



ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DE SEGUNDA ORDEM APLICADA NO ESTUDO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO EÓLICA

Lina C. O. Molina

William M. da Rosa

Edmarcio A. Belati

Thales Sousa

osorio.molina@ufabc.edu.br

wmoreti@ufabc.edu.br

edmarcio.belati@ufabc.edu.br

thales.sousa@ufabc.edu.br

Universidade Federal do ABC

Avenida dos Estados, 5001 - CEP: 09210-580 - Santo André / SP - Brasil

Resumo. Neste trabalho é apresentada uma técnica de análise de sensibilidade de segunda ordem (AS), aplicada à solução do Fluxo de Potência Ótimo (FPO). Diferente do FPO a técnica de AS não requer um processo iterativo, resultando em uma metodologia rápida com grande precisão. Iniciando com uma solução conhecida do FPO considerada como solução do caso base (CB), novos pontos de operação são calculados de forma direta depois de ocorrerem perturbações nas cargas e nas gerações do sistema. A metodologia foi implementada no ambiente AMPL com o auxílio do solver Knitro. As redes estudadas foram compostas por geração eólica na forma de geração distribuída (GD). A técnica de análise de sensibilidade foi aplicada nos sistemas de distribuição de energia elétrica de 5 e 34 barras. Os resultados foram comparados com a solução do FPO de forma a evidenciar a eficiência da metodologia.

Palavras-chave: Aerogeradores, Análise de sensibilidade, Fluxo de potência ótimo, Redes de distribuição.

1. INTRODUÇÃO

Devido às mudanças climáticas, a contaminação dos oceanos, a queima de combustíveis fósseis e o esgotamento dos recursos existentes, as comunidades modernas buscam novas alternativas para um desenvolvimento sustentável, reimplantando os modelos de vida atual e apresentando propostas que permitam maior responsabilidade com o meio ambiente. Uma das formas mais atraentes para a redução do impacto ambiental provocado pela geração energia elétrica é o uso das energias renováveis, as quais são baseadas no aproveitamento das fontes naturais como o sol, a água e o vento, e são virtualmente inesgotáveis permitindo sua aplicação em quase todo tipo de cenários.

A energia eólica pode ser considerada como uma das fontes de energia renovável com maior potencial e crescimento a nível mundial tanto em potência instalada como em avanços tecnológicos; de acordo com os dados estatísticos apresentados pelo Conselho Global de Energia Eólica, GWEC (pelas suas siglas em inglês), a capacidade instalada de energia eólica nos últimos 10 anos passou de 47620 MW no ano 2004 à 369597 MW no ano 2014, mostrando assim o potencial deste tipo de energia, já que é suscetível de ser usada em pequena ou grande escala, podendo ser instalada tanto nos sistemas de transmissão como nos sistemas de distribuição. A sua maior aplicação nos últimos anos tem sido feita na geração distribuída (GD), permitindo assim aproveitar o potencial eólico da região, conectando a geração o mais perto do centro de consumo ou permitindo às comunidades isoladas contar com o serviço de energia elétrica. Devido a diminuição do custo dos aerogeradores e os avanços tecnológicos, que tem permitido aproveitar melhor as baixas velocidades do vento, o uso de GD utilizando aerogeradores tem aumentado.

A inserção de GD na rede elétrica altera os fluxos de potência, alterando as perdas pelo efeito Joule. De forma geral se um gerador pequeno for conectado perto de uma grande carga as perdas serão reduzidas e trará um impacto significativo nos custos de operação da rede. A GD geralmente não toma parte no controle da tensão das redes de distribuição. Assim, os geradores distribuídos operam com fator de potência unitário. Em alguns países existem incentivos para que a GD opere com diferentes fatores de potência de acordo com o período do dia Quezada et al. (2006).

A demanda de potência de um sistema pode ser caracterizada através de curvas de carga, mantendo certo grau de precisão, no entanto essa técnica não é aplicável em unidades geradoras com elevada intermitência. Esse é o caso da geração eólica, onde é crítico considerar as variações dos ventos conjuntamente com as variações da demanda DeMeo et al. (2005).

Deste modo surgem necessidades de desenvolver ferramentas de análise que permitam aos operadores da rede tomar decisões rápidas e econômicas em relação às possíveis eventualidades ou variações inesperadas no comportamento do sistema. Essa necessidade aumenta quando os sistemas são compostos de aerogeradores, devido a intermitência dessa geração. Assim, os sistemas elétricos de potência requerem ferramentas de análise rápidas para ajudar os agentes na tomada de decisões. A análise de sensibilidade (AS) associada ao problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) pode ser utilizada neste contexto para promover mais eficiência nos sistemas operativos.

O problema de FPO é um problema não convexo, estático, não linear e de grande porte. Ele foi proposto por Carpentier (1962) baseado no problema de despacho econômico. A partir desse marco muitas técnicas de solução têm sido desenvolvidas, entre elas podemos destacar Sun et al. (1984) que utilizou uma formulação explícita do método de Newton que apresentava convergência de segunda ordem, mas com o inconveniente de identificar o conjunto ativo das restrições em cada iteração. Os pesquisadores Granville (1994), de Sousa et al. (2012) entre outros, trabalharam com métodos de pontos interiores, o qual apresenta convergência rápida,

mas é limitado pela escolhas dos parâmetros iniciais de barreira. Monticelli e Liu (1992) e da Costa (1997) trabalharam com função penalidade na tentativa de solucionar os problemas da metodologia de Sun et al. (1984). Por ser um problema de difícil solução o FPO tornou-se um tema abordado por vários pesquisadores. Na tentativa de contribuir com o problema, neste trabalho propomos utilizar AS associada ao FPO para redes de distribuição com geração eólica.

A AS é parte integrante de muitas metodologias. O status de uma solução não pode ser entendido completamente sem um estudo de AS. AS pode ser definida como uma técnica para avaliar os impactos associados com alterações nos valores das variáveis de entrada com respeito aos parâmetros de saída do sistema.

Em programação matemática, técnicas de AS foram utilizados para obter as condições de otimalidade, resultados duais, taxa de convergência e convergência de algoritmos iterativos, além da sua aplicação mais imediata e evidente que é estimar soluções considerando diferentes parâmetros de entrada.

A AS é de grande importância nos estudos da operação dos sistemas de potência, porque ajuda na compreensão da relação entre causa efeito dos parâmetros do sistema e pode ser utilizada em algumas aplicações em tempo real. Esse benefício é devido a obtenção de uma relação direta entre as variáveis de controle e controlada, importante na operação do sistema de potência.

Na operação do sistema de potência tem dois tipos de relações predominante de AS: (a) a sensibilidade de uma variável elétrica em relação à outra variável, e (b) a sensibilidade de uma variável em relação à função objetivo.

AS associada ao FPO vem sendo utilizada em várias aplicações em problemas de transmissão de energia elétrica Belati et al (2005), Belati e da Costa (2008) e Belati et al. (2013), mas ainda não foi aplicada a sistemas de distribuição, sendo esta uma das contribuições deste trabalho.

Desta forma, propomos neste trabalho uma abordagem para a solução do Fluxo de Potência Ótimo (FPO) perturbado aplicado a sistemas de distribuição de energia elétrica. A metodologia consiste na utilização de AS para estimar novas soluções para o problema de FPO a partir da solução ótima obtida para o caso base (CB). Estas perturbações são variações de carga e geração no sistema. A obtenção da solução após a ocorrência de perturbações no sistema é direta e não precisa de parâmetros iniciais e de correção como nos métodos de penalidade e barreira utilizados nos programas de FPO convencionais. A metodologia de AS utilizada é baseada no teorema da perturbação (TP) não linear proposto em Fiacco (1976).

Por tanto, o objetivo principal deste trabalho é a aplicação de AS em sistemas de distribuição para fornecer um ponto ótimo aproximado de operação de forma rápida, após ocorrerem perturbações nas gerações intermitentes e cargas. Para tanto é modelado um FPO com as características do sistema e resolvido minimizando as perdas de potência ativa do sistema e posteriormente aplicando a AS à solução obtida pelo FPO.

2. FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

Em termos gerais, o FPO é um problema de otimização de grande porte, não linear, não convexo e com restrições com variáveis discretas e/ou inteiras e objetiva melhorar as condições de operação em estado estacionário de um sistema elétrico, por isto e pelas complexidades implícitas é um problema de difícil solução.

Os problemas de otimização estão compostos principalmente de três elementos definidos como função objetivo, variáveis e restrições. A função objetivo tipicamente consiste na maximização ou minimização de uma função a qual representa o comportamento de um sistema. As variáveis precisam ser quantificáveis e controláveis e representam as decisões que

podem ser tomadas para afetar o valor da função objetivo e as restrições representam o conjunto de relações expressas mediante equações e inequações que certas variáveis estão obrigadas a satisfazer.

O conjunto de equações Eq. (1) representa o modelo matemático generalizado correspondente ao FPO.

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

Onde:

$f(x)$: função objetivo que representa o desempenho do sistema;

$g_i(x) \in \mathcal{R}^m$: vetor das equações do fluxo de potência onde $m < n$;

$h_j(x) \in \mathcal{R}^r$: vetor das restrições funcionais do fluxo de potência;

$x^{\min}$ e $x^{\max}$: limites inferiores e superiores das variáveis x respectivamente;

$x(\theta, V, t) \in \mathcal{R}^n$: vetor das variáveis de estado.

O vetor das variáveis de estado x representa as magnitudes de tensão, os ângulos e o *tap* dos transformadores. As restrições de igualdade, $g(x) = 0$ representam tipicamente as equações de balanço de potência ativa e reativa nas barras da rede. As restrições de desigualdade, $h(x) \leq 0$ representam os limites a atender por parte das variáveis de controle e de estado, podem representar as potências reativas nas barras de controle de reativos, os fluxos ativos e reativos nas linhas, os perfis de tensão e o fluxo de intercâmbio.

3. SENSIBILIDADE DE SEGUNDA ORDEM

A técnica de AS apresentada é baseada no teorema proposto por Fiacco (1976). O teorema utiliza a AS de primeira ordem aplicada à solução local de segunda ordem. Essa técnica pode ser utilizada para estimar a nova solução de um problema de Programação Não Linear (PNL) depois de ocorridas perturbações no problema. As perturbações podem ocorrer tanto nas restrições como na função objetivo. A técnica de AS apresentada nesta seção considera as perturbações nas restrições de igualdade, isto é, quando há uma variação nas restrições de igualdade (potência ativa e reativa nas barras de carga e geração do sistema). A formulação matemática da técnica de análise de sensibilidade utilizada é apresentada a seguir.

Ao conjunto de Eq. (1) são introduzidas perturbações ε_i nas restrições de igualdade.

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

Ao problema apresentado pela Eq. (2), associa-se a seguinte função Lagrangiana:

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

Para aplicar a técnica de análise de sensibilidade, é preciso ter a solução ótima (*) do sistema sem perturbação (x^* , μ^* , λ^*), ou seja, a solução para o problema Eq. (2) com $\varepsilon = 0$ (caso

base), em que podemos associar os multiplicadores de Lagrange das igualdades e das desigualdades, representados por λ como o vetor dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade e μ como o vetor dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de desigualdade como mostrado em Eq. (3).

Para a técnica de AS é considerado a gradiente da função Lagrangiana, as condições de folgas complementares e as restrições de igualdade perturbadas em que, $\mu > 0$ e λ é irrestrito.

$$\begin{aligned}\nabla_x L(x, \mu, \lambda, \varepsilon) &= \nabla_x f(x) + \sum_{i=1}^m \lambda_i \nabla_x g_i(x) + \sum_{j=1}^r \mu_j \nabla_x h_j(x) = 0 \\ \mu_j h_j(x) &= 0 \\ g_i(x) + \varepsilon_i &= 0\end{aligned}\tag{4}$$

As raízes do sistema não linear Eq. (4) são determinadas linearizando o sistema no ponto ótimo (x^*, μ^*, λ^*) , em que $\varepsilon_i = 0$, o que resulta no seguinte sistema linear após eliminar os termos nulos e considerando :

$$\begin{aligned}\nabla_{xx}^2 L(x^*, \lambda^*, \mu^*) \Delta x + \nabla_{x\mu}^2 L(x^*, \mu^*, \lambda^*, \varepsilon) \Delta \mu + \nabla_{x\lambda}^2 L(x^*, \mu^*, \lambda^*, \varepsilon) \Delta \lambda &= 0 \\ \mu_j^* \nabla_x h_j(x^*) \Delta x + h_j(x^*) \Delta \mu &= 0 \\ \varepsilon_i + \nabla_x g_i(x^*) \Delta x &= 0\end{aligned}\tag{5}$$

O conjunto das Eq. (5) pode ser reescrito como Eq. (6):

$$\begin{aligned}\nabla_{xx}^2 L(x^*, \lambda^*, \mu^*) \Delta x + \nabla_{x\mu}^2 L(x^*, \mu^*, \lambda^*, \varepsilon) \Delta \mu + \nabla_{x\lambda}^2 L(x^*, \mu^*, \lambda^*, \varepsilon) \Delta \lambda &= 0 \\ \mu_j^* \nabla_x h_j(x^*) \Delta x + h_j(x^*) \Delta \mu &= 0 \\ \nabla_x g_i(x^*) \Delta x &= -\varepsilon_i\end{aligned}\tag{6}$$

O sistema de Eq. (6) na forma matricial é dado por:

$$\begin{bmatrix} \nabla^2 L^* & H^* & G^* \\ M^*(H^*)^T & D_H^* & 0 \\ (G^*)^T & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \mu \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ E \end{bmatrix}\tag{7}$$

Onde $E = [\varepsilon_1, \dots, \varepsilon_m]^T$ é o vetor perturbação. O sistema de equações Eq. (7) pode ser organizado como:

$$\begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \mu \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla^2 L^* & H^* & G^* \\ M^*(H^*)^T & D_H^* & 0 \\ (G^*)^T & 0 & 0 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ E \end{bmatrix}\tag{8}$$

Após realizada alguma perturbação, o novo estado do sistema pode ser obtido por Eq. (9)

$$\begin{aligned}x(\varepsilon) &= \Delta x + x^* \\ \mu(\varepsilon) &= \Delta \mu + \mu^* \\ \gamma(\varepsilon) &= \Delta \lambda + \gamma^*\end{aligned}\tag{9}$$

O sistema de matriz, o qual é representado pela Eq. (8), é usado para obter as relações de sensibilidade das restrições de igualdade com respeito à função objetivo (perdas de potência ativa). Com este sistema de matriz, uma resposta pode ser obtida com pouco esforço

computacional, após mudanças no vetor perturbação E . Esta metodologia será identificada pelo termo AS neste trabalho.

3.1 Algoritmo de AS

Nesse item é descrito o algoritmo de AS aplicado ao problema de FPO, que é dividido em dois passos, como descrito.

Passo I

- (i) Determine o vetor solução (x^*, λ^*, μ^*) para o problema de FPO.

Passo II

- (i) Valide a matriz de sensibilidade;
- (ii) Determine o vetor perturbação E ;
- (iii) Resolva o sistema (8) e utilize (9) para estimar a nova solução;
- (iv) Deseja resolver o sistema para novas perturbações? Se sim volte ao passo II item (ii), caso contrário vá a (v);
- (v) FIM.

O algoritmo de resolução é rápido e direto, pois não é iterativo e não exige parâmetros de entrada.

4. TESTES E RESULTADOS

Os testes foram realizados considerando geração eólica conectada na rede operando com fator de potência unitário, sem objetivo de controlar a tensão. A metodologia foi implementada no ambiente AMPL com o auxílio do *solver* Knitro. A simulação foram realizadas objetivando avaliar a metodologia em relação as variações de carga e geração eólica.

4.1 Sistema de 5 barras

O sistema apresenta 5 barras e 4 linhas é mostrado na Fig. 1. A barra 1 é a subestação do sistema com tensão de 11 kV e geração de potência ativa e reativa ilimitada. Na barra 5 está conectado um gerador eólico com capacidade média de 2 MW e fator de potência unitário. A Tabela 1 apresenta os dados das barras e a Tabela 2 os dados das linhas. A potência de base do sistema é 100 MVA.

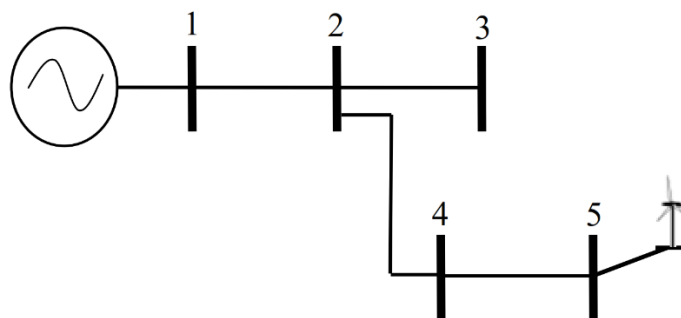


Figura 1. Sistema de 5 barras com geração eólica

Tabela 1. Dados das barras do sistema de 5 barras

Barra	tipo	$P_{carga}(MW)$	$Q_{carga}(MVar)$	$P_{geração}(MW)$	$Q_{geração}(MVar)$
1	subestação	-----	-----	aberta	aberta
2	carga	3,28	1,95	-----	-----
3	carga	3,60	1,90	-----	-----
4	carga	3,40	1,37	-----	-----
5	geração	-----	-----	2,00	0,00

Tabela 2. Dados das linhas do sistema de 5 barras

Linha	r (pu)	x (pu)
1 - 2	0,33595	0,31762
2 - 3	0,22355	0,21295
2 - 4	0,17322	0,16755
4 - 5	0,14555	0,14429

A solução do CB para o sistema de 5 barras é mostrada na tabela 3. As perdas de potência ativa para o CB ficaram em 0,36 kW.

Tabela 3. Resultado do caso base obtido pelo FPO

Barra (k)	$ V_k (p.u.)$	θ_k	λ_{pk}	λ_{qk}
1	1	0,000	-----	-----
2	0,957	-0,789	-0,0638	-0,0315
3	0,946	-1,093	-0,0837	-0,03873
4	0,952	-0,787	-0,0698	-0,0373
5	0,955	-0,606	-0,0627	-0,0373

Com a solução do CB é possível estimar novas soluções usando AS. Assim, foi simulado um aumento no consumo de 5% nas barras de carga do sistema e uma aumento na geração eólica de 5% representados pelo vetor de perturbação E mostrado em Eq. (10). O resultado obtido pela AS pode ser comparado com a solução obtida com o FPO na Tabela 4. As perdas de potência ativa via FPO foram de 400,45 kW e as obtidas via AS foram de 400,72 kW.

$$E = \begin{bmatrix} \varepsilon_{p2} \\ \varepsilon_{p3} \\ \varepsilon_{p4} \\ \varepsilon_{p5} \\ \varepsilon_{q2} \\ \varepsilon_{q3} \\ \varepsilon_{q4} \\ \varepsilon_{q5} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,164 \text{ MW} \\ 0,180 \text{ MW} \\ 0,170 \text{ MW} \\ 0,100 \text{ MW} \\ 0,0975 \text{ MVar} \\ 0,095 \text{ MVar} \\ 0,0685 \text{ MVar} \\ 0,00 \text{ MVar} \end{bmatrix} \quad (10)$$

Tabela 4. Comparação do resultado obtido via AS e FPO

Barra (k)	$ V_k $ -FPO	$ V_k $ -AS	θ_k -FPO	θ_k -AS
1	1,00000	1,00000	0,00000	0,00000
2	0,95533	0,95534	-0,83092	-0,83082
3	0,94332	0,94333	-1,15167	-1,15147
4	0,95009	0,95010	-0,82908	-0,82898
5	0,95329	0,95330	-0,63740	-0,63735

4.2 Sistema de 34 barras modificado

O sistema da Fig. 2 apresentado em (Chis, Salama et al. 1997) foi modificado de forma a inserir nas barras 6 e 10 gerações eólicas operando com 1 MW em média e fator de potência unitário cada. Para este sistema dois testes foram realizados.

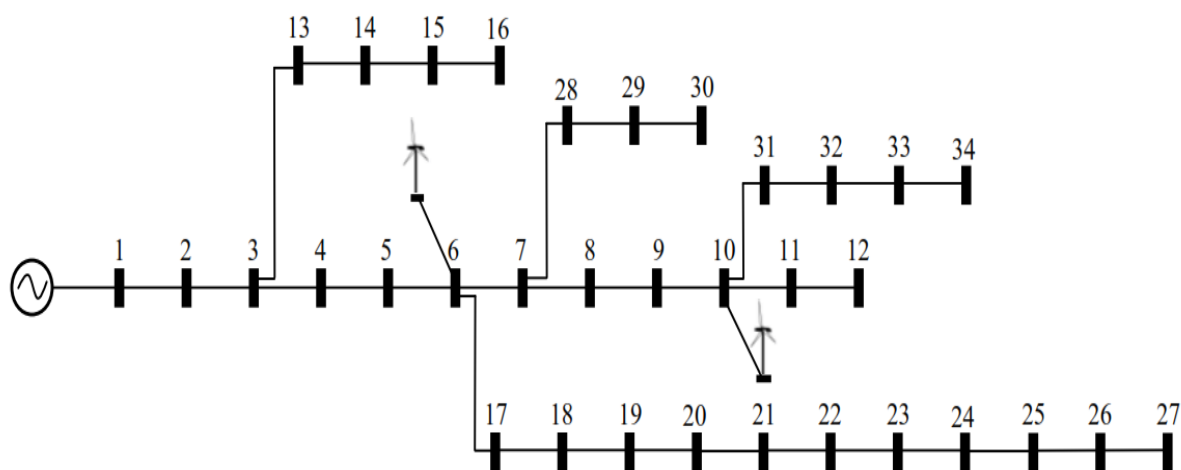


Figura 2. Sistema de 34 barras com 2 geração eólica

Teste 1

Para o sistema foi simulado um acréscimo de 10,0%, 20,0% até 50,0% nas gerações e nas cargas do sistema. Os resultados dos módulos da tensão obtidos via AS foram comparados com o FPO e apresentados na Tabela 5. Como pode ser observado, a técnica de AS pode ser utilizada com pouco prejuízo de precisão.

Tabela 5. Comparação do resultado obtido via AS e FPO

	FPO	AS	FPO	AS	FPO	AS	FPO	AS	FPO	AS
Barra	10,0%	10,0%	20,0%	20,0%	30,0%	30,0%	40,0%	40,0%	50,0%	50,0%
1	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
2	0,99577	0,99577	0,99537	0,99538	0,99496	0,99498	0,99455	0,99458	0,99414	0,99419
3	0,99218	0,99218	0,99143	0,99145	0,99068	0,99071	0,98992	0,98998	0,98915	0,98924
4	0,98763	0,98764	0,98645	0,98647	0,98525	0,98531	0,98405	0,98414	0,98283	0,98298
5	0,98388	0,98389	0,98234	0,98237	0,98078	0,98085	0,97920	0,97932	0,97761	0,97780
6	0,98051	0,98052	0,97864	0,97868	0,97675	0,97683	0,97484	0,97499	0,97292	0,97315
7	0,97928	0,97929	0,97730	0,97733	0,97529	0,97538	0,97327	0,97342	0,97122	0,97147
8	0,97895	0,97896	0,97694	0,97698	0,97490	0,97499	0,97284	0,97300	0,97077	0,97101
9	0,97920	0,97921	0,97721	0,97725	0,97520	0,97529	0,97317	0,97332	0,97111	0,97136
10	0,97987	0,97988	0,97794	0,97798	0,97599	0,97607	0,97402	0,97417	0,97203	0,97227
11	0,97937	0,97939	0,97740	0,97744	0,97540	0,97549	0,97338	0,97354	0,97135	0,97159
12	0,97923	0,97924	0,97724	0,97728	0,97523	0,97531	0,97320	0,97335	0,97115	0,97139
13	0,99181	0,99182	0,99103	0,99105	0,99024	0,99028	0,98945	0,98951	0,98865	0,98874
14	0,99148	0,99148	0,99067	0,99068	0,98985	0,98988	0,98902	0,98908	0,98819	0,98828
15	0,99139	0,99139	0,99057	0,99058	0,98974	0,98978	0,98891	0,98897	0,98807	0,98816
16	0,99138	0,99138	0,99056	0,99058	0,98973	0,98977	0,98890	0,98896	0,98806	0,98815
17	0,97564	0,97565	0,97331	0,97335	0,97095	0,97105	0,96857	0,96875	0,96616	0,96645
18	0,97159	0,97161	0,96887	0,96893	0,96612	0,96624	0,96335	0,96356	0,96055	0,96088
19	0,96713	0,96714	0,96398	0,96404	0,96079	0,96093	0,95758	0,95783	0,95434	0,95472
20	0,96353	0,96355	0,96004	0,96011	0,95651	0,95666	0,95294	0,95322	0,94934	0,94977
21	0,96041	0,96043	0,95661	0,95669	0,95278	0,95295	0,94891	0,94920	0,94500	0,94546
22	0,95684	0,95686	0,95270	0,95278	0,94852	0,94870	0,94430	0,94462	0,94003	0,94054
23	0,95391	0,95393	0,94949	0,94958	0,94502	0,94522	0,94051	0,94086	0,93595	0,93650
24	0,95116	0,95118	0,94647	0,94656	0,94173	0,94194	0,93695	0,93732	0,93212	0,93270
25	0,94983	0,94986	0,94501	0,94511	0,94015	0,94036	0,93523	0,93562	0,93027	0,93087
26	0,94932	0,94935	0,94445	0,94455	0,93954	0,93976	0,93458	0,93496	0,92956	0,93017
27	0,94917	0,94919	0,94429	0,94439	0,93936	0,93958	0,93438	0,93477	0,92935	0,92996
28	0,97892	0,97893	0,97690	0,97694	0,97486	0,97495	0,97280	0,97296	0,97072	0,97097
29	0,97867	0,97868	0,97663	0,97667	0,97457	0,97466	0,97249	0,97265	0,97039	0,97063
30	0,97855	0,97856	0,97650	0,97654	0,97443	0,97451	0,97233	0,97249	0,97022	0,97047
31	0,97950	0,97951	0,97753	0,97758	0,97555	0,97564	0,97355	0,97370	0,97152	0,97177
32	0,97913	0,97914	0,97713	0,97717	0,97511	0,97520	0,97308	0,97323	0,97102	0,97126
33	0,97895	0,97896	0,97693	0,97697	0,97490	0,97499	0,97284	0,97300	0,97076	0,97101
34	0,97889	0,97890	0,97687	0,97691	0,97482	0,97491	0,97276	0,97292	0,97068	0,97093

Teste 2

Neste teste foram analisadas as perdas do sistema com perturbações até 100% de acréscimo de carga e geração. A Fig 3 apresenta a comparação entre AS e o FPO.

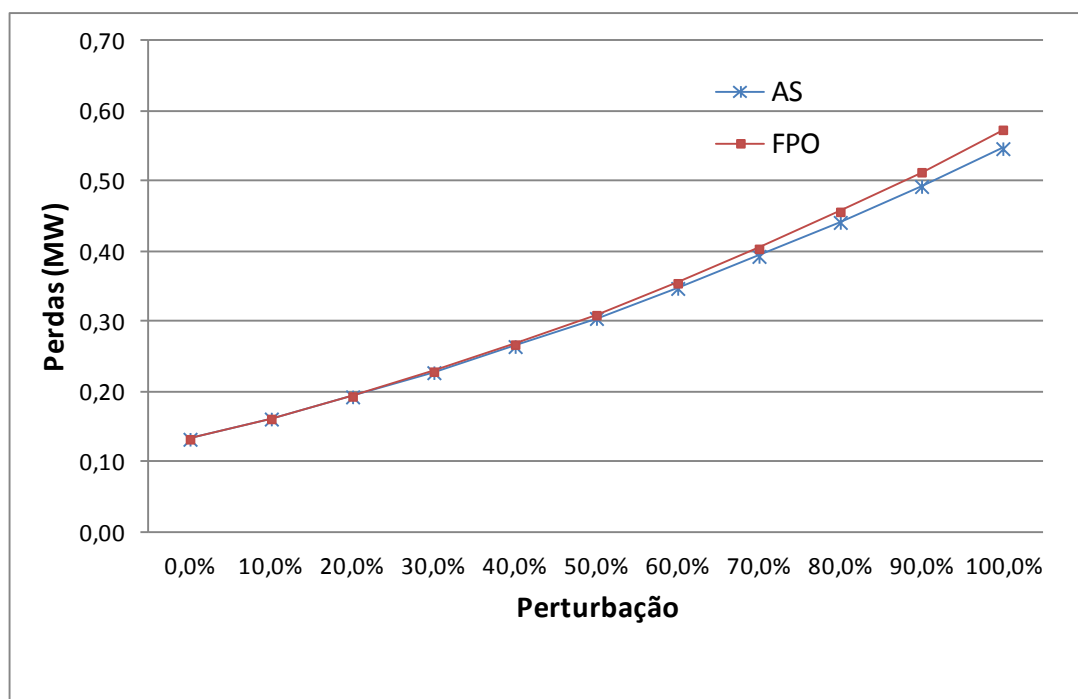


Figura 3. Perdas do Sistema de 34 barras com perturbação de até 100%.

A Fig. 3 mostra que a técnica de AS pode ser utilizada para estima as perdas do sistema com uma boa precisão. Como pode ser observado, quanto menor a perturbação melhor é o resultado obtido via AS.

Na Fig. 4 é mostrado o erro em M das equações de igualdade relacionada com a potência ativa (P) e a potência reativa (Q). Como exemplo para 50% de perturbação o erro da potência ativa foi de 2,81 kW e da potência reativa de 3,07 kVAr.

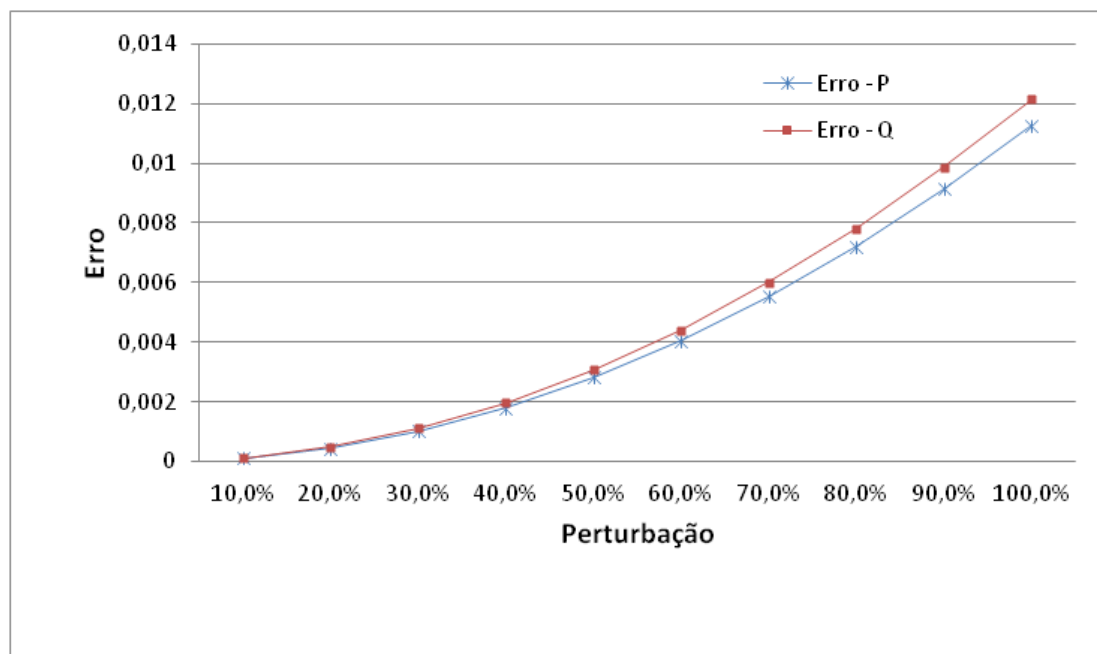


Figura 4. Erro das potências ativas e reativas do sistema de 34 barras com perturbação de até 100%.

5. CONCLUSÕES

O FPO é uma importante ferramenta utilizada no planejamento e operação de SEP's. O objetivo da aplicação do FPO é obter os ângulos e as magnitudes de tensão para as barras da rede atendendo as restrições e otimizando uma função objetivo. Este artigo relata um estudo de AS com FPO. A metodologia utilizada consiste em aplicar uma perturbação no ponto de operação obtido na solução do FPO, considerado como a solução para o CB, e através de AS estimar o novo ponto de operação. No estudo, perturbações foram introduzidas nas barras de carga e na geração eólica de sistemas de distribuição de 5 e 34 barras. Observou-se os resultados fornecida pela AS e FPO são muito semelhantes e que os erros são aceitáveis. A principal vantagem da abordagem de AS é que, ao contrário do FPO, não é iterativo e tem baixo custo computacional, indicada para aplicações que requerem soluções rápidas.

AGRADECIMENTOS

À UFABC pelo apoio e financiamento.

REFERÊNCIAS

- Belati, E. A., E. C. Baptista and G. R. M. da Costa, 2005. "Optimal operation studies of the power system via sensitivity analysis." *Electric Power Systems Research* 75(1): 79-84.
- Belati, E. A. and G. R. M. da Costa, 2008. "Transmission loss allocation based on optimal power flow and sensitivity analysis." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 30(4): 291-295.
- Belati, E. A., C. F. Nascimento, A. B. Dietrich and H. de Faria, 2013. "Sensitivity analysis applied to nodal technical losses evaluation in power transmission systems." *International Transactions on Electrical Energy Systems*: n/a-n/a.
- Carpentier, J. L., 1962. "Contribution a l'étude du dispatching économique." *Bull. Soc. Francaise Electriciens* 8.
- Chis, M., M. M. A. Salama and S. Jayaram, 1997. "Capacitor placement in distribution systems using heuristic search strategies." *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings* 144(3): 225-230.
- da Costa, G. R. M., 1997. "Optimal reactive dispatch through primal-dual method." *Power Systems, IEEE Transactions on* 12(2): 669-674.
- de Sousa, V. A., E. C. Baptista and G. R. M. da Costa, 2012. "Optimal reactive power flow via the modified barrier Lagrangian function approach." *Electric Power Systems Research* 84(1): 159-164.
- DeMeo, E. A., W. Grant, M. R. Milligan and M. J. Schuerger, 2005. "Wind plant integration [wind power plants]." *Power and Energy Magazine, IEEE* 3(6): 38-46.
- Fiacco, A., 1976. "Sensitivity analysis for nonlinear programming using penalty methods." *Mathematical Programming* 10(1): 287-311.
- Granville, S., 1994. "Optimal reactive dispatch through interior point methods." *IEEE Transactions on Energy Conversion* 9(1): 136-146.

- Monticelli, A. and W. H. E. Liu, 1992. "Adaptive movement penalty method for the Newton optimal power flow." *Power Systems, IEEE Transactions on* 7(1): 334-342.
- Quezada, V. H. M., J. R. Abbad, Roma, x and T. G. S. n, 2006. "Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation." *Power Systems, IEEE Transactions on* 21(2): 533-540.
- Sun, D. I., B. Ashley, B. Brewer, A. Hughes and W. F. Tinney, 1984. "Optimal Power Flow By Newton Approach." *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on* PAS-103(10): 2864-2880.