

AVALIAÇÃO DAS ÁREAS DE RISCO CAUSADAS POR VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Lucas de Godoi Teixeira

Universidade Federal de Ouro Preto
Rua Trinta e Seis, nº 115 – Loanda, João Monlevade – MG, 35931-008
lucast1092@hotmail.com

Wilingthon Guerra Zvietcovich

Universidade Federal de Ouro Preto
Rua Trinta e Seis, nº 115 – Loanda, João Monlevade – MG, 35931-008
wilingthon@decea.ufop.br

RESUMO

Neste trabalho é proposta a metodologia estatística de Monte-Carlo para a avaliação das áreas de vulnerabilidade provocadas por Variações de Tensão de Curta Duração (VTCDs) em Sistemas Elétricos de Transmissão e Distribuição. Com a utilização deste método são avaliados índices relativos às VTCDs (afundamentos e elevações) em cada consumidor da rede elétrica em estudo. As VTCDs são tratadas como sendo causadas unicamente por Curtos-Circuitos (CCs). Os CCs são imprevisíveis e inevitáveis em um sistema de grande porte, o que demanda o uso da abordagem estatística para a análise. Através de dados estatísticos encontrados na literatura é possível obter por meio de sorteios, os parâmetros importantes para a análise, tais como: Tipo de Falta, Impedância de Falta, Localização da Falta e Tempo de Falta. Por meio de um grande número de simulações é possível prever o comportamento da rede e observar a exposição de consumidores industriais monitorados.

PALAVRAS CHAVE: Método de Monte-Carlo, Variações de Tensão de Curta Duração, Áreas de Vulnerabilidade.

Tópicos: PO na Área de Energia, PO na Indústria, Modelos Probabilísticos.

ABSTRACT

This paper proposes the use of Monte-Carlo statistical methodology for evaluation of areas of vulnerability caused by Short Duration Voltage Variations (SDVVs) in Transmission and Distribution Power Systems. By using this method, it is evaluated relative indices regarding SDVVs (voltage sags and swells) in each consumer in the electric network. The SDVVs are treated as being caused solely by Short Circuits (SCs). The SCs are unpredictable and inevitable in a large electrical system, which makes necessary the statistical approach for analysis. By using statistical data found in previous works, it is possible to obtain through sorting, important parameters for analysis, such as Fault Type, Impedance Fault, Fault Location e Fault Time. Working numerous simulations, it is possible to predict the network behavior and to observe the monitored industrial consumers exposure.

KEYWORDS. Monte-Carlo. Voltage Sags and Swells. Vulnerability Areas.

Paper topics: EN - OR in Energy, IND - OR in Industry, MP - Probabilistic Models.

1. Introdução

No cenário atual, é cada vez maior a cobrança por parte dos consumidores em relação aos problemas da Qualidade da Energia Elétrica (QEE) entregue pelas concessionárias de distribuição. Geralmente os consumidores mais afetados são os industriais, que com a necessidade de modernização de seus processos, implantam gradativamente equipamentos de predominância eletroeletrônica para realizar as mais variadas tarefas em seu ambiente. Tais equipamentos são extremamente sensíveis aos fenômenos relacionados à QEE. Podendo apresentar um funcionamento incorreto, gerando paradas de processos. Assim prejudicar uma linha inteira da produção. [Maia 2011]

Dentre os vários fenômenos relacionados à QEE, os de mais difícil tratamento são os que resultam de fenômenos transitórios, tais como as Variações de Tensão de Curta Duração (VTCDs), que são o ponto de estudo deste trabalho. Conforme destacado em [Amasifen 2008] e [Kagan et al. 2009], este fenômeno merece um tratamento especial e tem exigido um grande esforço aos pesquisadores, pelo fato de provocar sérios prejuízos para os consumidores.

Desta maneira, é de extrema importância identificar aquelas Áreas de Risco (AR), as quais estão expostas às VTCDs. Por outro lado, para obter tais dados de forma prática é necessário realizar medições ao longo da rede, o qual é um processo que demanda um alto custo, devido aos preços dos equipamentos de medição, além do emprego de tempos elevados de execução para se obter um padrão de níveis de tensão em todas as barras da rede. Com isso, a utilização da simulação computacional é de extrema importância para resolver tal problema, representando uma alternativa boa para a previsão do estado do sistema ao longo dos anos.

Segundo o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), as VTCDs podem ser classificadas em elevações, afundamentos e interrupções de tensão. São fenômenos de curta duração que englobam tempos de meio ciclo da fundamental até 1 minuto. A elevação de tensão (do inglês “*swell*”) é caracterizada para níveis de tensão de curta duração acima de 1,1 pu. Já o afundamento de tensão (do inglês “*sag*”), é utilizado para caracterizar reduções de tensão entre 0,1 pu e 0,9 pu. Para reduções de tensão inferiores a 0,1 pu, o fenômeno é classificado como interrupção de curta duração.

As principais causas de ocorrências das VTCDs são: (i) Manobras de grandes cargas no sistema, incluindo principalmente, a partida de grandes motores elétricos; (ii) Falhas ou Curtos-Circuitos no Sistema Elétrico. A primeira causa pode ser prevista e evitada, ainda na fase de projeto e pela utilização de sistemas de partidas adequados. Entretanto, os curtos-circuitos são a causa mais predominante das VTCDs, devido aos grandes comprimentos de linhas aéreas de transmissão e distribuição, que estão expostas a fenômenos de caráter natural e imprevisível. Com isto, este trabalho se direciona para VTCDs provocadas por curtos-circuitos no sistema elétrico. Estes podem ser ocasionados por diversas razões, tais como: Descargas Atmosféricas, Contatos com Árvores, Elemento Humano, Interferências Externas, entre outras.

São diversos parâmetros que influenciam no cálculo de VTCDs, como são: Tipo de Falta, Topologia da Rede, Impedância de Falta, Localização da Falta, Taxas de Falhas, Tensões Pré-Falta, Conexões dos Transformadores, Sistemas de Proteção e Religamento.

Os curtos-circuitos não são previsíveis, ou seja, possuem caráter aleatório, o que torna a análise ainda mais complexa [Filho et al. 2002]. Sendo assim, as VTCDs têm caráter aleatório, e, portanto, seu tratamento deve incluir o uso da abordagem estatística. Utiliza-se o método estatístico de Monte-Carlo para obtenção de parâmetros de curto-circuito, tais como os apresentados acima. De modo geral, o método baseia-se em um processo de geração de números aleatórios a partir de uma dada função de distribuição de probabilidades, onde cada parâmetro apresenta a sua própria função. Na literatura, encontraram-se alguns trabalhos relacionados a análises das áreas de risco.

Em [Oliveira et al. 2008], é ilustrado um meio para validar os resultados de afundamentos de tensão realizados pela abordagem probabilística. Os autores utilizam a análise do Curto-Circuito como ferramenta para estimar os índices relativos de afundamentos. A

justificativa para tal uso vem da simplicidade e eficiência da ferramenta. O artigo fundamenta a metodologia com base no método de Monte Carlo.

Em [Maia 2011] um estudo é aplicado numa indústria alimentícia onde são apresentadas formas de caracterização de VTCDs. Também é estimado o prejuízo causado por este fenômeno. O autor realizou medições e simulações durante 4 anos para chegar a conclusão do custo anual em uma indústria do mesmo tipo. São mostrados os impactos em diversos equipamentos eletroeletrônicos, consequência de tal fenômeno.

Em [Naidu et al. 2012] os autores propõem uma nova metodologia para identificar afundamentos de tensão em linhas de subtransmissão e em alimentadores das redes de distribuição. Os autores utilizaram o método de Monte Carlo como técnica de solução visando identificar os afundamentos mais críticos, ou seja, os que geram desligamentos de equipamentos.

Neste trabalho, tem-se como objetivo principal a implementação do método estatístico de Monte Carlo para identificar as Áreas de Vulnerabilidade causadas por VTCDs em consumidores ligados em sistemas de Subtransmissão e Distribuição Primária. Como destacado, os curtos-circuitos são as principais causas das VTCDs. Foram implementados uma análise de curto-circuito e um Fluxo de Potência para determinar as condições da rede no instante da falta. E com base em dados estatísticos levantados da literatura, foi aplicada a técnica de Monte Carlo para quantificar as VTCDs da rede analisada em um horizonte de tempo, podendo detectar as ARs.

Para obter resultados aceitáveis utilizando tal metodologia foi necessário realizar uma grande quantidade de sorteios, obtendo-se, no final, resultados estatísticos das grandezas de interesse para o estudo de áreas de risco. Cada sorteio é caracterizado por parâmetros que caracterizam uma falta originada no sistema de energia elétrica.

São apresentados resultados para um sistema de 48 barras composto por uma junção de um sistema de Subtransmissão (138 kV) e um de Distribuição Primária (13,8 kV).

2. Aspectos Relevantes para a Análise de VTCDs

2.1 Áreas de Risco e Curvas de Sensibilidade

A Área de Risco é conhecida também como Área de Vulnerabilidade, sendo este termo, um conceito que auxilia na avaliação da probabilidade de uma carga específica estar sujeita a certos níveis de VTCDs.

A AR pode ser definida como sendo a região que engloba barras e linhas onde a ocorrência de curtos-circuitos ocasionará valores de VTCDs em um nó genérico k . Ou seja, esta área está ligada a um ponto de monitoração ou uma barra de análise, onde, dada uma ocorrência (falta elétrica) em algum outro ponto da rede (barras ou linhas) poderá produzir níveis de VTCDs na barra monitorada. Este valor poderá estar abaixo de certos limites o que poderá resultar em interrupção, mal funcionamento para o caso de afundamentos e até mesmo danos ao equipamento provocados por elevações de tensão. A Figura 1 exemplifica este conceito.

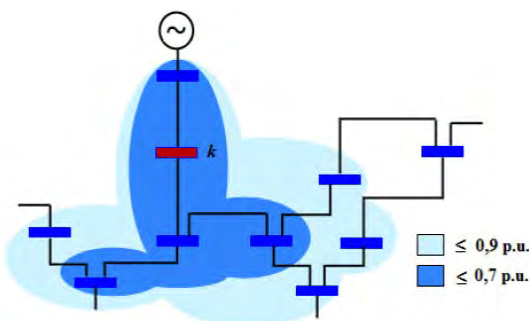


Figura 1 - Diagrama unifilar simplificado para a Área de Vulnerabilidade.

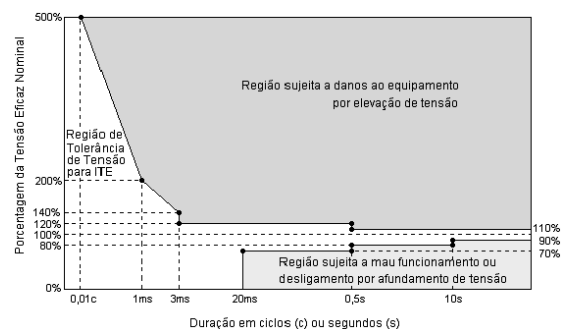


Figura 2 - Curva de Sensibilidade para equipamentos de informação. (ITIC)

De acordo com a Figura 1, ao simular faltas em todos os pontos da rede, definimos uma região ao entorno de uma barra monitorada (*barra k*). Nesta se encontram um consumidor com seus equipamentos e processos sensíveis. Algumas faltas provocarão afundamentos e/ou elevações de tensão (VTCDs).

Com objetivo de quantificar a frequência e mensurar o impacto que uma VTCD causa em um determinado grupo de consumidores, são levantadas curvas de sensibilidade por classes de carga. Tais curvas mostram o comportamento na exposição deste fenômeno em determinado equipamento [Ferreira 2002]. A Figura 2 mostra a curva de sensibilidade para equipamentos de informação – ITIC.

De posse desse tipo de curva, ou seja, da região aceitável de certos equipamentos, é possível determinar as Áreas de Risco, ou áreas de maior exposição, para tal carga ou consumidor ao longo do Sistema Elétrico.

2.1.1 Análise das Áreas de Risco em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Para realizar simulações nos sistemas de distribuição de energia elétrica visando observar o efeito das VTCDs naqueles consumidores sensíveis, é necessário considerar os seguintes aspectos [Amasifen e Kagan 2009]:

- i. A ocorrência da VTCD provém de alguma anormalidade em algum ponto da rede ocasionada frequentemente por um curto-circuito;
- ii. O efeito das VTCDs depende muito das características físicas da rede. Em geral, podem ser modeladas como uma “falta *shunt*”;
- iii. O efeito deste fenômeno sobre determinado consumidor está associado ao grau de sensibilidade da carga, seja frente aos afundamentos ou frente às elevações de tensão.

2.2 Parâmetros de Influência

Tipo de Falta: As principais faltas (em ordem de severidade de afundamentos) em um Sistema de Energia Elétrica (SEE) trifásico são: Trifásica (FFF), trifásica para a terra (FFFT), bifásicas (FF), bifásicas para a terra (FFT) e monofásicas para a terra (FT). As duas primeiras produzem afundamentos simétricos. Já as faltas FF, FFT e FT produzem afundamentos assimétricos e desequilibrados. Para aplicar a metodologia foi utilizada uma probabilidade de ocorrência associada a cada tipo de falta [Fonseca 1999], apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Porcentagem de ocorrência de curto-circuito por tipo de falta e nível de tensão.

Nível de Tensão	FT	FFT	FF	FFF
138 kV	75%	13%	10%	2%
13,8 kV	55%	20%	20%	5%

Impedância de Falta: Conforme descrito em [Cabral 2010], raramente existirá um curto-circuito em um SEE com a impedância de falta nula. Ao desprezar este parâmetro são encontrados valores máximos de corrente de curto-circuito acarretando uma maior severidade no nível da VTCD. Neste trabalho utilizou-se os seguintes dados fornecidos por uma concessionária [Amasifen 2008]: 10 Ω por fase em faltas FFF, 30 Ω para faltas FT, 20 Ω para faltas FF, e por fim, nas faltas FFT, 10 Ω entre fases e 30 Ω para terra.

Localização da Falta: A localização de falta no SEE refere-se ao ponto exato onde ocorreu a falta elétrica. Este dado representa a impedância da rede vista neste ponto, ou seja, é uma característica física da rede. Dependendo da configuração desta, o impacto da VTCDs poderá ser maior ou menor.

Taxa de Falta: É um dado encontrado através de um grande período de observação para um determinado sistema em estudo, ou através de trabalhos existentes na literatura.

Tensão Pré-Falta: Alguns autores, tais como [Amasifen 2008] utilizam valores de 1,0 p.u para este parâmetro. Contudo, essa consideração resultará em erro, normalmente aceitável. Faz-se pertinente colocar que esta simplificação ocasionará numa pequena divergência do valor calculado para o real. Com o objetivo de evitar esses erros, citados na literatura, neste trabalho é implementado um algoritmo de Fluxo de Potência utilizando o método de Newton-Rapshon para cálculo da tensão pré-falta em barras do SEE [Stevenson 1982], aumentando a confiabilidade dos valores de VTCDs simulados.

Conexão dos Transformadores: Na análise e no cálculo das VTCDs, o tipo de conexão dos enrolamentos dos transformadores existentes irá influenciar, de sobremaneira as VTCDs. Para certos tipos de curto-circuito a conexão dos enrolamentos dos transformadores irá isolar valores de componente de sequência zero, o que resultará na diminuição das VTCDs do conjunto de barras conectadas de um lado do transformador. [Dugan 2004]

3. Método de Monte Carlo para a Análise de Áreas de Risco

O nome “Monte Carlo” inicialmente foi aplicado aos enigmas associados ao desenvolvimento da bomba atômica, principalmente na solução de difíceis funções matemáticas. Posteriormente surge o método de Monte Carlo (MC) que se fundamenta no processo de gerar números aleatórios com base em curvas de probabilidades acumuladas. Este método simula a realidade com modelos que podem ou não manter as características físicas e lógicas do sistema real. Tal argumento torna a metodologia em uma das mais poderosas ferramentas para avaliar projetos e operação de processos complexos.

Para utilizar o método de MC é necessário realizar uma grande quantidade de sorteios, obtendo-se, no final, resultados estatísticos das grandezas de interesse. Sendo detalhados a seguir.

3.1 Número de Anos Simulados

Conforme mencionado, quanto maior o número de simulações, mais precisa será a convergência do método de MC. Nesta parte, deve-se definir a quantidade de anos desejados para a simulação do sistema em estudo. Conforme citado em [Oliveira et al. 2008], o aumento no número de simulações está diretamente associado com o nível do erro. É recomendável que tais simulações sejam ampliadas até que uma faixa aceitável seja alcançada.

3.2 Número de Faltas Simuladas

Para cada ano simulado é associada uma quantidade de faltas ou taxa de faltas. Este valor é determinado por meio da quantidade esperada de faltas em cada trecho do sistema elétrico. As Equações 1 e 2 são utilizadas para este cálculo.

$$NF_T = \sum_{i=1}^n NF_j \quad (1)$$

$$NF_j = Tx_j \times Comp_j \quad (2)$$

Onde,

NF_T : Número de falhas por ano totais em toda rede estudada, em falhas/ano.

NF_j : Número de falhas por ano para o trecho j, em falhas/ano.

Tx_j : Taxa de falhas para o trecho j, em falhas/km.ano;

$Comp_j$: Comprimento do trecho j, em km.

3.3 Seleção do Tipo de Falta

Neste trabalho foi levado em conta o cálculo do curto-circuito para os seguintes tipos de falta: FFF, FFT, FT e FF. A seleção do tipo de falta para cada simulação é aleatória. A Figura 3 mostra um modelo de curva de distribuição de probabilidades acumuladas para o sorteio do tipo de falta.

3.4 Determinação da Impedância de Falta

A impedância de falta foi considerada como variável contínua, com valores entre 0 e um valor máximo. Para cada evento é sorteado um número aleatório entre 0 e 1 e depois multiplicado pelo valor máximo utilizado. Uma representação gráfica é mostrada na Figura 4.

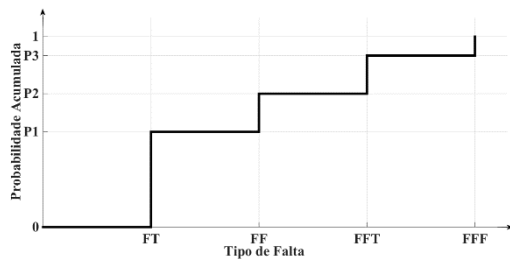


Figura 3 - Tipo de Falta vs Probabilidade Acumulada.

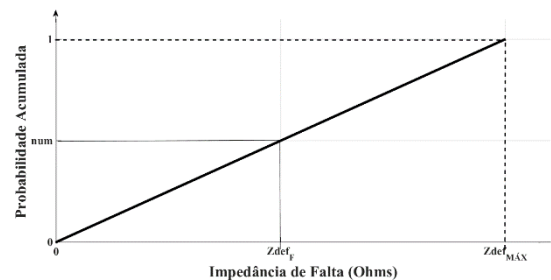


Figura 4 - Impedância de Falta vs Probabilidade Acumulada.

3.5 Escolha do Trecho de Falta

É utilizada a Equação 3 para a escolha do trecho de falta. Esta expressão leva em consideração o número de faltas total da rede a ser avaliada e o número de faltas do trecho j . Este valor é proporcional ao comprimento do mesmo trecho e à sua respectiva taxa de falta. Para determinar o trecho onde ocorreu a falha são avaliados todos os trechos do sistema.

$$P_j = \frac{NF_j}{NF_T} \quad (3)$$

Onde,

P_j : Probabilidade de ocorrência de falha no trecho j .

A título de exemplo, a Figura 5 representa uma simples rede com 5 trechos. De acordo com as equações 1, 2 e 3, pode-se observar que o trecho 1 possui uma probabilidade de ocorrência de falta dez vezes maior em comparação com o trecho 2. Com isso, cada trecho, tem uma probabilidade de ocorrência de falta específica, proporcional ao seu comprimento. É possível construir uma curva de probabilidade acumulada a partir destes dados, mostrada na Figura 6.

A	100 km	10 km	60 km	40 km	5 km	B
	T1	T2	T3	T4	T5	

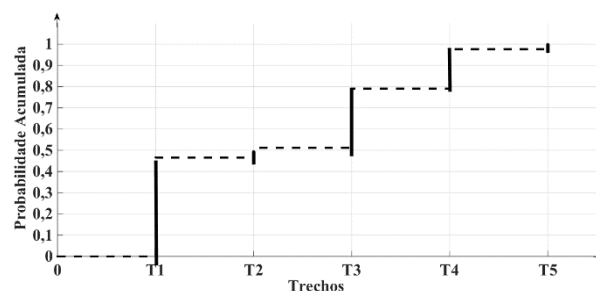


Figura 5 - Diagrama de um sistema com 5 trechos.

Figura 6 - Trecho de Falta vs Probabilidade Acumulada.

3.6 Escolha do Ponto de Falta

Após a determinação do trecho de falta, deve-se saber a localização do ponto em que ocorreu a falta. Considerando que cada trecho tem uma barra início e fim, determina-se através de uma função de probabilidade contínua, o quão distante estará o ponto de falta da barra de início. Basta multiplicar um número aleatório sorteado entre 0 e 1 pelo respectivo comprimento do trecho e assim tem-se a distância do ponto até a barra de origem.

3.7 Cálculo do Fluxo de Potência e do Curto-Circuito para a Estimação das VTCDs

A partir dos dados físicos da rede elétrica em estudo (barras, linhas, transformadores e geradores) em conjunto com os parâmetros sorteados em cada iteração, ou seja, em cada evento, calcula-se o Fluxo de Potência para a obtenção dos valores de tensão pré-falta e em seguida o curto-circuito visando o cálculo dos valores de tensões em todas as barras do sistema.

3.8 Apuração e Análise Estatística das VTCDs

De posse da tabela com todos os valores de tensões para cada simulação, é realizada uma contabilização acerca de todos os afundamentos e elevações de tensão. Para verificação de afundamentos, considera-se o menor valor de tensão das três fases em cada barra. As elevações de tensão são contabilizadas separadamente, pelo fato de serem eventos com uma menor frequência de ocorrência.

Após obter as quantidades afundamentos e elevações de tensão, deve-se encaminhar o estudo para uma análise estatística. Os resultados podem ser mostrados em forma de tabelas de contabilização e histogramas. A Figura 7 apresenta o fluxograma da metodologia descrita.

4. Resultados

Os algoritmos de Fluxo de Potência e Curto-Circuito foram implementados em um ambiente de programação *MATLAB*. O sistema computacional utilizado nos testes realizados apresenta *CPU Intel Core i5-4210U* 1.70 GHz com 8 GB de memória *RAM*. Utilizou-se um sistema formado por uma rede de Subtransmissão (138 kV) e outra de Distribuição Primária (13,8 kV) ilustrada na Figura 8. Esta rede é composta por 48 barras, 2 alimentadores, 4 transformadores e 5 chaves de proteção (sem religadores). O comprimento total da rede é de 37,11 km, sendo 14,650 km referentes à subtransmissão e 22,460 km para a distribuição Primária.

4.1 Considerações para as Simulações

Parâmetros utilizados nas simulações:

1) Taxa de Falta: Conforme apresentado em [Garcia e Alves 2011], para a Subtransmissão (138 kV) é utilizado 0,06 faltas/km/ano e na Distribuição Primária (13,8 kV) é utilizado 0,5 faltas/km/ano. O que resultará em 194 faltas por ano.

2) **Tipo de Falta:** São adotadas as Probabilidades mostradas na Tabela 1. Para a Subtransmissão: Faltas FT 75%, FFT 13%, FF 10% e FFF 2%. Para a Distribuição Primária: Faltas FT 55%, FFT 20%, FF 20% e FFF 5%.

3) **Impedância de Falta:** Para esta variável, foram consideradas valores extremos em função do tipo de curto-circuito. Falta FFF 10 Ω/fase, FFT 30 Ω para a terra, FF 20 Ω entre fases e FT 30 Ω para a terra.

Determinação do tempo de extinção de falta: Foi utilizada a curva de distribuição de probabilidades equiprovável mostrada na Figura 9. Tais valores foram adotados a partir de conhecimento prático de especialistas no ramo. Segundo a figura, o curto-circuito tem 80% de chance de se extinguir com menos de 100 ms e 20 % de ter ser tempo de extinção entre 100 ms e 5000 ms. O tempo de atuação do dispositivo de proteção é adotado quando for menor que o tempo sorteado.

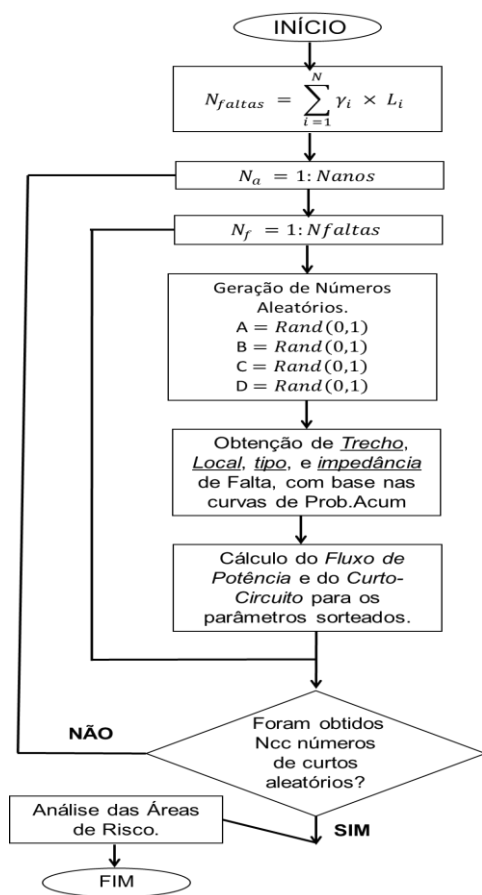


Figura 7 - Fluxograma do método de Monte Carlo.

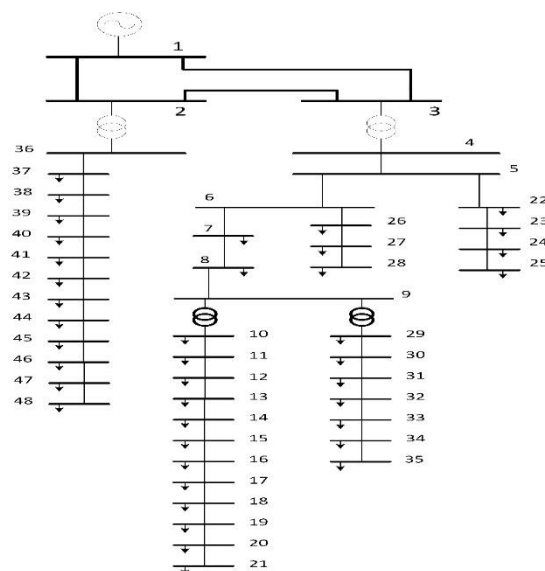


Figura 8 - Sistema Fictício de 48 barras

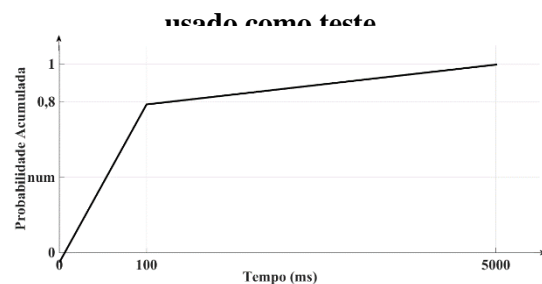


Figura 9 - Tempo de extinção de Falta vs Probabilidade Acumulada.

4.2 Apresentação dos Resultados

4.2.1 Análise do comportamento do Método de Monte Carlo

Para comparação foram utilizados a quantidade média de afundamentos e elevações de tensão por barra em todo sistema a cada ano. Devido à presença de variáveis aleatórias, foram

realizadas 5 execuções sucessivas, de forma a obter a média, desvio padrão e um coeficiente de variação entre desvio e média. Foram simulados 150, 1500, 15000 e 150000 curtos-circuitos. Assumindo 150 falhas por ano. A Tabela 2 mostra os resultados das simulações.

Tabela 2 - Resultados para diversos curtos-circuitos.

CC's	Anos	Quantidade Média de Afundamentos e Elevações por barra por ano.									
		Simulação									
150	1	Evento	1	2	3	4	5	Média	Desvio Padrão	Coef.Var(%)	
		Afundamentos	108,52	101,729	105,88	104,521	96,1458	103,358	4,7172758	4,56400142	
		Elevações	11,854	9,66667	9,625	8,875	9,95833	9,99583	1,113209823	11,1367385	
		VTCDs (Total)	120,38	111,396	115,5	113,396	106,104	113,354	5,251095289	4,63246782	
1500	10	Evento	1	2	3	4	5	Média	Desvio	Coef.Var(%)	
		Afundamentos	104,56	104,298	102,68	102,206	103,033	103,356	1,026687085	0,99334785	
		Elevações	10,471	10,3958	10,906	11,1688	10,4229	10,6729	0,34655735	3,24707257	
		VTCDs (Total)	115,03	114,694	113,59	113,375	113,456	114,029	0,77382864	0,67862343	
15000	100	Evento	1	2	3	4	5	Média	Desvio	Coef.Var(%)	
		Afundamentos	103,51	103,474	103,44	103,397	103,94	103,552	0,220490467	0,2129272	
		Elevações	10,439	10,5621	10,803	10,7188	10,8102	10,6665	0,161675754	1,51573388	
		VTCDs (Total)	113,94	114,036	114,25	114,116	114,75	114,219	0,317261332	0,27776693	
150000	1000	Evento	1	2	3	4	5	Média	Desvio	Coef.Var(%)	
		Afundamentos	103,7	103,883	103,89	103,81	104,005	103,859	0,111041888	0,10691619	
		Elevações	10,818	10,7534	10,692	10,75	10,6618	10,7349	0,060512907	0,56370038	
		VTCDs (Total)	114,52	114,636	114,58	114,56	114,667	114,594	0,058173899	0,05076533	



Pode-se observar na Tabela 2 que o desvio padrão diminui quando é aumentado o número de faltas simuladas, o que era esperado. Tal fato prova a teoria de Monte Carlo, tendo em vista que quanto maior o número de simulações, mais precisa será a resposta. O menor desvio e coeficiente de variação se localizam em 150 mil CC's sendo iguais a 0,05817 e 0,0507 %, respectivamente. Ainda, pode-se observar na Figura 10 a tendência de tal coeficiente de variação em termos do número de curtos-circuitos. Para cada fenômeno utilizou-se três conjuntos de pontos de Coeficientes de Variação para 1500, 15000 e 150000 faltas.

4.2.3 Áreas de Risco utilizando o método de Monte Carlo.

As Áreas de Risco aqui definidas apresentam como índices os afundamentos e elevações de tensões. A simulação foi realizada em um horizonte de tempo de 100 anos o que resulta em 194.000 curtos-circuitos. As Tabelas 3 e 4 mostram, respectivamente, a quantidade de afundamentos e elevações por ano em cada barra da rede estudada.

Analisando as duas tabelas, pode-se observar que o trecho compreendido entre as barras 10 e 21 é o que apresenta maior vulnerabilidade a fenômenos ligados à VTCDs. Nota-se também uma maior segurança na Subtransmissão (Barras 1-3). A maioria das faltas são originadas na Distribuição Primária e com isso conclui-se que não provocam impactos significativos na subtransmissão.

Figura 10 - Número de Faltas vs Coeficiente de Variação (%)

Barra	Afund /ano	Barra	Afund /ano	Barra	Afund /ano	Barra	Afund /ano
1	39	13	134	25	97	37	68
2	41	14	135	26	104	38	76
3	41	15	135	27	105	39	79
4	91	16	137	28	106	40	80
5	94	17	138	29	115	41	80
6	103	18	138	30	116	42	80
7	105	19	138	31	122	43	81
8	108	20	139	32	124	44	82
9	115	21	140	33	126	45	82
10	131	22	94	34	127	46	82
11	132	23	96	35	127	47	83
12	134	24	97	36	127	48	83

Tabela 4 - Quantidade média de Elevações por ano em todas as barras do sistema.

Barra	Elevações /ano	Barra	Elevações /ano	Barra	Elevações /ano	Barra	Elevações /ano
1	7	13	24	25	6	37	6
2	7	14	24	26	6	38	7
3	7	15	24	27	6	39	7
4	6	16	24	28	6	40	7
5	5	17	24	29	5	41	7
6	6	18	24	30	5	42	7
7	5	19	24	31	5	43	7
8	5	20	24	32	5	44	7
9	5	21	24	33	5	45	7
10	25	22	5	34	5	46	7
11	25	23	6	35	5	47	7
12	25	24	6	36	5	48	7

Tabela 3 - Quantidade média de Afundamentos por ano em todas as barras do sistema. particular.

4.2.4 Análise das VTCDs para uma barra

Para esta análise, foi escolhida a barra com maior vulnerabilidade à afundamentos e elevações (Barra 21, apresentado anteriormente). São simulados 100 anos. Os resultados são expressos em forma de histograma gerados a partir da tabela ONS [ONS 2009], de forma a serem analisadas as frequências de ocorrência para cada faixa de amplitude e duração.

Na Figura 11 é apresentado um histograma de frequência de ocorrência por ano de **Afundamentos de Tensão**, em função de faixas de amplitude e de duração. Na Figura 12, são apresentados histogramas de eventos em função do tempo e eventos em função da tensão, separadamente. Na Tabela 5 são apresentados os dados utilizados para montar os histogramas de Afundamentos de Tensão.

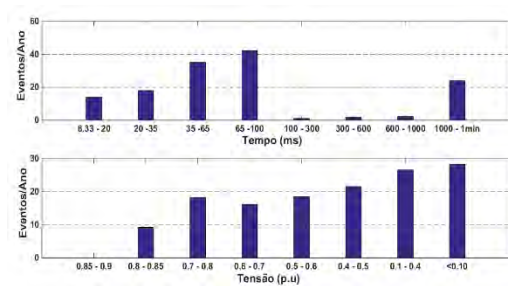
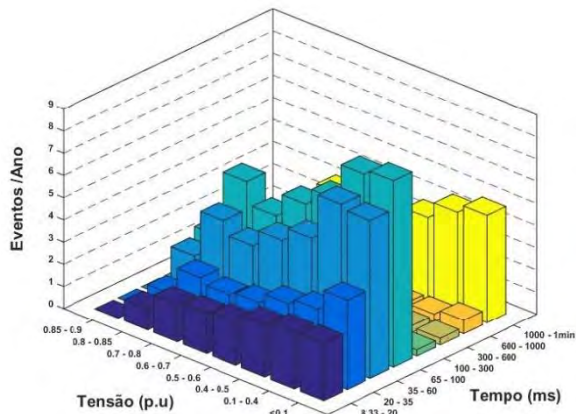


Figura 11 - Histograma do Índice de Afundamentos de Tensão **Figura 12 - Eventos/Ano vs Tempo (ms) e Eventos/Ano vs Tensão (p.u) para Afundamentos de Tensão.**

Tabela 5 - Dados do Histograma para Afundamentos de Tensão.

Tempo V (p.u)	[8.33 ms - 20 ms]	[20 ms - 35 ms]	[35 ms - 65 ms]	[65 ms - 100 ms]	[100 ms - 300 ms]	[300 ms - 600 ms]	[600 ms - 1s]	[3 s - 1min]
(0,85 - 0,90]	0	0	0	0	0	0	0	0
(0,80 - 0,85]	0,95	1,14	2,34	2,74	0,07	0,2	0,11	1,67
(0,70 - 0,80]	1,7	2,4	4,46	5,72	0,14	0,24	0,3	3,18
(0,60 - 0,70]	1,82	2,16	3,87	4,71	0,12	0,23	0,29	2,97
(0,50 - 0,60]	1,99	2,34	4,64	5,77	0,13	0,19	0,31	3,1
(0,40 - 0,50]	2,39	2,83	5,27	6,54	0,16	0,35	0,3	3,68
(0,10 - 0,40]	2,58	3,11	7,33	8,18	0,21	0,31	0,36	4,45
< 0,10	2,61	4,05	7,13	8,42	0,28	0,3	0,61	4,85

Na Figura 13 é apresentado um histograma de frequência de ocorrência por ano de **Elevações de Tensão**, em função de faixas de amplitude e de duração. Na Figura 14, são apresentados histogramas de eventos em função do tempo e eventos em função da tensão, separadamente. Na Tabela 6 são apresentados os dados utilizados para montar os histogramas de Afundamentos de Tensão.

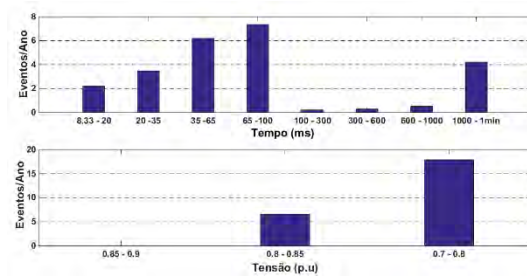


Figura 14 - Eventos/Ano vs Tempo (ms) e Eventos/Ano vs Tensão (p.u) para Elevações de Tensão.

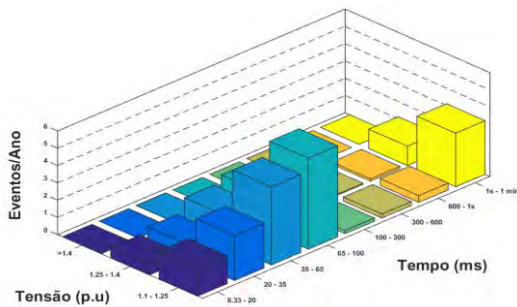


Figura 13 - Histograma do Índice de Elevações.

Tabela 6 - Dados do Histograma para Elevações de Tensão.

Tempo	[8.33 ms - 20 ms]	[20 ms - 35 ms]	[35 ms - 65 ms]	[65 ms - 100 ms]	[100 ms - 300 ms]	[300 ms - 600 ms]	[600 ms - 1s]	[3 s - 1min]
V (p.u)								
[1,10 - 1,25]	0	0	0,01	0	0	0	0	0
[1,25 - 1,40]	0,61	0,89	1,68	2,09	0,04	0,06	0,13	1,12
> 1,40	1,61	2,59	4,51	5,27	0,18	0,23	0,39	3,1

Das Tabelas 5 e 6 temos que o total Afundamentos/ano e Elevações/ano na barra 21 são 138,3 e 24,31 respectivamente. Resultados que são semelhantes aos apresentados nas Tabelas 3 e 4. Ainda com que diz respeito a barra 21, na Figura 15 é apresentado um gráfico com a quantidade de afundamentos de tensão ano a ano e o seu comportamento após um número grande de simulações (100 anos).

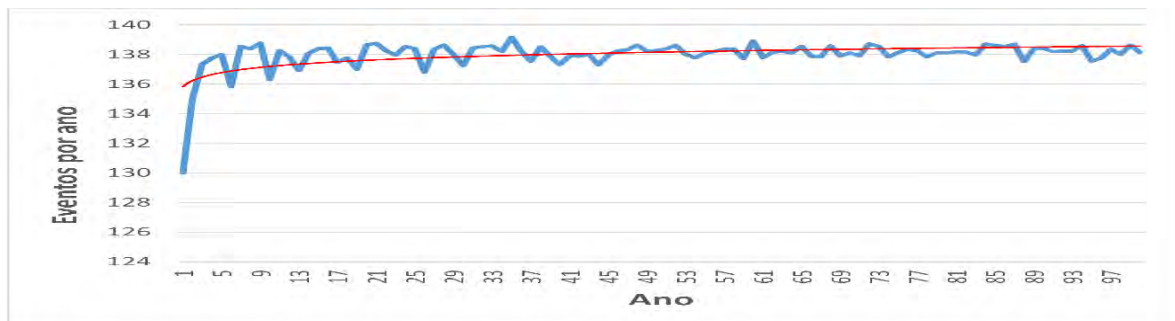


Figura 15 - Distribuição anual de Afundamentos de tensão na barra 21.

5. Conclusões

Neste trabalho foi desenvolvida a metodologia estatística de Monte Carlo para a avaliação das Áreas de Risco causadas por Variações de Tensão de Curta Duração em Sistemas

de Subtransmissão e Distribuição de Energia Elétrica, visando obter índices de qualidade de energia elétrica nos consumidores ligados à rede elétrica.

O modelo de Monte Carlo baseia-se em um processo de geração de números aleatórios para estabelecimento dos cenários a partir de distribuições de probabilidades relacionadas às variáveis do problema. Também se fundamenta em um processo de imitar a realidade.

A implementação deste método constitui em uma importante alternativa às medições, evitando-se gastos de recursos financeiros para implantação de medidores e também de tempos longos de monitoração.

Foram utilizadas curvas de probabilidade referenciadas na literatura para a determinação e escolha dos valores dos parâmetros que influenciam no valor da VTCDs, ou seja, daqueles parâmetros que representam uma condição de curto-circuito.

Os resultados obtidos comprovaram a teoria de Monte Carlo em mostrar a convergência do método após um número grande de simulações. Utilizou-se a quantidade média de afundamentos e elevações por ano em todo o sistema. Foram realizados milhares de curtos-circuitos e observado o comportamento do método.

Foram ilustradas através de tabelas e gráficos as áreas de vulnerabilidade para a rede avaliada, assim como para um consumidor particular (indústria). Tal conceito mostra as regiões de maior prejuízo para o consumidor.

Os resultados apresentados permitem vislumbrar as situações em que os fenômenos relacionados às VTCDs devem ser levados em consideração, como nos casos em que barras mais expostas contém consumidores com equipamentos e processos sensíveis a tais fenômenos. Com isso, os índices obtidos podem ser utilizados no futuro para o suporte ao procedimento de análise de exigências dos consumidores.

Finalmente, a partir dos resultados, a empresa concessionária poderá tomar as medidas preventivas e/ou corretivas para reduzir o número de VTCDs, como por exemplo, poda de árvores, reconfiguração da rede, entre outras.

Agradecimentos

Os autores agradecem a FAPEMIG pelo financiamento do projeto de pesquisa, que originou os resultados apresentados neste artigo.

Referências Bibliográficas

Amasifen, J. C. C. (2008). Metodologias para Avaliação de Riscos e dos Custos de Interrupções em Processos Causados por Faltas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, Tese de Doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo.

Amasifen, J. C. C. e Kagan, N. (2009). Método híbrido para o cálculo dos custos de interrupções em processos eletroeletrônicos causados por faltas em sistemas de distribuição de energia elétrica, Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automática 20(3): 345-358.

Cabral, R. J. (2010). Análise numérica de curto circuito utilizando componentes simétricas e componentes de fases para obter índices de afundamentos de tensão, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Dugan, R. C., McGranaghan, M. F., Santoso, S. e Beaty, H. W. (2004). Electrical Power Systems Quality, 2ª ed, McGraw-Hill.

Ferreira, A. A. (2002). Caracterização e análise de variações de tensão de curta duração, Dissertação de Mestrado, Dept. Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas.

Filho, J.M, C., Abreu, J. P. G., Leborgne, R. C., Oliveira, T. C., Correia, D. e De Oliveira, L. F. (2002). Comparative analysis between measurements and simulations of voltage sags, Harmonics and Quality of Power, 2002. 10th International Conference on, Vol. 2, IEEE, pp. 435-440.

Fonseca, V. R. d. C. (1999). Cálculo estocástico do afundamento de tensão, Belo Horizonte

Garcia, C.P., Alves, M.F. Dimensionamento de compensadores série considerando a frequência de ocorrência dos afundamentos. IX CBQEE, 2011.

IEEE Standard 1159-1995, Recommended Practice on Monitoring Electric Power.

Kagan, N., Robba, E. J. e Schmidt, H. (2009). Estimação de indicadores de qualidade da energia elétrica, Editora Blucher .

Maia, R. M. (2011). Caracterização das variações de tensão de curta duração e seus impactos em uma planta da industrial alimentícia, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais.

Naidu, S., Andrade Jr, G. V. e Costa, E. G. (2012). Voltage sag performance of a distribution system and its improvement, Industry Applications, IEEE Transactions on 48(1): 218-224.

Oliveira, T. C., De Carvalho Filho, J. M., Leborgne, R. C. e De Abreu, J. P. G. (2008). Validation of voltage sags short term measurements based on predicted stochastic simulation, Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2008. PMAPS'08. Proceedings of the 10th International Conference on, IEEE, pp. 1-8.

ONS: Sub-módulo 2.8: Gerenciamento dos Indicadores de Desempenho da Rede Básica e de seus Componentes. (Procedimento de Rede, 2009). Página 22, Tabela 8.

Stevenson, W. D. Elements of Power System Analysis. McGraw-Hill New York, 1982 v. 196.