

IMPLEMENTAÇÃO DE UMA TÉCNICA DE SENSIBILIDADE ÓTIMA NA MALHA TERCIÁRIA DO CAG

Dilson A. Alves¹, Edmarcio A. Belati² e Geraldo R. M. Costa³

Abstract — This paper presents the implementation of a technique of Optimal Sensitivity in the tertiary loop of the Automatic Generation Control. The methodology is based on the theorem of nonlinear perturbation and the Lagrangian methods. Starting from an optimal operation point obtained by a program of optimal power flow, the new optimal operation point is directly determined, i. e., without the necessity of an iterative process. This new optimal point satisfies the voltage constraints for any small perturbation in the loads. The participation factors are determined by the technique of Optimal Sensitivity proposed, considering the effects of the real power losses minimization and the network constraints (voltage limits in the load bus). After that, they are supplied directly to a program of dynamic simulation of the Automatic Generation Control, denominated by Power Sensitivity Model. The results of these simulations are also presented.

Index Terms — Automatic Generation Control, Load Frequency Control, Area Control Error, Optimal Power Flow, Power Loss Minimization.

INTRODUÇÃO

A operação automática e econômica de sistemas elétricos de potência têm sido realizada pelo Controle Automático de Geração (CAG), o qual é composto pelo Controle de Carga e Frequência (CCF) e pelo Despacho Econômico (DE). O objetivo básico do CCF, o qual corresponde ao controle secundário ou suplementar, é o de manter o equilíbrio dinâmico entre a geração e a demanda, enquanto mantém a frequência do sistema e os intercâmbios entre áreas o mais próximo dos seus respectivos valores programados. O CAG também é utilizado como “função executiva”, por intermédio da qual são efetuadas as ações solicitadas pelo DE. O DE, o qual corresponde à malha de controle terciário, tem como objetivo a distribuição econômica das alterações de geração necessárias ao atendimento da demanda.

Para aplicações on-line, a reprogramação da geração visando aspectos de segurança está tornando-se cada vez mais importante, e a manipulação eficiente das restrições relacionadas com a rede e os equipamentos são as principais características necessárias para atender tal objetivo. Com os recursos tecnológicos existentes nos atuais Sistemas de

Gerenciamento de Energia (EMS - Energy Management Systems), o uso do Fluxo de Carga Ótimo (FCO) tanto no planejamento quanto para as aplicações em tempo real tornou-se uma realidade [1]-[5]. Seu uso em tempo-real possibilita otimizar a operação do sistema em ambas as condições: normal ou de emergência. Diversas abordagens têm sido apresentadas objetivando a aplicação do FCO na malha de controle terciária do CAG, sendo que muitas das implementações são baseadas na combinação de um FCO com um DE clássico. A substituição completa do DE pelo FCO, levando em consideração tanto os aspectos econômicos quanto os de segurança, tem sido a meta de diversos estudos. A substituição do DE pelo FCO foi realizada primeiramente em 1982, no CAG do *Power Pool* de Nova Iorque [6]. O FCO usava técnicas de programação linear e era executado a cada cinco minutos, provendo novos ajustes para o CCF (pontos base e fatores de participação - fp) de forma a atender restrições de segurança. Esta implementação foi considerada muito importante porque mostrou a viabilidade prática do uso do FCO no CAG.

Em muitas aplicações do FCO, as perdas de potência ativa na transmissão são minimizadas com base numa configuração específica da rede. Um dos aspectos importantes na execução do controle em tempo-real é a escolha das variáveis de controle. Nestas aplicações, o tempo de resposta dos ajustes das variáveis de controle deveria ser razoável, já que o ciclo de tempo de execução do sistema controle de reativos pode ser muito curto, e o operador pode não dispor de tempo suficiente para ajustar todos os controles [1]; não se deve exigir um trabalho excessivo do operador; e, no caso dos controles discretos (ajuste de bancos de capacitores *shunts* e de *tap* de transformadores), estes não deveriam ser manobrados muito frequentemente [1]. Por estas razões, as variáveis de controle discretas e contínuas são consideradas separadamente. Além disso, ao contrário das variáveis de controle discretas, que em muitos casos são ajustadas nos valores discretos mais próximos do respectivo valor calculado, em geral, as variáveis contínuas podem ser ajustadas no respectivo valor calculado pelo programa. Estes problemas podem dificultar a execução dos controles e pode implicar na necessidade de diferentes estratégias de ajustes, e.g., primeiro ajusta-se os *shunts* chaveados, em seguida os geradores, e finalmente os *tap's* dos transformadores [1]. Devido a estas dificuldades de

¹ Dilson A. Alves, Universidade Estadual Paulista, Departamento de Engenharia Elétrica – FEIS – UNESP, Cx. P. 31, Ilha Solteira, SP, CEP 15385-000, BRASIL, dalves@dee.feis.unesp.br

² Edmarcio A. Belati, Escola de Engenharia de São Carlos – LOSEP – Departamento de Engenharia Elétrica – USP, Cx. P. 359, São Carlos, SP, CEP 13560-970, BRASIL, belati@sel.eesc.sc.usp.br

³ Geraldo R. M. da Costa, Escola de Engenharia de São Carlos – LOSEP – Departamento de Engenharia Elétrica – USP, Cx. P. 359, São Carlos, SP, CEP 13560-970, BRASIL, geraldo@sel.eesc.sc.usp.br

aplicação e implementação, o FCO não é executado com muita frequência. Contudo, para atender as variações de carga *on-line*, e manter o sistema o tempo todo em condições ótimas de operação, o FCO deveria ser executado continuamente, ou pelo menos muito frequentemente.

Objetivando superar essas dificuldades, este trabalho propõe a implementação de uma técnica de sensibilidade ótima (SO) [7] na malha terciária do CAG. O desenvolvimento metodológico da técnica SO é fundamentada no teorema da perturbação não linear proposto por Fiacco e McCormick [8], que é baseado nas informações de segunda ordem da função Lagrangiana associada ao problema de FCO. Esta técnica permite encontrar, para pequenas perturbações, um ponto de operação que além de satisfazer as restrições do problema, otimizará a função objetivo, no caso as perdas de potência ativa na transmissão. A partir de uma solução encontrada pelo FCO, a técnica SO possibilita o cálculo das novas soluções para qualquer perturbação na carga. A grande vantagem da técnica proposta é o reduzido tempo de processamento computacional uma vez que, ao contrário do FCO, não é iterativo e não necessita dos parâmetros iniciais de barreira, penalidade e de seus respectivos fatores de correção. Assim, além de permitir acompanhar as variações de carga *on-line*, permite a análise de diferentes estratégias de ajustes sem a necessidade de um tempo computacional excessivo.

Neste trabalho a técnica de SO é apresentada e implementada, e posteriormente é utilizada para o cálculo dos fatores de participação (fp) e das alterações na referência de tensão dos reguladores automáticos de tensão (RAT) dos geradores. Os valores calculados para os fp's levam em conta os efeitos da minimização das perdas de potência ativa das linhas de transmissão (LT's) e as restrições da rede (limites de tensão das barras de carga), e são enviados

diretamente para os geradores das usinas através do sistema de controle e aquisição de dados (Supervisory Control and Data Acquisition system - SCADA). Os efeitos dinâmicos da implementação da técnica SO na malha terciária do CAG são observados utilizando o denominado modelo de sensibilidade de potência modificado (MSPM) que foi apresentado em [9]. Este modelo, que possibilita a simulação dinâmica distribuída do CCF considerando os efeitos dinâmicos dos reguladores de tensão e de velocidade, leva em conta as perdas de potência ativa das linhas de transmissão (LT's) as quais, por sua vez, compõem a função objetivo do FCO. Maiores detalhes do MSPM quanto ao seu desempenho dinâmico e a regime podem ser visto em [9]-[13]. Os resultados obtidos para um sistema constituído por 3 geradores, 3 transformadores, 9 barras e 9 linhas [14], Figura 1, confirmam o bom desempenho da metodologia proposta nesse trabalho.

FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE FPO E A TÉCNICA DE SENSIBILIDADE ÓTIMA PROPOSTA

O problema FCO poder ser considerado um problema de Programação Não-Linear (PNL), e é representado matematicamente por:

$$\begin{aligned} \min \quad & f(x) \\ \text{s.a} \quad & g_i(x) = 0, \quad i=1, \dots, m \\ & h_j(x) \leq 0, \quad j=1, \dots, r \\ & x^{\min} \leq x \leq x^{\max} \end{aligned} \quad (1)$$

onde: $x^T = (\theta, V, t) \in R^n$ representa o vetor das variáveis de estado e controle do sistema, isto é, ângulos de fase, magnitudes das tensões e *tap* dos transformadores; x^{\min} e x^{\max} representam os vetores dos seus limites inferiores e superiores, respectivamente; $f(x)$ representa as perdas de potência ativa na transmissão; $g(x)=0$ representa o conjunto das equações de balanço do fluxo de potência; $h(x) \leq 0$ representa o conjunto das restrições funcionais, isto é, limites de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão e transformadores, limites de injeção de potência reativa nas barras de controle de reativos e injeção de potência ativa na barra *slack*. Este é um típico problema não-linear, não convexo e de grande porte.

A técnica de análise de sensibilidade apresentada é baseada no teorema proposto por Fiacco e McCormick [8]. O teorema utiliza a análise de sensibilidade de primeira ordem aplicada à solução local de segunda ordem. Essa técnica pode ser utilizada para estimar a nova solução de um problema de PNL depois de ocorridas perturbações no problema. As perturbações podem ocorrer tanto nas restrições como na função objetivo. A técnica de análise de sensibilidade apresentada nesta seção considera as perturbações nas restrições de igualdade, quando há uma variação nas restrições de igualdade (potência ativa e reativa nas barras de carga do sistema). A formulação matemática

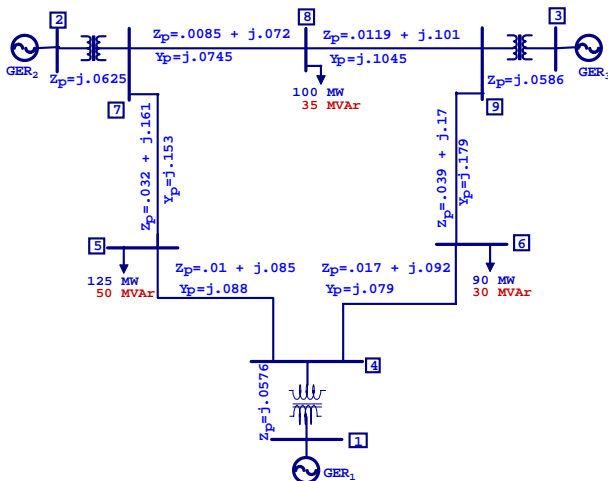


FIGURA 1

SISTEMA DE 9 BARRAS: PARÂMETROS DOS TRANSFORMADORES E LINHAS DE TRANSMISSÃO.

da técnica de análise de sensibilidade utilizada é apresentada a seguir e detalhada em [7]. Ao problema (1) são introduzidas perturbações, ε_i , $i = 1, \dots, m$, nas restrições de igualdade.

$$\begin{aligned} \min f(x) \\ \text{s.a } g_i(x) + \varepsilon_i = 0, \quad i = 1, \dots, m \\ h_j(x) \leq 0, \quad j = 1, \dots, r \\ x^{\min} \leq x \leq x^{\max} \end{aligned} \quad (2)$$

em que, $\varepsilon = (\varepsilon_1, \dots, \varepsilon_m)^T$ é o vetor perturbação. Associa-se a seguinte função Lagrangiana ao problema (2):

$$L(x, \mu, \lambda, \varepsilon) = f(x) + \sum_{i=1}^m \lambda_i [g_i(x) + \varepsilon_i] + \sum_{j=1}^r \mu_j h_j(x) \quad (3)$$

em que λ é o vetor dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade, e μ é o vetor dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de desigualdade. Para aplicar a técnica de análise de sensibilidade, é preciso ter primeiramente a solução ótima para o problema, (x^*, λ^*, μ^*) , sem perturbação, ou seja, a solução para o problema (2) com $\varepsilon = 0$. Esta solução é obtida por um programa de FCO [15]. A técnica de análise de sensibilidade considera o gradiente da função Lagrangiana, as condições de folgas complementares e as restrições de igualdade perturbadas, isto é:

$$\begin{aligned} \nabla_x L(x, \mu, \lambda, \varepsilon) = 0 \\ \mu_j [h_j(x)] = 0, \quad j = 1, \dots, r \\ g_i(x) + \varepsilon_i = 0, \quad i = 1, \dots, m \end{aligned} \quad (4)$$

em que, $\mu \geq 0$ e λ irrestrito. As raízes do sistema não-linear (4) são determinadas linearizando o sistema no ponto ótimo (x^*, λ^*, μ^*) , o que resulta no seguinte sistema linear:

$$\begin{aligned} \nabla_{xx} L(x^*, \mu^*, \lambda^*, \varepsilon) \Delta x + \nabla_x h_j(x^*) \Delta \mu + \nabla_x g_i(x^*) \Delta \lambda = 0 \\ \mu_j^* \nabla_x h_j(x^*) \Delta x + h_j(x^*) \Delta \mu = 0 \\ \varepsilon_i + \nabla_x g_i(x^*) \Delta x = 0 \end{aligned} \quad (5)$$

O conjunto das Equações. (5) pode ser representado na forma matricial por:

$$\begin{bmatrix} x(\varepsilon) - x^* \\ \mu(\varepsilon) - \mu^* \\ \lambda(\varepsilon) - \lambda^* \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla^2 L^* & H^* & G^{*-1} \\ M^*(H^*)^T & D_H^* & 0 \\ (G^*)^T & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \varepsilon \end{bmatrix} \quad (6)$$

O sistema matricial (6) é utilizado para obter o novo estado da rede quando uma perturbação ε nas restrições de igualdade é imposta.

ANÁLISE DOS RESULTADOS

A seguir são apresentadas as comparações entre os resultados obtidos pela técnica SO com os resultados obtidos com um programa de FCO [15], considerando o mesmo

sistema. Os limites das tensões foram especificados em: limite mínimo 0,95 p.u. e máximo 1,10 p.u.. O objetivo é o de se verificar o desempenho da metodologia proposta em relação ao FCO. Observa-se que nas análises realizadas, para a obtenção dos resultados do FCO considerou-se que no instante de sua execução o estado e a configuração da rede, bem como as restrições nos fluxos e as variações de carga por barra, obtidos por intermédio do estimador de estado e da previsão de carga por barra, já se encontram disponíveis [12]. Observa-se que num sistema elétrico, a geração e a demanda não permanecerão constantemente em equilíbrio por muitas razões entre as quais: erros de previsão de carga, p. ex., devido a variações bruscas não previstas do clima; perdas de unidades por falha ou atrasos de manutenção; indisponibilidade de geração suficientemente rápida para acompanhar as altas taxas de variação de carga que ocorrem nos picos de carga; atrasos na alteração de intercâmbios programados. Assim, muitas vezes se torna necessário recalcular os fp para se levar em conta essas pequenas perturbações que se apresentam durante a operação do sistema e que podem afastá-lo da operação ótima. Também, com a desregulamentação do mercado de compra e venda de energia, muitas vezes se está interessado em saber como o fornecimento de energia a um determinado cliente irá alterar o ponto ótimo de operação. Uma vez que a técnica SO possibilita o cálculo de novas soluções ótimas para qualquer perturbação na carga, a partir de uma solução encontrada pelo FCO, sua utilização torna-se muito atraente para se realizar tais análises. Dessa forma, foram escolhidos três testes básicos para se verificar o desempenho da técnica de SO, isto é, foram comparados os resultados obtidos por ambos os métodos, FCO e SO, considerando um aumento de carga de:

- I. 10% de potência ativa na barra 8;
- II. 10% de potência ativa e reativa na barra 8, portanto mantendo-se o fator de potência constante; e
- III. 5% de potência ativa e reativa em todas as barras de carga do sistema (barras: 5, 6 e 8), portanto mantendo-se o fator de potência constante.

As Figuras de 2(a), 3(a) e 4(a) mostram os perfis de tensão e de ângulo obtidos pela técnica SO e após 12 iterações do FCO, ou seja, a técnica de SO mostra-se precisa e eficiente para o cálculo das novas soluções, isto é, dos novos pontos ótimos de operação, para qualquer perturbação na carga. Ou seja, além de possibilitar o acompanhamento on-line das variações de carga, permite a análise de diferentes estratégias de ajustes num reduzido tempo de processamento computacional, uma vez que, ao contrário do FCO que necessitou de 12 iterações para a obtenção do novo ponto ótimo, não é um procedimento iterativo e não necessita dos parâmetros iniciais de barreira, penalidade e de seus respectivos fatores de correção. Observa-se que o valor das perdas ativa para o caso base foi de 2,316 MW; e de 2,404 MW, 2,410 MW e 2,575 MW, para os casos I, II e III, respectivamente.

A seguir são apresentadas as análises considerando a inclusão da técnica SO na malha terciária do CAG. Nas Figuras de 2(b) a 4(b) podem ser vistos os desempenhos dinâmicos do CAG obtidos através do MSPM. Os ajustes recomendados pelo SO são utilizados para obter os novos pontos base e fp's. Os fp's das unidades foram calculados a partir dos resultados do SO, considerando os aspectos de segurança e econômicos. A seguir, os fp's foram utilizados pelo CAG para alocação da carga entre as unidades geradoras. As variações de tensão nas barras geradoras, obtidas pelo SO, foram utilizadas para alterar as potências reativas nos seus respectivos geradores. No presente trabalho não foram efetuados reajustes dos *tap's* dos transformadores. Quanto ao aspecto dinâmico, considera-se que a transição dar-se-á entre os estados otimizados obtidos pelo SO, ou seja, de um ponto ótimo para outro, sem considerações quanto à trajetória. O tempo necessário para se atingir o estado final não será preestabelecido, e sim função da dinâmica própria do sistema.

Observa-se que os resultados apresentados nestas figuras correspondem aos desvios das respectivas variáveis em relação ao seus valores do caso base otimizado, isto é,

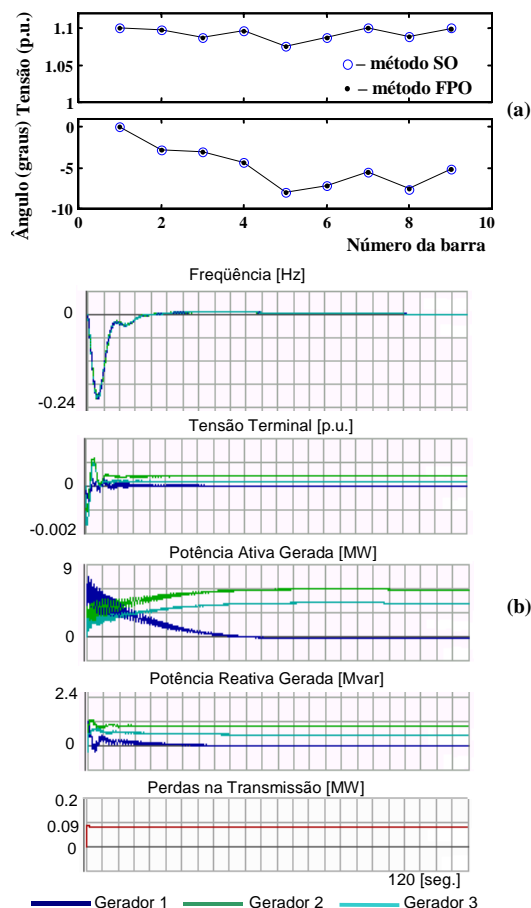


FIGURA. 2

AUMENTO DE 10% DE POTÊNCIA ATIVA NA BARRA 8; MODO DE OPERAÇÃO FREQUENCIA CONSTANTE.

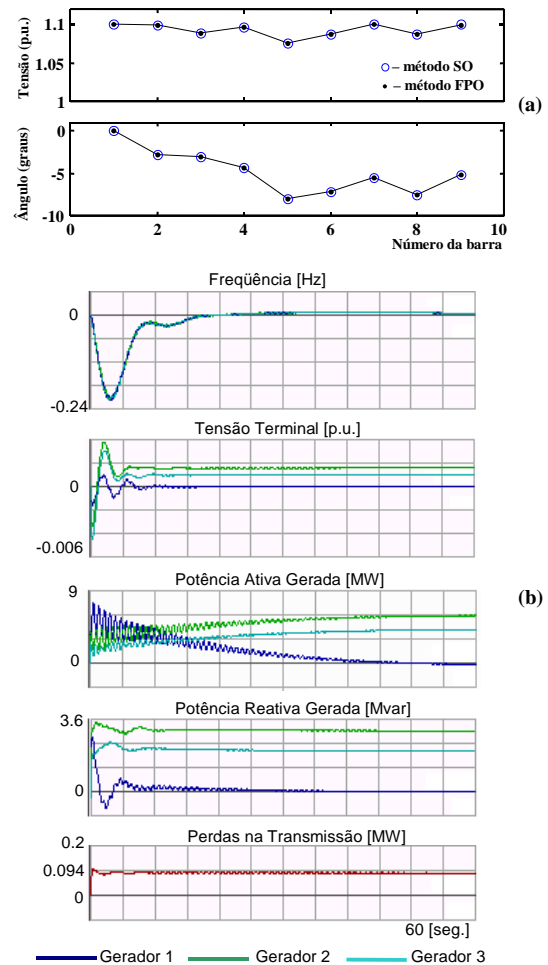


FIGURA. 3

AUMENTO DE 10% DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA NA BARRA 8; MODO DE OPERAÇÃO FREQUENCIA CONSTANTE..

em relação ao ponto de operação ótimo anterior. Com relação ao desempenho dinâmico se observa que este dependerá da perturbação de carga em questão. Para este sistema em particular os aumentos de carga acarretaram tanto variações de frequência quanto de tensão, e portanto de potência ativa e reativa gerada. Observa-se entretanto, que as oscilações de frequência e de tensão serão tanto maiores quanto maiores forem, respectivamente, as solicitações de aumento de carga ativa e reativa. Quanto aos desvio a regime constata-se que estes convergem para os seus respectivos valores obtidos pela técnica de SO, exceto o de frequência que se anula em virtude do modo de operação ser de frequência constante (FC). Com relação às Figuras 2 e 3, observa-se que como o problema é de despacho de potência ativa e se está minimizando as perdas ativa na transmissão, qualquer variação de carga na barra 8, situada entre as barras 2 e 3, será suprida pelos geradores destas barras, já que eles estão eletricamente mais próximos da barra 8. Se o gerador 1 atendesse o aumento de carga na barra 8, provocaria mais perdas no sistema do que os das barras 2 e 3.

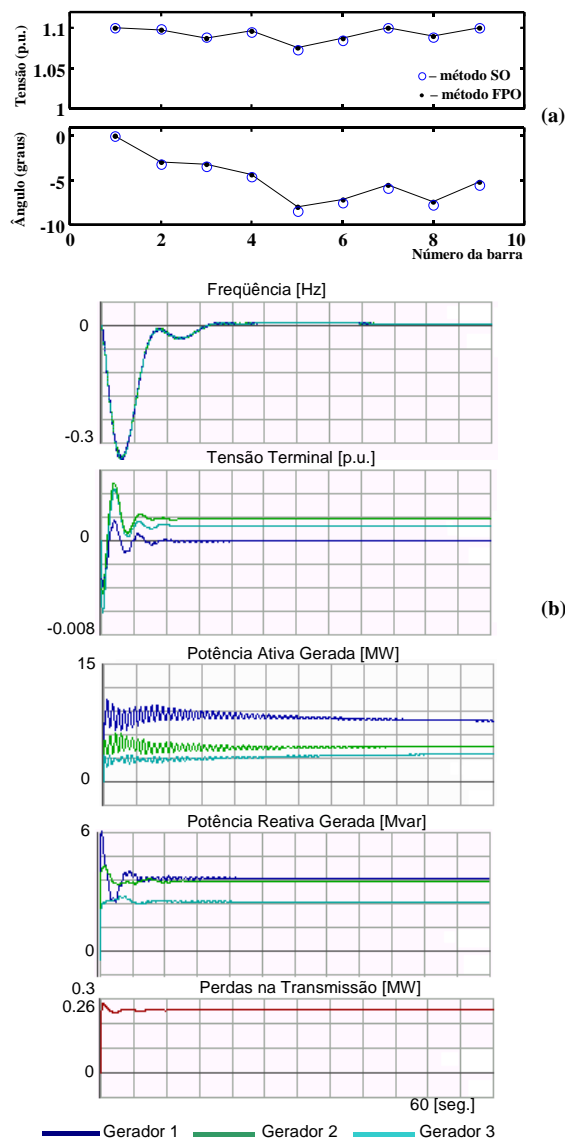


FIGURA. 4

AUMENTO DE 5% DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA EM TODAS AS BARRAS DE CARGA; MODO DE OPERAÇÃO FREQUENCIA CONSTANTE..

CONCLUSÃO

Os resultados apresentados neste trabalho mostram que o desempenho dinâmico do CAG considerando a utilização de uma técnica de Sensibilidade Ótima para o cálculo dos fatores de participação e das alterações na referência de tensão dos reguladores automáticos de tensão dos geradores. A grande vantagem da técnica proposta é o reduzido tempo de processamento computacional uma vez que, ao contrário do FCO, não é iterativo e não necessita dos parâmetros iniciais de barreira, penalidade e de seus respectivos fatores de correção. Assim, além de permitir acompanhar as variações de carga on-line, permite a análise de diferentes estratégias de ajustes sem a necessidade de um tempo computacional excessivo.

AGRADECIMENTO

Agradecimentos à FAPESP e ao MCT-ENERGIA/CNPq pelo apoio financeiro.

REFERÊNCIAS

- [1] Sharif S. S., Taylor J. H., Hill E. F., Scott B., and Daley D., "Real – time implementation of reactive power flow", *IEEE Power Engineering Review*, Aug. 2000, pp. 47-51.
- [2] Momoh J. A., Koessler R. J., Bond M. S., Stott B., Sun D., Papalopoulos A., and Ristanovic P., "Challenges to optimal power flow", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12, Feb. 1997, pp. 444-455.
- [3] Bauer E., Eichler R., and Lyons M., "Operational benefits from optimal volt/var scheduling in the South-East Australian Transmission Network", in *Proc. of IEEE PICA Conf.*, Salt Lake City, Utah, May 1995, pp. 85-91.
- [4] Denzel D., Edwin K. W., Graf F. R., and Glavitsch H., "Optimal power flow and its real – time application at the RWE Energy Control Center", in *Proc. of the 32nd session CIGRE Conf.*, Vol. II, Paris, France, CIGRE 1988, 39-19.
- [5] Schadler A., Imhoff K., Saly S., Feldmann H., and Alsaç O., "Integration of an optimal power flow package into the New Steag Energy Management System", *IFAC Control of Power Plants and Power Systems*, Munich, Germany, 1992, pp. 385-390.
- [6] Carpentier J., "To be or not to be modern, that is the question for AGC (point of view of an utility engineer)", *Electric Power and Energy Systems*, Vol. 7, No 2, April 1985, pp. 81-91.
- [7] Belati E. A., "Sensibilidade em fluxo de potência ótimo", Tese (doutorado) – Escola de Engenharia de São Carlos – Universidade de São Paulo, 2003.
- [8] Fiacco A. V. and McCormick G. P., "Nonlinear programming", *Society for Industrial and Applied Mathematics*, Philadelphia, 1990, PA 19104-2688.
- [9] Alves D. A., Minussi C. R., and da Costa G. R. M., "Análise da Dinâmica do CAG Considerando as Solicitações do Fluxo de Carga Ótimo", *INTERTECH'2002-VII International Conference on Engineering and Technology Education*.
- [10] Alves D. A., Deckmann S. M., da Costa V. F., and Vinhas A. V., "Study of the automatic generation control using dynamic model with distributed parameters", *Group X - Operation of Electric Systems (GOP), VIII SNPTE*, São Paulo, 1986. (in Portuguese).
- [11] Vinhas V., Alves D. A., Deckmann S. M., and da Costa V. F., "Numerical results with dynamic simulation of interconnected power systems", in *Proc. IFAC – Power Systems and Power Plant Control*, Beijing, Aug. 1986, pp. 590-596.
- [12] Deckmann S. M. and da Costa V. F., "A power sensitivity model for electromechanical oscillation studies", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 9, No 2, 1994, pp. 965 -971.
- [13] Alves D. A., da Silva L. C. P., and da Costa V. F., "A power sensitivity model including generator damper windings for electromechanical oscillations studies", *IEEE PowerTech'99*, BPT99-194-12, Budapest, Hungary, Aug./Sep. 1999.
- [14] Anderson P. M. and Fouad A. A., "Power System Control and Stability", *IEEE Press*, 1994.
- [15] Da Costa G. R. M., Langona K., and Alves D. A., "A new approach to the solution of the optimal power flow problem based on the modified Newton's method associated to an augmented Lagrangian function", in *Proc. of the International Conference on Power System Technology*, Beijing, China, Aug. 1998, pp. 909.