



VI SBQEE

21 a 24 de agosto de 2005
Belém – Pará – Brasil



Código: BEL 11 7600
Tópico: Modelagem e Simulações

ANÁLISE PROBABILÍSTICA DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS

U. A. BORDALO
GSP/DEE-UFMA

M. G. DA SILVA
GSP/DEE-UFMA

A. B. RODRIGUES
GSP/DEE-UFMA

M. D. CHAVEZ
GSP/DEE-UFMA

RESUMO

O principal objetivo deste artigo é desenvolver um modelo estocástico para realizar uma Análise Preditiva de Variações de Tensão de Curta Duração (APVT), em sistemas de distribuição com configuração radial. A APVT estima as características (magnitude, duração e frequência) das Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD) e calcula índices probabilísticos de qualidade de energia em sistemas de distribuição. O modelo proposto se baseia na combinação do Método de Simulação de Monte Carlo (MSMC) e o Método de Soma de Admitâncias (MSA) em coordenadas de fase. A metodologia proposta foi testada em um alimentador da Companhia Energética do Maranhão (CEMAR).

PALAVRAS-CHAVE

Variações de Tensão de Curta Duração, Método de Monte Carlo, Qualidade de Energia, Planejamento de Sistemas de Distribuição, Correntes de Curto Circuito.

1.0 INTRODUÇÃO

Atualmente, as empresas de energia elétrica vêm recebendo diversas reclamações devido a problemas de qualidade de energia associados com interrupções e VTCD. A principal razão é a presença de novos equipamentos, que são mais sensíveis à variações de tensão, em todas as classes de consumidores [1]. Conseqüentemente,

é muito importante investigar problemas de qualidade de energia associados com VTCD. A finalidade destes estudos é calcular quantitativamente índices associados com VTCD e analisar as características destas variações. As empresas de energia elétrica usam estes resultados para estimar o perfil de VTCD do sistema e também para identificar configurações alternativas que possam contornar os efeitos destas variações. Atualmente, a análise quantitativa de VTCD é realizada usando-se duas técnicas: a técnica de monitoramento e a técnica preditiva [2]. A técnica de monitoramento. Na técnica de monitoramento, dados de VTCD são analisados e armazenados para gerar índices estatísticos associados com VTCD. Esta análise é muito importante e permite que informações relevantes sejam obtidas a respeito das VTCD. Entretanto, quando a mudanças no sistema, tais como procedimentos operacionais e instalação de novos dispositivos de proteção, os dados armazenados com o monitoramento não podem representar a operação real do sistema. Visto que as faltas são as causas principais das VTCD e ocorrem aleatoriamente, o monitoramento das VTCD requer um longo período para aquisição de dados.

Na análise preditiva, duas técnicas probabilísticas são usadas: a técnica analítica e técnica de simulação estocástica. A técnica analítica representa o sistema usando modelos matemáticos que estimam índices de confiabilidade ou qualidade de energia através de soluções matemáticas diretas. Por exemplo, uma

metodologia analítica muito usada é o Método de Distância Críticas (MDC) [3]. O MDC estima a área do sistema exposta a um nível pré-estabelecido de afundamentos de tensão em um ponto de acoplamento comum. Esta estimativa é realizada ignorando as incertezas relacionadas com a operação do sistema.

Devido a natureza estocástica da frequência e duração das faltas, uma alternativa para calcular VTCD é realizar uma análise preditiva probabilística das VTCD usando o MSMC. Nas referências [4-6], incertezas tais como: tipo de falta, posição da falta na linha, fases envolvidas na falta e o comportamento dos dispositivos de proteção não são considerados no modelo do sistema. Consequentemente, a análise das características das VTCD por estes métodos não é precisa. Por outro lado, a revisão bibliográfica sobre VTCD mostrou que não há metodologias para a estimativa de VTCD, em sistemas de distribuição, que considere a natureza desbalanceada destes sistemas. Para contornar estes problemas, uma metodologia probabilística para analisar características de VTCD em redes de distribuição radiais é desenvolvida neste trabalho. A metodologia proposta é uma combinação do MSMC com o MSA. O Método de Monte Carlo com simulação seqüencial é usado para amostrar cenários de falha, e o MSA é usado para calcular as correntes de falta. Estas correntes de falta são analisadas usando-se o modelo de coordenadas de fase do sistema de distribuição. Este modelo foi usado devido a natureza desbalanceada das redes de distribuição, causada pela presença de cargas desbalanceadas e linhas não transpostas. Adicionalmente, a duração das VTCD foram estimadas usando-se a curvas corrente×tempo dos dispositivos de proteção (fusíveis, disjuntores e religadores). Esta metodologia proposta foi testada em um alimentador da CEMAR. Os resultados demonstram que a metodologia proposta é uma ferramenta robusta para estimar índices associados com VTCD em redes de distribuição. A análise das VTCD é realizada através de: distribuições de probabilidade dos índices SARFI_{%V}, SARFI_{CBEMA} e SARFI_{ITIC}, distribuições individuais e cumulativas das VTCD, cartas de coordenação e diagramas de dispersão.

2.0 ANÁLISE DE CURTO CIRCUITO

O MSA é usado neste artigo para calcular as correntes de falta. A escolha do MSA é devido ao fato de que este método modela cargas com impedância constante e admitâncias shunt de forma precisa.

2.1 Método de soma de admitâncias

O MSA com representação trifásica (coordenadas de fase) é adequado para análise de redes radiais desbalanceadas. Este método foi desenvolvido considerando o seguinte [7]:

- * os ramos e nós da rede são organizados de acordo com regras conhecidas para a realização da varredura regressiva-progressiva;
- * cargas de potência constante são modeladas como injeções de corrente;
- * cargas de impedância constante e corrente constante são modeladas através de injeções de corrente e admitâncias shunt, respectivamente.

Os principais passos do MSA são apresentados a seguir:

1) Inicialização das variáveis

$$YE_k = YL_k; \text{ para } k = 1, \dots, n \quad (1)$$

$$JE_k = JL_k; \text{ para } k = 1, \dots, n \quad (2)$$

Onde

YE_k : matriz de admitância equivalente (3x3) no nó k.

JE_k : vetor de injeção de corrente equivalente (3x1) no nó k.

JL_k : injeção de corrente no nó k;

YL_k : somatório das matrizes de admitâncias shunt, associadas com cargas do tipo impedância constante e bancos de capacitores, conectadas ao nó k.

n é o número de nós do sistema excluindo-se o nó fonte.

2) Varredura-Regressiva

Neste passo para cada nó as variáveis YE_k , JE_k e D_k são calculados usando a Figura 1 e as equações de (3)-(5). O procedimento começa dos nós finais para o nó fonte.

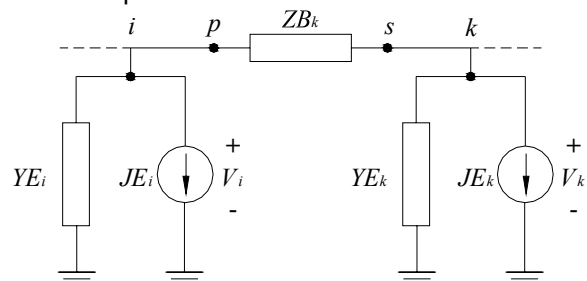


Figura 1- Circuito equivalente para linhas e cabos usado na varredura regressiva

$$D_k = \left(I + Z_{P_{ik}} \cdot YE_k \right)^{-1} \quad (3)$$

$$YE_{i(new)} = YE_{i(old)} + YE_k \cdot D_k$$

$$JE_{i(new)} = JE_{i(old)} + YE_k \cdot D_k \cdot YE_k^{-1} \cdot JE_k$$

Onde:

D_k : matriz auxiliar (3x3) associada com o nó k;

I : matriz identidade (3x3);

Zp_{ik} : matriz impedância primitiva (3x3).

3) Varredura-Progressiva

Neste passo as variáveis YE_k , JE_k e D_k , calculadas no passo anterior, são usadas para calcular as tensões nodais como segue:

$$V_k = D_k \cdot (V_i - Zp_{ik} \cdot JE_k) \quad (6)$$

2.2 Modelagem de faltas shunts

A inclusão de faltas shunt no MSA é realizada de forma análoga a modelagem de cargas do tipo impedância constante e bancos de capacitores. Por exemplo, considerando uma falta no nó i , é necessário adicionar somente a matriz admitância (Y_f) da falta a equação (1), conforme é mostrado na equação (7) e prosseguir com o algoritmo do MSA.

$$YE_i = YE_i' + Y_f \quad (7)$$

YE_i' é a matriz admitância YE_i antes da falta.

2.3 Modelagem de faltas em linhas de transmissão

Quando uma falta ocorre nas linhas um novo F é adicionado à rede elétrica, como mostrado na Figura 2.a.

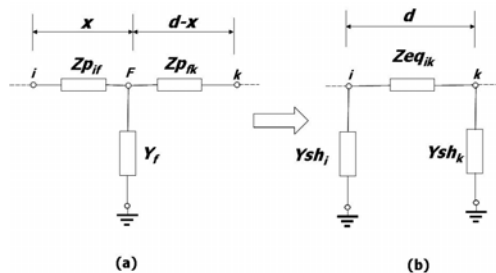


Figura 2 - Circuito equivalente para uma falta no nó $i-k$

A introdução do nó na rede elétrica modifica a estrutura de dados usada na varredura regressiva-progressiva. Por esta razão, para cada falta simulada a estrutura de dados deve ser reconstruída. Consequentemente, os custos computacionais se tornam maiores. Uma alternativa para contornar este problema é apresentada em [8] usando o método de redução de Kron. Com este método obtém-se o circuito equivalente da rede elétrica mostrado na Figura 2.b. Após a redução do nó F da Figura 2.a, as

(4)) admitâncias shunt Ysh_i e Ysh_k foram adicionadas nos nós i e k . Os valores das admitâncias Ysh_i e Ysh_k e da impedância série

(5)) Zeq_{ik} são calculados de acordo com as equações (8-10)

$$Ysh_i = \frac{I}{x} \cdot \bar{Y}p_{ik} \cdot Y_{FF}^{-1} \cdot Y_f \quad (8)$$

$$Ysh_k = \frac{I}{(d-x)} \cdot \bar{Y}p_{ik} \cdot Y_{FF}^{-1} \cdot Y_f \quad (9)$$

$$Zser_{ik} = x(d-x) \cdot \bar{Z}p_{ik} \cdot Y_{FF} \cdot \bar{Z}p_{ik} \quad (10)$$

Onde:

$$Y_{FF} = \frac{\bar{Y}p_{ik}}{x} + \frac{\bar{Y}p_{ik}}{(d-x)} + Y_f$$

$\bar{Z}p_{ik} = \bar{Y}p_{ik}^{-1}$ é a matriz de impedância primitiva normalizada de ordem 3x3 dada em in Ω/mile ; d é o comprimento do ramo $i-k$; x é a distância entre a falta e o nó i .

3.0 MODELAGEM DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Os dispositivos de proteção de sobrecorrente são modelados pelas equações matemáticas que representam suas características operacionais. Dois métodos matemáticos são usados para modelar estes dispositivos[9]: interpolação direta e ajuste de curvas através de mínimos quadrados. O método de ajuste de curvas é usado neste artigo para modelar os dispositivos de sobrecorrente, pelas seguintes razões:

- As características das curvas tempo-corrente são conhecidas. Isto permite a determinação da equação matemática a ser usada no ajuste da curva. Quando é necessário calcular o tempo de operação dos dispositivos, deve-se substituir a corrente de falta na equação usada para modelar a curva corrente×tempo. Este processo pode ser feito sempre que necessário, independente de tempo computacional.
- Embora no método de interpolação não seja necessário resolver as equações usadas no ajuste de curvas, é necessário armazenar todos os pontos da curva corrente-tempo de cada dispositivo de proteção. Este procedimento aumenta o custo computacional (memória disponível), fato que faz este método ineficiente.

4.0 MODELAGEM DE CENÁRIOS DE FALTAS

Os cenários de faltas produzidos pela presença de incertezas são geradas usando o Método de Monte Carlo (MMC) com simulação seqüencial. Para cada falta, um cenário de falta é modelado para calcular a tensão e as correntes de falta .

4.1 Seleção de um componente em falta

A seleção dos componentes em falta se baseia no tempo no qual os componentes permanecem em operação, chamado de Tempo Para a Falha (TPF). O intervalo de tempo no qual os componentes estão com falha é chamado de Tempo Para Reparo (TPR). Os tempos TPF e TPR são variáveis aleatórias. O TPF é associado com o período de operação normal e, portanto, é modelado por uma distribuição de probabilidade exponencial. O TPR segue uma distribuição de probabilidade lognormal, porque ela é um bom ajuste para a distribuição dos tempos de reparo dos componentes.

4.1.1 Determinação do primeiro componente em falta

O procedimento para identificar o primeiro componente "x" é o seguinte:

- Gerar um número aleatório para cada elemento no sistema ($j=1, \dots, n$) e converter estes números no TPF correspondente a distribuição de probabilidade exponencial.
- Selecionar o elemento com o mínimo TPF, TPF_x , onde x representa o componente que falhou.

4.1.2 Identificação do segundo e do próximo componente com falha

O procedimento para identificar o segundo e o próximo componente que falha é o seguinte:

- Gerar um novo número aleatório para o componente x que falhou e converter este número em um novo TPF_x ;
- Selecionar o componente com mínimo TPF, TPF_x , com x representando o novo componente que falhou.

4.2 Localização de faltas em linhas

A posição de uma falta em qualquer ponto da linha tem a mesma probabilidade de ocorrência. Portanto, a localização da falta é modelada por uma distribuição uniforme. Desta forma, a posição da falta é definida com segue:

- Gerar um número aleatório U.
- Substituir o número U na equação(11).

$$L_{falta} = U \times L_{line} \quad (11)$$

Onde, L_{falta} é a posição da falta e L_{line} é o comprimento da linha.

4.3 Seleção do tipo de falta (T_f)

São simulados cinco tipos de faltas: falta trifásica (3Φ), falta trifásica à terra ($3\Phi_G$), falta bifásica (2Φ), falta bifásica à terra ($2\Phi_G$) e falta monofásica à terra ($1\Phi_G$). A seleção do tipo de falta se baseia nas probabilidades associadas com cada tipo de falta. As probabilidades de falta são obtidas a partir de dados estatísticos[10] ($P_{3\Phi}=0.02$, $P_{3\Phi_G}=0.04$, $P_{2\Phi}=0.09$, $P_{2\Phi_G}=0.2$ e $P_{1\Phi_G}=0.65$).

Os procedimentos para selecionar o tipo de falta são:

- Gerar um número aleatório U no intervalo[0-1].
- Encontrar o intervalo de U na Tabela 1.

Tabela 1. Probabilidade dos Tipos de Falta

U	0-0.02	0.02-0.06	0.06-0.15	0.15-0.35	0.35-1
T_f	$3\Phi_G$	3Φ	2Φ	$2\Phi_G$	$1\Phi_G$

4.4 Seleção das fases envolvidas na falta (F_f)

Em um sistema elétrico as faltas podem afetar qualquer uma das três fases. Por exemplo, para uma falta monofásica as fases A, B ou C podem ser afetadas. Por outro lado, uma falta bifásica pode afetar as seguintes fases: AB, BC ou CA. Todas as três fases (A- B- C) são igualmente expostas a falta. Devido a isto, as fases envolvidas em uma falta tem a mesma probabilidade de ocorrência.

Os procedimentos para selecionar as fases envolvidas na falta são:

- Gerar um número aleatório U no intervalo[0-1], após selecionar o tipo de falta;
- Encontrar o intervalo V no qual é localizado o número U e as fases envolvidas na falta usando a Tabela 2.

Onde, $1\Phi_{G_i}$, $2\Phi_{G_{ij}}$ e $2\Phi_{ij}$ com $i, j \in \{A, B, C\}$ são faltas monofásica, bifásica à terra e bifásica, respectivamente.

Tabela 2 - Probabilidades das fases em falta

V	0 - 1/3	1/3 - 2/3	2/3 - 1
P_f	$1\Phi_{G_A}$ or $2\Phi_{AB}$ or $2\Phi_{G_{AB}}$	$1\Phi_{G_B}$ or $2\Phi_{BC}$ or $2\Phi_{G_{BC}}$	$1\Phi_{G_C}$ or $2\Phi_{CA}$ or $2\Phi_{G_{CA}}$

5.0 METODOLOGIA PROPOSTA

No algoritmo proposto, dois cenários de faltas

são modelados: um associado com faltas momentâneas e o outro com faltas permanente. Os TPFs são estimados usando as taxas de falhas momentânea (λ_m) e permanentes (λ_p) de cada componente. Após um período de simulação com taxas de falhas permanente, um novo período de simulação é gerado usando taxas de falhas momentânea. Os TPRs não são estimados para falhas momentâneas porque para estes tipos de faltas, os tempos de restauração são muito pequenos comparados com o tempo de operação. O algoritmo proposto é apresentado a seguir:

- 1) Selecionar o primeiro componente que falhou, x , de acordo com o procedimento da sub-seção 4.1.1;
- 2) Gerar um número aleatório para o componente x e converte-lo em Tempo Para Reparo (TPR);
- 3) Amostrar o cenário de falta para o componente x : tipo de falta (3Φ , $3\Phi_G$, 2Φ , $2\Phi_G$ e $1\Phi_G$), localização da falta e fases envolvidas na falta (A, B e C);
- 4) Calcular as correntes das faltas usando o Método de Soma de Admitâncias para o cenário de curto-circuito do componente x ;
- 5) Calcular a duração da VTCD usando as curvas corrente \times tempo dos dispositivos de proteção;
- 6) Se o tempo total de simulação é menor do que o tempo de simulação especificado, ir para o passo 7), caso contrário, ir para o passo 8);
- 7) Selecionar outro componente que tenha falhado, x , de acordo com a sub-seção 4.1.2 e então, ir para o passo 2);
- 8) Atualizar os índices probabilísticos;
- 9) Repetir os passos de 1a 8 para um número especificado de simulações.

6.0 ÍNDICES PROBABILÍSTICOS DE QUALIDADE DE ENERGIA

6.1 Distribuição de probabilidade das VTCDs (DP)

As características das VTCDs variam de acordo com a configuração do sistema. Para analisar de forma apropriada estas características, é importante conhecer a sua severidade e probabilidade de ocorrência no período de interesse. Isto pode ser feito usando-se as distribuições de probabilidade individual e cumulativa. O procedimento para obter a distribuição de probabilidade destas características é a seguir apresentado:

- 1) Definir os intervalos da magnitude (V) e da

duração (D) das VTCDs (V). Armazenar o número de VTCDs num vetor $Num_VTCD(V,D)$;

- 2) Dividir o vetor Num_VTCD por ΣNum_VTCD para obter a probabilidade individual da VTCD;
- 3) Representar as probabilidades individuais das VTCDs usando histograma tri-dimensional para obter as DP individuais das VTCDs;
- 4) Calcular as probabilidades cumulativas usando as probabilidades individuais para as VTCDs;
- 5) Representar a probabilidade cumulativa das VTCDs através do histograma tridimensional para obter a DP cumulativa das VTCDs.

6.2 Cartas de coordenação

As Cartas de Coordenação são usadas para realizar um estudo de compatibilidade entre o fornecimento de energia e os equipamentos dos consumidores. Com este estudo é possível estimar o número de interrupções que equipamentos sensíveis podem experimentar devido as VTCDs. O procedimento para obter as cartas de coordenação é o seguinte:

- 1) Defina os limites (magnitude- V e duração- D) dos intervalos usados para analisar as VTCDs. Armazene o número de VTCDs para cada intervalo, em um vetor $Num_Sag(V,D)$;
- 2) Adicione o número de VTCDs do vetor Num_Sag para gerar o vetor Cum_Num_Sag , a partir do primeiro intervalo de magnitude e do último intervalo de duração até o último intervalo de magnitude e o primeiro intervalo de durações;
- 3) Forme as linhas de contorno. As linhas de contorno são formadas conectando os pontos de magnitude e duração, com o mesmo número de VTCDs;
- 4) Represente as linhas de contorno e as Curvas de Tolerância de Tensão (CTT) do equipamento do consumidor (fornecida pelo fabricante) no mesmo plano bidimensional.

6.3 Diagramas de dispersão

O diagrama de dispersão é uma maneira de representar as características de magnitude e duração das VTCDs. Estes diagramas permitem que seja feita uma análise qualitativa do desempenho do sistema com relação a VTCDs. Á seguir é descrito o procedimento para se obter os diagramas de dispersão das VTCDs:

- 1) Armazene as magnitudes e durações das VTCDs seguindo as restrições: magnitudes

dentro do intervalo[0.1, 0.9] p.u. e com durações dentro do intervalo[0.00833, 60] segundos;

2)Represente num plano bidimensional os pontos armazenados no passo anterior, onde o eixo X representa a duração das VTCDs e o eixo Y representa a magnitude das VTCDs.

6.4 Distribuição de probabilidade do índice SARFI

O índice $SARFI_{CBEMA}$ (System Average RMS-variation-Frequency Index considerando a CTT da CBEMA- Computer Business Equipment Manufactures Association) e $SARFI_{ITIC}$ (agora considerando a CTT da ITIC- Information Technology Industry Council) índices representam a freqüência da VTCD nas zonas críticas das curvas CBEMA e ITIC. Estes índices dependem da magnitude e duração das VTCDs e podem ser calculados usando a equação (12), onde Z é equivalente aos subscritos CBEMA e ITIC.

Alguns equipamentos podem ser sensíveis apenas as magnitudes das VTCDs. Neste caso, o índice considerado é o $SARFI_{\%V}$. A expressão %V é usada para identificar o evento que resultou nas VTCDs abaixo de %V da tensão normal de operação. O índice $SARFI_{\%V}$ representa a freqüência das VTCDs abaixo do nível de tensão de %V; este índice é calculado usando a equação (12), quando Z é %V:

$$SARFI_Z = \sum_{i=1}^{N_{ip}} \frac{n_z^i \times Nc_i}{N_T} \quad (12)$$

n_z^i : número de VTCDs, para a carga i , com magnitude e/ou duração pertencente a zona crítica definida pelo limite z (CBEMA, ITIC or %).

Nc_i : número de consumidores para o ponto de carga i .

N_T : número total de consumidores.

N_{ip} : número de pontos de carga.

O procedimento para gerar a DP do índice $SARFI_{\%V}$ é o mesmo usado para gerar a DP associada com os índices $SARFI_{CBEMA}$ ou $SARFI_{ITIC}$. O procedimento é o seguinte:

1) Estimar e armazenar os valores do índice $SARFI_{\%V}^j$ para cada cenário do sistema;

2) Definir os intervalos de classes para a amostra de $SARFI_{\%V}$;

3) Calcular a freqüência associada com cada intervalo de classe;

4)Representar a probabilidade individual do índice $SARFI_{\%V}$ em forma de diagramas de barras, para obter a distribuição de probabilidade individual do índice $SARFI_{\%V}$;

5)Adicionar as freqüências individuais associadas com cada intervalo de classe para obter as probabilidades cumulativas para o índice $SARFI_{\%V}$;

6) Representar a probabilidade cumulativa do índice $SARFI_{\%V}$ em forma de diagramas de barras de modo a obter a distribuição de probabilidade cumulativa do índice $SARFI_{\%V}$.

7.0 RESULTADOS

7.1 Sistema teste

A metodologia proposta foi testada em um alimentador pertencente a Companhia Energética do Maranhão(CEMAR), mostrado na figura 3. As características principais deste sistema são apresentadas na Tabela 3.

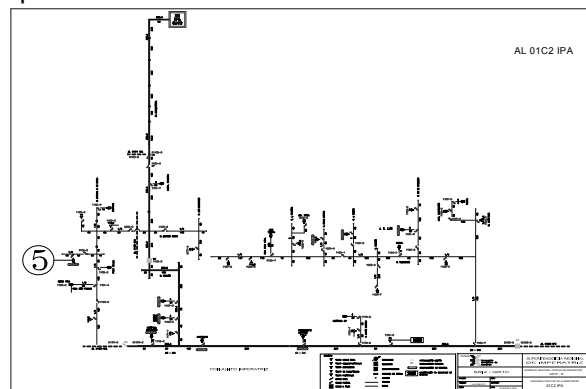


Figura 3 - Alimentador 01C2IPA da CEMAR

Tabela 3 - Dados do sistema de teste

Pico de Carga [kW]	1345.7
Número de Pontos de Carga	33
Número de seções de linha	64
Número de transformadores	33
Número de Consumidores	1267
Número de Fusíveis	46
Número de Religadores	1

A aplicação da metodologia proposta no alimentador da CEMAR considerou os seguintes pontos:

Todas as cargas são consideradas tri-fásicas e modeladas como impedância constante;

A impedância de falta é 1+j0;

Todos os transformadores são Δ -Y aterrado.

7.2 Resultados

Nesta subsecção são apresentados os índices qualitativos e quantitativos obtidos com o APVT aplicado ao sistema teste.

7.2.1 Distribuição de probabilidade das VTCDs.

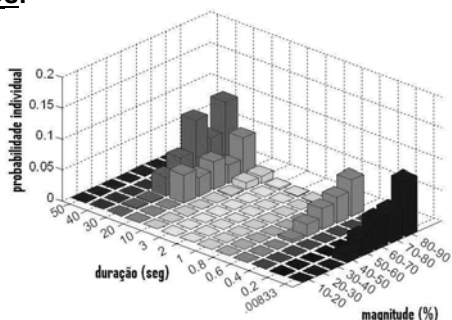


Figura 4 - Distribuição de Probabilidade Individual das VTCD

A Figura 4 mostra a distribuição de probabilidade individual das VTCDs. A partir desta figura pode ser visto que há variações consideráveis nas magnitudes das VTCDs. Por exemplo, pode ser observado desta figura que há VTCDs no intervalo de magnitudes [40,50]% e [70,80]%, e nos seguintes intervalos de tempo [20,30] segundos e [0,00833, 0,2] segundos. Estes resultados demonstram que há variações significativas nas magnitudes e duração das VTCDs quando incertezas associadas com cenários de faltas são incluídas no modelo preditivo. Adicionalmente, deve ser notado que há valores significativos de probabilidade associados com valores críticos das VTCDs. Por exemplo, a probabilidade da VTCD ocorrer no intervalo de magnitude [40, 50]% é de 9,4%; por outro lado, a probabilidade da VTCD ocorrer no intervalo de [20, 30] segundos é de 21%. Estes valores mostram que os modelos probabilísticos podem estimar não apenas a severidade(magnitude-duração) das VTCDs, mas também a probabilidade de suas ocorrências.

A Tabela 4 apresenta as probabilidades cumulativas para as VTCDs no ponto de carga 5. Estes valores podem ser usados para estimar os riscos de desligamentos imprevistos de equipamentos quando um nível crítico de tensão é especificado. Da Tabela 4, o risco devido abertura inesperada de equipamentos que

toleram VTCDs abaixo de 80% e durações maior do que 0.4 segundos é de 50.8%.

Tabela 4 - Probabilidades Cumulativas das VTCDs no ponto de carga 5

Magnitud e (%V)	Duração (seg)				
	>0.00833	>0.2	>0.4	>0.6	>0.8
80-90	100.0%	76.0%	76.0%	76.0%	60.0%
70-80	65.7%	50.8%	50.8%	50.8%	40.8%
60-70	46.1%	36.5%	36.5%	36.5%	30.7%

7.2.2 Cartas de coordenação.

A Figura 5 apresenta uma carta de coordenação para um dispositivo instalado no ponto de carga 5 do alimentador teste. A partir desta figura, pode-se observar que a Curva de Tolerância do equipamento intercepta as curvas de contorno em todos os valores 8; isto é, o dispositivo instalado no ponto de carga 5 experimentará 8 VTCDs de duração maior do que 0,4 segundos e tensões menores do que 80% da tensão nominal.

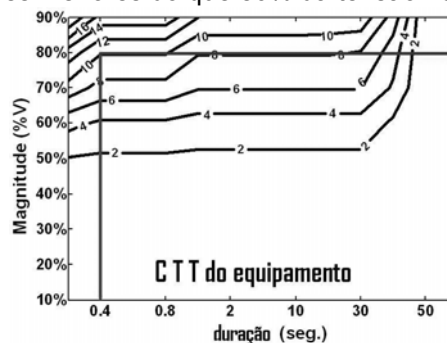


Figura 5 - Cartas de Coordenação no Ponto de Carga 5

7.2.3 Diagramas de dispersão

Os diagramas de dispersão fornecem um diagnóstico qualitativo inicial das VTCDs nos pontos de carga do sistema. A Figura 6, mostra o diagrama de dispersão das VTCDs no ponto de carga 5 do alimentador teste. Esta figura também mostra a Curva de Tolerância de Tensão CBEMA e ITIC. Estas curvas são usadas para estimar qualitativamente a severidade das VTCDs.

7.2.4 Distribuição de probabilidade dos Índices SARFI

Esta subsecção apresenta as distribuições de probabilidade associadas com os índices $SARFI_{70\%}$, $SARFI_{ITIC}$ e $SARFI_{CBEMA}$. A Figura 7 apresenta as distribuições de probabilidade do índice $SARFI_{70\%}$. Desta figura, pode ser observado que há variações significativas em torno do valor médio do $SARFI_{70\%}$. Adicionalmente, a distribuição de probabilidade

cumulativa pode ser usada para calcular o risco em se violar os valores metas para o índice $SARFI_{70\%}$.

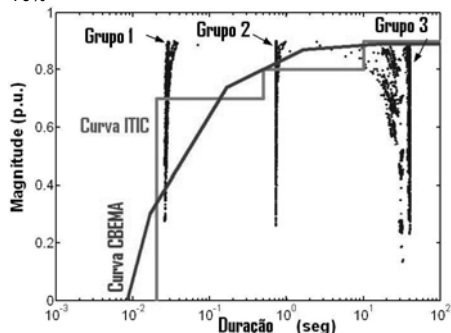


Figura 6 - Diagrama de dispersão no ponto de carga 5

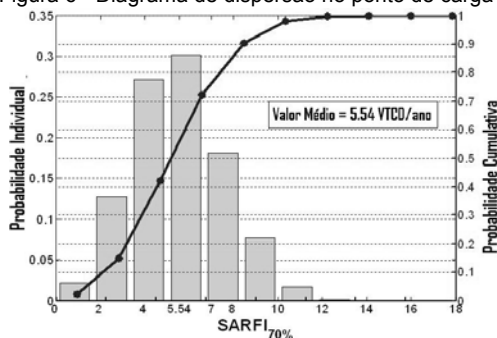


Figura 7 - Distribuição de Probabilidade do índice $SARFI_{70\%}$

A Figura 8 mostra as distribuições de probabilidades individual para os índices $SARFI_{ITIC}$ e $SARFI_{CBEMA}$. Comparando os valores médios dos índices $SARFI_{ITIC}$ e $SARFI_{CBEMA}$ da Figura 8, observa-se que o valor médio do índice $SARFI_{ITIC}$ é maior do que o valor médio do índice $SARFI_{CBEMA}$. Este efeito é devido ao fato de que a zona crítica da Curva de Tolerância de Tensão ITIC inclui mais pontos do que a Curva de Tolerância de Tensão CBEMA.

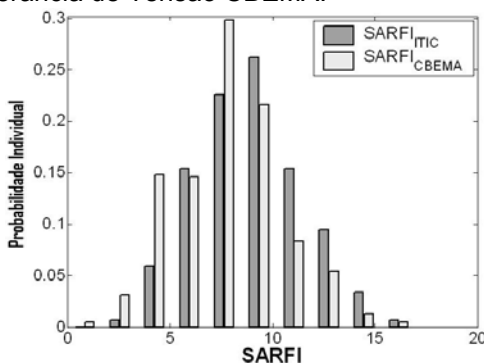


Figura 8 - Distribuição de Probabilidade Individual dos Índices $SARFI_{ITIC}$ e $SARFI_{CBEMA}$

8.0 CONCLUSÕES

Este artigo apresenta uma metodologia probabilística para análise de VTCDs em redes de distribuição de energia elétrica. A metodologia

proposta se baseia na combinação do Método de Simulação de Monte Carlo (MSMC) e o Método de Soma de Admitâncias em coordenada de fase. Esta metodologia permite estimar as características das VTCDs e o cálculo da distribuição de probabilidade destas características. Adicionalmente, são gerados a distribuição de probabilidade dos índices $SARFI_{V\%}$, $SARFI_{ITIC}$ e $SARFI_{CBEMA}$, cartas de coordenação e diagramas de dispersão. Os resultados com a metodologia proposta demonstram que:

Os modelos probabilísticos podem estimar não apenas a severidade (magnitude, duração) das VTCDs, mas também suas probabilidades de ocorrência;

As cartas de coordenação identificam precisamente o número de interrupções sofridas por um dispositivo conectado a um ponto de carga;

- O número de VTCDs experimentados pelo ponto de carga 5, usando a curva ITIC, é maior do que aquele observado com a curva CBEMA.

- Há variações significativas em torno do valor médio do índice SARFI. Estas variações foram observadas nas distribuições de probabilidade do índice SARFI.

- Os resultados indicam que a metodologia proposta é uma ferramenta prática para estudos de VTCDs em redes de distribuição de energia elétrica.

9.0 REFERÊNCIAS

- [1] R. C. Dugan, M. McGranaghan, S. Antoso, H. W. Beaty, "Electrical Power Systems Quality", Second Edition, McGraw-Hill Companies, New York, 2002.
- [2] R. Billinton and R. N. Allan (1992), "Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques", 2nd Edition, Plenum Press, New York and London, 1992.
- [3] M. H. J. Bollen, "Understanding Power Quality Problems Voltage Sags and Interruptions", Wiley Interscience, The IEEE, Inc. New York, 2000.
- [4] S.O. Faried, A. Aboreshaid, "Stochastic Evaluation of Voltage Sags in Series Capacitor Compensated Radial Distribution systems", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 18, N° 3, pp. 744-750, July 2003.
- [5] S.Y. Yun, J.C. Kim, "An Evaluation Method of Voltage Sag Using a risk Assessment Model in Power Distribution Systems", ELSEVIER

- Electric Power and Energy Systems, N° 25, pp. 829-839, 2003.
- [6] J.A. Martinez, J. M. Arnedo, "Voltage Sags Stochastic Prediction Using an Electromagnetic Transients Program", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, N° 4, pp. 1975-1982, October 2004.
- [7] M. Todorovski, D. Rajjicic, "Handling Three-Winding Transformers and Loads in Short Circuit Analysis by the Admittance Summation Method ", IEEE Trans. Power Syst., vol. 18, pp. 993 - 1000, Aug. 2003.
- [8] U. Bordalo, A. B. Rodrigues, M.G. Da Silva, "Modeling of Faults on Overhead Lines in Distribution Systems Using Admittance Summation Method"
- [9] IEEE Committee Report, "Computer Representation of Overcurrent Relay Characteristics", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 4, N° 3, pp. 1659-1667, July 1989.
- [10] S. O. Faried, A. Aboreshaid, "Stochastic Evaluation of Voltage Sags in Series Capacitor Compensated Radial Distribution Systems", IEEE Trans. on PWRD, Vol. 18, No. 3, pp. 744-750, July 2003.

