

# **AVALIAÇÃO DOS PREÇOS INSTANTÂNEOS DA ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO A RESPOSTA DO CONSUMIDOR**

**Ricardo Villarroel Dávalos, Dr. Eng.**  
UNISUL - CETTAL -CP- 370 - 88704-900 – Tubarão - SC  
E-MAIL: rdavalos @mbox1.ufsc.br

## **Abstract**

*The spot prices theory pre-supposes a competitive or a market place energy structure, and through it, prices exert a fundamental function over demand behavior and control. Thus, the mathematical function representing demand response related to prices variation is named response function.*

*This paper aims to establish a adequate procedure for choosing the response function, through a proper calculation of the generation system marginal cost and the mathematical function, that presents a better setting over marginal costs variation related to demand. Response function proper selection is an important aspect on spot prices calculus, since one the characteristics of energy market place, consists of demand control through prices variation.*

*It is also evaluated the generation system quality supply cost, that considers the system reliability and market adjustment, when demand level overpasses a generation system specified critical limits*

## **PESQUISA OPERACIONAL**

*Keywords: Spot Prices, Simulation, Reliability.*

## **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.

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 cogeração própria e pagar-lhes preços de mercado. Também se encontram verticalizadas, todas protegendo esta unidade e respeitando seu alcance territorial (BILLINGTON, GHAJAR, 1994; TABORS, 1994).

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.

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 a demanda de eletricidade, procurando o custo mínimo e mantendo a qualidade de suprimento. Os "Spot Prices" da eletricidade procuram refletir os custos marginais de "curtíssimos" prazos de um sistema, decorrentes de um processo de minimização dos custos de produção, e estão definidos de acordo com um conjunto de funções explícitas, constituídas por variáveis aleatórias (variam a cada instante e em cada ponto de consumo), segundo as condições da demanda e suprimento.

Uma das características básicas do mercado livre de energia consiste no controle da demanda através das variações dos preços. Assim quando se tem um consumo elevado de energia, um procedimento consiste em estimular a redução da demanda através do aumento dos preços.

## **2. "Spot Prices" horários do sistema de geração**

Os "Spot Prices" horários do sistema de geração são definidos na equação 2.1 e estão constituídos pelos custos marginais e os custos associados à qualidade de suprimento dos sistemas de geração. A variação horária dos preços é determinada pela função que representa a resposta da demanda (denominada função de resposta), que efetua (a função) o controle da demanda, através de variações nos preços. O "Spot Price" horário, associado ao k-ésimo usuário durante a hora t,  $\rho_k(t)$ , é determinado por:

$$\rho_k(t) = \lambda(t) + \gamma_{QS}(t) \quad (2.1)$$

O custo marginal do sistema de geração  $\lambda(t)$ , é resultado do programa de operação decorrente do despacho econômico e representa uma parcela muito importante na avaliação dos "Spot Prices" horários da eletricidade. Por outro lado, os custos da qualidade do suprimento dos sistemas de geração  $\gamma_{QS}(t)$ , surgem quando os limites da capacidade de geração são violados (BOHN et al., 1988).

## 2.1 Custo marginal do sistema de geração, $\lambda(t)$

O despacho econômico consiste em atender de forma ótima (custo mínimo do combustível) as variações da demanda, através das unidades de geração termoeletricas. O problema é modelado mediante a função custo das unidades geradoras, que leva em conta características não lineares e "pontos válvula", e as restrições de geração e equilíbrio de potência.

Quando se estuda detalhadamente a função custo obtida através dos testes de calor, é possível verificar que os efeitos de operação da válvula de admissão de vapor das turbinas, produzem ondulações sobre a curva de custo de cada unidade de geração. Estes efeitos são denominados "pontos válvula" e são considerados pelo valor absoluto de uma função senoidal (SHEBLE' e WALTERS, 1993).

O custo marginal de cada unidade de geração é definido como a variação do custo total (do combustível) relativa às variações no nível de geração de uma dada unidade geradora, ou mesmo de um sistema de geração e, em geral, tende a incrementar juntamente com a demanda total,  $d(t)$ . O valor deste depende, principalmente, das variações da demanda, função custo, disponibilidade e restrições de operação das unidades geradoras.

O cálculo do custo marginal do sistema de geração,  $\lambda(t)$ , é um dos resultados do despacho econômico das unidades geradoras. A solução do despacho que leva em conta as características não lineares e "pontos válvula" na função custo, é feita aplicando o GAMS (General Algebraic Modeling System) (BROOKE et al., 1988).

No entanto, as dificuldades inerentes à descontinuidade da derivada da função custo e à existência de vários pontos de ótimo locais são contornadas aparentemente (solução representa apenas uma aproximação do custo marginal mínimo) através dos artifícios descritos em STANGE e VILLARROEL, 1996. A solução obtida desta forma representará um componente muito importante na determinação dos "Spot Prices" horários da eletricidade do sistema de geração (BOHN et al., 1988; WOLLENGBERG e WOOD, 1984).

## 2.2 Custo da qualidade de suprimento de geração, $\gamma_{QS}(t)$

O custo da qualidade de suprimento, associado ao sistema de geração, é um resultado de violações das restrições do sistema. Assim, por exemplo, considere-se que uma companhia concessionária está suprindo a demanda  $d(t)$  e que sua capacidade de geração esteja em um nível máximo admissível,  $g_{crit,\gamma}(t)$  (nível de geração crítica), no instante  $t$ . Se  $d(t) > g_{crit,\gamma}(t)$  e não for tomada uma ação corretiva, então, o sistema poderia ter um déficit de geração (blackout).

Portanto, o custo,  $\gamma_{QS}(t)$ , é definido como:

$$\gamma_{QS}(t) = \frac{\partial G_{QS}(g(t))}{\partial g(t)} + \mu_{QS,\gamma}(t) \quad (2.2)$$

Isto é, o custo da qualidade de suprimento associado ao sistema de geração é a soma dos componentes:

- i) Custo penalidade de geração,  $\frac{\partial G_{QS}(g(t))}{\partial g(t)}$ ;
- ii) Ajuste do mercado,  $\mu_{QS,\gamma}(t)$ .

### 2.2.1 Custo penalidade de geração

Assume-se, neste caso, que, mediante estudos de planejamento do sistema de geração, tem-se estabelecido quando e onde deverão ser instalados novos equipamentos de geração, de forma a garantir um atendimento econômico e confiável dos crescentes requisitos de potência e energia do mercado consumidor.

A despesa, associada à capacidade de geração adicional, necessária para manter a confiabilidade do sistema com algum nível especificado, pode ser utilizada para estimar  $A_{QS,\gamma}$  (custo anual por [KWh]). Uma aproximação prática é definir  $A_{QS,\gamma}$  como o custo anual de uma turbina a gás (BOHN et al., 1988).

Assim, o custo penalidade de geração pode ser quantificado da seguinte forma:

$$\gamma_{QS}(t) = A_{QS,\gamma} (LOLP_{\gamma}(t) / LOLPH_{\gamma}) \quad (2.3)$$

onde:

$A_{QS,\gamma}$  = Custo anual da capacidade de geração que deverá ser instalada para cumprir os requisitos da confiabilidade de geração [\$/KW/ano].

$LOLP_{\gamma}(t)$  = "Probabilidade de Perda de Carga" que é definida como a probabilidade ou risco de o sistema de geração não suprir uma demanda determinada ( $d(t) > g_{crit,\gamma}(t)$ ), durante a hora  $t$ .

$$LOLH_{\gamma} = \sum_{t=1}^{8760} LOLP_{\gamma}(t)$$

A  $LOLP_{\gamma}(t)$ , pode ser avaliada para a hora  $t$  através do Método de Simulação Monte Carlo, explicado em VILLARROEL (1991).

### 3.2.2 Ajuste do mercado, $\mu_{QS,\gamma}(t)$

Supõe-se que a variação horária da demanda  $d(t)$  é uma função que depende das variações do preço  $p(t)$ . É importante destacar que esta função é denominada "função de resposta" e pode ter as formas linear, exponencial, logarítmica e potência.

Portanto, o ajuste do mercado,  $\mu_{QS,\gamma}(t)$ , controla a demanda, através de um procedimento baseado na lei de mercado, isto é, "se maior é o preço, então, menor é a quantidade demandada" (representado pela função de resposta), dado que, quando a

demanda  $d(t)$  se aproxima do nível crítico  $g_{crit,\gamma}(t)$ , então, o valor de  $\mu_{QS,\gamma}(t)$  é elevado até ajustar o mercado, ou seja, até reduzir suficientemente a demanda.

Se, por exemplo, é utilizada uma função linear que representa a resposta da demanda, então, o ajuste do mercado,  $\mu_{QS,\gamma}(t)$ , é determinado, incorporando, a função linear na equação 2.1, ou seja,

$$\mu_{QS,\gamma}(t) = \begin{cases} \lambda_{crit}(t) \frac{[g_{crit,\gamma}(t) - d_o(t)]}{d_o(t)\beta(t)} & \text{Se } d_o(t) > g_{crit,\gamma}(t) \\ 0 & \text{Caso contrario} \end{cases} \quad (2.4)$$

onde:

$\beta(t)$ : Coeficiente de elasticidade da demanda em relação ao preço;

$d_o(t)$ : Demanda nominal, quando o preço nominal é  $\rho_o(t)$  (na prática pode ser assumido como o custo marginal crítico,  $\lambda_{crit}(t)$ ). Destaque-se que o custo  $\lambda_{crit}(t) = \lambda(t)$  quando  $g(t) = g_{crit,\gamma}(t)$ .

### 3. Algoritmo geral do Método de Simulação Monte Carlo

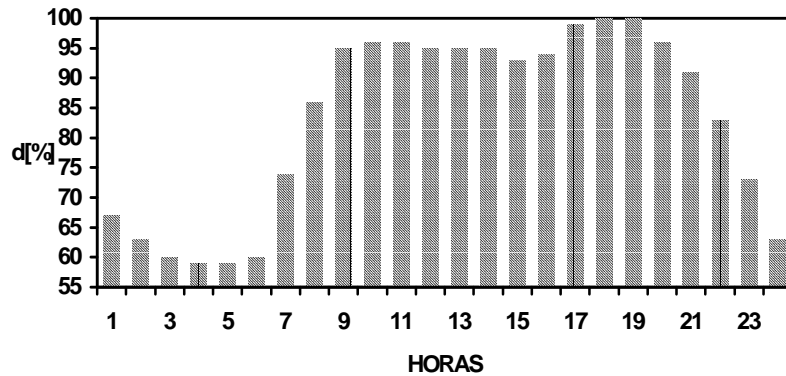
O algoritmo do Método de Simulação Monte Carlo empregado para o cálculo dos “Spot Prices” horários da eletricidade é descrito da seguinte forma:

- i) o processo se inicia a partir da leitura dos dados gerais dos sistemas de geração (número de geradores, taxas de saída forçada, capacidade etc.) e da curva de carga;
- ii) em seguida, são realizados os sorteios do número das unidades geradoras disponíveis de cada usina;
- iii) com base nisso (passos i e ii), estima-se o custo marginal do sistema de geração,  $\lambda(t)$ , através da função matemática que representa a variação destes (custos) com relação à demanda;
- iv) assume-se a função de resposta como a função matemática que apresente um melhor ajuste na relação dos custos  $\lambda(t)$  com relação à demanda;
- v) calcula-se o custo da qualidade de suprimento do sistema de geração, constituído pelo custo penalidade e pelo ajuste do mercado;
- vi) determina-se o “Spot Price” horário,  $\rho(t)$ , segundo a equação 2.1. Calcula-se a resposta da demanda em relação à variação dos preços, através da função de resposta;
- vii) se o preço não convergiu (i.e., se a diferença dos preços  $\rho(t)$ , determinados na iteração atual e anterior é maior que a tolerância especificada), então, inicia-se novamente o processo (passo iii); e
- ix) assim, se for atingida a última simulação, então, calcula-se o valor esperado do "Spot Price" horário do sistema elétrico de potência,  $\rho(t)$ . Caso contrário, inicia-se novamente a simulação a partir de um novo sorteio do número das unidades geradoras (passo ii).

### 4. Exemplo aplicativo

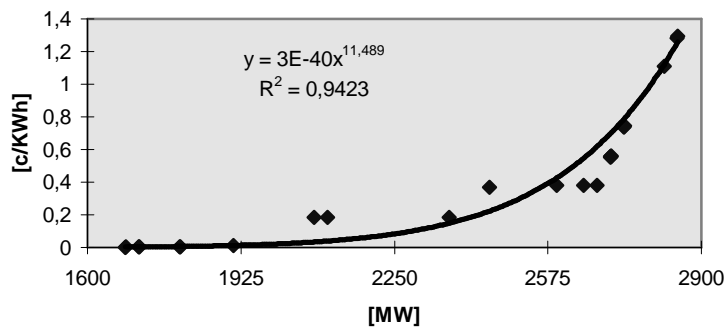
O cálculo dos “Spot Prices” horários é ilustrado com o sistema de geração RTS-IEEE (ALBRECHT et al., 1979).

A figura N° 1 apresenta a curva de duração de carga 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. Consideram-se 32 unidades geradoras, localizadas em 14 usinas.



**Figura N° 1 Variação da demanda de ponta horária**

A figura N° 2 ilustra a variação do custo penalidade do sistema de geração, que é determinado através da variação da  $LOLP_{\gamma}(t)$  e do investimento necessário para melhorar esta probabilidade de risco ( $A_{QS,\gamma} = 65,5$  [\$US/KWh]).



**Figura N° 2 Variação do custo penalidade do sistema de geração**

A tabela N° 1 ilustra os parâmetros gerais utilizados na aplicação da função de resposta no cálculo dos “Spot Prices” horários do sistema RTS-IEEE.

FUNÇÃO DE RESPOSTA	$\beta(t)$	$\rho_o(t)$ [c/KWh]	$d_o(t)$ [MW]
LINEAR	0,026	$\lambda(t)$	$d(t)$
POTÊNCIA	0,015	$\lambda(t)$	$d(t)$
EXPONENCIAL	0,024	$\lambda(t)$	$d(t)$
LOGARÍTMICA	0,0257	$\lambda(t)$	$d(t)$

**Tabela N° 1 Parâmetros usados na função resposta**

Os coeficientes de elasticidade  $\beta(t)$  aplicados as diferentes funções de resposta foram assumidos como aqueles que causam variações mínimas da resposta da demanda. Os  $\rho_o(t)$  e

$d_o(t)$  foram assumidos, segundo critérios práticos, como os custos marginais do sistema de geração e demanda inicial para cada variação horária.

## 5. Soluções

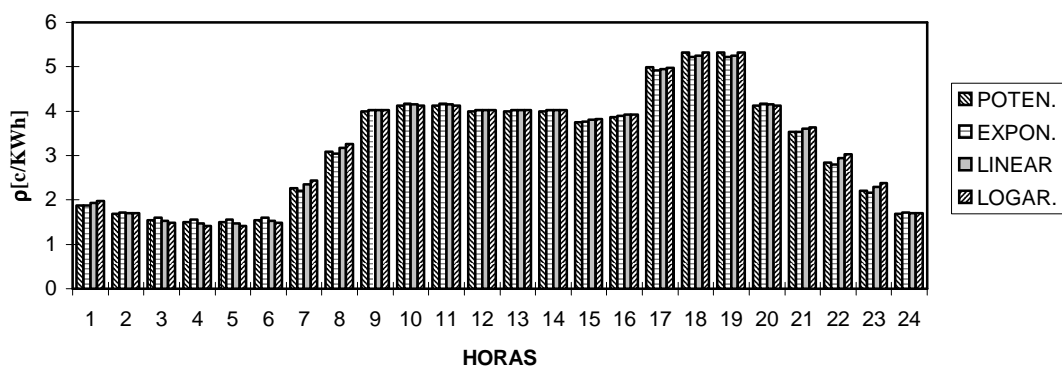
Aqui, para se definir a função matemática que poderia representar a variação dos custos marginais com respeito à demanda ( $\lambda(d)$ ), utilizou-se uma análise de regressão (auxiliada pelo EXCEL 7.0). Desse modo, o valor do coeficiente de determinação,  $R^2$ , facilitaria encontrar a linha de tendência de melhor ajuste. A tabela N° 2 apresenta as funções de ajuste dos custos  $\lambda(d)$ , segundo as quatro funções de resposta consideradas pela teoria dos “Spot Prices”.

Função ajuste de $\lambda(d)$	$R^2$
$y = 3E-06 x^{1.7663}$	0.9962
$y = 0.4054 e^{0.0008x}$	0.9950
$y = 0.02x - 1.8944$	0.9906
$Y = 4.3985Ln(x) - 31.259$	0.9808

**Tabela N° 2 Função de ajuste de  $\lambda(d)$**

Dado que os custos marginais do sistema de geração representam a parcela mais importante dos preços. Convém acrescentar que é proposto, neste artigo, assumir como função de resposta, entre aquelas acima mencionadas, a função matemática que apresente um melhor ajuste ou um maior coeficiente de determinação ( $R^2$ ) na relação da variação dos custos marginais do sistema de geração em relação à demanda. Portanto, o procedimento de escolha da função de resposta inclui o cálculo apropriado dos custos marginais, incorporando características não lineares e “pontos válvula” na função custo.

A figura N° 3 apresenta a variação dos preços  $\rho(t)$  considerando as quatro funções (potência, exponencial, linear e logarítmica) que representam a função de resposta.



**Figura N° 3 Variação dos “Spot Prices” considerando diferentes funções de resposta**

Comparando os  $\rho(t)$  obtidos, através da função potência, com os determinados mediante a função exponencial, linear e logarítmica, percebe-se um aumento no custo total destas últimas de 0,49%, 1,12% e 1,46% ou de 9534,00 [\$US], 21792,00 [\$US] e 28018,00 [\$US], respectivamente. Portanto, pode-se concluir que a escolha adequada da função de

resposta é importante para a avaliação econômica do sistema num ambiente competitivo ou em um mercado livre de energia.

## 6. Conclusões

Este artigo apresentou a aplicação de uma metodologia baseada no Método de Simulação Monte Carlo, o qual contribui com o aperfeiçoamento do cálculo dos “Spot Prices” horários da eletricidade, na medida em que permite a escolha adequada da função de resposta.

O procedimento de escolha da função de resposta mais adequada, está baseado no cálculo apropriado do custo marginal do sistema de geração e da função matemática que apresente um melhor ajuste ou maior coeficiente de determinação na relação da variação dos custos marginais em relação à demanda. Verificou-se através dos resultados ilustrados na figura N° 3 que a diferença dos “Spot Prices” calculados, incorporando a função de resposta escolhida em relação as outras funções foi considerável. Portanto, conclui-se que este procedimento é um fator determinante na avaliação dos “Spot Prices” horários, dado que uma das características básicas do mercado livre de energia consiste na criação de condições para o controle da demanda através das variações dos preços;

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.
- 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.
- BRASIL. MME, DNEEE, ELETROBRAS. **Nova tarifa de energia elétrica: metodologia e aplicação**, Brasília-DF, 1985, 440 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.

- EMCO: Electricity Market Company Limited, Energy, Power, Markets, Utilities, november 1996. Endereço Eletrônico: <http://www.emco.co.nzl>.
- ENERGYONLINE: Business and regulatory information on the energy industry. Pool model of England and wales, march 1997. Endereço Eletrônico: <http://www.energyonline.com/Restructuring/models/ukpool.html>.
- 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).
- 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.
- NEGRI DE MAGALHÃES, C. H.; RAMOS, D. S.; SCHILLING, M. TH. 'Avaliação integrada de desempenho', **Anais do IEEE-INDUSCON 92**, São Paulo, 1992.
- 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.