

CADERNOS DO IME – Série Estatística

Universidade do Estado do Rio de Janeiro - UERJ
Rio de Janeiro - RJ - Brasil
ISSN 1413-9022 / v. 23, p. 01 - 15, 2007

UM MODELO MULTIVARIADO PARA A FUNÇÃO DE PRODUÇÃO ENERGÉTICA DE USINAS HIDROELETRICAS

André Luiz Diniz
UERJ / CEPEL
diniz@cepel.br

Luciano Lóbrega Xavier
CEPEL
xavier@cepel.br

Fernanda Serra Costa
UERJ / CEPEL
fernanda@cepel.br

Resumo

A geração de uma usina hidroelétrica é função não-linear do armazenamento, turbinamento e, em alguns casos, do vertimento da usina. No modelo DECOMP, pertencente à cadeia de modelos desenvolvidos pelo CEPEL para o planejamento da operação energética do sistema elétrico brasileiro, realiza-se, atualmente, uma aproximação linear por partes desta função, onde a soma do turbinamento com o vertimento é considerado como uma única variável independente. Neste artigo, descreve-se a metodologia e propõe-se um aprimoramento na modelagem desta função, representando-a por um modelo multivariado contendo três variáveis independentes: armazenamento, turbinamento e vertimento. Apresentam-se resultados obtidos em 18 casos, referentes aos Programas Mensais de Operação do sistema brasileiro entre fevereiro de 2003 e julho de 2004, os quais mostram ganhos significativos na representação da geração das usinas hidroelétricas.

Palavras-chave: *Regressão linear, Estatística Multivariada, Geração Hidroelétrica, Planejamento da Operação Hidrotérmica*

1. Introdução

O planejamento e a operação hidrotérmica do Sistema Interligado Nacional (SIN) é realizado com o auxílio da cadeia de modelos energéticos desenvolvidos pelo CEPEL (MACEIRA *et al.*, 2002), da qual fazem parte os modelos NEWAVE (MACEIRA *et al.*, 1993) para o médio prazo, DECOMP (CEPEL, 2002) para o curto prazo) e DESSEM (DINIZ *et al.*, 2003) para o despacho diário. Esses modelos têm por objetivo otimizar a operação do SIN, ou seja, obter o despacho das usinas hidroelétricas (UHE) e térmicas de menor custo para o sistema.

O modelo DECOMP considera um horizonte de até 12 meses, com discretização mensal, à exceção do mês inicial, que pode ser dividido em até 6 semanas. Representam-se individualmente as usinas hidroelétricas e considera-se uma árvore de cenários hidrológicos a partir do segundo mês de estudo. Para cada intervalo de tempo (estágio) e cada cenário na discretização, resolve-se um Problema de Programação Linear (PPL) e a otimização global é feita através de um algoritmo de Programação Dinâmica Dual (Pereira e Pinto, 1991).

Para modelar o sistema de forma mais realista, é necessário representar adequadamente a geração de uma usina hidroelétrica, que é descrita por sua Função de Produção Energética (FPE), uma função não-linear que relaciona a geração da usina ao volume armazenado, à vazão turbinada e, em alguns casos, também à vazão vertida. A consideração da variação da produtividade das usinas hidroelétricas permite uma expressiva melhoria na modelagem do problema de otimização energética do SIN em relação à consideração de uma produtividade média constante.

No modelo DECOMP, a FPE é representada por meio de uma função linear por partes, denominada Função de Produção Energética Aproximada Corrigida (FPEAC). Na formulação utilizada originalmente no modelo DECOMP (Cunha *et al.*, 1997), a FPEAC era construída tendo como variáveis o volume armazenado e a vazão defluente total, correspondente à soma do turbinamento e do vertimento. Essa formulação foi aprimorada de modo a considerar explicitamente a vazão vertida na construção da FPEAC (DINIZ *et al.*, 2004), o que permite uma melhor representação da geração da usina hidroelétrica, em particular nas situações em que ocorrem grandes vertimentos.

Neste trabalho, continua-se o estudo realizado em DINIZ *et al.* (2004), considerando-se, na discretização da FPEAC, as restrições operativas impostas a cada

usina hidroelétrica, o que permite um maior detalhamento na região de operação esperada da UHE. Além disso, realizaram-se estudos de caso discretizando a FPEAC nas variáveis armazenamento (V) e turbinamento (Q), enquanto que nos estudos de caso de DINIZ *et al.* (2004) a discretização era apenas em Q , considerando-se 1 ponto para V .

Após a definição da FPE de uma UHE na seção 2, na seção 3 é descrita a nova formulação da FPEAC, de acordo com o apresentado em DINIZ *et al.* (2004). Na seção 4 são apresentados resultados de estudos efetuados com dados do Programa Mensal de Operação (PMO), que é coordenado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), do período de fevereiro de 2003 a julho de 2004. Mostra-se a significativa redução dos desvios médios da aproximação, ou seja, uma melhor aderência entre a FPE e a nova modelagem da FPEAC proposta neste artigo. Essa redução nos desvios médios foi verificada sobretudo nos meses em que a combinação de grandes afluências com o estado de armazenamento elevado dos reservatórios levou à ocorrência de grandes vertimentos em algumas usinas (fevereiro a maio de 2004).

2. Função de produção Energética

A geração de uma usina hidroelétrica corresponde ao produto entre a vazão turbinada, Q e sua produtividade, ρ , a qual é expressa pela relação

$$\rho = 9,81 \times 10^{-3} \times \eta_t \times \eta_g \times h_l \quad (1)$$

onde η_t é o rendimento da turbina (%), η_g o rendimento do gerador (%), e h_l a altura líquida de queda.

O rendimento do grupo turbina-gerador, η , dado pelo produto entre η_t e η_g , é obtido através de uma relação não-linear envolvendo a vazão turbinada e a altura de queda líquida h_l , normalmente expressa através das curvas de desempenho da turbina, denominadas curvas-colinas (CEPEL, 2004). Neste trabalho, considera-se η constante.

A altura de queda líquida é dada pela expressão

$$h_l = h_{mon} - h_{jus} - perdas, \quad (2)$$

onde h_{mon} corresponde à cota de montante do reservatório, que depende do volume armazenado V no reservatório e é obtida a partir de seu polinômio cota-volume; h_{jus} corresponde à cota de jusante, que depende da vazão turbinada Q – e, em alguns casos, também da vazão vertida S – e é obtida a partir do polinômio cota-vazão (curva-chave)

do canal de fuga¹; e *perdas* corresponde às perdas de carga por adução, fornecidas em % da queda bruta ou em metros.

Considerando estas relações, a produção de uma usina é uma função não-linear de V , Q e S , sendo denominada Função de Produção Energética (FPE), expressa da forma:

$$GH(V, Q, S) = \rho(V, Q, S) \times Q \quad (3)$$

3. Função de produção energética aproximada corrigida – FPEAC

A FPE é representada no modelo DECOMP por intermédio de uma função linear por partes, constituída por um conjunto de planos, denominada Função de Produção Energética Aproximada Corrigida (FPEAC). A seguir descrevem-se os passos para a modelagem dessa função.

3.1. Aproximação Inicial

Para a construção da FPEAC, define-se inicialmente uma grade de N pontos de volume armazenado e vazão turbinada ($V_i, Q_i, i=1, \dots, N$). Na modelagem proposta neste artigo, considera-se como região de discretização para as variáveis V e Q o espaço viável para as restrições de vazão turbinada, de volume e de geração impostas às usinas. Além disso, as vazões afluentes também são consideradas para a definição de um intervalo provável de variação do volume armazenado.

Para cada ponto (V_i, Q_i) , é construída uma aproximação de primeira ordem da FPE, através da fórmula de Taylor :

$$GH'_A{}^i(V, Q, 0) \leq GH(V_i, Q_i, 0) + \frac{\partial GH}{\partial V}(V_i, Q_i, 0) \times (V - V_i) + \frac{\partial GH}{\partial Q}(V_i, Q_i, 0) \times (Q - Q_i) \quad , i = 1, \dots, N \quad (4)$$

onde, para simplificar a notação, foram omitidos os índices para a usina, estágio e cenário. $GH'_A{}^i$ é a geração obtida a partir da i -ésima aproximação. Observa-se que a aproximação (4) é feita apenas no espaço (GH, V, Q) , considerando-se $S = 0$.

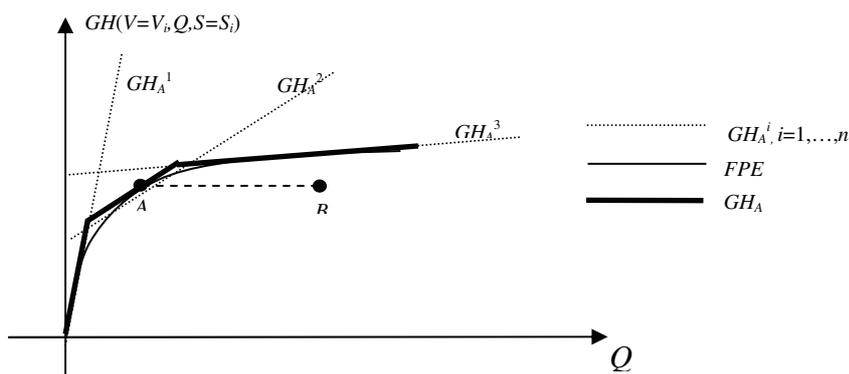
A aproximação da FPE por um plano é razoável apenas em uma região próxima ao ponto (V_i, Q_i) , daí a necessidade de se construir a FPEAC por meio de vários planos tangentes. A geração GH_A em um ponto qualquer corresponderá sempre ao plano que, nesse ponto, melhor aproxima a FPE, ou seja:

¹ Esses polinômios, em geral, são do quarto grau.

$$GH_A(V, Q, S) = \min_{i=1, \dots, N} \{GH_A^i(V, Q, S)\} \tag{5}$$

A Figura 1 ilustra a aproximação de uma FPE para uma usina a fio d’água, considerando uma malha de 3 pontos para Q .

Figura 1 – Aproximação da FPE por planos tangentes para V e S constantes e três valores de Q .



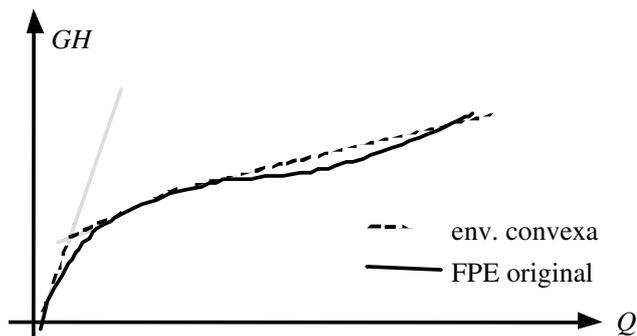
O atendimento às inequações (4) é satisfeito por qualquer ponto na região abaixo da curva da FPEAC. Entretanto, como o objetivo do problema de otimização é minimizar o custo total de operação, é natural que a geração “encoste” nos planos da FPEA, já que um turbinamento maior do que o necessário (ponto B da Figura 1) resulta em um nível mais baixo de armazenamento a montante e, por conseguinte, um custo futuro mais alto do que o ponto A da mesma figura.

3.2 Envoltória convexa à FPE

O procedimento descrito na seção 3.1 só leva a uma boa aproximação da FPE se esta for côncava, isto é, defina uma região convexa abaixo da curva em todo o seu domínio de validade. Como não se pode garantir isso, deve-se construir previamente uma envoltória convexa à FPE, a qual pode ser definida como o menor conjunto convexo que contém a área sob a FPE. As expressões (4) e (5) são aplicadas então a esta envoltória convexa da FPE.

A Figura 2 dá um exemplo desta envoltória, considerando apenas a variável Q . Ressalta-se que este procedimento é realizado no espaço tridimensional (V, Q, GH) .

Figura 2 – Exemplo de construção da envoltória convexa para a região abaixo da FPE – corte nas dimensões Q e GH

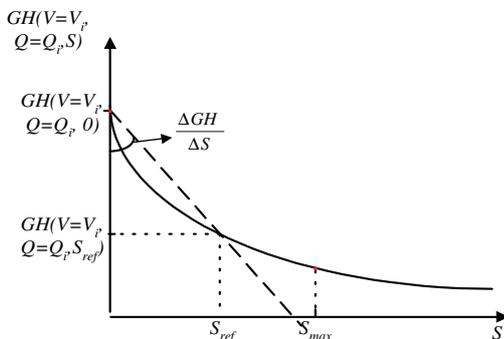


O algoritmo de cálculo da envoltória convexa pode ser resumido da seguinte forma: para cada subconjunto P de 3 pontos (p_1, p_2, p_3) na grade de discretização, pode-se encontrar a equação $GH = a_0 + a_Q Q + a_V V$ do plano \tilde{P} que passa pelos pontos $p_1, p_2, e p_3$. Posteriormente, verifica-se, para todos os outros pontos j na grade de discretização, se GH_j é menor do que o valor $a_0 + a_Q Q_j + a_V V_j$. Se isto for verdadeiro para todos esses outros pontos j , então pertence à envoltória convexa da região abaixo da curva da FPE. Isto requereria $(n-3)$ verificações, o que seria muito custoso se o número de pontos n for muito grande. Entretanto, o algoritmo desenvolvido faz uma inspeção a priori, das derivadas da FPE, para eliminar pontos que claramente não fazem parte da envoltória convexa.

3.3 Efeito do Vertimento

A modelagem do efeito do vertimento na FPEAC é feita considerando-se uma variação linear da geração com o vertimento:

Figura 3 – Aproximação de GH na dimensão S



O termo $\frac{\Delta GH}{\Delta S}(V_i, Q_i, 0)$ é calculado considerando uma aproximação linear no eixo da variável S , tomada por uma secante em um ponto adequado da curva, indicado na

Figura 3 como S_{ref} . Esse ponto é escolhido, para cada usina, através de uma regressão linear (Draper e Smith, 1998), de forma a minimizar a soma dos desvios quadráticos entre a FPEA e a FPE, de $S = 0$ até $S = S_{max}$. A expressão utilizada é a seguinte:

$$\frac{\Delta GH}{\Delta S} = \arg \min_{\gamma} \left[\frac{1}{m} \sum_{j=1}^m \left(FPE(V, Q, S_j) - (GH_i^{k_1}(V, Q) + \gamma S_j) \right)^2 \right] \quad (6)$$

Onde m é o número de pontos considerados para S .

3.3 Cálculo do Fator de Correção

Os planos da FPEA, calculados segundo o procedimento descrito nas seções 3.1 e 3.2, são sempre aproximações otimistas da FPE, ou seja, os valores de geração dados pelos planos tangentes que compõem a FPEAC serão sempre superiores aos da FPE. Para eliminar este efeito e diminuir o erro médio de aproximação, ajusta-se um fator de correção α , calculado de modo a minimizar os desvios quadráticos entre GH_A e GH . Com a aplicação desse fator à FPEA, tem-se então a Função de Produção Energética Aproximada Corrigida (FPEAC), GH_C , dada pela expressão

$$GH_C(V, Q, S) = \alpha \times GH_A(V, Q, S) \quad (7)$$

3.4 Avaliação da FPEAC

A avaliação da FPEAC é feita após a resolução do problema de otimização. De posse dos valores de V , Q e S , calculados para cada usina em cada estágio, cenário e patamar, compara-se a geração obtida pela FPE com a que foi calculada com a FPEAC; a diferença entre esses dois valores define o desvio da função de produção. Esses desvios fornecem uma medida da qualidade da aproximação da FPE pela FPEAC, sendo, desta forma, úteis para orientar uma melhor aproximação da FPE, o que poderia ser obtido, por exemplo, com o refinamento da malha de discretização para dada usina.

Em princípio, quanto maior for o número de planos utilizados na FPEAC de cada usina, menores serão os erros cometidos nessa aproximação. Por outro lado, cada novo plano construído corresponde a uma nova restrição acrescentada ao PPL e contribui para um maior tempo de processamento na resolução do problema. Portanto deve-se buscar um equilíbrio entre a qualidade das aproximações e o tempo de processamento.

Cabe ressaltar que, para usinas que apresentam a FPE com regiões fortemente não-côncavas, o desvio médio não pode ser reduzido a um valor tão pequeno quanto se queira, a partir de um maior refinamento da grade de discretização. Nestas situações, há um desvio médio mínimo que não pode ser evitado em uma aproximação linear por partes côncava.

4. Estudos de Caso

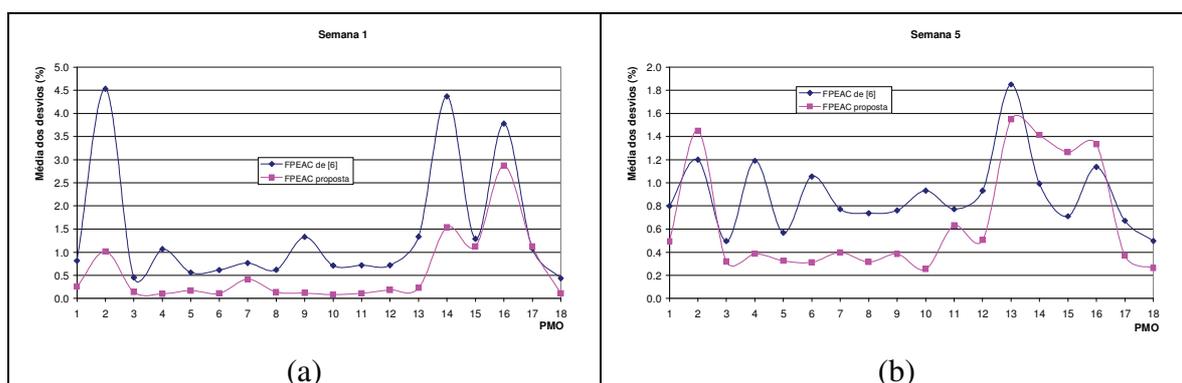
São apresentados os resultados de um estudo com 18 casos do Programa Mensal de Operação (PMO), no período de fevereiro de 2003 a julho de 2004. Todos os casos consideram um horizonte de estudo de 2 meses, com a representação de uma árvore de cenários para o segundo mês. Os dados estão disponíveis na *homepage* do Operador Nacional do Sistema (ONS) ².

O objetivo desse estudo é o de mostrar o ganho obtido com a nova formulação frente à modelagem proposta em CUNHA *et al.* (1997), adotada atualmente no PMO. Utilizou-se como referência a versão 12 do modelo DECOMP, de junho de 2004.

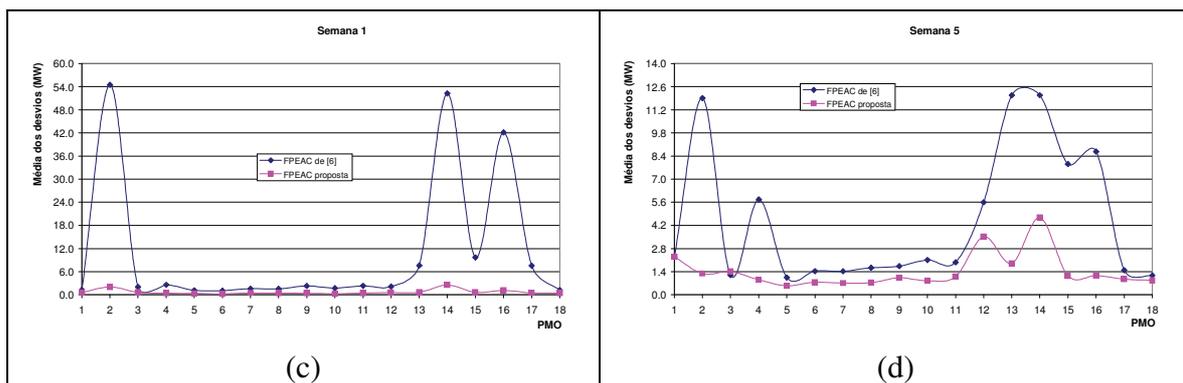
4.1 Desvios médios no modelo DECOMP nos 18 casos analisados (semanas 1 e 5)

Para cada PMO, calculou-se, em cada estágio, a média dos desvios absolutos (MW) e percentuais entre a FPE e a FPEAC de todas as usinas. Na Figura 4 são apresentados esses valores para as duas formulações da FPEAC que estão sendo comparadas, nas semanas 1 e 5 do mês inicial, para todos os 18 casos considerados.

Figura 4 – Desvios médios obtidos nas semanas 1 e 5 : percentuais ((a) e (c)) e absolutos ((b) e (d)).



² www.ons.org.br



A partir da análise das Figuras 4-(a) e 4-(c), pode-se notar que, na semana 1, obteve-se um considerável ganho obtido com o uso da nova formulação da FPEAC. Na semana 5 (Figura 4-(b)), na maioria dos casos, a média dos desvios percentuais obtidos com a nova formulação também foi menor; nos PMO's de março a maio de 2004 (ver denominação dos casos na Tabela 1), a maior média dos desvios percentuais obtida com a nova formulação foi causada por grandes desvios percentuais na usina de Curuá-Una, localizada no subsistema Norte, originados pela combinação de baixos turbinamentos e vertimentos muito grandes. Cabe ressaltar que, apesar de serem grandes percentualmente, esses desvios foram da ordem de 3 MW. Esse resultado mostra que, mesmo com a grande melhoria observada com a nova formulação da FPEAC, ajustes pontuais poderão ser necessários. Mesmo assim, como mostrado na Figura 4-(d), com exceção de abril de 2003, a média dos desvios absolutos na semana 5 com a nova proposta foi sempre inferior à obtida com a metodologia de CUNHA *et al.* (1997).

Um fato importante é que a redução na média dos desvios, percentuais e absolutos, na semana 1 foi ainda mais significativa nos meses em que houve grandes vertimentos em algumas usinas, especialmente em março de 2004, quando grandes vertimentos foram verificados nas bacias dos rios Paraná e Paranapanema, e, sobretudo, na usina de Tucuruí.

4.2 Custo Total de Operação

A Tabela 1 apresenta os custos totais de operação obtidos, em cada PMO, com as duas formulações da FPEAC.

Tabela 1 – Custo total de operação (1000\$)

Caso	PMO	FPEAC atual	FPEAC nova
1	Fev-03	17.997.178,2	17.977.086,9

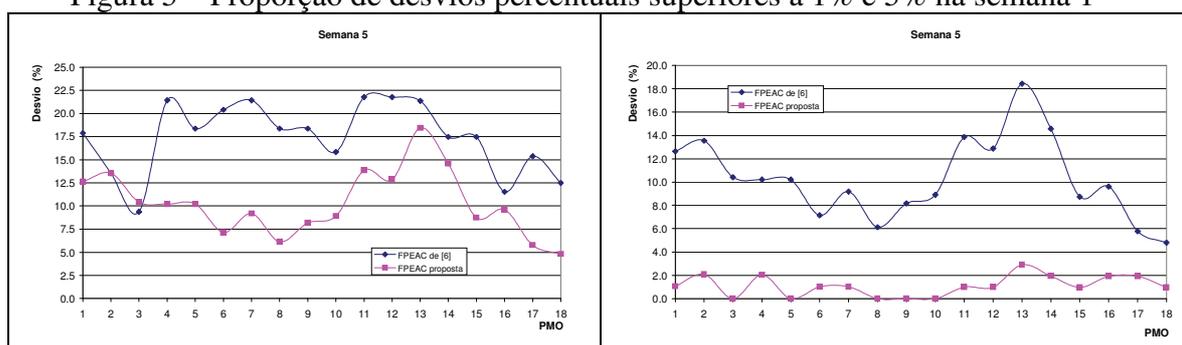
2	Mar-03	18.081.024,5	18.080.874,3
3	Abr-03	18.873.837,3	18.873.728,2
4	Mai-03	20.948.719,8	20.948.489,8
5	Jun-03	19.612.850,8	19.612.011,7
6	Jul-03	19.875.043,4	19.874.708,7
7	Ago-03	17.489.804,7	17.490.091,7
8	Set-03	16.722.284,6	16.720.633,0
9	Out-03	16.910.042,5	16.908.238,8
10	Nov-03	16.591.309,6	16.600.958,6
11	Dez-03	16.670.732,7	16.665.880,3
12	Jan-04	19.193.932,8	19.191.051,7
13	Fev-04	20.228.000,7	20.226.543,5
14	Mar-04	21.412.311,8	21.411.907,6
15	Abr-04	21.484.186,3	21.482.659,5
16	Mai-04	23.727.576,8	23.726.935,4
17	Jun-04	25.900.562,4	25.899.879,8
18	Jul-04	27.412.899,5	27.412.495,1

Pode-se notar que a nova formulação da FPEAC levou, em 16 dos 18 casos, a custos de operação menores. Isso pode ser explicado pela maior eficiência no uso da água para geração nas usinas, em virtude de uma modelagem mais rigorosa da FPEA.

4.3 Maiores desvios ocorridos nos 18 casos analisados (semanas 1 e 5)

Para cada um dos 18 PMO's analisados, calculou-se, para as semanas 1 e 5, o percentual de desvios de geração que foram superiores a 1% (Figuras 5a) e a 5% (Figuras 5b).

Figura 5 – Proporção de desvios percentuais superiores a 1% e 5% na semana 1

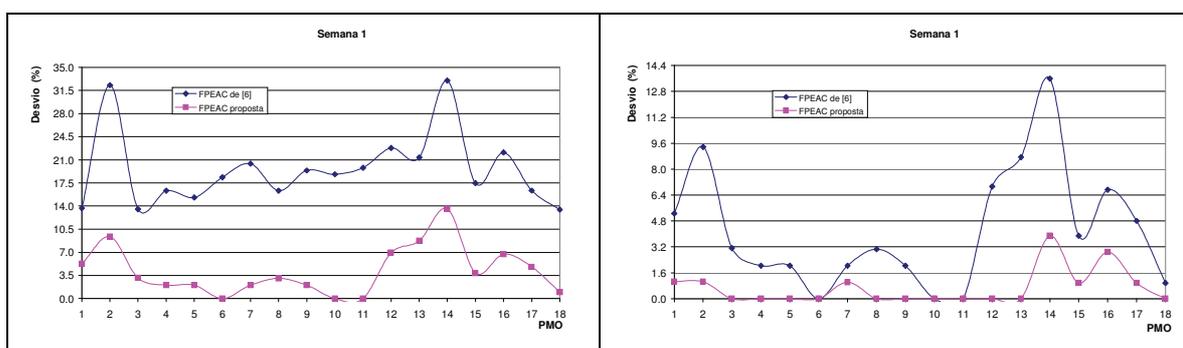


Pode-se notar que a nova formulação da FPEAC levou a um percentual menor tanto dos desvios absolutos superiores a 1% como os superiores a 5%.

Na semana 1, em todos os casos os percentuais de desvios com módulo superior a 1% e 5% obtidos com a nova FPEAC foram inferiores aos obtidos com a FPEAC de

CUNHA *et al.* (1997). Na semana 5, também em todos os casos os percentuais de desvios superiores a 5% foram menores com a nova FPEAC, e o percentual de desvio superior a 1% só foi maior para o caso de abril de 2003, conforme mostra a Figura 6 a seguir..

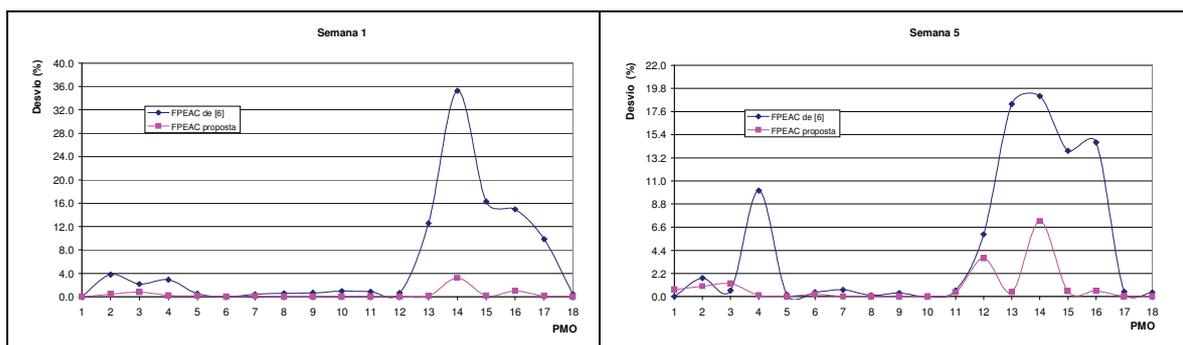
Figura 6 – Proporção de desvios relativos superiores a 1% e 5% na semana 5



4.4 Análise da usina de Tucuruí

Com o objetivo de comparar, para uma usina específica do SIN, os desvios das FPEAC de CUNHA *et al.* (1997) e da nova proposta, tomou-se como exemplo a usina de Tucuruí, localizada no rio Tocantins, no subsistema Norte, que durante alguns períodos do ano sempre apresenta vertimentos expressivos. A Figura 7 apresenta os desvios obtidos para os 18 PMO's, nas semanas 1 e 5, com as duas formulações da FPEAC.

Figura 7 – Desvios na usina de Tucuruí nas semanas 1 e 5



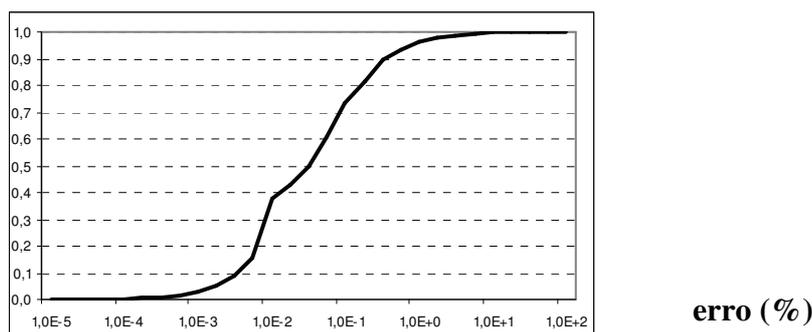
Nota-se que, na semana 1, os desvios observados em Tucuruí foram menores em todos os 18 PMO's com a nova formulação proposta para a FPEAC, sobretudo nos meses em que ocorreram grandes vertimentos (fevereiro a maio de 2004), onde a redução foi significativa. Na semana 5, com exceção do PMO de Abril de 2003, esse comportamento também foi observado.

Esses resultados mostram que uma melhor representação da FPE da usina de Tucuruí foi obtida com a nova formulação da FPEAC.

4.5 Distribuição acumulada dos erros

Finalmente, fez-se uma análise da distribuição acumulada dos desvios entre a FPEAC e a FPE, para os resultados da semana 1.

Figura 8 – Distribuição acumulada dos desvios entre a FPEAC e a FPE, para estudos de programação diária.



Percebe-se que a distribuição dos erros é bem assimétrica, com 90% dos erros inferiores a 1%. Os maiores erros – entre 10 e 40%, ocorreram para valores muito pequenos de geração, para os quais diferenças pequenas, em termos absolutos, causam erros relativos grandes. Portanto, conclui-se que o modelo proposto é bastante acurado para representar a função de produção das usinas hidroelétricas.

5. Conclusões

Este trabalho apresentou um aprimoramento na modelagem da Função de Produção Energética das usinas hidroelétricas para os modelos de planejamento de curto prazo e programação da operação de sistemas hidrotérmicos interligados. Propôs-se um modelo multivariado, tendo como variáveis independentes o volume armazenado, a vazão turbinada e a vazão vertida. Estudos realizados com 18 casos reais do Programa Mensal da Operação (PMO) do sistema brasileiro mostraram uma redução nos desvios de cálculo da geração das usinas hidroelétricas. Essa redução foi expressiva nos meses em que ocorreram grandes vertimentos, o que demonstra a vantagem em se considerar explicitamente a variável vertimento na aproximação da função de produção das usinas. Em particular, esta metodologia pode ser utilizada pelo Operador Nacional do Sistema para aperfeiçoamento do modelo DECOMP, atualmente adotado na realização do PMO.

6. Desenvolvimentos Futuros

A metodologia proposta pode ser ainda melhorada, de modo que alguns desvios que ainda persistem (superiores a 5%), especialmente na semana 5, sejam reduzidos. Os seguintes aprimoramentos podem ser mencionados:

utilização de uma malha de discretização não uniforme, priorizando o refinamento em regiões “menos comportadas” da FPE;

ajuste das dimensões da região de discretização para V e Q em função de resultados preliminares que poderiam ser obtidos realizando-se uma ou duas iterações *a priori* do algoritmo de PDDD utilizado para resolver o problema. Estas iterações seriam realizadas apenas com o intuito de estimar o comportamento das usinas ao longo do período de estudo, e com isso permitir um maior refinamento da região de discretização para V e Q .

Agradecimentos

Os autores agradecem à engenheira Ana Lúcia Gouveia Pimentel, do CEPEL, e ao ONS – Operador Nacional do Sistema, em especial à Engenheira Simone Prado, pelas contribuições realizadas para o desenvolvimento deste trabalho.

Referências

CEPEL, Modelo DECOMP – Manual de referência Versão 11.0, **Relatório Técnico** DPD / PEN – 15053/03, 2002.

CEPEL, Modelagem da função de produção das usinas hidroelétricas no modelo DESSEM, **Relatório Técnico** DPP / DEA – 926/05 e 928/05, 2004.

CUNHA, S.H.F., PRADO, S., COSTA, J.P., **Modelagem da produtividade variável de usinas hidrelétricas com base na construção de uma função de produção energética**, XII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, ABRH, anais 2, 391-397, 1997.

DINIZ, A.S.L., MACEIRA, M.E.P., SOUZA, L.C.F *et al.*, **Aplicação de Técnicas de Relaxação Lagrangeana e Programação Dinâmica Dual ao Modelo de Despacho Horário da Operação Energética**, XVII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, MG, 2003

DINIZ, A.L.S, MACEIRA, M.E.P., TERRY, L.A. *et al.*, **Modelagem da função de produção energética das usinas hidroelétricas nos modelos de otimização do planejamento a curto prazo e da programação do despacho de sistemas hidrotérmicos interligados**, IX SEPOPE, Rio de Janeiro, Brasil, 2004.

DRAPER, N.R, SMITH, H., **Applied Regression Analysis**, New York, John Wiley & Sons, 1998.

MACEIRA, M.E.P., SUANO, C.M., COSTA, J.P., Modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas – NEWAVE – especificação funcional, **Relatório Técnico** CEPEL 1003/93, 1993.

MACEIRA, M.E.P., TERRY, L.A., COSTA, F.S., *et al.*, **Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the brazilian system**, Power System Computation Conference - PSCC'02, Sevilla, 2002.

PEREIRA, M.V.F., PINTO, L.M.V.G., Multi Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning, **Mathematical Programming** 52, pp. 359-375, 1991.

A MULTIVARIATE MODEL FOR THE HYDRO PLANTS PRODUCTION FUNCTION FOR THE MID-TERM OPERATION PLANNING MODEL IN HYDROTHERMAL SYSTEMS

Abstract

In Brazil, the operation planning of the Interconnected hydrothermal system is coordinated by the National System Operator (ONS), with the support of a chain of models designed by the Brazilian Electrical Power Research Center (CEPEL). In this chain, whose objective is to minimize system operation costs, the mid-term optimization model is called DECOMP. The power generation of a hydro plant is described by a Hydro Production Function (HPF), which is a non-linear function that relates the energy produced by the power plant with the water storage level of the reservoir, the turbined outflow, and sometimes, also with the spillage. The paper proposes an improvement in the piecewise linear model for the HPF that has been used in the DECOMP model. The main contribution of this work is to formulate spillage and turbined outflows as separated variables, instead of only representing the total water discharge of the plant, as in the previous model. Both formulations are assessed and compared based on the deviations of each model from the real HPF (e.g., the difference between the power generation given by the model and the generation obtained from the real HPF). The study cases comprise 18 PMO's (Monthly Operation Program), from February 2003 to July 2004. The results showed a much better performance of the proposed formulation as compared to the previous formulation.

Key-words: *Linear Regression, Multivariate Models, Hydro Generation, Operation Planning.*