



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Modelos Alternativos para Determinação das Tensões Nodais em Redes de Distribuição de Energia em Problemas de Alocação Ótima de Bancos de Capacitores

L. V. Gasperin
GSEE – FENG – PUCRS¹
leonardo.gasperin@pucrs.br

S. Haffner
UDESC – CCT – DEE²
haffner@ieee.org

L. A. Pereira
GSEE – FENG – PUCRS
lpereira@pucrs.br

¹Grupo de Sistemas de Energia Elétrica (GSEE) – FENG – PUCRS
Av. Ipiranga, 6681 – Prédio 30 – Sala 150 – 90.619-900 – Porto Alegre – RS – BRASIL
Tel: +55 (51) 3320-3594 – Fax: +55 (51) 3320-3540

²Universidade do Estado de Santa Catarina – CCT – DEE
Campus Universitário Prof. Avelino Marcante s/n - Bairro Bom Retiro
89223-100 - Joinville - SC - Brasil
Tel: +55 (47) 4009-7898 – Fax: +55 (47) 4009-7940

Palavras-chave

Modelos Lineares
Otimização
Planejamento
Redes de Distribuição

Resumo

Neste artigo são apresentados modelos simplificados para a obtenção da tensão nodal em redes de distribuição de energia elétrica para a determinação do impacto causado pela inclusão de equipamentos de compensação de reativos, como os bancos de capacitores fixos ou chaveados. Os modelos foram desenvolvidos usando procedimentos análogos aos empregados no fluxo de potência linear para redes de transmissão, bastante utilizados em problemas de otimização no planejamento da operação e expansão. As equações não lineares do fluxo de carga em notação fasorial são aproximadas por equações lineares que relacionam a magnitude da tensão com os fluxos de corrente considerando a alta relação R/X, característica das redes de distribuição de energia elétrica. A performance dos modelos são avaliados através da comparação entre os resultados obtidos com os modelos propostos e os valores exatos, obtidos pelo fluxo de carga em duas redes: uma rede teórica de 23 barras e outra real com 217 barras.

1. Introdução

A atividade de planejamento tem grande importância já que antecede a aplicação de investimentos significativos numa empresa de distribuição de energia elétrica, no caso específico aqui considerado, a decisão da instalação de bancos de capacitores. Esse tipo de ação visa atender ao sempre crescente mercado consumidor de energia elétrica, assim como aumentar a qualidade do produto e respeitar os índices de desempenho exigidos pela legislação. Os custos e benefícios devem ser avaliados de forma

críteriosa já que terão grande influência na tomada de decisão. Tais benefícios decorrem basicamente de: postergação de investimentos, redução de perdas elétricas, melhoria no perfil da tensão, aumento da capacidade e da confiabilidade de atendimento ao mercado (Willis, 2004). Daí a importância do desenvolvimento de ferramentas que auxiliem nessa tomada de decisão com base em critérios técnicos e econômicos, sendo o modelo elétrico da rede imprescindível para tanto.

Na análise de sistemas elétricos, geralmente a carga é representada por injeções de potência constante e as linhas de transmissão e os transformadores são representados por impedâncias, fazendo com que as equações de balanço de potência constituam um problema denominado fluxo de carga, descrito por expressões não lineares que relacionam as injeções de potência com as magnitudes e ângulos de fase das tensões nodais (Monticelli, A. & Garcia, A., 2003). A consideração explícita destas relações torna os modelos de otimização associados complexos, por lidarem com restrições não lineares que relacionam os fluxos de potência com os fasores que representam as tensões nodais. Para contornar esta dificuldade, no problema de planejamento da expansão de sistemas de alta e extra-alta tensão são empregados modelos bem mais simples para representar a rede, com resultados satisfatórios (Romero, R, Monticelli, A., Garcia, A. & Haffner, S., 2002, pp. 27-36). Baseando-se nesta idéia, foram desenvolvidos modelos simplificados para representar as redes de distribuição no problema de expansão dos alimentadores (Marquesan, M. M., Haffner, S., Lemos, F.A.B., Pereira, L.A. & Gasperin L.V., 2005), sendo obtidos excelentes resultados para as mais variadas alterações de carga, topologia ou de bitola de condutor. Embora bastante abrangentes os modelos simplificados desenvolvidos não permitiam considerar a influência dos bancos de capacitores, pois as injeções nodais eram representadas por uma parcela única relacionada com a potência aparente (ou seja, não havia como diferenciar a potência ativa da reativa). Neste artigo é apresentada uma extensão dos modelos linearizados, desenvolvidos em (Marquesan, M. M., Haffner, S., Lemos, F.A.B., Pereira, L.A. & Gasperin L.V., 2005), que resolve o problema por intermédio da superposição dos efeitos da potência ativa e reativa, sendo capaz de representar com grande fidelidade o efeito dos bancos de capacitores.

No artigo são inicialmente apresentados os modelos clássicos utilizados para representação da rede. A seguir apresentam-se os modelos simplificados desenvolvidos para a obtenção da tensão nodal em redes de distribuição, bem como os testes e os resultados da comparação entre os modelos propostos e os resultados exatos obtidos em duas redes de distribuição, de 23 e de 217 barras, respectivamente. Ao final, são apresentadas as conclusões e análise dos resultados obtidos.

2. Modelos Clássicos de Rede

O sistema elétrico é constituído por um conjunto de nós (onde as cargas e os geradores são concentrados) e ramos (representando as linhas e os transformadores) que realizam as conexões entre os nós. Na análise em regime permanente do sistema são usualmente empregados dois modelos para representar as relações entre as variáveis associadas aos nós e aos ramos: um exato, denominado modelo do fluxo de carga convencional; outro aproximado, denominado modelo linearizado (ou CC).

2.1. Modelo de Fluxo de Carga Convencional

No modelo do fluxo de carga convencional, são associadas quatro variáveis a cada nó: a magnitude (V_k) e o ângulo de fase (θ_k) da tensão nodal e as injeções líquidas (geração menos carga) de potência ativa (P_k) e reativa (Q_k). Aos ramos da rede associam-se os fluxos de corrente e potência que são obtidos a partir das tensões terminais e dos parâmetros do circuito equivalente. Em um ramo qualquer da rede, no qual existe uma linha de transmissão ou um transformador, os fluxos de corrente (\bar{I}_{km}) e de potência ativa e reativa (\bar{S}_{km}) são dados por:

$$\bar{I}_{km} = -a_{km} \bar{y}_{km} \bar{V}_k + (\bar{y}_{km} + jb_{km}^{sh}) \bar{V}_m \quad (1)$$

$$\bar{S}_{km} = P_{km} + jQ_{km} = \bar{V}_k \bar{I}_{km}^* \quad (2)$$

onde $\bar{y}_{km} = g_{km} + jb_{km}$ é a admitância série, a_{km} é a relação de transformação do transformador (para linhas de transmissão, $a_{km} = 1$ pu) e b_{km}^{sh} é a admitância em derivação do modelo π da linha de transmissão (para transformadores, $b_{km}^{sh} = 0$).

Considerando que as correntes e tensões são grandezas fasoriais, representadas por números, nas equações (1) e (2), os fluxos de corrente e potência são descritos por relações não lineares com relação às magnitudes e ângulos de fase de suas tensões terminais. Por exemplo, as partes reais dos fluxos de corrente e de potência (potência ativa) de k para m , são dadas por:

$$\text{Re}\{\bar{I}_{km}\} = a_{km}^2 V_k [g_{km} \cos \theta_k - (b_{km} + b_{km}^{sh}) \text{sen} \theta_k] - a_{km} V_m (g_{km} \cos \theta_m - b_{km} \text{sen} \theta_m) \quad (3)$$

$$\text{Re}\{\bar{S}_{km}\} = P_{km} = (a_{km} V_k)^2 g_{km} - a_{km} V_k V_m (g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (4)$$

sendo $\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$. Como resultado da aplicação da análise nodal, chega-se à seguinte relação matricial entre as injeções de corrente e tensões nodais (Monticelli, A. & Garcia, A., 2003):

$$\underline{I} = Y \underline{V} \quad (5)$$

onde \underline{I} é o vetor dos fasores que representam as injeções de corrente nodais; \underline{V} é o vetor dos fasores que representam as tensões nodais e Y é a matriz admitância nodal, cujos elementos são dados por:

$$\begin{aligned} Y_{kk} &= jb_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (a_{km}^2 \bar{y}_{km} + jb_{km}^{sh}) \\ Y_{km} &= -a_{km} \bar{y}_{km} & m \in \Omega_k \\ Y_{km} &= 0 & m \notin \Omega_k \end{aligned} \quad (6)$$

sendo b_k^{sh} a susceptância conectada entre o nó k e a terra e Ω_k o conjunto de todas as barras vizinhas da barra k . Na Eq. (5), para uma rede com N nós, os vetores corrente e tensão possuem N elementos e a matriz admitância possui dimensão $N \times N$. Deve-se observar que todas as tensões são referidas ao nó terra que é o nó $N+1$.

2.2. Modelo Fluxo Linearizado

O modelo linearizado consiste em uma aproximação do fluxo de carga convencional que foi desenvolvida para representação de redes de alta e extra-alta tensão, sendo empregada nas situações que envolvem: a solução de inúmeros problemas de fluxo de carga, a solução de problemas de difícil convergência ou a representação simplificada das equações do fluxo de carga em problemas de otimização (Romero, R, Monticelli, A., Garcia, A. & Haffner, S., 2002, pp. 27-36). Esta aproximação visa a evitar o emprego das relações não lineares das equações (1) e (2). Este modelo simplificado tem sido amplamente utilizado na análise de contingências (Lauby, 1988, pp. 923-928) e em modelos de otimização para o planejamento da expansão ou operação de sistemas energia elétrica.

Nas equações do fluxo de carga convencional são introduzidas as seguintes aproximações (Monticelli, A. & Garcia, A., 2003): as magnitudes das tensões são iguais aos valores nominais ($V_k \approx V_m \approx 1$ pu); as perdas de potência ativa são desprezadas; as aberturas angulares são pequenas (logo, $\text{sen} \theta_{km} \approx \theta_{km}$); as resistências série dos ramos são muito menores que suas reatâncias (logo, $b_{km} \approx -(x_{km})^{-1}$). Disto resulta um modelo linearizado, no qual a cada nó da rede são associadas duas variáveis: o ângulo de fase da tensão nodal (θ_k) e a injeção líquida de potência ativa (P_k). Aos ramos da rede associam-se os fluxos de potência ativa (P_{km}), ao quais são obtidos a partir dos ângulos de fase das tensões terminais e da reatância do circuito (x_{km}):

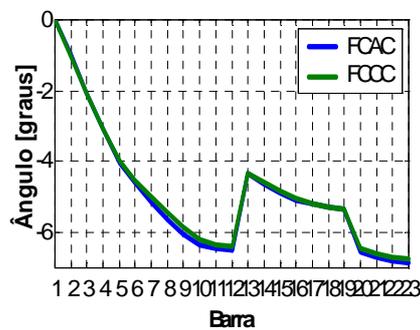
$$P_{km} = (x_{km})^{-1} \theta_{km} \quad (7)$$

$$P_{mk} = -P_{km} = (x_{km})^{-1} \theta_{mk} \quad (8)$$

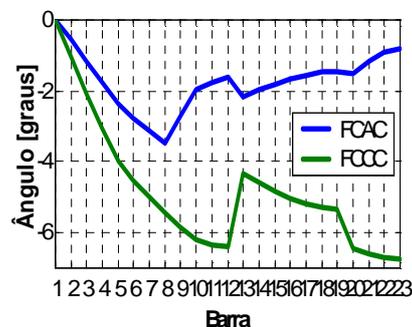
Deste modo, a relação entre os fluxos de potência ativa e as aberturas angulares é linear e similar a existente entre os fluxos de corrente e as tensões nodais de um circuito em corrente contínua, o qual é a origem da denominação “fluxo de carga CC”. Como as perdas são desprezadas, o sistema de equações é singular, sendo necessário eliminar uma de suas equações e adotar a barra correspondente como referência angular, resultando em um sistema não-singular com $N-1$ equações e variáveis (Monticelli, A. & Garcia, A., 2003).

3. Modelos Alternativos para Redes de Distribuição

Enquanto nas redes de transmissão de energia a relação entre as resistências e reatâncias série dos ramos (relação R/X) é da ordem de 0,1 a 0,3 e o fluxo de potência se relaciona fortemente com os ângulos de fase das tensões nodais, nas redes de distribuição de energia esta relação é tipicamente maior ou igual a 1, sendo que neste caso os fluxos de potência se relacionam mais fortemente com as magnitudes das tensões nodais do que com seus ângulos de fase. Desta forma, as aproximações utilizadas no desenvolvimento do modelo linearizado não são válidas para redes de distribuição, como se pode observar na Figura 1, onde são apresentados os valores dos ângulos de fase exatos e os calculados pelo modelo linearizado para uma mesma rede de 23 barras, com relação R/X variável. Quando a relação R/X média é igual a 0,22 (valor típico de redes de transmissão), observa-se na Figura 1(a) uma forte concordância entre os valores obtidos pelo modelo aproximado do fluxo de carga linearizado (FCCC) com o resultado exato (fluxo de carga AC ou FCAC). Por outro lado, quando a relação R/X média é igual a 2,2, observa-se na Figura 1(b) uma grande diferença entre os valores obtidos pelo modelo aproximado e o resultado exato.



(a) Relação R/X média igual a 0,22



(b) Relação R/X média igual a 2,2

Figura 1: Modelo linearizado *versus* valor exato para rede de distribuição (23 barras), com relação R/X variável.

Os modelos de carga e de rede a seguir descritos correspondem a adaptações do modelo linearizado de rede, desenvolvidas para representar redes com elevadas relações R/X. No modelo linearizado tradicional, são utilizadas injeções constantes de potência, ângulos de fase das tensões nodais e reatâncias dos ramos; na formulação desenvolvida, ao invés destas grandezas, são utilizadas injeções constantes de corrente (determinadas supondo tensão igual ao seu valor nominal), magnitudes das tensões nodais e a impedância dos ramos. Nos três modelos as cargas são representadas por injeções de corrente, modelo intermediário entre injeções de potência constante (empregado no fluxo de carga convencional) e impedâncias constantes (Haque, 1995, pp. 151-156). Esta abordagem apresenta como vantagem o fato de que as injeções de corrente na rede tornam-se independentes das tensões nodais.

3.1. Modelo Alternativo 1

Este modelo alternativo foi desenvolvido com a finalidade de se obter as tensões nodais da uma rede de distribuição capaz de representar impacto da inserção de bancos de capacitores ao longo da mesma. O modelo tem suas tensões complexas substituídas por grandezas reais que representam as suas magnitudes, porém as correntes têm suas componentes reais e imaginárias consideradas. Conforme descrito a seguir, neste modelo as quedas de tensão (ΔV_{km}) são calculadas utilizando apenas a parte real do produto entre a impedância complexa do ramo (z_{km}) e a corrente complexa do ramo (f_{km}).

Para um ramo qualquer do circuito, tem-se:

$$\Delta V_{km} = z_{km} \cdot f_{km} = (r_{km} + jx_{km}) \cdot (\text{Re}\{f_{km}\} + j \text{Im}\{f_{km}\}) \quad (9)$$

$$\Delta V_{km} = r_{km} \cdot \text{Re}\{f_{km}\} - x_{km} \cdot \text{Im}\{f_{km}\} + j(r_{km} \cdot \text{Im}\{f_{km}\} + x_{km} \text{Re}\{f_{km}\}) \quad (10)$$

Tendo em vista a pequena influência da parte imaginária na representação da magnitude da tensão em redes de distribuição, no cálculo da queda de tensão em um ramo, pode-se considerar apenas a parte real, ou seja:

$$\Delta V_{km} \cong \text{Re}\{z_{km} \cdot f_{km}\} = r_{km} \text{Re}\{f_{km}\} - x_{km} \text{Im}\{f_{km}\} \quad (11)$$

De acordo com a equação (11), a queda de tensão em um ramo pode ser determinada pela superposição dos efeitos das partes real ($\text{Re}\{f_{km}\}$) e imaginária ($\text{Im}\{f_{km}\}$) da corrente, percorrendo dois circuitos distintos, que são formados exclusivamente pela resistência (r_{km}) e pela reatância (x_{km}) do ramo, respectivamente:

$$\Delta V_{km} \cong \Delta V_{km}^A + \Delta V_{km}^B \quad (12)$$

sendo

$$\Delta V_{km}^A = r_{km} \cdot \text{Re}\{f_{km}\} = V_k^A - V_m^A \quad (13)$$

$$\Delta V_{km}^B = -x_{km} \cdot \text{Im}\{f_{km}\} = V_k^B - V_m^B \quad (14)$$

As magnitudes das tensões nodais também podem ser obtidas da seguinte forma:

$$\underline{V}_k = \underline{V}_k^A + \underline{V}_k^B \quad (15)$$

com as parcelas \underline{V}_k^A e \underline{V}_k^B obtidas por intermédio da aplicação da análise nodal, como mostrado na equação (5), empregando matrizes similares a matriz admitância:

$$\underline{V}_k^A = [Y_R]^{-1} \cdot \text{Re}\{-\underline{d}_k\} \quad (16)$$

$$\underline{V}_k^B = -[Y_X]^{-1} \cdot \text{Im}\{-\underline{d}_k\} \quad (17)$$

$$\underline{d}_k = \left(\frac{\bar{S}_k}{\bar{V}_k} \right)^* \bar{V}_{k-1} \bar{S}_k^* = \bar{S}_k \quad (18)$$

sendo Y_R a matriz admitância da rede considerando apenas a resistência dos ramos e Y_X a matriz admitância da rede considerando apenas a reatância dos ramos.

Redefinindo as equações (13) e (14) utilizando as tensões nodais:

$$\underline{\Delta V}_{km}^A = \underline{V}_k^A - \underline{V}_m^A = \underline{e}_{km}^T \cdot \underline{V}^A \quad (19)$$

$$\underline{\Delta V}_{km}^B = \underline{V}_k^B - \underline{V}_m^B = \underline{e}_{km}^T \cdot \underline{V}^B \quad (20)$$

sendo \underline{e}_{km}^T é um vetor elementar formado por zeros, com exceção dos elementos k e m, com valores 1 e -1, respectivamente.

3.2. Modelo Alternativo 2

Como forma de melhorar os resultados do modelo anterior, percebeu-se a necessidade de colocar um coeficiente de ajuste K_{km}^R multiplicando apenas a parte real da impedância. Esse coeficiente é obtido a partir dos valores das quedas de tensão calculadas com o Modelo Alternativo 1 (ΔV_{km}^{MA1}) e dos valores obtidos na solução do fluxo de carga não-linear (ΔV_{km}^{FCAC}):

$$\Delta V_{km} = K_{km}^R \cdot r_{km} \operatorname{Re}\{f_{km}\} + x_{km} \operatorname{Im}\{f_{km}\} = K_{km}^R \cdot \underline{e}_{km}^T \cdot \underline{V}^A + \underline{e}_{km}^T \cdot \underline{V}^B \quad (21)$$

$$\Delta V_{km}^{FCAC} = \underline{e}_{km}^T \cdot \left(K_{km}^R \cdot \underline{V}^A + \underline{V}^B \right) \quad (22)$$

$$K_{km}^R = \frac{\Delta V_{km}^{FCAC} - \underline{e}_{km}^T \cdot \underline{V}^B}{\underline{e}_{km}^T \cdot \underline{V}^A} \quad (23)$$

Caso este fator seja determinado para cada ramo de uma rede específica, as magnitudes das tensões obtidas pelo modelo linearizado serão exatas. Os coeficientes de ajuste K_{km}^R serão obtidos através do fluxo de carga da rede no seu estado original, sendo mantido os valores encontrados para a solução do modelo utilizando a rede com os bancos de capacitores já dispostos.

4. Testes e Resultados Obtidos

Para testar os modelos alternativos apresentados utilizou-se das redes de distribuição sendo uma rede fictícia de 23 barras e outra real de 217 barras. Como teste inseriu-se bancos de capacitores de 600 e 1200 kvar nas redes e em lugares diversos comparando os desvios em relação a os valores exatos obtidos através do fluxo de carga.

4.1. Rede de 23 Barras

O sistema de 23 barras (Alves, M. L., 2005) opera em 13,8 kV e possui em cada uma das barras, numeradas de 2 a 23, uma carga de 189 kW e 124 kvar, totalizando 4.158 kW e 2728 kvar. Os ramos são constituídos por segmentos de 2 km de condutores com impedâncias de $0,348 + j0,584 \Omega$, $0,946 + j0,844 \Omega$ e $1,528 + j0,916 \Omega$, respectivamente para os cabos 336,4 CA, 2/0 CA e 1 CA, dispostos como na Figura 2.

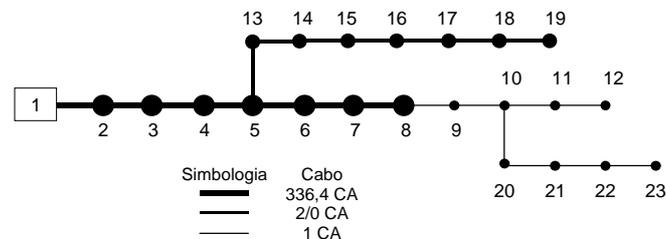


Figura 2: Topologia da rede de 23 barras.

O primeiro teste constou em alocar um banco de capacitor de 600 kvar na rede, sendo uma vez em cada uma das barras, e em seguida comparar os valores de tensão nodal com os valores encontrados no fluxo de carga. Os valores para os fatores de ajuste obtidos pela equação (23) variaram entre 1,2210 a

1,5089. No gráfico da Figura 3 são apresentados os valores médios dos desvios em percentual encontrados em todas as barras para cada alocação do capacitor de 600 kvar. Os maiores desvios percentuais encontrados nas 22 simulações foram de 3,1903 e 0,1907 quando o capacitor estava alocado na barra 23 para os modelos alternativos 1 e 2, respectivamente.

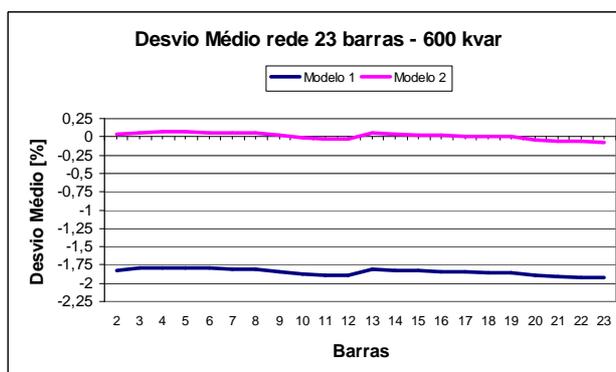


Figura 3: Desvio médio das tensões nodais para a rede de 23 barras.

Os desvios apresentados pelo modelo alternativo 1 são significativamente maiores que os apresentados pelo modelo alternativo 2, o qual apresentou bons resultados já que se manteve sempre abaixo de 0,25 ponto percentual de desvio com relação ao valor exato. Além disso, pode-se observar que o desvio médio não apresenta grande variação com a mudança da barra de alocação do capacitor.

O teste seguinte constou em colocar um capacitor de 1200 kvar e mantendo os mesmos fatores obtidos anteriormente. Para esse caso, os maiores desvios percentuais obtidos foram de 3,2881 e 0,2975 quando o capacitor estava alocado na barra 23 para os modelos alternativos 1 e 2, respectivamente. No gráfico da Figura 4 são apresentados os valores médios dos desvios em percentual, encontrados em todas as barras para cada alocação do capacitor de 1200 kvar.

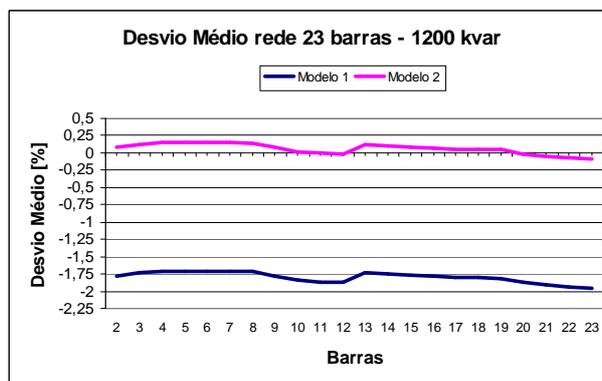


Figura 4: Desvio médio das tensões nodais para a rede de 23 barras.

Neste teste, o modelo alternativo 2 também apresentou valores satisfatórios com desvios significativamente menores que os apresentados pelo modelo alternativo 1, com meio ponto percentual de desvio com relação ao valor exato. Podemos observar que o desvio médio para o capacitor de 1200 kvar apresentou a mesma forma do gráfico anterior apenas variando em amplitude.

4.2. Rede de 217 Barras

A rede de 217 barras corresponde a uma parte de um sistema real de distribuição sendo formado por um alimentador trifásico com extensão de 8,519 km de rede que opera com tensão nominal de 13,8 kV (Alves, M. L., 2005). A carga do alimentador é de 7465,06 kW e 2643,52 kvar. O diagrama unifilar da

rede está apresentado na Figura 5. Na Figura 6 é também apresentada uma vista tridimensional da potência ativa demandada em cada barra.

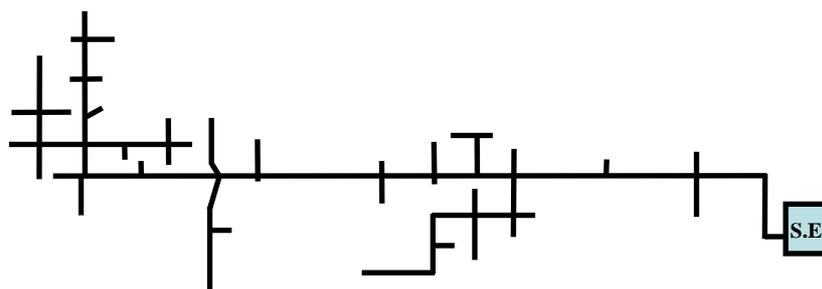


Figura 5: Diagrama unifilar da rede de 217 barras.

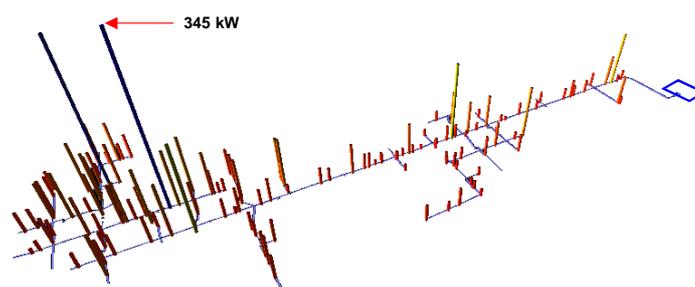


Figura 6: Vista tridimensional com a potência ativa demandada em cada barra.

Repetindo os testes realizados com a rede anterior, os coeficientes de ajuste K_{km}^R obtidos para essa rede, também calculados pela equação (23), variaram entre 1,0249 e 1,3554. No gráfico da Figura 7 estão apresentados os valores dos desvios médios em percentual quando utilizado o capacitor de 600 kvar. Os desvios máximos em percentual encontrados foram de -1,13852 e -0,045 para os modelos alternativos 1 e 2 respectivamente.

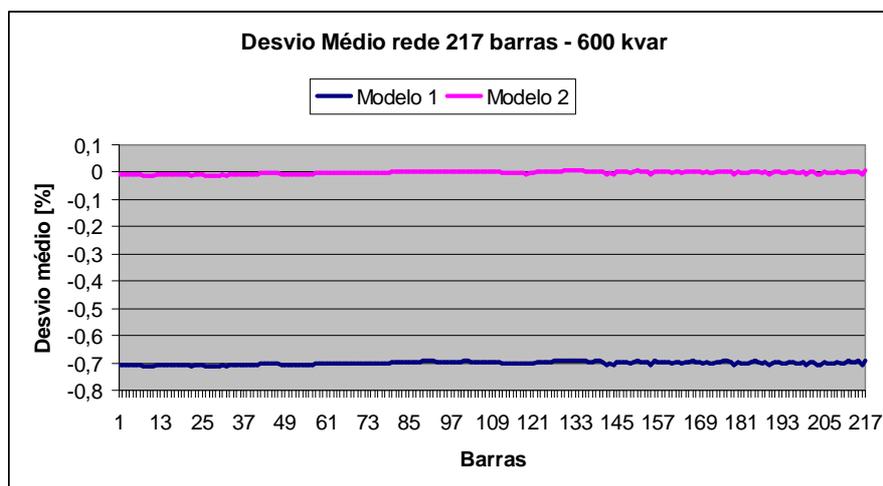


Figura 7: Desvio médio das tensões nodais para a rede de 217 barras.

O modelo alternativo 2 apresentou melhores resultados em relação a modelo alternativo 1 mantendo valores de desvios próximos de zero. Mesmo em redes de grandes dimensões os desvios se mantiveram em valores toleráveis. O teste seguinte consistiu em utilizar um capacitor de 1200 kvar repetindo o mesmo processo do anterior. No gráfico da Figura 8 são apresentados os valores de desvios médios encontrados. Os maiores desvios encontrados para os modelos alternativos 1 e 2 foram de -1,2079 e -0,1099, respectivamente.

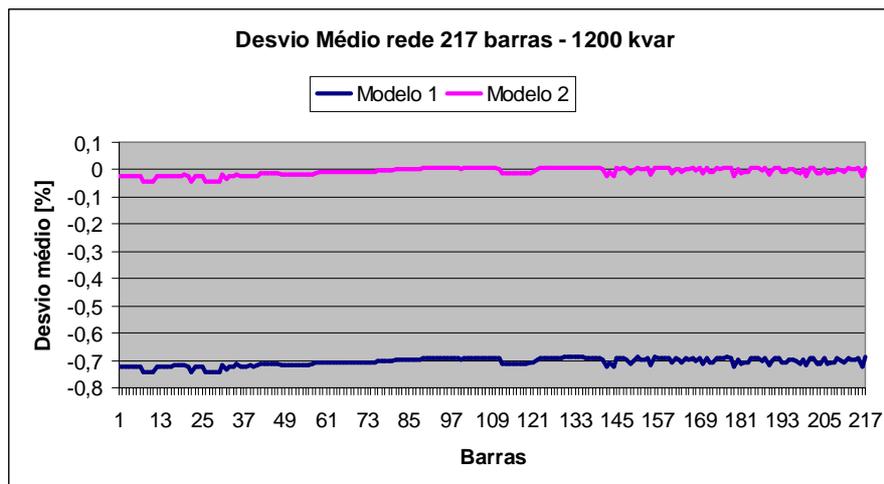


Figura 8: Desvio médio das tensões nodais para a rede de 217 barras.

Assim como nos testes anteriores os resultados se mantiveram com valores de desvios diminutos para o modelo alternativo 2, os valores dos desvios para o capacitor 1200 kvar foram maiores que os desvios encontrados pra o capacitor de 600 kvar.

Outro teste realizado utilizando esta rede consistiu na inserção de dois bancos de capacitores. Utilizaram-se capacitores de potência de 1200 kvar e foram dispostos de maneira que produzissem uma melhoria no perfil da tensão e redução de perdas no alimentador (Alves, M. L., 2005). Os valores dos desvios são apresentados na Tabela 1 em percentual.

Em ambos os casos os valores dos desvios apresentaram um aumento em relação aos desvios obtidos para apenas um capacitor, porém os valores permaneceram satisfatórios. As três primeiras alocações são referentes à melhoria da tensão.

Tabela 1 – Desvio da tensão nodal obtida pelos modelos alternativos em relação aos valores exatos do fluxo de carga.

Desvio de tensão				
Barras	Modelo 1		Modelo 2	
	Media [%]	Max [%]	Media [%]	Max [%]
23 e 30	0,7834	1,2426	0,0845	0,1456
7 e 27	0,7886	1,2588	0,0898	0,1607
7 e 22	0,7883	1,2571	0,0895	0,1591
31 e 77	0,7299	1,1154	0,0311	0,0397
20 e 77	0,7289	1,1130	0,0301	0,0388
17 e 77	0,7307	1,1172	0,0319	0,0404
52 e 77	0,7282	1,1113	0,0294	0,0382

Estas modificações conduziram a desvios maiores em comparação às alocações para redução das perdas. O modelo alternativo 2 levou a resultados melhores que o modelo alternativo 1 e com desvios de tensão significativamente pequenos. O maior valor de desvio máximo em percentual encontrado para as situações com dois bancos foi de 1,2588 e 0,1607, para os modelos alternativos 1 e 2, respectivamente, sendo ambos para a alocação nas barras 7 e 27.

5. Conclusões

Os modelos alternativos apresentados neste trabalho para representar redes de distribuição apresentaram excelentes resultados na determinação da magnitude das tensões nodais de redes de distribuição de energia elétrica. As diferenças entre os valores obtidos pelos modelos simplificados e os resultados do fluxo de carga são pequenas e bastante aceitáveis para o propósito do modelo que é a representação da rede em problemas de otimização. Desta forma, é possível incorporar restrições de limites de tensão sem a necessidade de introduzir equações não-lineares que tornam os problemas de otimização mais complexos e de solução mais difícil.

O Modelo alternativo 2 apresentou melhores resultados devido ao coeficiente de ajuste. Este coeficiente é de fácil obtenção, podendo ser determinado para a configuração básica da rede sem bancos de capacitores. Contudo, conforme os resultados mostram, ele pode ser utilizado na mesma rede com bancos de capacitores. Esta característica facilita a resolução dos problemas de otimização da alocação dos bancos de capacitores, permitindo obter o melhor ponto da rede para uma melhoria no perfil da tensão, empregando um modelo linearizado.

6. Agradecimentos

O desenvolvimento deste trabalho foi parcialmente apoiado pela Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), através de seus programas P&D ANEEL. Os autores agradecem a colaboração do Eng. Jeferson de Oliveira Gonçalves, da Divisão de Planejamento e Engenharia do Departamento de Planejamento do Sistema Elétrico da CEEE.

7. Referências Bibliográficas

- Alves, M. L. (2005).** “Módulo de Alocação Otimizada de reguladores de tensão e bancos de capacitores em alimentadores de distribuição”. Dissertação de mestrado – PUCRS.
- Haffner, S., Alves, M. L. (2005).** “Alocação ótima de bancos de capacitores e reguladores de tensão em redes de distribuição de energia elétrica”, “Book of Abstracts and Proceeding of the 6th Latin-American Congress: Electricity Generation and Transmission”.
- Haque, M. H. (1996).** “Load flow solution of distribution systems with voltage dependent load models”, *Electric Power Systems Research*, 36, pp. 151-156.
- Lauby, M. G. (1988).** “Evaluation of a local DC load flow screening method for branch contingency selection of overloads”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, No. 3, August, pp. 923-928.
- Marquesan, M. M., Haffner, S., Lemos, F.A.B., Pereira, L.A. e Gasperin L.V. (2005).** “Modelos simplificados para otimização de redes de distribuição de energia elétrica”, “Book of Abstracts and Proceeding of the 6th Latin-American Congress: Electricity Generation and Transmission”.
- Monticelli, A. e Garcia, A. (2003).** *Introdução a sistemas de energia elétrica*. Editora da Unicamp, 251p.
- Romero, R., Monticelli, A., Garcia, A. e Haffner, S. (2002).** “Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning”, *IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol 149, No. 1, January, pp. 27-36.
- Willis, H. L. (2004).** “Power distribution planning reference book”, Second Edition, Marcel Dekker, Inc. 1217 pag.