



# VI SBQEE

21 a 24 de agosto de 2005

Belém – Pará – Brasil



Código: BEL 16 7671

Tópico: Qualidade da Energia em Sistemas com Geração Distribuída

## IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NOS CONSUMIDORES SUBMETIDOS A VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO

L. CAMILO

J. C. CEBRIAN

N. KAGAN

ENERQ-CT/USP

### RESUMO

Este artigo apresenta uma metodologia baseada em simulações de curto circuitos pelo método de Monte Carlo, que permitem elaborar um mapa contendo os riscos de Variações de Tensão de Curta Duração e interrupção de processos e equipamentos que são representados pelo número de eventos esperados por ano.

O trabalho também avalia o impacto da inclusão das unidades de Geração Distribuída nos índices citados.

Um caso teste é apresentado, onde foi considerada uma rede de 118 barras, com a influência de uma unidade de Geração Distribuída para os índices analisados.

### PALAVRAS-CHAVE

Afundamentos de tensão, Monte Carlo, Geração Distribuída.

### 1.0 INTRODUÇÃO

Na atualidade, a necessidade das empresas em aumentar a precisão dos seus processos de produção acarretou no incremento do uso de equipamentos eletro-eletrônicos de alta precisão. A inclusão de tais equipamentos apesar de aumentar a produtividade das empresas provocou o aumento da sensibilidade dos processos frente a distúrbios do fornecimento de energia, que poderia provocar mal funcionamento ou parada de processos.

Grandes blocos de carga, ao serem conectados ou desconectados, podem provocar afundamento do nível de tensão por um curto período de tempo, assim como curto circuito na rede. Este

fenômeno é conhecido como variações de tensão de curta duração (VTCD's).

Os curtos circuitos na rede elétrica são as maiores causas de afundamentos e elevações de tensão em diferentes pontos da rede. Analisando todos os pontos da rede elétrica é possível mapear aqueles conjuntos de pontos cujo valor de afundamento ou elevação seriam mais severos. Com o intuito de quantificar os índices de VTCD's, é possível simular um número de eventos de faltas na rede e conhecer as áreas de risco frente a estes fenômenos, e ainda, conhecendo as curvas de sensibilidade é possível saber as áreas onde aqueles equipamentos ou processos industriais seriam mais sensíveis. Estes valores constituem uma informação de grande importância para estudos de planejamento.

Visando a diminuição dos índices de interrupção dos equipamentos ou processos industriais na rede elétrica, este estudo propõe a incorporação de unidades de geração distribuída, analisando o impacto em diferentes pontos da rede. Entretanto, antes de instalar tais unidades, é imperativo executar uma análise do sistema de proteção a fim preservar cada unidade de Geração Distribuída, que não é o foco deste trabalho.

O Artigo apresenta um caso para avaliação do impacto da inclusão de unidades de geração distribuída em um sistema de distribuição brasileiro cujos resultados serão analisados.

### 1.1 APLICAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

As vantagens da aplicação de geração distribuída são diversas e muito conhecido, entre elas, a

produção da potência em um lugar bem próximo de onde é consumida, redução global das perdas e possível redução da necessidade de novas linhas de transmissão e de distribuição.

Mas a utilização de GD não só produz vantagens. Entre as principais desvantagens estão: a maior complexidade, no nível de operação do despacho central, assim como, nos procedimentos de operação, proteção, controle, entre outros, da rede de distribuição.

## 1.2 CURTO CIRCUITO E COORDENAÇÃO NOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Para a especificação e coordenação dos dispositivos de comando e proteção em sistemas de energia elétrica é necessário determinar, em diferentes pontos do sistema, os valores das correntes de curto-circuito simétrica e assimétrica.

As correntes de curto circuito são calculadas considerando as características dos componentes que representam os sistemas de energia elétrica (resistências, indutâncias e capacitâncias).

Estas correntes são constituídas por uma componente sustentada ou de regime permanente e uma envoltória contínua que se dissipa após os primeiros ciclos.

A partir da corrente de curto circuito é possível elaborar um estudo de coordenação dos dispositivos de proteção, como será apresentado posteriormente.

## 2.0 METODOLOGIA

### 2.1 CÁLCULO DE CURTO CIRCUITO

Para que se possa determinar as correntes de curto-circuito em sistemas de energia elétrica, devem ser considerados os seguintes dados referentes ao sistema:

- Impedâncias de seqüência positiva, negativa e zero;
- Tipos de ligação e impedâncias de aterramento dos transformadores;
- Impedância de seqüência positiva, negativa e zero, do sistema de transmissão ou subtransmissão até a SE, quando se tratar de sistemas de distribuição;
- Impedância de falta;
- Tipo de curto-circuito a ser considerado.

Neste trabalho a tensão pré-falta não é considerada apesar da sua influência no cálculo[7]. Entretanto, esta simplificação metodológica não invalida a metodologia apresentada neste artigo.

### 2.2 COORDENAÇÃO DO DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO

A presença de GD na rede de distribuição, tipicamente radial, acarreta na modificação dos procedimentos de regulação de tensão em regime.

Em condições de emergência, quando se abre um disjuntor da MT, todo o alimentador sofre interrupção. Isto impõe a condição de que toda as unidades de GD sejam desconectadas junto com a abertura desta chave. O mesmo deve ser considerado no fechamento do dispositivo de proteção.

Não devem existir ilhas de fornecimento de energia nos alimentadores, nem na abertura, nem no religamento.

O sistema de proteção e controle deve desconectar todas as unidades de GD, inclusive para preservar sua própria integridade. Caso a unidade de GD esteja conectada na rede quando a mesma for desenergizada ou reenergizada, a mesma pode perder o sincronismo e se danificar.

Para este artigo, o estudo da interrupção é feito a partir de uma matriz, chamada *Matriz de Coordenação*. Esta matriz pode ser elaborada a partir de estudos de curto-circuito, e baseia-se nas chaves, nos defeitos e os blocos que sofrem interrupção.

Como todo o estudo é executado em uma rede não malhada, para efeito da proteção separam-se todas as chaves que podem atuar em uma lista. São estas as chaves que ligam o ponto de defeito a subestações ou a unidades de Geração Distribuída. As correntes que passam pelos dispositivos de proteção podem ser calculadas por:

$$I_i = \sum_1^{NS} I_{i,j} \quad (1)$$

Em que:

li: corrente da chave i.

li, j: corrente na chave i, devido ao suprimento j.

NS: número total de suprimentos.

Para o caso das redes não malhadas, pode-se afirmar que:

$li,j = 0$ , sempre que a chave estiver a montante do gerador no caminho do defeito.

$li,j = IGD$ , para os demais casos, onde IGD é o valor da corrente do gerador durante o defeito.

Na figura 1, apresentamos um caso particular de uma rede com apenas uma unidade de Geração Distribuída. Neste caso,  $P_F$  representa o ponto de defeito e  $P_C$  representa o ponto de conexão dos fluxos de corrente da SE com os fluxos de corrente da unidade de Geração Distribuída.

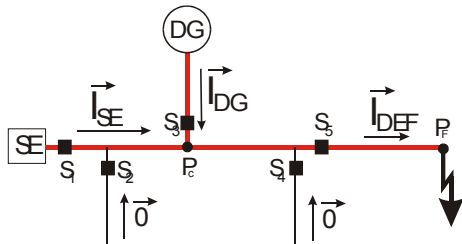


Figura 1 - Diagrama das correntes durante curto circuito

As chaves que estão no caminho de algum suprimento e o ponto de defeito são as  $S_1$ ,  $S_3$  e  $S_5$ . As demais chaves, não possuem corrente de defeito passando por elas. Para as chaves  $S_1$ , a montante de  $P_C$  em direção a SE, a corrente da chave  $I_{S_1}$  é a mesma corrente de contribuição da subestação  $I_{SE}$ . No caso da chave  $S_2$ , a montante de  $P_C$  em direção a unidade de GD, a corrente da chave  $I_{S_2}$  é a mesma da contribuição da unidade de GD  $I_{DG}$ . Para as demais chaves selecionadas, como a  $S_5$ , a corrente é a mesma corrente de defeito  $I_{DEF}$ . As chaves não selecionadas, como a  $S_2$  e a  $S_4$  não possuem corrente.

A partir das curvas “tempo-corrente” dos dispositivos de proteção, calcula-se qual o primeiro dispositivo a atuar. Caso o defeito ainda não tenha sido isolado, abre-se a chave de defeito, e calculam-se novamente os valores de corrente e as chaves que podem atuar, repetindo o processo até que o defeito não esteja mais sendo alimentado. Normalmente, para curto de maior duração, espera-se que a primeira chave a atuar seja a proteção da unidade de GD, e em seguida a proteção que isola o defeito. Para este caso, é criada a Matriz de Coordenação.

Supondo que a rede possua  $n$  chaves (ou dispositivos de proteção), e  $m$  blocos diferentes, a matriz fica:

$$M = \begin{bmatrix} f(1,1) & f(1,2) & \dots & f(1,n) \\ f(2,1) & f(2,2) & \dots & f(2,n) \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ f(m,1) & f(m,2) & \dots & f(m,n) \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Em que:

$M$ : matriz de coordenação

$f(i,j) = 1$ , se o Bloco  $j$  ficar desenergizado com a abertura da chave  $i$

$f(i,j) = 0$ , nos demais casos.

### 2.3 INFLUÊNCIA DAS UNIDADES GD NOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Para uma rede de distribuição a corrente de defeito é calculada a partir da Potência de Curto Circuito do sistema. Quanto maior a potência, menor é a impedância equivalente de Thevenin e conseqüentemente maior a corrente de defeito.

Ao se incluir uma unidade de Geração Distribuída, injeta-se no sistema uma maior potencia, contribuindo para o aumento da potencia de curto circuito. E como conseqüência os afundamentos de tensão, cuja sua maioria são causados por curtos circuitos com origem na própria rede, sofrem uma alteração em relação ao caso sem a inclusão de GD.

E como é de se esperar pela diminuição da impedância equivalente de *Thevenin* do sistema, os afundamentos do nível de tensão se mostram menos severos para as redes com unidade de Geração Distribuída.

### 3.0 CALCULO DOS INDICES DE VTCD'S

Este trabalho utiliza o método estatístico de Monte Carlo. Este método simula os diferentes casos (eventos) de curto circuito em redes de distribuição e avalia o afundamento em diferentes barras do sistema[6].

Para a utilização do método de monte Carlo é preciso dos seguintes parâmetros de simulação:

**a) Local da Falta:** A localização é determinada usando uma curva de distribuição probabilística. Diferentes curvas de distribuição podem ser consideradas em função do comportamento de cada rede elétrica. Para este estudo, foi utilizada a distribuição uniforme, baseado na taxa de probabilidade de falha de cada trecho indicada em falhas/km.ano.

**b) Tipo de Falta:** o método considera as seguintes faltas: Fase a terra, dupla fase, dupla fase terra, e trifásico. São associados diferentes valores de probabilidade para cada tipo assim como se mostra na figura 1.

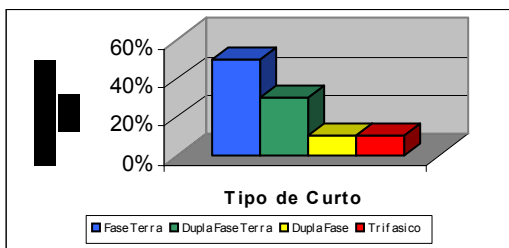


Figura 1 - Distribuição de probabilidade dos tipos de falta

c) **Impedância de falta:** Os valores de impedância são de 0 até um valor Maximo, em distribuição uniforme, para cada tipo de falta, mostrado na tabela 1

Table 1 – Valor máximo das impedâncias de defeito

Trifasico	10 Ω
Dupla fase	20 Ω
Dupla fase terra (impedância terra)	20 Ω
Dupla fase terra (impedância por fase)	10 Ω
Fase terra	30 Ω

d) **Tempo de extinção natural:** valor aleatório, constituído por faixas de distribuição de probabilidade como mostrada na figura 2, e que representa o tempo de extinção do curto, caso nenhuma dos dispositivos de proteção atue.

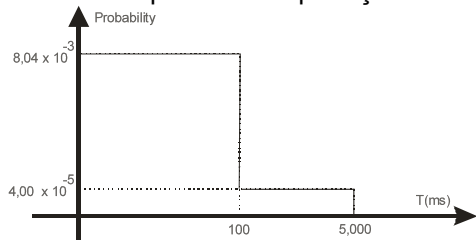


Figure 2 –Distribuição de probabilidades para o tempo de extinção natural.

4.0 RESULTADOS

4.1 SISTEMA DE 118 BARRAS



Figura 3 Diagrama unifilar do sistema de 118 barras7

Na figura 3 é representado o diagrama unificar de um sistema com 5.32 km com 118 barras, 1 alimentador, e com uma taxa de falha de 1 km/ano para cada trecho.

É fixado um número de 1000 simulações para garantir a estabilidade do modelo de monte Carlo para a avaliação dos afundamentos em todos os pontos do sistema.

Inserese no final do alimentador uma unidade de GD com uma potência nominal de 2MVA(0.00968Ω de impedância).

Na figura 4 pode ser observada uma comparação gráfica dos índices de afundamentos de tensão considerando a inserção de unidades de GD na rede de distribuição. Pode-se observar que a inclusão de GD na rede pode melhorar os índices de afundamentos na rede em valores esperados por ano.

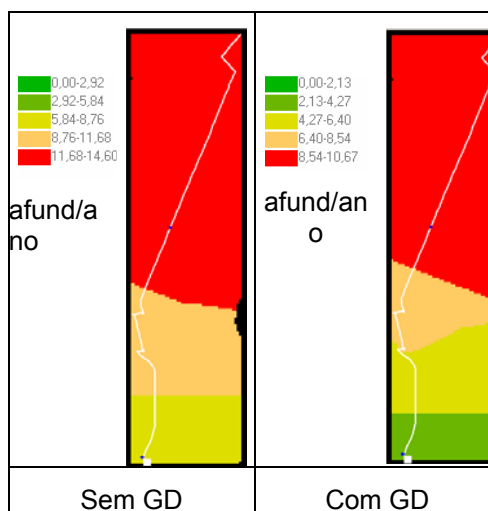


Figura 4 comparação das áreas de risco a afundamentos com inclusão de GD para a rede de 118 barras

Como vemos na figura 5, devido a inclusão de GD no sistema, o afundamento, em um primeiro instante, se mostrou menos severo<sup>i</sup>

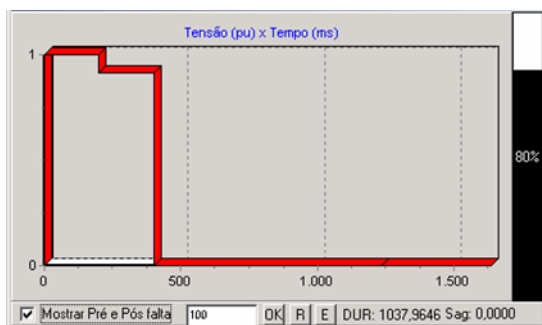


Figura 5 Afundamento em uma barra onde a GD causou um afundamento menos severo (100 metros da GD, rede 118 barras)

## 5.0 CONCLUSÕES

Este trabalho ainda está em desenvolvimento, a fim de aprimorar os modelos usados e adquirir resultados mais precisos e realistas. Entretanto, já é possível observar alguns aspectos relevantes da inclusão das unidades de GD na rede.

As unidades de Geração Distribuída apresentam uma melhora no nível dos afundamentos de tensão, quando estas unidades estão presentes na rede, como foi visto na figura 5. Porém, é importante ressaltar, que para a inclusão de tais unidades, os tempos de atuação dos dispositivos de proteção são alterados, aumentando o tempo da variação de tensão de curta duração. Logo, ao mesmo tempo em que a GD melhora o nível do afundamento, esta tem como efeito contrário, um aumento na duração do mesmo.

Para o caso do sistema de 118 barras, obtido do setor elétrico brasileiro, a inclusão de uma unidade de GD no final do alimentador, fez com que os valores do afundamento apresentassem melhora nos seus índices esperados por ano (figura 4).

Uma maneira de otimizar a complexa coordenação da proteção, para os casos onde há presença de unidades de GD, está em

desenvolvimento, com a finalidade de obter resultados mais precisos.

## 6.0 BIBLIOGRAFIA

[1] R. P. Ross, A. G. G. Lima, R. B. Sollero, L. F. W. de Souza, 1998, "How to determine voltage sags vulnerability areas", III CONLADIS, São Paulo, Brasil.

[2] Bollen, Math H. J., November/December 1996, "Fast Assessment Methods for Voltage Sags in Distribution Systems" – IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 32, no. 6, pp. 1414-1423.

[3] L. D. Zhang and M. H. J. Bollen, July 1998, "A method for characterizing unbalanced voltage dips (sags) with symmetrical components," IEEE Power Eng. Rev., pp. 50–52.

[4] L. D. Zhang and M. H. J. Bollen, April 2000, "Characteristic of Voltage Dips (Sags) in Power Systems," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 15, no. 2, pp. 827–832.

[5] M. H. J. Bollen, Oct. 1997, "Characterisation of Voltage Sags Experienced by Three-Phase Adjustable-Speed Drives," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 12, no. 4, pp. 1666- 1671.

[6] N. Kagan, H. Arango, N.M. Matsuo, G. Vasconcelos, U. Castellano, S.X. Duarte, J. C. Cebrian, L. Camilo, 2004, "Evaluating the Risk of Equipment Disruption Related to Voltage Sags", ICHQP Conference on Harmonics and Quality of Power, Lake Placid, New York, USA.

[7] Milanovic, J.V.; Gnativ, R.; Chow, K.W.M., , Oct. 2000, "The influence of loading conditions and network topology on voltage sags", Harmonics and Quality of Power, Proceedings. Ninth International Conference on , Volume: 2 Pages:757 - 762 vol.2

[8] Macken, K.J.P.; Bollen, M.H.J.; Belmans, R.J.M., Nov.-Dec. 2004, "Mitigation of voltage dips through distributed generation systems", Industry Applications, IEEE Transactions On Industry Applications, Volume: 40 , Issue: 6, Pages:1686 – 1693.

<sup>i</sup> Note que o afundamento é composto por duas etapas. A primeira, um afundamento próximo à tensão nominal, ocorre quando a unidade de Geração Distribuída ainda estava presente na rede. A segunda, após a unidade ser desconectada, o afundamento se apresenta mais severo, e a o nível de tensão na barra, fica próximo de zero.

