dados relevantes sobre a UHE Furnas são apresentados na tabela 1.

Tabela 1 – Dados do sistema Unitário (UHE Furnas)

Potência Instalada (MW)	Volume Útil (hm ³)	Defluência Mínima / Engolimento Efetivo (m ³ /s)
1.312	17217	196 / 1692

Três curvas-guias foram geradas: na primeira, CG-MLT, a otimização determinística foi feita considerando a MLT num horizonte de 12 meses, dessa forma a trajetória ótima resultante foi diretamente adotada. Nas demais, a otimização foi feita ao longo do período de vazões históricas compreendido entre maio de 1931 e abril de 1998 e a trajetória de armazenamento resultante foi sintetizada pelas medidas estatísticas de média e mediana, gerando as curvas que foram denominadas CG-Média e CG-Mediana respectivamente.

Na figura 4 pode-se ver a nuvem de pontos resultantes da otimização sobre o período histórico, agrupados por mês, e as curvas-guias obtidas.

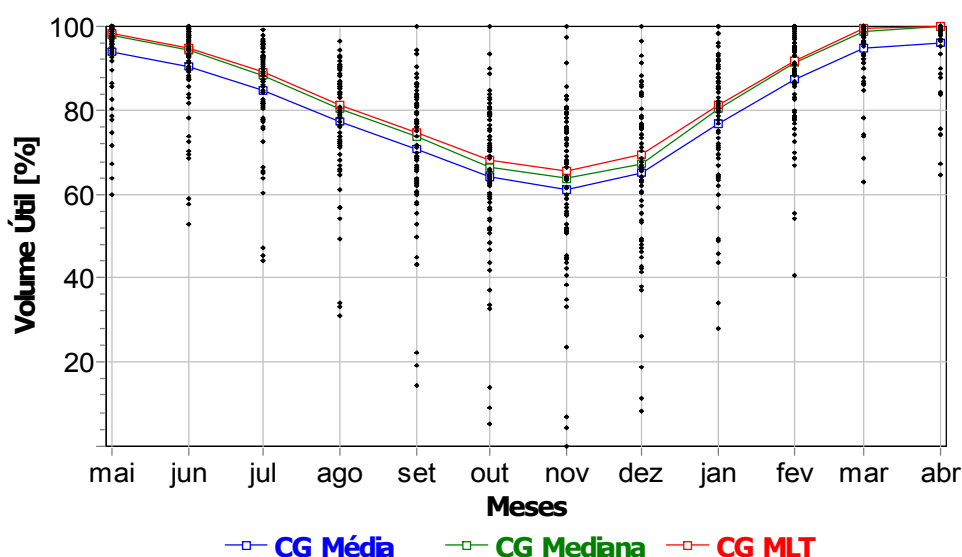


Figura 4: Curvas-guias e os pontos resultantes da otimização

O parâmetro de amortecimento α foi investigado a fim de encontrar o valor que fornecesse melhor desempenho.

Uma regra de operação complementar foi incluída de modo que a decisão baseada na curva-guia pudesse ser corrigida para assegurar um dado valor mínimo de geração hidrelétrica do sistema. O valor de geração mínima desejada foi estabelecido de modo a melhorar o custo de operação do sistema.

Dessa forma, para este sistema, foram feitas 5 simulações, a fim de avaliar o efeito dos ajustes sobre os resultados da política. A primeira, CGA Padrão, utiliza a CG-Média e utiliza os parâmetros em seus valores padrão. A seguir ajustou-se o parâmetro α sobre as curvas CG-MLT, CG-Mediana e CG-Média, gerando as simulações CGA MLT, CGA Mediana e CGA Média, respectivamente. Por fim, sobre a simulação CGA Média, ajustou-se a regra de geração mínima, dando origem ao caso CGA Ger Min. Os valores do parâmetros utilizados em cada um dos casos simulados encontram-se na tabela 2.

Tabela 2 – Parâmetros das políticas baseadas em Curvas-Guias

	Fator de Amortecimento	Geração Mínima
CGA Padrão	1,0	0
CGA MLT	0,15	0
CGA Mediana	0,17	0
CGA Média	0,19	0

CGA Ger Min

0,19

404,0

A fim de situar a política CGA num contexto de resultados quanto a políticas operativas reais, foi considerada a política operativa baseada PDE, que foi a técnica de solução utilizada antes da atual para o problema do planejamento da operação energética do SEB. Essa técnica sofre de uma limitação, conhecida por “maldição da dimensionalidade”, que remete ao fato de que o esforço computacional exigido cresce exponencialmente com o aumento da dimensão do problema. Para o sistema com uma única UHE, esse problema não ocorre de modo que foi possível implementá-la no contexto de operação individualizada e obter resultados que podem ser comparados de forma justa.

A PDE utilizada neste trabalho teve suas vazões ajustadas através de um modelo Markoviano periódico auto regressivo de ordem 1, usando ajuste log-normal, com 10 faixas de discretização. No processo de otimização, a discretização utilizada para estado e controle adotada foi igual a 100.

Ainda, para estabelecer uma referência comparativa, a otimização determinística (OD) a posteriori, apesar de não constituir uma política operativa real uma vez que assume a previsão perfeita (exata) das vazões afluentes, foi levantada como um limitante inferior do custo operacional. Desta forma, os resultados das simulações das políticas operativas consideradas serão expressos por seus valores obtidos e pela sua diferença percentual em relação aos resultados da OD.

Tabela 3 – Resultados das simulações no período histórico

	Custo (\$)	Geração Média (MW)	Desvio Padrão da Geração	Produtividade (MW/ m ³ /s)	Vetimento (m ³ /s)	Energia Firme (MW)
OD	6991,7	740	149,6	0,798	6,6	397,66
PDE	7720,8 (10,43%)	716,2 (-3,22%)	176,4 (17,91%)	0,793 (-0,63%)	40,7 (516,7%)	359,46 (-9,61%)
CGA Padrão	8094,8 (15,78%)	723,1 (-2,28%)	240,8 (60,96%)	0,798 (0,00%)	31,8 (381,8%)	152,61 (-61,62%)
CGA MLT	7722,1 (10,45%)	717,3 (-3,07%)	180,3 (20,55%)	0,794 (-0,50%)	39,4 (497,0%)	234,85 (-40,94%)
CGA Mediana	7737,2 (10,66%)	717,9 (-2,99%)	184,3 (23,21%)	0,795 (-0,38%)	38,1 (477,3%)	230,27 (-42,09%)
CGA Média	7689,9 (9,99%)	719,2 (-2,81%)	182,0 (21,66%)	0,793 (-0,63%)	35 (430,3%)	204,16 (-48,66%)
CGA Ger Min	7683,7 (9,90%)	718,8 (-2,86%)	179,7 (20,12%)	0,792 (-0,75%)	35 (430,3%)	397,97 (0,08%)

Para o sistema Furnas, onde a política foi investigada com mais detalhes, as diferenças percentuais de custo em relação à operação ótima se mostram estáveis em torno de 10%. Vale notar que de sua forma mais simples sem ajustes (CG Padrão), até a melhor ajustada (CG Ger Min), a diferença é de 5,88%.

A simulação com a política PDE apresentou resultados na mesma faixa de distância em relação ao custo da operação ótima, o que confirma que esta é uma boa posição para uma política operativa. De modo geral, os resultados dessa política ficaram bem próximos aos da política CGA com otimização sobre a MLT.

A figura 5 apresenta as trajetória de volume obtidas pelas políticas PDE e CG Ger Min, além da resultante da OD, para a década de 50, onde se localiza o período crítico de aflúncias.

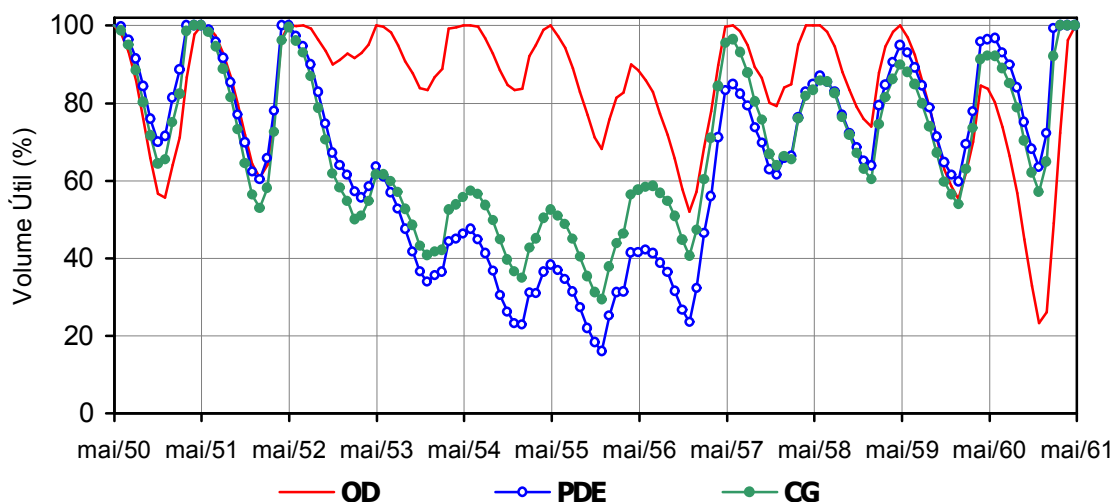


Figura 5: Trajetórias de armazenamento para o sistema Furnas

Pelo gráfico das trajetórias de volume pode-se notar que a política CGA se mantém mais próxima dos níveis ótimos (OD) que a política PDE na maior parte do tempo. Esse comportamento pode ajudar a explicar a leve superioridade dessa política em termos de custo. É interessante lembrar que essa foi uma década com baixas afluências, daí o esvaziamento acarretado pelas políticas reais.

A inclusão da regra de geração mínima não trouxe ganho significativo em custo ou geração, no entanto, forneceu uma boa contribuição à medida que elevou a energia firme do sistema até o nível obtido pela operação ótima.

4.2. SISTEMA COMPOSTO

Um sistema mais complexo, composto por sete importantes usinas hidrelétricas do sistema sudeste, acopladas espacialmente conforme o esquema da figura 6, foi montado e submetido a operação pela política CGA.

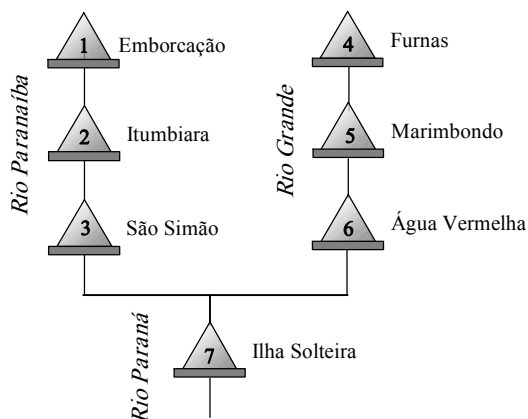


Figura 6: Acoplamento espacial do sistema com 7UHEs

Dados relevantes sobre as usinas que compõem o sistema podem ser vistos na tabela 4.

Tabela 4 – Dados do sistema hidrotérmico composto, por UHE.

	Potência Instalada (MW)	Volume Útil (hm ³)	Def. Min / Engolimento Efetivo (m ³ /s)
Emborcação	1192	13056	100 / 1048
Itumbiara	2280	12454	254 / 3222
São Simão	1710	5540	343 / 2670
Furnas	1.312	17217	196 / 1692
Marimbondo	1488	5260	441 / 2944
Água Vermelha	1398	5169,23	501 / 2922
Ilha Solteira	3444	5513,7	1387 / 9399
Total:	12.824		

Da mesma maneira como foi feito para o estudo com uma única UHE, cinco estudos de simulação com a política CGA foram montados para este sistema e simulados. Por razão de simplificação, apenas o caso que obteve o melhor resultado em termos de custo será apresentado. Nesta simulação, a política utiliza a curva-guia baseada na otimização em todo o período histórico de aflúncias, reduzida pela média da trajetória ótima mês-a-mês, e tem ambos os parâmetros ajustados com o objetivo de minimizar o custo da operação. Os valores dos parâmetros utilizados encontram-se na tabela 5.

Tabela 5 – Parâmetros da política Curva-Guia

Fator de Amortecimento	Geração Mínima
0,27	5172,0

As curvas guias utilizadas podem ser vistas na figura 7.

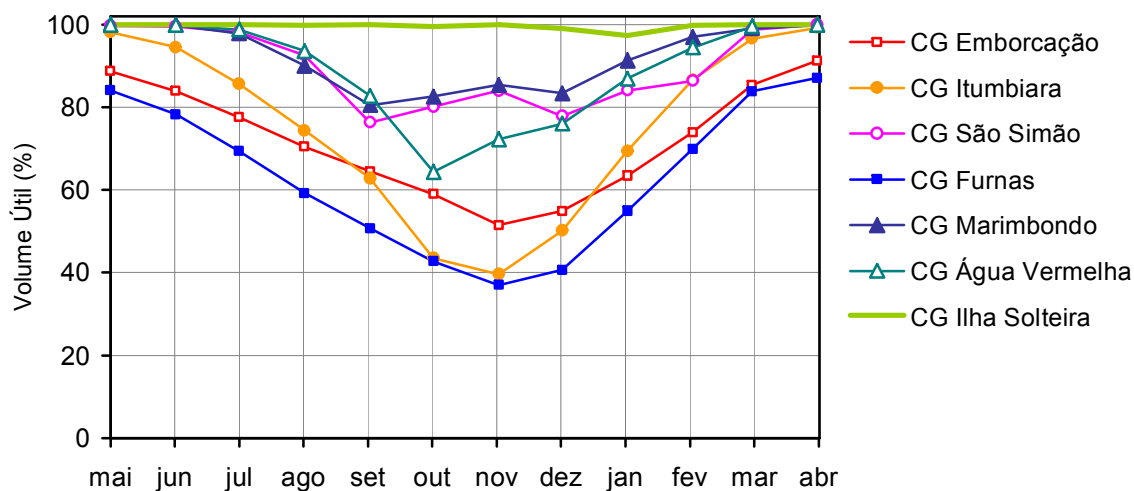


Figura 7: Curvas-guia adotadas para o sistema composto

A política PDE não pôde ser executada para um sistema com essas dimensões pela deficiência do método já comentada (maldição da dimensionalidade). Para tanto, seria necessária uma abordagem não individualizada, que reduziria o problema a uma dimensão tratável por programação dinâmica como,

por exemplo, baseada em modelo equivalente (ARVANIDITIS, 1970). A tabela 6 apresenta os resultados da otimização determinística e os da simulação pela política CGA.

Tabela 6 – Resultados em relação a operação ótima

	Custo (\$)	Geração Média (MW)	Desvio Padrão da Geração	Produtividade de (MW/ m ³ /s)	Vetimento (m ³ /s)	Energia Firme (MW)
OD	555467,4	7669	1096	0,670	57,3	4975,0
CGA	619562,5	7464	1500,5	0,661	100,0	2449,3
	(11,54%)	(-2,67%)	(36,91%)	(-1,34%)	(74,3%)	(-50,77%)

Observando-se os resultados, pode-se dizer que a política operativa CGA não teve seu desempenho degradado com o aumento da dimensão do problema, uma vez que conseguiu se manter a 11,54% da solução ótima em custo, e até abaixo dos 3% de diferença em geração média.

A figura 8 mostra a curvas de permanência de geração obtida pela OD e pela simulação com a política CGA para o sistema de 7 UHes.

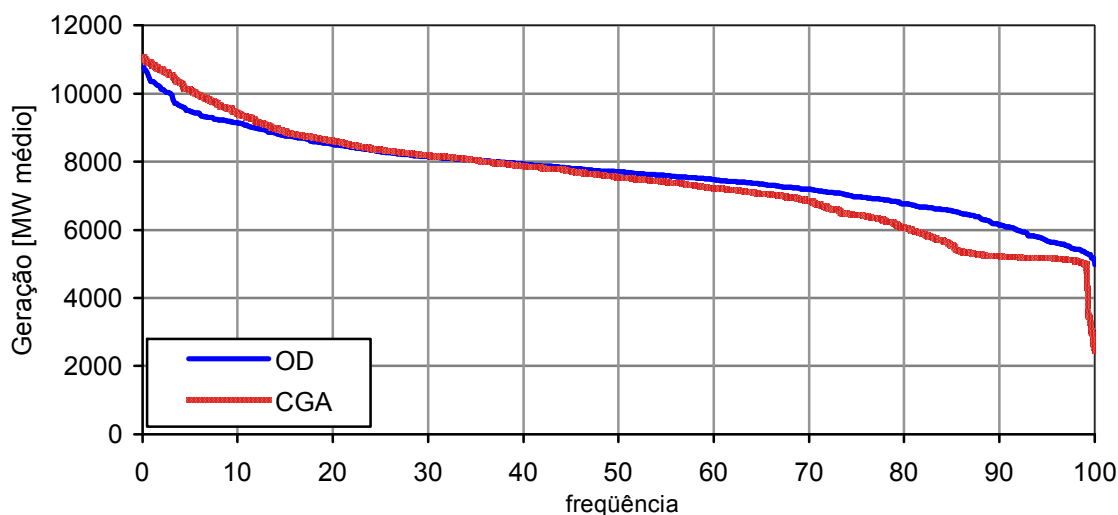


Figura 8: Curvas de permanência de geração para o sistema com 7 usinas

A curva de permanência permite concluir que a geração obtida pela política CG para o sistema se manteve bem estável e próxima da ótima, o que está de acordo com as diferenças numéricas apresentadas. Ao final da curva de permanência pode-se perceber porque, apesar de a geração mínima desejada estar acima de 5000 MW, a energia firme ficou próxima a metade desse valor. Isso ocorre porque não foi possível respeitar a regra de geração ao longo de todo o período de planejamento.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresentou uma alternativa para o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos baseada em curvas guias de armazenamento. A política foi modelada, implementada e simulada no contexto de usinas individualizadas. Foram montados dois estudos de caso, um com uma única usina, e outro com um conjunto de sete usinas interligadas, que foram simulados considerando vazões afluentes históricas.

Para sistemas compostos por 1 usina, uma política baseada em otimização por programação dinâmica estocástica foi executada a título de comparação, e em todos os casos os resultados são apresentados pela distância percentual da solução ótima a posteriori.

A política operativa apresentada é de fácil entendimento e têm relativa simplicidade de uso, dependendo mais dos critérios especificados na simulação. Quando comparada com uma técnica mais robusta, se mostrou competitiva e eficiente.

De modo geral, os resultados das simulações demonstram que a política operativa proposta fornece resultados muito bons tanto para sistemas simples (com um único reservatório) quanto para sistemas um pouco mais complexos.

BIBLIOGRAFIA

ARVANITIDIS, N. V. et J. Rosing, "Composite Representation of a Multireservoir Hydroelectric Power System", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS-89, 319-326, 1970

BERTSEKAS, D. P., "Dynamic Programming: Deterministic and Stochastic Models", Academic Press, 1987.

CARVALHO, M.A.P. et J. Rosenblatt, "Modelo de Simulação a Subsistemas Equivalentes", in SNPTEE – Seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica, Rio de Janeiro, 1977.

CICOGNA, M. A. et S. Soares. "Um Sistema de Suporte à Decisão para o Planejamento e a Programação da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência", Anais do XVII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, 2003.

FORTUNATO, L.A.M. et al, "Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica", Universidade Federal Fluminense, EDUFF, Niterói, 1990.

GCOI - Grupo Coordenador para a Operação Interligada, "Modelos Utilizados para a Programação da Operação de Sistemas Hidrotérmicos", Subcomitê de Estudos Energéticos (SCEN) do CGOI, Rio de Janeiro, 1978.

OLIVEIRA, G.G. et S. Soares "A Second-Order Network Flow Algorithm for Hydrothermal Scheduling". IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, n. 3, pp.1635-1641, USA, 1995.

PEREIRA, M.V.F. et L. Pinto, "Stochastic Optimization of a Multireservoir Hydroelectric System: a Decomposition Approach" Water Resources Research, v21, n6, p779-792, 1985

STEDINGER, J. R. et B. F. Sule, D. P. Loucks, "Stochastic Dynamic Programming Models for Reservoir Operation Optimization", Water Resources Research, 20(11), 1499-1505, 1984.