



VI SBQEE

21 a 24 de agosto de 2005

Belém – Pará – Brasil



Código: BEL 11 7615
Tópico: Modelagem e Simulações

CÁLCULO DE FLUXO DE POTÊNCIA TRIFÁSICO PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO O MÉTODO SOMA DE POTÊNCIAS MODIFICADO

WALMERAN JOSÉ TRINDADE JÚNIOR
CEFET-PB/ COELT

RESUMO

Neste trabalho apresentamos uma modificação no método soma de potências para o cálculo de fluxo de potência trifásico em redes de distribuição de energia elétrica radiais, que considera o acoplamento magnético entre as fases do sistema no cálculo das tensões nodais, através da aplicação do método das fontes fictícias de tensão. Esse novo método consiste na inserção de fontes fictícias de tensão no circuito elétrico equivalente da rede de distribuição, com o propósito de determinar seus valores de tensão, de modo que as correntes residuais nelas sejam nulas ou menores que uma tolerância especificada. O impacto na determinação das perdas elétricas com o método da soma de potência modificado é também analisado.

PALAVRAS-CHAVE

Distribuição de energia elétrica, Fluxo de Potência secundária, Qualidade de energia.

1.0 INTRODUÇÃO

A resolução N^o 505 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) [1] considera como imprescindível a definição dos limites de variação das tensões a serem observadas pelas concessionárias de energia elétrica para a conceituação de serviço adequado e estabelece a conformidade dos níveis de tensão de atendimento em regime permanente, classificando-a em adequada, precária ou crítica. Surge daí um problema operacional para essas empresas: como monitorar na rede secundária de distribuição a tensão em dezenas de pontos de entrega em milhares de circuitos, de forma a

garantir o serviço adequado, conforme estabelece essa resolução? Uma forma viável para um primeiro levantamento de áreas críticas é através da simulação digital dessa rede, determinando-se as tensões nodais pelo cálculo de fluxo de potência trifásico.

Programas de cálculo de fluxo de potência tradicionais consideram o sistema trifásico de energia elétrica balanceado e condutores em transposição completa, analisando com isso apenas uma fase e estendendo o resultado para as outras duas com defasagens de 120°. Em sistemas de distribuição de energia elétrica, tais considerações não podem ser assumidas. Neles, há uma grande predominância de cargas monofásicas, principalmente nos circuitos secundários, e a configuração dos condutores nas linhas de distribuição nunca é equilateral simétrica. Portanto, o desbalanceamento da rede trifásica, bem como o acoplamento magnético entre as fases do sistema, mesmo em circuitos secundários de distribuição de energia elétrica, devem ser levados em conta, sob pena de consideráveis erros na determinação das tensões nodais e das perdas elétricas serem cometidos.

Neste trabalho apresentamos uma modificação no método soma de potências para o cálculo de fluxo de potência trifásico em redes de distribuição de energia elétrica radiais, que considera o acoplamento magnético entre as fases do sistema no cálculo das tensões nodais, através da aplicação do método das fontes fictícias de tensão. Esse novo método consiste na inserção de fontes fictícias de tensão no circuito elétrico equivalente da rede de distribuição, com o propósito de determinar seus valores de tensão,

de modo que as correntes residuais nelas sejam nulas ou menores que uma tolerância especificada. O impacto na determinação das perdas elétricas com o método da soma de potência modificado é também analisado.

2.0 O MÉTODO SOMA DE POTÊNCIAS CONVENCIONAL

A solução do problema de fluxo de potência em um sistema radial usando o Método Soma de Potências, consiste em resolver, para cada trecho da rede, uma equação do quarto grau em termos da tensão nodal [2].

O sistema trifásico de distribuição de energia elétrica é resolvido como sendo três sistemas monofásicos, um para cada fase, sendo o acoplamento magnético entre eles considerado nos cálculos das perdas de potência nas linhas [3].

A Figura 1 mostra um esquema para fase **a** de um nó **k** característico, com o conjunto de ramos que chegam e que saem dele.

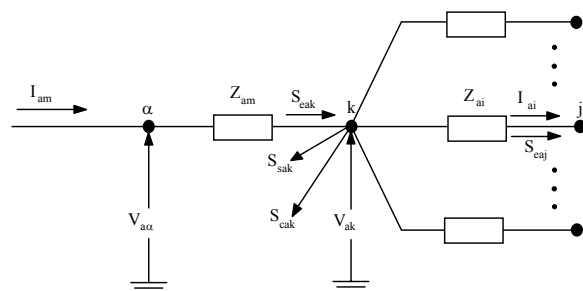


Figura 1 : Esquema de um nó típico

Onde:

a: subíndice que indica a fase **a**.

i, m: subíndices que indicam os ramos **i** e **m**.

k, j, α: subíndices que indicam os nós **k, j** e **α**.

S_{eak} , S_{eaj} : potência equivalente na fase **a** vista desde **k** e **j**.

S_{cak} : carga no nó **k** na fase **a**.

S_{sak} : potência reativa shunt injetada no nó **k** na fase **a**.

Z_{ai} , Z_{am} : impedância própria das linhas **i** e **m**.

$V_{αα}$, $V_{αk}$: tensão dos nós **α** e **k** na fase **a**.

I_{ai} , I_{am} : corrente na fase **a** nos ramos **i** e **m**.

Definindo:

S_{pai} : perdas de potência na linha **i** na fase **a**.

Z_{abi} : impedância mútua entre as fases **a** e **b** da linha **i**.

Z_{aci} : impedância mútua entre as fases **a** e **c** da linha **i**.

I_{bi} , I_{ci} : correntes nas fases **b** e **c** na linha **i**.

A potência equivalente do nó **k** se obtém pela equação:

$$S_{eak} = \sum_j S_{eaj} + \sum_i S_{pai} + S_{sak} + S_{cak} = P_{eak} + jQ_{eak} \quad (\text{Eq. 1})$$

Onde as perdas de potência são dadas por:

$$S_{pai} = (Z_{abi}I_{bi} + Z_{aci}I_{ci})I_{ai}^* + Z_{ai}I_{ai}^2 \quad (\text{Eq. 2})$$

Assim, a equação fundamental do fluxo de potência radial para a fase **a** fica:

$$V_{ak}^4 + [2(P_{eak}R_{am} + Q_{eak}X_{am}) - V_{αα}^2]V_{ak}^2 + (P_{eak}^2 + Q_{eak}^2)(R_{am}^2 + X_{am}^2) = 0 \quad (\text{Eq. 3})$$

A fase da tensão no nó **k** se obtém por:

$$\rho_{ak} = \rho_{αα} - \text{Sen}^{-1} \left(\frac{P_{eak} \cdot X_{am} - Q_{eak} \cdot R_{am}}{V_{αα} \cdot V_{ak}} \right) \quad (\text{Eq. 4})$$

Essas equações são repetidas para outras duas fases (**b**, **c**) trocando os índices convenientemente.

Com isso, a cada iteração do processo de cálculo das tensões, a equação fundamental é aplicada três vezes, uma para cada fase. Mesmo assim, o algoritmo básico do Método Soma de Potências permanece inalterado (ver Figura 2).

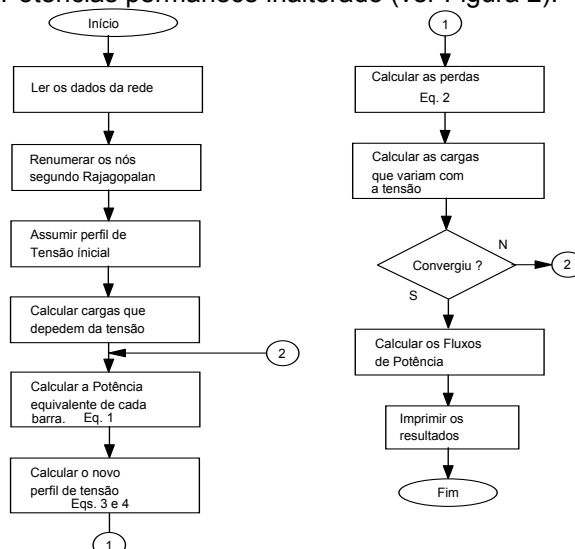


Figura 2 : Fluxograma do Método Soma de Potências

As Equações 3 e 4 dão a solução direta para o módulo e a fase da tensão para uma rede radial trifásica que contém apenas duas barras, sendo uma fonte e outra de carga.

Para um sistema que contém várias barras, a potência equivalente de cada barra de carga deve ser calculada de modo a permitir o uso das Equações 3 e 4, tomando-se as barras duas a duas.

O processo do cálculo da potência equivalente para uma determinada barra consiste em somar as potências (daí o nome do método) referentes às cargas e às perdas de potência dos ramos (trechos) que estão depois da barra de interesse. Na soma das cargas é incluída a carga própria. Esse processo é realizado do nó terminal ao nó fonte, ou seja, é um processo "de baixo para cima".

Uma vez calculada a potência equivalente para cada barra do sistema, inicia-se o cálculo das tensões através das Equações 3 e 4. Esse processo começa no nó fonte e segue na direção do nó terminal, tomando-se as barras duas a duas. Uma barra que se comporta como sendo de carga numa primeira fase do processo vem a ser o nó fonte na fase seguinte, após o cálculo da tensão nodal. Repete-se essa sistemática até o nó terminal. Nesse processo, a rede de distribuição é percorrida "de cima para baixo".

Um sistema de numeração especial apresentado em [4] simplifica e dá eficiência aos processos de cálculo das potências equivalentes e das tensões nodais.

3.0 MODIFICAÇÃO NO MÉTODO SOMA DE POTÊNCIAS

A modificação no método soma de potências consiste na consideração do acoplamento magnético entre as fases da rede de distribuição para o cálculo das tensões nodais, eliminando assim a simplificação adotada no método convencional. O Efeito da não consideração desse acoplamento magnético repercute numa imprecisão na determinação das tensões nodais e nas perdas, conforme pode ser verificado em [5].

O novo procedimento adotado para calcular as tensões nodais aplica o método das fontes fictícias de tensão, método este desenvolvido originalmente para a análise transitória ou em regime permanente de circuitos elétricos com elementos não-lineares e/ou com parâmetros variantes no tempo [6] [7] [8].

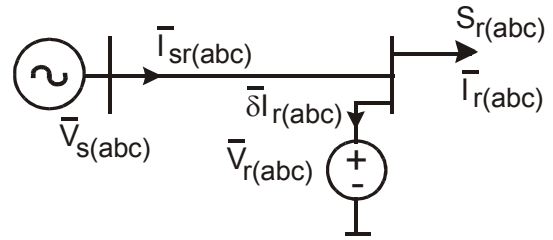


Figura 3: Trecho de uma rede de distribuição de energia elétrica

Seja um trecho de uma rede de distribuição de energia elétrica trifásica, contendo um nó fonte e um nó de carga (ver Figura 3). No nó onde se deseja determinar a tensão nodal é conectada uma fonte fictícia de tensão $\bar{V}_{r(abc)}$ (módulo e fase).

O objetivo é determinar o valor de $\bar{V}_{r(abc)}$, a partir de uma estimativa inicial, de modo que a corrente residual $\delta\bar{I}_{r(abc)}$ seja nula ou menor que uma tolerância especificada. Assim, a corrente residual é calculada como:

$$\delta\bar{I}_{r(abc)} = \bar{I}_{sr(abc)} - \bar{I}_{r(abc)} \quad (\text{Eq. 5})$$

$$\bar{I}_{sr(abc)} = [Z_{abc}]^{-1} [\bar{V}_{s(abc)} - \bar{V}_{r(abc)}] \quad (\text{Eq. 6})$$

$$\bar{I}_{r(abc)} = \left(\frac{S_{r(abc)}}{\bar{V}_{r(abc)}} \right)^* \quad (\text{Eq. 7})$$

sendo,

$\bar{I}_{sr(abc)}$ e $\bar{I}_{r(abc)}$ as correntes no trecho da rede e na carga, respectivamente, para as fases existentes;

$\bar{V}_{s(abc)}$ e $\bar{V}_{r(abc)}$ as tensões de fase nos nós fonte e carga, respectivamente, para as fases existentes;

$[Z_{abc}]$ a matriz impedância do trecho da rede determinada pelas fórmulas de Carson [5] [9];

$S_{r(abc)}$ a potência aparente da carga (P+jQ).

Se o resíduo $\delta\bar{I}_{r(abc)}$ for não nulo ou maior que a tolerância especificada, a tensão $\bar{V}_{r(abc)}$ deve ser então corrigida.

A correção da tensão $\bar{V}_{r(abc)}$ consiste na determinação da diferença de potencial através da fonte de corrente $\delta\bar{I}_{r(abc)}$, $\Delta\bar{V}_{r(abc)}$, que injeta a corrente residual no circuito elétrico equivalente do trecho da rede de distribuição, substituindo-se a fonte de tensão conhecida por

um curto-circuito e a carga por sua impedância equivalente para a tensão $\bar{V}_{r(abc)}$, $Z_{r(abc)}$ (Figura 4). Com,

$$Z_{r(abc)} = \frac{\bar{V}_{r(abc)}}{\bar{I}_{r(abc)}} \quad (\text{Eq. 8})$$

Desse modo, a nova tensão $\bar{V}_{r(abc)}$, será

$$\bar{V}_{r(abc)}^{(k+1)} = \bar{V}_{r(abc)}^{(k)} + \Delta\bar{V}_{r(abc)} \quad (\text{Eq. 9})$$

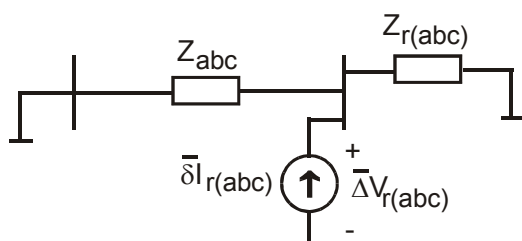


Figura 4: Correção da fonte fictícia de tensão

O processo iterativo continua com o cálculo da nova corrente residual, utilizando o valor de $\bar{V}_{r(abc)}$ corrigido. Assim, o algoritmo desse procedimento alternativo seria:

- i. Assumir um valor inicial para a fonte de tensão $\bar{V}_{r(abc)}^{(k)}$ ($k = 0$);
- ii. Determinar a corrente residual $\delta\bar{I}_{r(abc)}^{(k)}$;
- iii. Verificar convergência. Se convergir, pare.
- iv. Caso não convergiu, montar o circuito equivalente linearizado;
- v. Determinar a correção da fonte de tensão $\Delta\bar{V}_{r(abc)}^{(k)}$;
- vi. Corrigir a fonte de tensão $\bar{V}_{r(abc)}^{(k)}$;
- vii. Voltar ao passo (ii).

Para uma rede de distribuição com mais de um trecho, segue o algoritmo normal do método soma de potências, inserido-se a técnica das fontes fictícias de tensão, descrita acima, para determinar as tensões nodais.

4.0 APLICAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Como aplicação do cálculo do fluxo de potência trifásico utilizando o método soma de

potências modificado, apresentamos um sistema teste radial de baixa tensão (rede secundária), de 20 barras, cujos dados de linha e de barra são mostrados nas Tabelas 1 e 2. A solução deste sistema, perfil de tensão e perdas totais, é confrontado com os resultados obtidos através do método soma de potências convencional, como mostrado nas Tabelas 3 e 4.

Tabela 1: Dados de linha do sistema radial teste

De	Para	Config.	Cabo	Dist.(km)
0	1	3#	1/0 CAA	0,001
1	2	3#	1/0 CAA	0,040
2	3	3#	1/0 CAA	0,040
3	4	3#	1/0 CAA	0,040
4	5	3#	4 CAA	0,040
5	6	3#	4 CAA	0,040
4	41	3#	4 CAA	0,040
41	42	3#	4 CAA	0,040
4	43	3#	4 CAA	0,040
43	44	3#	4 CAA	0,040
1	7	3#	1/0 CAA	0,040
7	8	3#	1/0 CAA	0,040
8	9	3#	1/0 CAA	0,040
9	91	3#	4 CAA	0,040
91	92	3#	4 CAA	0,040
9	93	3#	4 CAA	0,040
93	94	3#	4 CAA	0,040
9	10	3#	4 CAA	0,040
10	11	3#	4 CAA	0,040

Obs: $d_{ab} = d_{bc} = 0,20\text{m}$, $d_{ca} = 0,40\text{m}$, $d_{an} = 0,20\text{m}$, $d_{bn} = 0,40\text{m}$ e $d_{cn} = 0,60\text{m}$.

Tabela 2: Dados de barra do sistema radial teste

Barra	TipCarga	KVA (a)	KVA (b)	KVA (c)	FP
0	-	-	-	-	-
1	-	-	-	-	-
2	3#	1,0	3,0	2,0	0,83
3	3#	2,0	4,0	1,0	0,83
4	3#	2,0	4,0	2,0	0,83
5	3#	1,0	5,0	3,0	0,83
6	3#	3,0	3,0	1,0	0,83
41	3#	1,0	2,0	2,0	0,83
42	3#	2,0	4,0	3,0	0,83
43	3#	3,0	7,0	4,0	0,83
44	3#	2,0	8,0	1,0	0,83
7	3#	3,0	5,0	3,0	0,83
8	2#ab	1,0	6,0	-	0,83
9	-	-	-	-	-
91	2#bc	-	6,0	1,0	0,83
92	3#	1,0	5,0	2,0	0,83
93	3#	2,0	4,0	3,0	0,83
94	3#	2,0	3,0	2,0	0,83
10	3#	2,0	3,0	3,0	0,83
11	3#	1,0	4,0	2,0	0,83

Obs: $V_{se} = 380\text{V}$.

Tabela 3: Resultados (perfil de tensão)

Nó	Proc. Convencional			Proc. Modificado		
	a (V)	b (V)	c (V)	a (V)	b (V)	c (V)
1	219,2	218,9	219,2	219,3	219,0	219,4
2	215,5	209,4	215,1	216,8	210,6	218,5
3	212,0	200,4	211,4	214,4	202,8	217,9
4	208,9	192,3	208,7	212,4	195,7	217,2
41	207,8	189,8	205,9	211,6	193,5	216,0
42	207,0	188,1	204,8	211,1	192,0	215,3
43	207,0	185,9	205,9	210,8	189,8	217,0
44	206,3	182,4	205,5	210,1	186,6	217,4
5	207,4	189,0	206,3	211,1	192,8	216,6
6	206,3	187,7	205,9	210,1	191,8	216,5
7	216,7	210,6	215,8	217,7	211,4	218,8
8	214,7	203,3	212,9	216,6	204,7	218,5
9	213,0	197,4	210,1	215,7	199,4	217,7
91	212,6	192,8	208,9	215,5	194,9	217,8
92	212,3	190,8	208,2	215,3	193,0	217,6
93	211,5	194,5	208,2	214,6	196,9	216,6
94	210,8	193,3	207,4	214,0	195,8	216,1
10	211,9	194,5	208,2	215,0	196,8	216,6
11	211,5	192,9	207,4	214,7	195,2	216,3

Tabela 4: Resultados (Perdas totais)

Perdas totais (Proc. Conv.)	Fase a	Fase b	Fase c
(kW)	1,206	7,776	0,132
Sistema	9,114 kW		
Perdas totais (Proc. Mod.)	Fase a	Fase b	Fase c
(kW)	1,172	7,564	0,112
Sistema	8,848 kW		

Percebe-se pelos resultados apresentados, que a não consideração do acoplamento magnético entre as fases da rede de distribuição conduz a um perfil de tensão com valores menores quando comparados aos obtidos pelo método modificado, ou seja, quando considera-se o acoplamento magnético entre as fases na determinação das tensões nodais, obtendo-se assim níveis de perdas totais superiores no procedimento convencional em relação ao modificado.

Como consequência disto e uma vez adotado o cálculo do fluxo de potência pelo método da soma de potências convencional como parâmetro inicial para a observação dos limites de variação de tensão para a conceituação de serviço adequado por parte das concessionárias de energia elétrica, observado pela Resolução N^o 505 da ANEEL, pode haver a inclusão de trechos da rede de distribuição com nós cujas tensões não atendam a esta resolução, aumentando assim a necessidade de inspeção com medição de tensão no local, majorando também os custos operacionais por parte da concessionária.

Consequência também ocorre na avaliação das perdas elétricas (perdas técnicas) quando se adota o procedimento do cálculo de fluxo de potência pelo método soma de potências convencional. Com um perfil de tensão com valores mais baixos, repercute no aumento das perdas, pois as cargas são modeladas como potência constante. Assim, há nesta situação uma indicação de um nível de perdas elétricas maior, levando à adoção de procedimentos para a redução das mesmas, não sintonizados com valores mais próximos do real, repercutindo também em aumento de custos.

Esses resultados também evidenciam a necessidade da consideração do acoplamento magnético entre as fases da rede de distribuição na determinação das tensões nodais, mesmo na rede secundária. Em [5] este fato é chamado à atenção para a rede primária, clamando para uma melhor representação das linhas de distribuição para o cálculo de fluxo de potência trifásico.

5.0 CONCLUSÕES

Diante do exposto neste trabalho, pode-se concluir que a modificação apresentada para o cálculo de fluxo de potência para redes de distribuição de energia elétrica através do método da soma de potências, leva a obtenção de valores de tensão nodais mais próximos do real, por se considerar o acoplamento magnético entre as fases da rede de distribuição na determinação dessas tensões, repercutindo assim em uma melhor avaliação preliminar quanto à adequação do serviço, em observação à Resolução N^o 505 da ANEEL, caso seja adotado o procedimento do cálculo de fluxo de potência para isso, bem como numa avaliação mais realista dos níveis de perdas elétricas (perdas técnicas) na rede de distribuição. Outra evidência é a necessidade de uma melhor representação das redes trifásicas secundárias, considerando o acoplamento magnético entre as suas fases no cálculo de fluxo de potência trifásico.

6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – Resolução N^o 505, novembro 2001.
- [2] CESPEDES, R. "New Method for the Analysis of Distribution Networks". IEEE Transactions on Power Delivery, V. 5, n.1, pp.391-396, Jan. 1990.

- [3] RUDNICK, H. & MUNOZ, M. "Three Phase Load Flow Analysis in Radial Power Systems". I SIDEE, 1990.
- [4] RAJAGOPALAN, S. "A New Computacional Algorithm for Load Flow Study of Radial Distribution Systems". Computer and Electr. Eng., V.5, pp.225-231, Pergamon Press, 1978.
- [5] KERSTING, W.H. & PHILLIPS, W. H. "Distribution Feeder Line Models". IEEE Transaction on Industry, V. 31, n.4, pp. 715-720, Jul./Aug., 1995.
- [6] NAIDU, S. R. & TRINDADE, W. J. "A Rapidly Convergent Technique for Determining the Response of AC/DC Converters". ICHQP VIII, Atenas, 1998, pp. 958-963.
- [7] _____. "An Efficient Technique for Determining the Responses of Nonlinear Circuits". IPST99, Budapest, 1999, pp. 590-595.
- [8] NAIDU, S. R., LIMA, A. M. N. & TRINDADE, W. J. "Methodology for Simulating the Response of Nonlinear Power Circuits". IEE Proceedings of Generation Transmission Distribution, vol. 146, n. 6, November 1999, pp. 568-572.
- [9] ANDERSON, M.P. "Analysis of Faulted Power Systems". Ames, Iowa State Univ. Press, 1973.