

VARIAÇÃO DOS CUSTOS MARGINAIS DO COMBUSTÍVEL EM SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Ricardo Villarroel Dávalos

Plinio Stange

Resumo:

Este artigo apresenta o efeito das características não lineares na avaliação dos custos marginais do combustível de sistemas de geração de energia. O custo marginal horário é calculado através da otimização do problema do despacho econômico das unidades geradoras considerando características não lineares e pontos válvula. O problema é solucionado com o auxílio do GAMS para variações horárias da demanda. São comparados os custos marginais calculados com e sem pontos válvula. Verifica-se um incremento dos custos quando são incorporados estes efeitos, tornando-se de muita importância a consideração destes. As dificuldades de descontinuidade da derivada da função custo e dos vários pontos de ótimo locais são contornadas aparentemente através de técnicas simples. Solucionou-se o problema com características reais. Atualmente, modelos de preços da eletricidade baseados em ambientes competitivos têm dificuldades de otimizar as funções objetivo, devido à presença de múltiplos interesses surgidos pela competitividade.

Palavras-chave:

Área temática: *Gestão Estratégica de Custos em Mercados Globalizados*

VARIAÇÃO DOS CUSTOS MARGINAIS DO COMBUSTÍVEL EM SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Ricardo Villarroel Dávalos, M. Sc.
UFSC - CTC/EPS -CP- 476 - 88040-900 -Florianópolis -SC
E-MAIL: rdavalos @mbox1.ufsc.br

Plinio Stange, Dr. Ing.
Universidade Federal de Santa Catarina - CTC/EPS
CP- 476 - 88040-900 -Florianópolis -SC

RESUMO:

Este artigo apresenta o efeito das características não lineares na avaliação dos custos marginais do combustível de sistemas de geração de energia. O custo marginal horário é calculado através da otimização do problema do despacho econômico das unidades geradoras considerando características não lineares e “pontos válvula”. O problema é solucionado com o auxílio do GAMS para variações horárias da demanda. São comparados os custos marginais calculados com e sem “pontos válvula”. Verifica-se um incremento dos custos quando são incorporados estes efeitos, tornando-se de muita importância a consideração destes. As dificuldades de descontinuidade da derivada da função custo e dos vários pontos de ótimo locais são contornadas aparentemente através de técnicas simples. Solucionou-se o problema com características reais. Atualmente, modelos de preços da eletricidade baseados em ambientes competitivos têm dificuldades de otimizar as funções objetivo, devido à presença de múltiplos interesses surgidos pela competitividade.

GESTÃO ESTRATÉGICA DE CUSTOS EM MERCADO GLOBALIZADO

1. INTRODUÇÃO

As diversas crises que a humanidade enfrentou nesta última década, associadas às mudanças do cenário político-econômico mundial, com o desmantelamento das economias centralizadas, proporcionaram espaços inimagináveis para a globalização dos mercados e a conseqüente ocupação pelas empresas de altíssima competitividade. Mesmo em meio às dificuldades de investimento que vive o setor elétrico, alguns tipos de respostas neste sentido têm sido perseguidas para fazer frente a estes novos tempos. As mudanças institucionais, o estímulo à participação do capital privado e, principalmente, a modernização dos meios de gestão dos recursos, são exemplos disso.

As perspectivas mais consistentes apontam para o desenvolvimento de modelos mais eficazes que determinem os preços da eletricidade para uma estrutura competitiva, ou seja, mercado livre de energia elétrica. Atualmente, a maioria dos esforços para calcular estes preços

está baseada em estruturas que consideram as empresas de energia elétrica atuando em regime de monopólio (TABORS, 1994).

O cenário da economia mundial sugere a necessidade crescente do aprimoramento das técnicas de produção, de forma a atender padrões de excelência cada vez mais elevados. O setor elétrico em particular, visto como um componente fundamental da infra-estrutura de qualquer economia moderna, não foge dessa tendência de busca de uma combinação ótima envolvendo o binômio eficiência (i.e., baixo custo de produção) versus eficácia (i.e., alta confiabilidade do produto) (NEGRI DE MAGALHÃES, 1991).

Uma grande variedade de "experiências" nestes últimos anos está presente na reorganização das concessionárias. Privatizações em grande escala e desverticalização das concessionárias por sub-sistemas, acontecem no Reino Unido e Nova Zelândia. Na Austrália está sendo estabelecido um grupo integrado dos setores de operação das concessionárias existentes, para melhorar as fracas interligações e diferenças de preços dos sistemas elétricos de potência locais (TABORS, 1994).

Estudos e aplicações dos "Spot Prices" (Preços Instantâneos) foram iniciados na Argentina e no Chile. Nos Estados Unidos existem leis que regulamentam o mercado. As concessionárias americanas são obrigadas a comprar energia de sistemas de co-geração própria e pagar-lhes preços de mercado. Também se encontram verticalizadas, todas protegendo esta unidade e respeitando seu alcance territorial (BILLINTON, GHAJAR, 1994; MACGREGOR, PÜTTGEN, 1994; TABORS, 1994).

A função básica dos sistemas elétricos de potência é suprir os consumidores com energia elétrica da forma mais econômica e confiável possível. Sistemas economicamente adaptados permitem o equilíbrio entre a oferta e demanda de eletricidade, procurando o custo mínimo e mantendo a qualidade de suprimento.

A teoria dos "Spot Prices" considera uma estrutura competitiva ou mercado livre de energia e através desta, os preços complementam as metodologias existentes, que em geral consideram estruturas regulamentadas por monopólios. Afortunadamente, um mercado livre de energia pode ser implementado a partir de transições graduais do presente sistema. Esta implementação pode começar com grandes consumidores comerciais e industriais.

A análise de sistemas elétricos de potência combina, de forma geral, problemas altamente não lineares e computacionalmente difíceis de se modelar, quando se tem a necessidade de realizar uma otimização. Um problema clássico são as linearizações e suposições feitas no problema de despacho econômico. A maioria dos algoritmos aplicados ao despacho, ou a outro tipo de problemas, requer curvas de custo incrementais para serem linearizadas por partes. Estas características de entrada-saída são determinadas através de testes de calor diferenciado aplicados às unidades geradoras e geralmente são forçadas a aproximar-se dos objetivos da otimização. Porém, as perdas induzidas por estas aproximações não são desejáveis (GRADY, et al., 1990).

As curvas de custo características das unidades de geração termoeletricas também são aproximadas por funções quadráticas bem comportadas e podem ser solucionadas basicamente

pela maioria dos métodos de otimização. Assim, por exemplo, o efeito dos "pontos válvula" e outro tipo de características não lineares, são ignorados. Porém, a não consideração destes introduz algumas imprecisões no cálculo dos custos marginais da geração (SHEBLE', WALTERS, 1993; WOLLENBERG, WOOD, 1985).

O objetivo principal deste artigo é determinar o custo marginal do sistema de geração e avaliá-lo para variações horárias da demanda. Estes custos constituem o componente mais relevante e determinante dos preços da eletricidade. O problema considerando características reais é modelado mediante o despacho das unidades geradoras e solucionado através do GAMS (General Algebraic Modeling System).

2. PROBLEMA DO DESPACHO ECONÔMICO DE GERAÇÃO

Na análise dos sistemas de potência enfrenta-se, em muitas ocasiões, o problema de otimizar um critério de custo ou função objetivo, que é uma função das variáveis de estado, de controle e/ou de perturbação do sistema em questão observando, simultaneamente, certas restrições de igualdade e/ou desigualdade (limites de operação) para essas mesmas variáveis. Um problema padrão do despacho econômico é constituído por unidades de geração térmicas, conectadas a uma barra simples e é descrito matematicamente da seguinte forma:

$$(2.1) \quad \text{Minimizar} \quad \sum_{i=1}^n F(g_i)$$

Sujeita a:

$$g_i^{\min} \leq g_i \leq g_i^{\max}$$

$$\sum_{i=1}^n g_i = d$$

onde:

$$F(g_i) = a_i g_i^2 + b_i g_i + c_i + \left[e_i \text{ se } n f_i (g_i^{\min} - g_i) \right]$$

= Função custo ou objetivo da unidade i

a_i, b_i, c_i, e_i, f_i ; coeficientes da função custo

g_i = Geração da unidade i

g_i^{\max} = Geração máxima da unidade i

g_i^{\min} = Geração mínima da unidade i

d = Demanda total do sistema

A função custo ou curva de entrada-saída de cada unidade térmica é obtida através dos requerimentos de calor e da potência elétrica, denominando-se testes de calor diferenciado. Mede-se a variação do calor para diferentes estados de carga e percebe-se variações lentas da região de operação (GRADY, et al., 1990).

Quando se estuda detalhadamente as curvas de custo obtidas através dos testes de calor, pode-se notar os efeitos de operação inicial das turbinas, ou seja, a válvula de admissão de vapor produz vibrações sobre a curva da unidade de geração. Estes efeitos são denominados "pontos válvula" e são considerados pelo valor absoluto de uma função senoidal na equação (2.1).

A curva de entrada-saída das unidades geradoras, ilustrada na figura 2.1, é uma representação da curva de custo de cada gerador. Pode-se notar nesta figura, que os pontos A, B, C e D significam os "pontos válvula" primário, secundário, terciário e quaternário (SHEBLE', WALTERS, 1993).

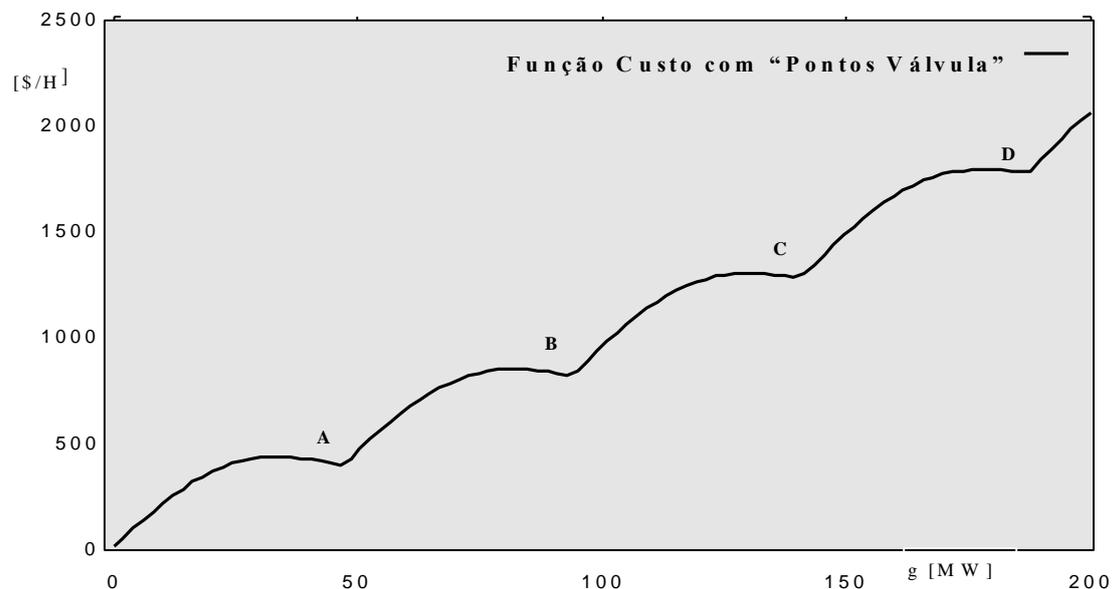


FIGURA 2.1 FUNÇÃO CUSTO DAS UNIDADES GERADORAS

As curvas de custo das unidades de geração geralmente ignoram o efeito dos "pontos válvula", porque geralmente são aproximadas por funções quadráticas e a solução do despacho é feita por técnicas clássicas. Isto introduz algumas imprecisões nos resultados do despacho. Métodos que evitem aproximações dos dados das curvas reais e que não apresentem grandes esforços computacionais, podem ser muito importantes para a determinação dos custos do combustível ou marginais do sistema de geração.

O problema do despacho econômico é utilizado para determinar os níveis de produção de potência ou energia de cada gerador disponível em função das variações da demanda, tal que minimize os custos totais do combustível.

Os custos marginais do combustível do sistema de geração $\lambda(t)$ são definidos como a derivada parcial da função custo total com respeito à potência gerada no instante t , i.e.

$$\lambda(t) = \frac{\partial F}{\partial g_i}$$

(2.2)

A condição necessária para a existência de um custo de operação mínimo, do sistema de geração é que o custo do combustível, $\lambda(t)$, seja igual para todas as unidades operando entre seus limites máximos e mínimos. Os geradores que se encontram operando com suas capacidades máximas e mínimas, não precisam cumprir a condição necessária (WOLLENBERG, WOOD, 1985).

A equação (2.1) determina o despacho econômico ou a quantidade de potência gerada ótima de cada unidade para suprir os requerimentos da demanda. Introduzindo estes valores na equação (2.2), determinam-se os custos do combustível do sistema de geração. Este custo representa um componente muito importante na determinação dos preços da eletricidade.

3. GAMS

O GAMS (General Algebraic Modeling System) é um programa que modela matematicamente diversos sistemas. A solução destes problemas pode ser obtida através de programação linear, não linear, inteira e mista (BROOKE, et al., 1988).

A programação não linear empregada no GAMS utiliza um algoritmo do Gradiente Reduzido combinado com um algoritmo Quase-Newton e também utiliza um algoritmo do Lagrangiano Projetado baseado no método Dual de Robinson.

A solução de problemas que contêm funções cujas derivadas são contínuas pode ser obtida através dos algoritmos explicados anteriormente. Quando se têm discontinuidades, o GAMS elimina-as através de artifícios como, por exemplo, substituindo a função ABS(x) por uma diferença de duas variáveis positivas.

4. EXEMPLO APLICATIVO

O cálculo dos custos marginais do sistema de geração considerando características não lineares é ilustrado com o sistema de geração RTS-IEEE aproximado (ALBRECHT, et al., 1979).

A figura 4.1 apresenta a curva de duração de carga ou demanda em percentual do pico anual, 2850 [MW]. Esta curva é considerada como a mais crítica do sistema e corresponde a uma terça-feira do mês de dezembro. Discretizou-se em 24 patamares que equivalem ao período entre 1 e 24 horas.

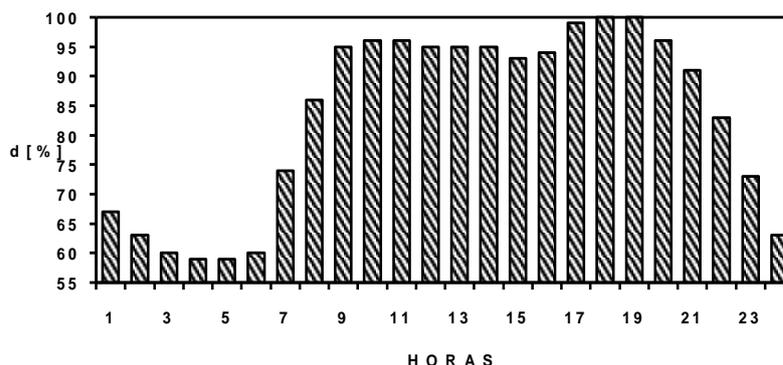


FIGURA 4.1 CURVA DE DURAÇÃO DE CARGA

Consideram-se 32 unidades geradoras, localizadas em 14 usinas. Os parâmetros aproximados da função objetivo não linear, expressada na equação (2.1) e as características principais dos geradores, se encontram determinados na tabela 4.1.

TABELA 4.1 PARÂMETROS DA FUNÇÃO OBJETIVO

Unidade	a_i	b_i	c_i	d_i	e_i
Óleo #6 5*12 [MW]	0.8303	10.58	84.64	-----	-----
Óleo #2 4*20 [MW]	0.2499	28.50	200.00	-----	-----
Hidro 6*50 [MW]	-----	-----	-----	-----	-----
Carvão 4*76 [MW]	0.1032	1.55	380.29	-----	-----
Óleo #6 3*100[MW]	0.0306	16.56	146.70	-----	-----
Carvão 4*155 [MW]	0.0368	2.668	560.194	-----	-----
Óleo #6 3*197 [MW]	0.0341	7.765	1494.96	250.00	0.0093
Carvão 350 [MW]	0.00734	6.774	719.72	600.00	0.0065
Nuclear 2*450 [MW]	0.000131	5.4970	180.07	450.00	0.0023

5. SOLUÇÕES

Os custos marginais horários com e sem “pontos válvula” do sistema de geração RTS-IEEE ($\lambda_2(t)$ e $\lambda_1(t)$) e o valor mínimo da função custo para o intervalo t , tomando-se em conta as considerações feitas anteriormente no GAMS, estão determinados na tabela 5.1. Estes valores consideraram estados de operação plena das unidades geradoras.

TABELA 5.1 CUSTOS DO COMBUSTÍVEL CALCULADOS VIA GAMS

HORA	$\lambda_1(t)$ [¢/KWh]	$\lambda_2(t)$ [¢/KWh]	Função Custo SV [\$/h]	Função Custo CV [\$/h]
1	1,78	1,89	23953,35	25988,29
2	1,51	1,78	22057,19	23908,75
3	1,27	1,55	20872,66	22488,31
4	1,19	1,48	20525,71	22055,49
5	1,19	1,48	20525,71	22055,49
6	1,27	1,55	20872,66	22488,32
7	2,18	2,22	27917,05	29876,73
8	2,88	2,99	36564,32	37977,26
9	3,34	3,54	44557,98	45962,82
10	3,41	3,56	45524,28	46968,40
11	3,41	3,56	45524,28	46968,40
12	3,34	3,54	44557,98	45962,82
13	3,34	3,54	44557,98	45962,82
14	3,34	3,54	44557,98	45962,82
15	3,25	3,44	42672,25	44026,79
16	3,29	3,49	43607,30	44998,17
17	3,64	3,90	48525,89	50190,66
18	3,70	3,97	49569,56	51313,43
19	3,70	3,97	49569,56	51313,43
20	3,41	3,56	45524,28	46968,40
21	3,14	3,31	40849,00	42177,64
22	2,71	2,80	34183,17	35660,76
23	2,12	2,22	27302,06	29302,88
24	1,51	1,75	22057,19	23908,75
Total	-----	-----	866429,39	904487,63

As variações horárias dos custos marginais com e sem “pontos válvula” ($\lambda_2(t)$ e $\lambda_1(t)$), são ilustradas na figura 5.1. Pode-se perceber mediante esta tabela que o custo total do mês mais crítico do sistema RTS-IEEE é incrementado aproximadamente em 4,39% ou de 38058,24[\$] pela consideração dos “pontos válvula”.

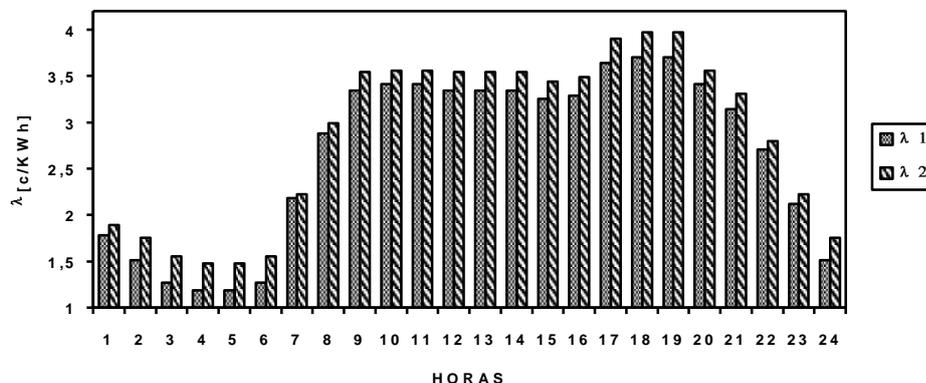


FIGURA 5.1 CUSTOS MARGINAIS DO SISTEMA DE GERAÇÃO

Os custos marginais apresentados na figura 5.1 têm uma variação simétrica com respeito à variação horária da demanda mostrada na figura 4.1. Este comportamento reflete as exigências do despacho das unidades de maior custo em horas de maior demanda. Também é importante notar a variação média de aproximadamente 7,36% dos valores que consideram “pontos válvula” em relação aos que não os consideram.

A figura 5.2 apresenta a variação dos custos marginais do combustível das unidades 4, 6 e 7 ilustradas na tabela 5.1. A variação média é de aproximadamente 8%, o que representa um alto valor. Portanto, conclui-se que os custos marginais mínimos do sistema de geração RTS-IEEE que considera “pontos válvula”, representam custos marginais aproximados.

O custo marginal do combustível está definido como a derivada da função objetivo com respeito a unidade de geração considerada, conforme a equação (2.2). Substituem-se os valores determinados pela otimização do problema (2.1).

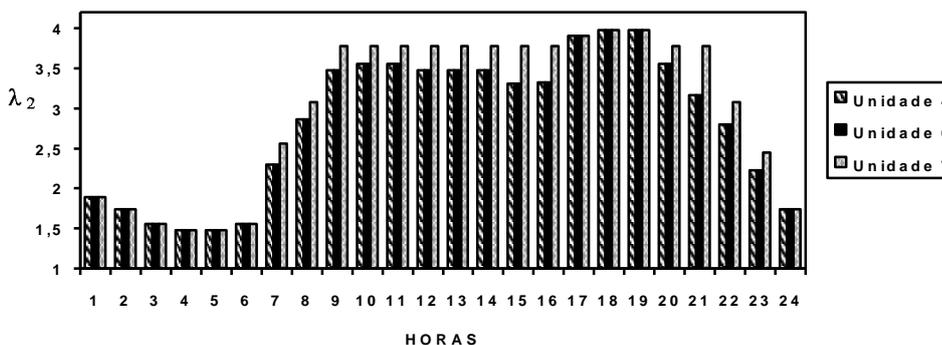


FIGURA 5.2 VARIAÇÃO DOS λ_2 CALCULADOS VIA GAMS PARA DIFERENTES UNIDADES DE GERAÇÃO

A condição necessária para a existência de um custo marginal do combustível mínimo do sistema de geração segundo a equação (2.2) é que os custos marginais das unidades sejam iguais, quando operam dentro de seus limites de geração.

Os custos marginais do combustível sem considerar os “pontos válvula” são iguais para todas as unidades. Na figura 5.2 pode-se perceber que a condição necessária para a existência de um custo marginal mínimo é cumprida para 10 variações da demanda horária (1-6, 17-19, 24) que correspondem aos níveis de demanda máxima e mínima e para o resto dos patamares não. Através destas variações pode-se concluir que o GAMS fornece soluções ótimas da equação (2.1) quando o valor absoluto do seno toma valores próximos a zero ou um, portanto resolve-se o problema da mesma forma que quando não se consideram os “pontos válvula”.

Os custos marginais que não cumprem a condição necessária para a existência de um custo marginal mínimo (7-16, 20-23) correspondem aos níveis de demanda intermediários, nos quais pode-se perceber uma variação entre os limites máximo e mínimo do valor absoluto da função seno (unidade 7). O GAMS para estes patamares fornece soluções aproximadas porque não encontra convergência em seu processo iterativo de linearizações sucessivas através de derivadas da função objetivo. As descontinuidades nas derivadas da função custo para estes níveis não são eliminadas satisfatoriamente pelo GAMS.

Também para estes pontos tem-se um problema de otimização global porque a função custo apresenta vários pontos de ótimo locais, diferentes entre si, dentro do domínio viável determinado pelas restrições do problema. Esta dificuldade é aparentemente superada, resolvendo-se o problema várias vezes, partindo-se cada vez de um ponto inicial diferente e aceita-se como ótimo global a solução que apresentar o menor valor obtido para a função objetivo. No nível de demanda que corresponde às 21 horas, esta dificuldade é mais acentuada, já que foram considerados mais de dez pontos iniciais diferentes e a solução obtida apresenta uma diferença maior dos custos (unidade 7 com respeito as outras). Esta técnica apresentou um elevado tempo computacional. Porém, isto também pode ser resolvido utilizando-se qualquer dos métodos apresentados em (STANGE, VILLARROEL, 1994).

Conclui-se que a aplicação GAMS para otimizar o problema (3.2.1) não foi bem sucedida porque as técnicas simples que contornam as dificuldades da descontinuidade da derivada da função objetivo e a existência de vários pontos de ótimos locais não foram satisfeitas. Portanto os resultados obtidos para as horas 07-16 e 20-23, da figura 5.2, representam soluções aproximadas e não os custos marginais mínimos.

O tempo de CPU empregado pelo GAMS para o cálculo dos custos marginais do combustível do sistema de geração RTS-IEEE aproximado, com e sem “pontos válvula”, foi em média 0.17 e 0.16 segundos, respectivamente (PC- 486-DX4).

6. CONCLUSÕES

Este artigo apresentou um procedimento de cálculo e variação dos custos marginais do combustível em sistemas de geração de energia. O problema considera características não lineares e pontos válvula. Determinou-se os custos marginais do sistema de geração através do GAMS para variações horárias da demanda.

Verificou-se, através dos resultados mostrados na figura 5.1, uma variação média dos custos marginais considerando características não lineares e “pontos válvula” de aproximadamente 7,36%. A principal incidência deste fato pode ser encontrada no preço da eletricidade calculado através de modelos baseados num mercado livre ou competitivo de energia. Portanto, aproximações realizadas na função custo não são desejáveis quando se consideram modelos que por exemplo determinem os “Spot Prices” (preços instantâneos) da eletricidade (BOHN, et al., 1988).

A consideração dos “pontos válvula” introduz um aumento dos custos marginais do combustível do sistema de geração e produz um incremento de aproximadamente 10% do tempo de CPU. Quando se tem vários pontos de ótimos locais é aumentada a CPU nas vezes em que o programa for executado para diferentes condições iniciais. Outra forma também aproximada de solucionar o problema (2.1) é através de programação dinâmica, porém uma grande dificuldade desta neste tipo de problemas é o elevado tempo de CPU apresentado (SHEBLE', WALTERS, 1993).

Devido às características não lineares, se tem dificuldade com descontinuidades das derivadas e com vários pontos de ótimo locais, que foram contornadas de forma simples. Recomenda-se o uso de técnicas mais robustas e Métodos de Otimização Global. Sugere-se a aplicação dos Algoritmos Genéticos na solução do despacho porque, contrariamente às medidas de otimização absolutas dos Métodos Matemáticos Clássicos, eles têm uma capacidade aparente de se adaptar a problemas não lineares e descontínuos, geralmente encontrados neste tipo de sistemas (SHEBLE', WALTERS, 1993; STANGE, VILLARROEL, 1994).

7. BIBLIOGRAFIA

ALBRECHT, P. F.; et. al. IEEE reliability test system. IEEE trans. on Pas., Vol. Pas-98, No. 6, Nov./Dec.1979, p. 2047-2054.

BAZARAA, M. S.; SHETTY, C. M. Nonlinear Programming-Theory and Algorithms. Atlanta, Georgia, John Wiley & Sons, 1979, 560 p.

BELLONI M. R.; GEROMEL J. C. Nonlinear programs with complicating variables: theoretical analysis and numerical experience. IEEE Trans. on Systems, Man, and Cybernetics, Vol. SMC-16, No. 2, March/April 1986, p. 231-239.

BILLINTON, R.; GHAJAR, R. Evaluation of the marginal outage costs of generating systems for the purposes of spot pricing. IEEE Trans. on Ps., Vol. 9, No. 1, February 1994, p. 68-75.

- BOHN, R. E.; CARANAMIS, M. C.; SCHWEPPE, F. C.; TABORS, R. D. Spot pricing of electricity. Kluwer Academic Publishers, USA, 1988, 355 p.
- BRITTIG, K.; SHEBLE', G. B. Refined genetic algorithm - economic dispatch example IEEE Trans. on Ps., Vol. 10, No. 1, February 1995, p. 117-124.
- BROOKE, A.; KENDRICK, D.; MEERAUS, A. GAMS- A User's. USA, The Scientific Press, 1988, 289 p.
- CASTRILLON, J. L.; CHIGANER, L.; COUTINHO, L. H.; GUERREIRO, A. G.; PEGADO, P. A. Modelo de privatização para o parque gerador - caso brasileiro The first forum on energy - EULAFER, Rio de Janeiro, agosto 1996, p. 45-60.
- ERTEM, S.; JIANG, A. Economic dispatch with non-monotonically increasing incremental cost units and transmission system losses. IEEE Trans. on Ps., Vol. 10, No. 2, May 1995, p. 891-897.
- FADIL, S. A new optimal power dispatch technique using spot price of electricity for multi-area interconnected systems. Washington State University, 1992, 321 p. (Tese Doutorado).
- FLANNERY, B. P.; PRES, W. H.; TEUTOLSKY, S. A.; VETTERLING, W. T. Numerical Recipes: The art of scientific computing. Cambridge University Press: Library of Congress Cataloging in Publication, 1987, 818p.
- GRADY, W. M.; NOYOLA, A. M.; VIVIANI, G. L. An optimized procedure for determining incremental heat rate characteristics. IEEE Trans. on Ps., Vol. 5, No. 1, May 1990, p. 376-383.
- LAMONT, J. W.; OBESSIS, E. V. Emission dispatch models and algorithms for 1990'S. IEEE Trans. on Ps., Vol. 10, No. 2, May 1995, p. 941-947.
- MACGREGOR, R. P.; PÜTTGEN, B. H. The integration of non-utility generation and spot prices within utility generation scheduling. IEEE Trans. on Ps., Vol. 9, No. 3, august 1994, p. 1302-1308.
- MAGALHÃES, N. C. H.; RAMOS, D. S.; SCHILLING, M. TH. Avaliação integrada de desempenho. Anais do IEEE-INDUSCON 92. São Paulo, 1992.
- NOVA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA: METODOLOGIA E APLICAÇÃO. MME, DNEEE, ELETROBRAS. Brasília-DF, 1985, 440 p.
- SHEBLE', G. B.; WALTERS, D. C. Genetic algorithm solution of economic dispatch with valve point loading. IEEE Trans. on Ps., Vol. 8, No. 3, August 1993, p. 1325-1332.
- STANGE, P.; VILLARROEL, D. R. Cálculo dos custos marginais da geração considerando características não lineares. VII CLAIO Latin-Iberian-American Congress on Operations

Research and System Engineering - XXVIII SBPO Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, Rio de Janeiro, agosto 1996, p. 1254-1260.

STANGE, P.; VILLARROEL, D. R. Uma comparação entre Otimização Global via Algoritmos Genéticos e via Gams. XXVI Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, Florianópolis, nov./dez. 1994, p. 696-702.

TABORS, D. R. Transmission system management and pricing: New paradigms and international comparisons. IEEE Trans. on Ps., Vol. 9, No. 1, february 1994, p. 206-215.

VILLARROEL, D. R.; ZÜRN, H. H. Modelagem estocástica de sistemas interligados de geração hidrotermoelétrica. Anais do IEEE-INDUSCON 92. São Paulo, 1992.

WOLLENBERG, B. F.; WOOD, A. J. Power generation operation & control. John Wiley & Sons, USA, 1984, 444 p.