



Grupo de Estudo de Sistemas de Distribuição-GDI

Comparação dos Métodos de Monte Carlo e Estimação por Pontos para Avaliação de VTCD em Rede de Distribuição com Geração PV e Eólica

FELIPE CARVALHO SAMPAIO¹; JEAN MARCOS LOBO DA FONSECA²; GUILHERME PINHEIRO BARNABÉ³;
LIVIA DE ARAUJO MACHADO⁴; RUTH PASTÔRA SARAIVA LEÃO⁵; RAIMUNDO FURTADO SAMPAIO⁶
UFC^{1,2,3,4,5,6}

RESUMO

As Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD) são eventos aleatórios de curta duração na tensão, responsáveis pela perda de qualidade da energia elétrica, podendo causar na indústria paradas de produção e prejuízos de ordem econômica. O objetivo deste artigo é comparar os métodos estatísticos de Monte Carlo (MC) e Estimação por Três Pontos (ETP) aplicados no estudo de VTCDs em uma rede de distribuição em média tensão do CIGRÉ, com geração distribuída do tipo eólica e fotovoltaica (PV). Os métodos de simulação estatísticos MC e ETP permitem representar as aleatoriedades envolvidas nas VTCDs como tipo de falta, localização da falta, resistência de falta, além da variação da potência gerada por geradores eólico e PV. As curvas de Função Distribuição Acumulada (FDA) geradas pelos métodos MC e ETP foram usadas na comparação dos métodos. Como resultado, foram observadas grande similaridade nas curvas FDA, enquanto as medidas estatísticas da tensão (valor médio e desvio-padrão) mantiveram-se próximas. Os resultados obtidos por ETP exigiram um reduzido esforço computacional quando comparados ao MC.

PALAVRAS-CHAVE

Variações de tensão de curta duração, Método de Monte Carlo, Método de Estimação por Três Pontos, Geração Distribuída

1.0 - INTRODUÇÃO

O estudo da qualidade da energia elétrica envolve diversos fenômenos eletromagnéticos na tensão e corrente, que afetam os sistemas elétricos de potência (SEP). Um dos fenômenos de maior interesse são as Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD). VTCDs são eventos aleatórios de curta duração na tensão, que podem resultar em má operação, desligamento e falha de equipamentos eletrônicos e digitais [1]. As VTCDs são quase sempre causadas por condições de falta, energização de grandes cargas que exigem altas correntes de partida ou folgas intermitentes em conexões [2]. São três as categorias de VTCDs: afundamento de tensão, com variação típica na tensão eficaz na faixa ($0,1 \text{ pu} \leq V < 0,9 \text{ pu}$), interrupção de curta duração, com tensão eficaz inferior a ($V < 0,1 \text{ pu}$) e elevação de tensão de curta duração, com tensão eficaz superior ($V > 1,1 \text{ pu}$). Afundamentos de tensão devido a curtos-circuitos são geralmente considerados um problema sério de qualidade de energia, sendo responsáveis por significativas perdas de produtividade.

Para avaliar os efeitos das VTCDs no SEP, faz-se necessário estimar sua frequência de ocorrência e características como magnitude e duração. A ANEEL, no módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica [3], apresenta uma estratificação dos parâmetros amplitude e duração para contabilização de eventos de VTCD, como mostrada na Tabela 1.

A natureza aleatória das VTCDs demanda um longo período de medição a fim de prover um razoável grau de confiança quanto às características e frequência de ocorrência destas. Para eventos, por exemplo, com frequência de uma ocorrência ao mês, são necessários 30 anos de medição para um grau de confiança de 90%, como mostrado na Tabela 2 [4].

Tabela 1 – Estratificação de VTCDs

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 ms - 100 ms)	(100 ms - 300 ms]	(300 ms - 600 ms]	(600 ms - 1 seg]	(1 seg - 3 seg]	(3 seg - 1 min]	(1 min - 3 min)
> 1,15							
(1,10-1,15]							
(0,85-0,90]							
(0,80-0,85]							
(0,70-0,80]							
(0,60-0,70]							
(0,50-0,60]							
(0,40-0,50]							
(0,30-0,40]							
(0,20-0,30]							
(0,10-0,20]							
< 0,10							

Tabela 2 – Período Mínimo de Monitoramento

Frequência do evento	Grau de Confiança		
	50%	90%	98%
1/dia	2 semanas	1 ano	25 anos
1/semana	4 meses	7 anos	200 anos
1/mês	1 ano	30 anos	800 anos
1/ano	16 anos	400 anos	10.000 anos

O alto investimento em rede de medidores e o longo período de monitoramento conduz à preferência pela aplicação de métodos de simulação computacional na avaliação de VTCDs. Os métodos de predição de VTCDs por simulação computacional têm como vantagens: eliminação de custo com rede de medidores, precisão dos resultados e possibilidade de avaliar sistemas na fase de projeto [5].

Este artigo tem como objetivo comparar o desempenho dos métodos de simulação estocásticos de Monte Carlo (MC) e Estimação por Três Pontos (ETP) aplicados na avaliação de VTCDs tipo afundamento de tensão. A comparação é feita pelas curvas de função distribuição acumulada (FDA) da magnitude de tensão de barra, obtida por cada um dos métodos.

Em teoria da probabilidade, uma FDA descreve a distribuição da probabilidade de uma variável aleatória de valor real X (p.ex. magnitude de tensão) assumir um valor inferior ou igual a determinado x (p.ex. 0,5 pu). Para cada número real x , a FDA é dada por:

$$F(x) = P(X \leq x) \quad (1)$$

A probabilidade de que X se situe num intervalo i é $F(b) - F(a)$ se $a \leq b$. Portanto, a partir da FDA é possível obter dados para preenchimento da Tabela 1.

O artigo está organizado em três seções adicionais. Seção 2 descreve os modelos da geração PV e eólica, e as funções de distribuição das variáveis aleatórias. Seção 3 descreve os métodos estocásticos MC e ETP. Seção 4 apresenta o sistema teste e os resultados obtidos e na Seção 5 estão as conclusões.

2.0 - METODOLOGIA

Neste trabalho, foram utilizados para a análise de VTCDs o software PowerFactory-DigSilent para o cálculo de fluxo de carga e de curto-circuito, e rotinas desenvolvidas na linguagem computacional Python para os métodos MC e ETP.

Diversos trabalhos abordam a aleatoriedade da geração distribuída com potência de saída variável e seus impactos no estudo de VTCDs [6] – [9]. Existem duas maneiras diretas pelas quais uma planta de geração distribuída (GD) pode afetar a ocorrência e severidade de afundamentos de tensão: tensão pré-falta, obtida a partir da análise de fluxo de carga, e sua contribuição de corrente de falta, obtida pela análise de curto circuito. Assim, tanto os estados pré-falta, quanto os estados pós-falta, devem ser considerados neste tipo de estudo [10]. A seguir serão apresentados os modelos de geração PV e eólica.

2.1 Modelagem da Geração PV

Para representar a relação entre a tensão e a corrente de saída de uma célula fotovoltaica geralmente utiliza-se o modelo que inclui perdas internas na célula, mostrado na Figura 1.

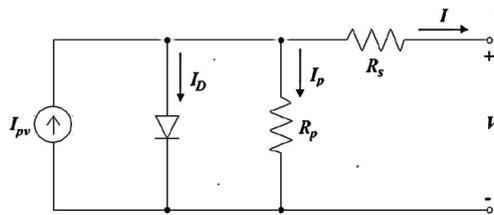


FIGURA 1 – Circuito Equivalente de Célula PV com Perdas

No modelo, R_s representa a resistência do material semicondutor e dos contatos elétricos e R_p as perdas originadas por impurezas e defeitos na estrutura [11], [12]. A relação entre corrente e tensão é obtida pela aplicação da Lei de Kirchhoff para corrente ao modelo da Figura 1.

$$I = I_{pv} - I_0 \left[e^{\left(\frac{V + R_s I}{V_t} \right)} - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (2)$$

A corrente I_{pv} é definida em (3), I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo, V_t é o potencial térmico dado por $\eta kT/q$, sendo η o fator de idealidade da junção P-N do diodo, k a constante de Boltzmann ($1,3806503 \times 10^{-23}$), q a carga do elétron ($1,6 \times 10^{-19}$ C) e T a temperatura da junção P-N em Kelvin, e I e V são a corrente fornecida e a tensão nos terminais da célula [12].

A fotocorrente I_{pv} é a corrente originada do efeito fotovoltaico calculada por:

$$I_{pv} = \left(I_{cc+STV} + \alpha_i (T - 25) \right) \cdot G / 1000 \quad (3)$$

I_{cc+STV} é a corrente de curto-circuito da célula nas condições padrão de teste (Standard Test Conditions (STC), em inglês); α_i é o coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito; T é a temperatura ambiente em Celsius; e G a irradiação solar.

Para obter a solução de (2) recorre-se a métodos iterativos, com a tensão inicial em 0 volt e incremento definido. Para isso, é necessário conhecer os parâmetros I_{pv} , I_0 , R_s , R_p e V_t , que podem ser estimados considerando diferentes condições de temperatura e radiação [6].

Sabendo-se que um módulo PV é normalmente formado por N_{ser} células em série, a expressão em (2) deve ser modificada para obtenção das características do módulo, considerando que $V_{módulo} = N_{ser} \cdot V$. Para calcular a potência de saída de um módulo PV para qualquer valor de irradiação e temperatura, um dos métodos mais usado é o de Osterwald dado em (4).

$$P = P_{STC} \cdot \frac{G}{1000} \cdot \left[1 + \frac{\alpha_p}{100} (T - 25) \right] \quad (4)$$

P_{STC} é a potência máxima gerada pelo módulo em condição padrão de teste, dada em (watts), sendo usualmente a potência nominal dada pelo fabricante na folha de dados; G e T são a irradiação global e a temperatura do ar medidas; e α_p o fator de correção de temperatura para a potência, representado pela faixa de valores percentuais entre $0,5/^\circ\text{C}$ a $-0,48/^\circ\text{C}$ [13].

Módulos podem ser conectados em série, paralelo ou uma combinação dos dois. Uma planta com ($N_{ser, str} \times N_{par, str}$) módulos produzirá potência igual a:

$$P_{planta} = (N_{ser, str} \times N_{par, str}) \cdot P \quad (5)$$

P é a potência de um módulo, $N_{ser, str}$ é o número de módulos conectados em série e $N_{par, str}$ o número de fileiras. O módulo fotovoltaico utilizado nas simulações da geração PV foi o Kyocera KC200GT.

2.2 Modelagem da Geração Eólica

São duas as tecnologias predominantes no mercado de aerogeradores (AG) de velocidade variável: AG com conversor parcial e AG com conversor pleno. AG de conversor pleno vem sendo fabricado em larga escala e, por conseguinte, foi utilizado neste estudo de VTCDs [7].

Em estudos de curto-circuito, o AG de conversor pleno pode ser modelado por fonte de corrente independente, usando componentes simétricas de sequência positiva, segundo proposto em [14].

$$I_k^{+cc} = \alpha I_k^{pre} \quad (6)$$

I_k^+ é a corrente de falta de sequência positiva injetada no barramento k pelo AG; k é o barramento no qual a fonte está conectada; α é a constante associada à corrente de falta controlada; I_k^{pre} é a corrente injetada pelo AG no barramento k na condição pré-falta ($I_k^{pre} = (P_k - Q_k)/E_k^*$; E_k^* é o conjugado da tensão nodal complexa no barramento k ; P_k , Q_k são potência ativa e reativa gerada pelo AG.

O conversor do AG é controlado e protegido para fornecer valores de corrente de curto-circuito durante uma falta de modo a não comprometer sua integridade [14].

2.3 Distribuição de Probabilidade das Variáveis Estocásticas

Métodos estocásticos têm sido usados para estimar a ocorrência de VTCDs. Nos métodos MC e ETP são modeladas incertezas relacionadas a cenários de faltas como potência do gerador PV, potência do gerador eólico, posição da falta, tipo de falta, resistência da falta e número de faltas. Para a modelagem das variáveis estocásticas foram utilizadas distribuições de probabilidade que demonstraram resultados mais acurados segundo a literatura pesquisada [1], [5], [6], [7].

2.3.1 Irradiância e Temperatura

Para modelar a incerteza da irradiância e da temperatura medidas em um sítio, os quais têm influência na produção PV, foi utilizada a abordagem de agrupamento para redução do número possível de estados de potência de saída da planta PV [5], [6]. Na Tabela 3 são mostrados os 6 agrupamentos dos dados de irradiância e temperatura obtidos através das medições feitas na estação São Luiz do Projeto SONDA [6].

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

Tabela 3 -- Valores de Irradiância e Temperatura Ambiente

Irradiância (W/m ²)	Temperatura (°C)	Probabilidade (%)
0,00	26,35	49,1741
264,683	30,23	12,6897
468,267	31,87	9,4591
971,098	34,06	6,7445
712,626	33,19	7,343
66,022	26,35	14,5896

Utilizando os agrupamentos da Tabela 3, pode-se calcular a potência injetada na rede por uma planta PV, aplicando-se ainda à potência dada em (4) e (5) o rendimento do inversor η_{inv} , o rendimento relacionado à potência perdida por incompatibilidade entre os módulos fotovoltaicos η_m , e o rendimento que modela a perda de potência devido à sujeira nos painéis η_s . Os valores dos rendimentos considerados são, respectivamente, 96%, 97% e 96% [5], [6].

Para a seleção do agrupamento bidimensional da Tabela 3 é feito sorteio de número aleatório no intervalo [0,1] e aplicada a distribuição uniforme U. A Figura 2 mostra as probabilidades acumuladas e os grupos às quais pertencem.

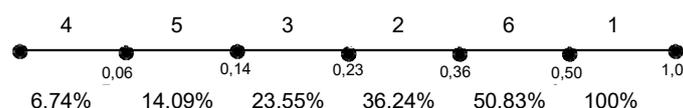


FIGURA 2 – Distribuição Uniforme para Seleção do Agrupamento Irradiância x Temperatura

2.3.2. Velocidade do Vento

Da mesma forma que na modelagem da irradiância e temperatura para a geração fotovoltaica, foi utilizada no modelo da variação da velocidade do vento a técnica de agrupamento de dados descrita em [15]. Essa técnica tem como vantagem a redução do número de estados provenientes das flutuações na velocidade do vento, reduzindo a quantidade de estados pré-falta [16].

As medições de vento foram obtidas a partir da estação Triunfo do projeto SONDA, localizada no nordeste do Brasil. Os valores de velocidade do vento foram obtidos por medições coletadas em intervalos de 10 minutos no período anual de abril de 2005 a abril de 2006. Foram registradas 52.560 medições, sobre as quais aplicou-se a técnica de agrupamento, dividindo-as em 15 grupos de dados, mostrados na Tabela 4.

Tabela 4 -- Agrupamento dos Dados de Velocidade do Vento

Índice	Frequência	Probabilidade (%)	Centroide (m/s)
1	4628	8,8052	12,8108
2	2637	5,0171	4,6155
3	4513	8,5864	6,8488
4	5301	10,0856	11,7571
5	486	0,9247	22,2981
6	4880	9,2846	8,8401
7	4788	9,1096	7,8657
8	3839	7,304	5,7759
9	3811	7,2508	13,9972
10	2898	5,5137	15,3094
11	1875	3,5674	16,8878
12	5037	9,5833	9,7952
13	1093	2,0795	19,0257
14	1287	2,4486	3,061

15	5487	10,4395	10,7687
----	------	---------	---------

A função distribuição de Weibull é considerada a que melhor representa o perfil de velocidade do vento no Brasil. A função de distribuição acumulada de Weibull para a velocidade do vento é definida como:

$$F(v) = 1 - e^{-(v/c)^k} \quad (7)$$

em que c e k representam os fatores de escala e de forma da distribuição, tendo sido adotado $c=7,45$ m/s e $k=2,33$. Operando sobre (7) para obter a função inversa de $F(v)$ obtém-se:

$$v = c \left(-\ln(1 - F(v)) \right)^{1/k} \quad (8)$$

A partir da inversa da função de distribuição acumulada de Weibull mostrada em (8), é realizado um sorteio no agrupamento bidimensional, em que $F(v)$ segue uma distribuição uniforme U no intervalo $[0,1]$, para definição do grupo e o correspondente valor de centroide da velocidade do vento obtido na Tabela 4.

$$v = c \left[-\ln(1 - U) \right]^{1/k} \quad (9)$$

Considerando a respectiva margem de probabilidade da ocorrência do centroide sorteado, a potência de saída da turbina eólica Vestas V126-3.45 MW, utilizada no modelo, é dada em (10) por:

$$P_{AG} = 0,5 \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (10)$$

em que C_p é o coeficiente de potência, tendo sido utilizado valor constante e igual a 0,2614, ρ é a densidade do ar, considerada igual a 1,225 kg/m³, A é a área varrida pela turbina do aerogerador (12,469 m²) e v é a velocidade do vento [5].

2.3.3. Posição de Falta

O ponto de ocorrência da falta em um segmento de alimentador pode ser considerado uma variável com distribuição uniforme. Uma posição f_{pos} pode ser sorteada usando um gerador de números aleatórios em um intervalo $[0,1]$, que corresponde a uma posição normalizada do comprimento do segmento. O número gerado é multiplicado pelo comprimento total L da linha para definir a distância d da falta medida em relação ao nó inicial de uma seção de alimentador [6].

$$d = f_{pos} \cdot L \quad (11)$$

2.3.4. Tipo de Falta

Para a variável tipo de falta foram consideradas as probabilidades apresentadas na Tabela 5 [17]. O tipo de falta é selecionado por sorteio de um número aleatório gerado de acordo com uma distribuição uniforme no intervalo $[0,1]$. As probabilidades do tipo de falta são usadas para dividir o intervalo $[0,1]$ em subintervalos de larguras correspondentes às probabilidades de cada tipo de falta, como ilustrado na Figura 2. O número aleatório gerado é comparado ao subintervalo para seleção do tipo de falta [7], [17].

Tabela 5 – Probabilidades dos Tipos de Faltas

Tipo de Falta	Probabilidade (%)
Trifásico à terra	1,5
Trifásico	1,5
Bifásico à terra	6
Bifásico	10

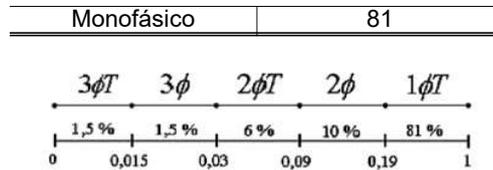


FIGURA 3 – Distribuição Uniforme para Seleção do Tipo de Falta

2.3.4. Resistência de Falta

A variável aleatória resistência de falta foi modelada pela função de distribuição acumulada de Weibull, similar à equação (9):

$$R = c \left(-\ln(1 - U_i) \right)^{1/k} \quad (12)$$

Em razão de não se ter conhecimento de bases históricas necessárias à definição dos parâmetros da curva de distribuição para a resistência de falta, os parâmetros da distribuição foram obtidos a partir da definição de um intervalo de confiança em relação à faixa típica de valores desta variável. Para encontrar os parâmetros c e k da distribuição de Weibull associada à resistência de falta, foi atribuída uma confiança de 99% na faixa de valores típicos de resistência de falta compreendidos no intervalo $[1\Omega \text{ } 5\Omega]$ [18]. Para sortear um valor de resistência de falta a partir da distribuição Weibull, sorteia-se um número aleatório com distribuição uniforme no intervalo $[0,1]$ e substitui-se este valor na equação (12). Foram adotados valores de escala e de forma iguais a $c=3,4009$ m/s e $k=4,3264$ [6].

2.3.4. Número de Faltas

Para determinar o número de faltas ocorridas por ano em uma dada linha, considerou-se uma taxa de falha anual λ constante ao longo do período de vida útil da linha. Se um componente tem taxa de falha constante por ano, a probabilidade de falhar x vezes em um ano segue a distribuição de Poisson [6].

$$F(x) = \frac{\lambda^x e^{-\lambda}}{x!} \quad (13)$$

Para cada ano de simulação, a quantidade total de faltas n_{faltas} é determinada a partir das taxas de faltas λ_i expressa em no. de faltas/100km.ano, L_i o comprimento da linha em km e k número de linhas simuladas no sistema [6], [19].

$$n_{faltas} = \sum_{i=1}^k \lambda_i \cdot \frac{L_i}{100} \quad (14)$$

Neste trabalho foi assumida a mesma taxa de falha de $\lambda=5,5$ faltas/100km.ano para todas as linhas, e o mesmo número de faltas n_{faltas} para todos os anos simulados [19].

As considerações apresentadas acima para o número de faltas foram aplicadas no método MC. No método ETP, considerou-se uma falta por linha.

3.0 - MÉTODOS DE ESTIMAÇÃO



Devido à complexidade de um sistema elétrico real, aos custos associados ao processo de medição e à incerteza de variáveis do sistema, tem sido prática comum realizar simulações baseadas em amostragens aleatórias para emular condições de operações reais e suas consequências para o sistema.

3.1 Método de Monte Carlo (MC)

O método de Monte Carlo é um método de avaliação interativa de um modelo determinístico, usando números aleatórios e probabilidades como entradas. O MC permite a análise preditiva de VTCD, com base na modelagem de incertezas relacionadas a diversos cenários de falta.

A simulação de MC fornece soluções aproximadas, mas o erro reduz com o aumento do número de simulações, i.e., de iterações. O grau de confiança desejado para estimar as VTCDs está diretamente associado ao número mínimo de anos de monitoramento e, este último relaciona-se com o número de iterações necessárias na simulação. O número de anos é, ainda, o critério de parada do procedimento de simulação.

Neste artigo, foi assumido uma frequência anual de afundamentos de tensão de $\mu=20$. Para um grau de confiança de 98% ($\epsilon=0,02$), o número de simulações N , calculado por (15), é igual a 500 [4].

$$N = \frac{4}{\mu \epsilon^2} \quad (15)$$

O método MC distingue-se dos métodos determinísticos porque ao invés de usar apenas o valor médio para modelar variáveis incertas, a função de distribuição completa é usada para descrever seu comportamento [7]. A Figura 4 mostra o fluxograma para aplicação da simulação de Monte Carlo.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

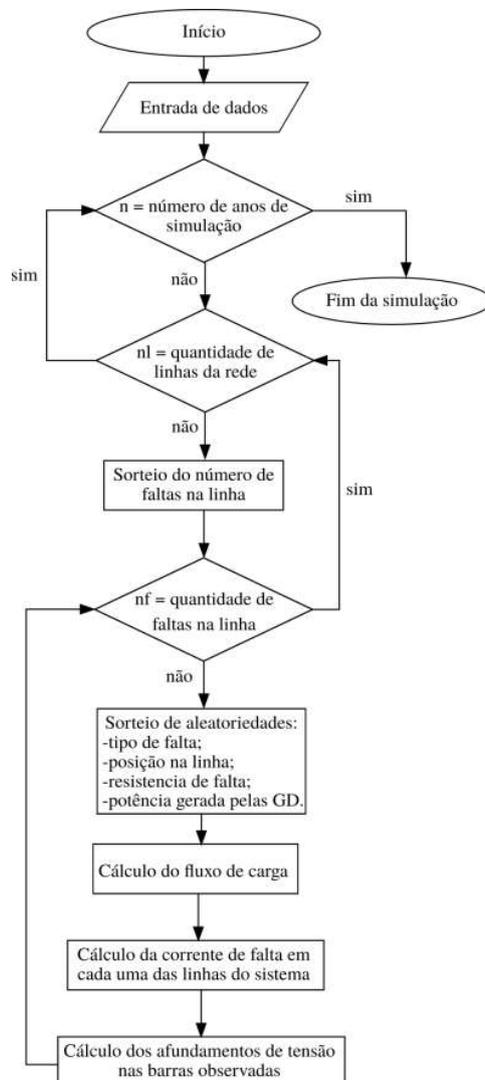


FIGURA 4 – Fluxograma para a Simulação de VTCD utilizando simulação de Monte Carlo

3.2 Método de Estimação por Três Pontos (ETP)

O método de estimação por três pontos (ETP), também representado por $(2m+1)$, foi desenvolvido por Hung [20], [21], e é baseado no método de dois pontos (ou $2m$) pesquisado por Rosenblueth [22].

A estimação por pontos refere-se ao processo de estimar parâmetros a partir de uma distribuição de probabilidade, com base nos dados observados da distribuição. Esse método tem sido aplicado na solução de fluxo de carga probabilístico [23], [24], [25]. Neste artigo optou-se por avaliar o desempenho do método ETP para estimação de afundamentos de tensão. O ETP fornece uma estimativa do comportamento de um conjunto de parâmetros de saída W incertos, como por exemplo magnitude de tensão em barras, a partir de um conjunto de entradas X com pelo menos n comportamentos incertos no conjunto X . Para cada variável aleatória, o ETP concentra a informação probabilística em apenas três pontos, denotado por $x_{k,i}$, com $i=1,2,3$ e $k=1,2,\dots,m$, sendo i o número de pontos e k o número de variáveis com incerteza. Os pontos concentrados $x_{k,i}$ são definidos em (16)-(18).

$$x_{k,i} = \mu_k + \xi_{k,i} \cdot \sigma_k \quad (16)$$

$$\xi_{k,i} = \frac{\lambda_{k,3}}{2} + (-1)^{3-i} \sqrt{\lambda_{k,4} - 3 \left(\frac{\lambda_{k,3}}{2} \right)^2}, i=1,2 \quad (17)$$

$$\xi_{k,3} = 0, i=3 \quad (18)$$

sendo μ_k é o valor médio, $\xi_{k,i}$ é a distância de $x_{k,i}$ a μ_k , σ_k é o desvio padrão, $\lambda_{k,3}$ é o coeficiente de assimetria e $\lambda_{k,4}$, o coeficiente de curtose. Dada a condição em (18), tem-se que $x_{k,3} = \mu^k$ e, por conseguinte, se faz necessário determinar apenas 2m cenários determinísticos para cada variável aleatória além do cenário em que as variáveis aleatórias assumem seus valores médios.

Comparado ao método tradicional de MC, o esforço computacional despendido no cálculo dos cenários com ETP é significativamente reduzido, e a capacidade de resposta é acelerada.

Quando os $(2m+1)$ cenários são avaliados, o valor médio esperado das variáveis de saída (magnitude de tensão nas barras observadas) é determinado por (19), em que $p_{k,i}$ é a probabilidade associada à k-ésima concentração, definida por (20) e (21) segundo o valor de i.

$$E(W) = \sum_{k=1}^n \sum_{i=1}^3 p_{k,i} \cdot h(\mu_1, \mu_2, \dots, x_{k,i}, \dots, \mu_n) \quad (19)$$

$$p_{k,i} = \frac{(-1)^{3-i}}{\xi_{k,i} \cdot (\xi_{k,1} - \xi_{k,2})}, i=1,2 \quad (20)$$

$$p_{k,i} = \frac{1}{n} - \frac{1}{\xi_{k,4} - \xi_{k,3}^2}, i=3 \quad (21)$$

O desvio padrão do comportamento estimado das variáveis de saída é calculado por (22).

$$\sigma_W = \sqrt{\sum_{k=1}^n \sum_{i=1}^3 p_{k,i} \cdot h(\mu_1, \mu_2, \dots, x_{k,i}, \dots, \mu_n) - E^2(W)} \quad (22)$$

Vale ressaltar, que o algoritmo ETP é válido para casos em que as variáveis aleatórias de entrada são independentes. Se, no conjunto X de variáveis, há alguma correlação entre as mesmas, faz-se necessário realizar alguns ajustes, como transformações, segundo descrito em [23].

A Figura 5 apresenta o fluxograma do método ETP. O método tem início com a identificação do conjunto de variáveis aleatórias, totalizando $m=5$ (tipo de falta, posição de falta, resistência da falta, potência eólica e potência PV), definidas na Seção II. Definido o tipo de distribuição probabilística que melhor modela cada variável aleatória, foram gerados 10000 dados de cada distribuição e calculados os quatro momentos estatísticos ($\mu_k, \sigma_k, \lambda_{k,3}, \lambda_{k,4}$). Com base em testes realizados, a partir de 1000 pontos gerados não houve diferença significativa entre os métodos. Em seguida, as três concentrações $x_{k,i}$ de cada variável aleatória são calculadas com o auxílio das equações (16) e (17). Posteriormente, os pesos $p_{k,i}$ de cada concentração de todas as variáveis aleatórias são calculados utilizando as equações (20) e (21). O número de simulações no método ETP é igual a $(2m+1) \cdot N_{LT}$, sendo $m=5$ o número de variáveis aleatórias na entrada e N_{LT} o número de linhas do sistema elétrico.

Na primeira iteração, são fixadas todas as variáveis em seus respectivos valores médios ($i = 3$), e calculado o fluxo de potência a fim de determinar os valores de tensão de estado permanente. Em seguida, é compilada a rotina de curto-circuito obtendo, assim, as tensões de falta nas barras de interesse. Nas demais iterações, é feita uma varredura no conjunto de linhas do sistema, de forma que, a cada iteração, apenas um segmento de linha é considerado como sujeito a uma falta.

É importante destacar que, ao analisar uma variável aleatória, para concentrações diferentes de $i = 3$, as concentrações de todas as outras variáveis são ajustadas em seus valores médios. Por fim, são calculados o valor médio esperado e o desvio padrão dados pelas equações das tensões das barras observadas resultantes nas $(2m+1)$ simulações com o método ETP.

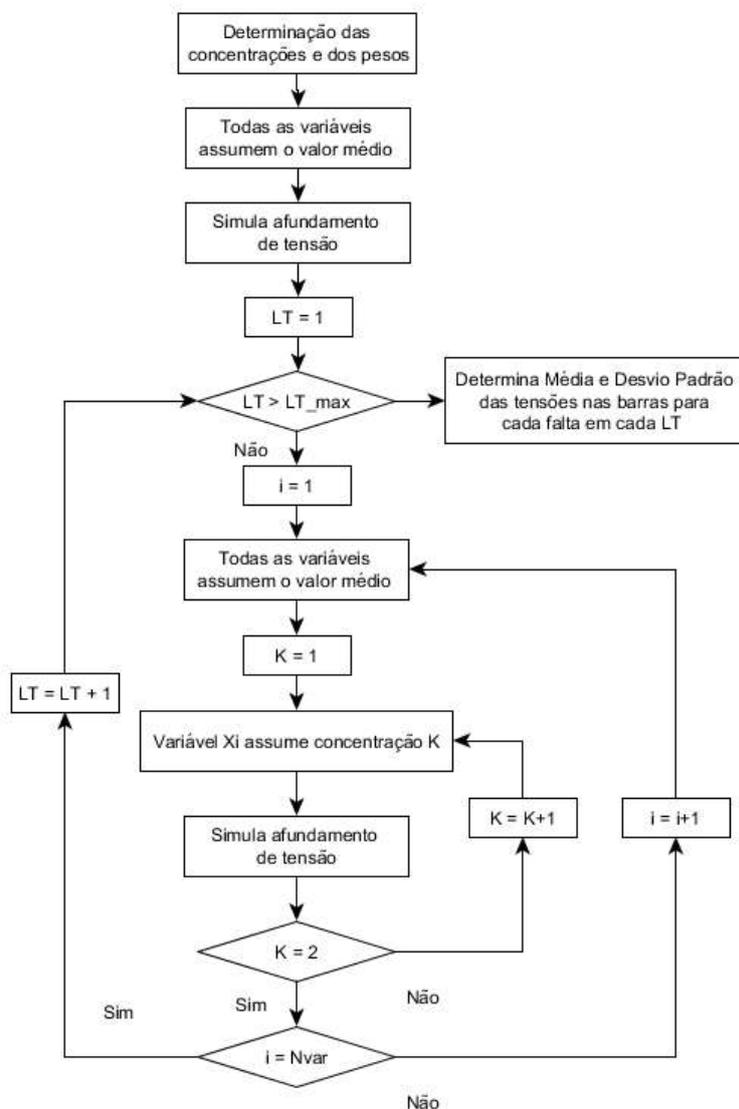


FIGURA 5 – Fluxograma para a Simulação de VTCD utilizando método ETP

Como mencionado anteriormente, no método ETP considerou-se apenas uma falta por linha. No entanto, o valor médio da tensão em cada barra é calculado levando em consideração da taxa de falha das linhas de transmissão, como expresso em (23).

$$E[V_i] = \frac{\sum_{j=1}^N E[V_{ij}] \lambda_j}{\sum_{j=1}^N \lambda_j} \quad (23)$$

em que N é o número de linhas de transmissão, $E[V_i]$ é a média da tensão na barra (V_i), $E[V_{ij}]$ é a média da tensão na barra i devido a uma falta na linha de transmissão j e λ_j é a taxa de falha da linha de transmissão j .

4.0 - RESULTADOS

O sistema teste usado no estudo comparativo de desempenho dos métodos estocásticos MC e EP na avaliação de VTCDs é o sistema em média tensão de 14 barras proposto pelo CIGRÉ, mostrado na Figura 6. Ao sistema CIGRÉ foram acrescentadas duas unidades de geração, eólica e solar fotovoltaica (PV), de 3 MW cada. As fontes PV e eólica operam simultaneamente e foram alocadas nas barras 5 (PV) e 10 (eólica), segundo critério de minimização de perdas por algoritmo genético apresentado em [5]. Informações adicionais sobre o sistema teste podem ser obtidos em [26].

No estudo comparativo as chaves S1 e S2 foram mantidas abertas, portanto o número de barras avaliadas foram 10. Todas as barras do sistema teste foram monitoradas, porém serão apresentadas as curvas FDA (Figuras 7 a 10) para as barras {1, 4, 5, 7}. As Figuras 11 e 12 mostram os valores médios, desvio padrão e de erro percentual de todas as 10 barras do sistema teste.

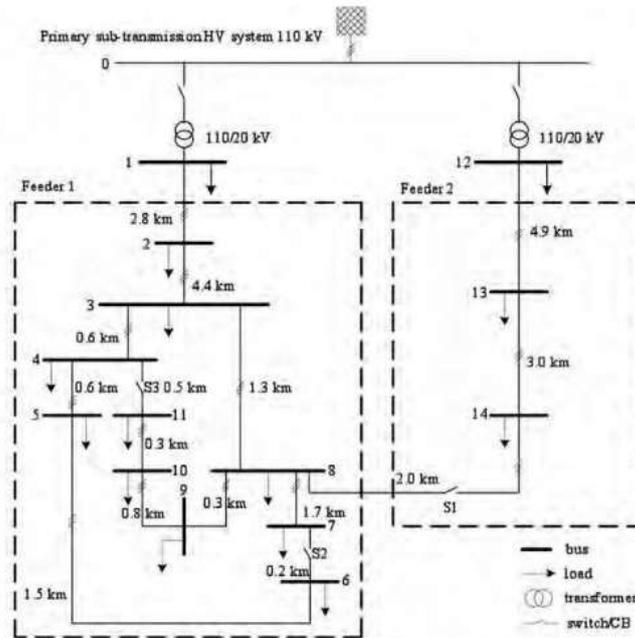


FIGURA 6 – Rede Teste de Média Tensão do CIGRÉ

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

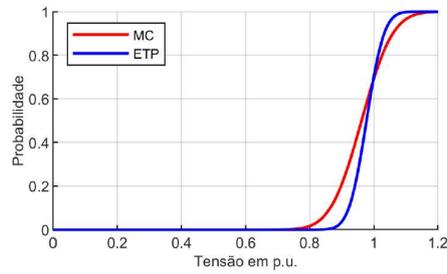


FIGURA 7 – FDA na Barra 1

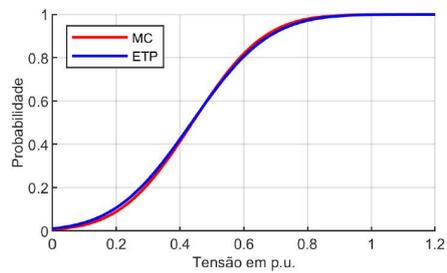


FIGURA 8 – FDA na Barra 4

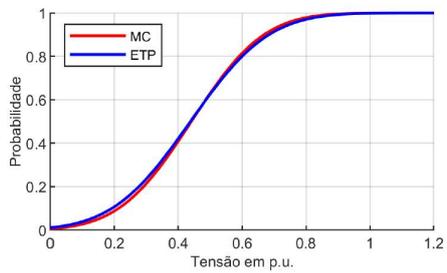


FIGURA 9 – FDA na Barra 5

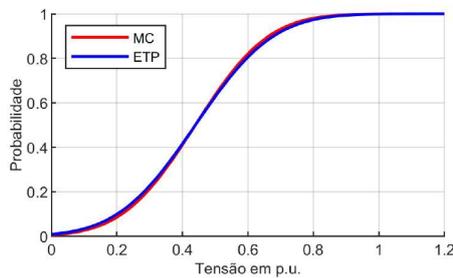


FIGURA 10 – FDA na Barra 7

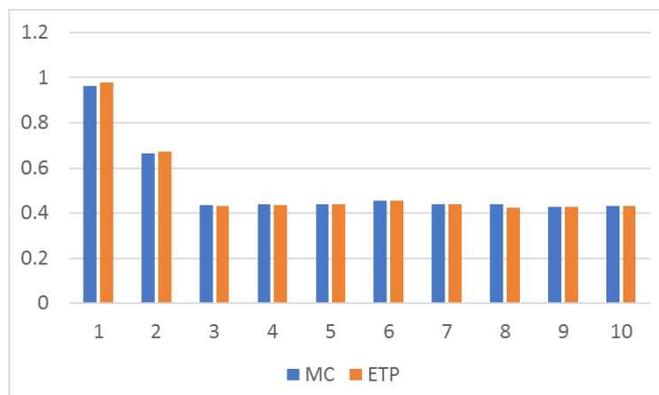


FIGURA 11 – Comparativo da Média entre MC e ETP

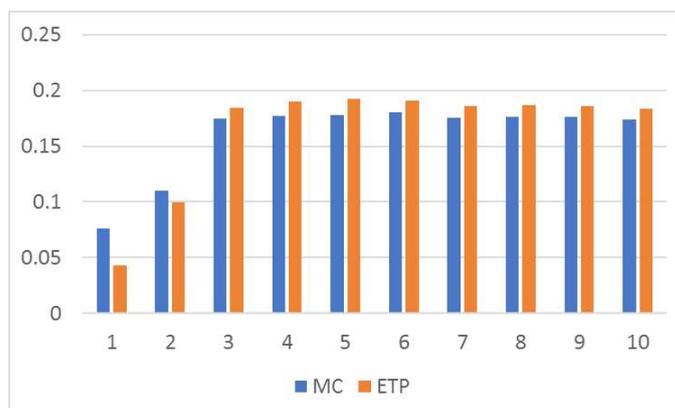


FIGURA 12 – Comparativo de Desvio Padrão entre MC e ETP

Observa-se que as curvas FDA do método ETP são próximas às do método MC. Na comparação dos valores da média e desvio padrão obtidos pelos métodos MC e ETP, observa-se valores bastante próximos. Os maiores erros foram obtidos na estimação do desvio padrão, em que o maior erro absoluto foi de 0.0331.

Com relação à quantidade de simulações realizadas por ambos métodos, foi possível atestar uma significativa redução de esforço computacional quando VTCDs são avaliadas usando o método ETP. Em termos quantitativos, com o método MC foram realizadas 500 iterações, totalizando 2562 simulações, e em contrapartida, para o ETP, foram efetuadas 110 simulações ($N_s = (2m+1) \cdot N_{LT}$), em que N_s é o número de simulações, m o número de variáveis aleatórias e N_{LT} o número de linhas.

5.0 - CONCLUSÃO

Na avaliação das variações de tensão de curta duração os modelos estocásticos são relevantes por serem capazes de melhor representar o comportamento aleatório encontradas em certas variáveis de um sistema real.

Dois métodos de avaliação estocástica foram comparados, o método de Monte Carlo e o método de Estimação por Três Pontos, utilizados para descrever estocasticamente o desempenho esperado de um conjunto de barras de interesse quanto às variações de tensão de curta duração. Ambos métodos fazem uso de funções de distribuição da magnitude de tensão, as quais fornecem o espectro completo das severidades das VTCDs. Os valores médios são úteis na avaliação de desempenho de sistemas, contra os quais a sensibilidade de equipamentos pode ser comparada. As curvas de distribuição permitem comparar o desempenho entre barras do



sistema elétrico, através dos valores médios bem como dos percentis (função inversa da FDA). Embora duas barras possam apresentar o mesmo valor médio, seus respectivos percentis podem diferir, o que denota diferença de desempenho.

O método de três pontos mostrou desempenho satisfatório quando comparado ao tradicional método de Monte Carlo, no entanto, o método ETP apresenta um baixo esforço computacional.

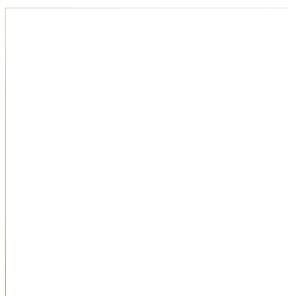
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] K. S. Honorato, Simulações Estocásticas de Variações de Tensão de Curta Duração em Sistemas de Distribuição, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, Brasil, 2014.
- [2] "IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality", IEEE Std 1159-2009 (Revision of IEEE Std 1159-1995), June 2009.
- [3] ANEEL. Prodist. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Rev. 9. 2018.
- [4] M. Bollen, Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions, Wiley, 2013. ISBN: 978-0-7803-4713-7. 672 pages.
- [5] F. S. Soares, L. S. Melo, N. R. M. Fontenele, F. S. O. Neto, R. S. P. Leão, "Avaliação do Desempenho de uma Rede de Distribuição com Geração PV e Eólica às VTCD Usando o Método de Monte Carlo", Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica (XII CBQEE), 2017.
- [6] J. E. R. Baptista. Análise Probabilística das Variações de Tensão de Curta Duração em Redes de Distribuição de Baixa Tensão Considerando a Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, Brasil, 2015.
- [7] J. E. R. Baptista, A. B. Rodrigues, M. da Guia da Silva, "Probabilistic assessment of the impact of wind power generation on voltage sags in composite systems", 2014 Power Systems Computation Conference, 2014.
- [8] E. N. Silva, A. B. Rodrigues, M. da Guia da Silva, "Stochastic assessment of the impact of photovoltaic distributed generation on the power quality indices of distribution networks", Electric Power Systems Research, vol. 135, pp. 59 – 67, 2016.
- [9] S. Dai, Q. Li, S. Liu, "Voltage sag assessment of distribution network with distributed generations", 2012 Power Engineering and Automation Conference, Sept 2012.
- [10] A. H. Etemadi and M. Fotuhi-Firuzabad, "Distribution system reliability enhancement using optimal capacitor placement," IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 2, no. 5, pp. 621-631, 2008.
- [11] W. C. Hansen. Parameter Estimation for Single Diode Models of Photovoltaic Modules. Sandia National Laboratories Technical Report. California, 2015.
- [12] C. S. B. S. Pinto. Validação experimental do modelo cinco parâmetros e um diodo de painéis fotovoltaicos. Dissertação de mestrado. Engenharia Eletrotécnica e de Computadores. Instituto Superior Técnico de Lisboa. Lisboa, maio, 2016.
- [13] H. Louie. Off-grid Electrical Systems in Developing Countries. Springer. 2018. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-91890-7>.
- [14] N. Tleis, Power System Modelling and Fault Analysis. Newnes, 2008. eBook ISBN: 9780080554273.



- [15] J. E. R. Baptista; A. B. Rodrigues; M. da G. da Silva. Probabilistic Analysis of PV Generation Impacts on Voltage Sags in LV Distribution Networks Considering Failure Rates Dependent on Feeder Loading. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, pp.1-9.
- [16] A. P. Leite; C. L. T. Borges; D. M. Falcão. Probabilistic Wind Farms Generation Model for Reliability Studies Applied to Brazilian Sites, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 21, No. 4, pp. 1493-1501, November 2006.
- [17] U. A. Bordalo, A. B. Rodrigues, M. G. D. Silva, "A new methodology for probabilistic short-circuit evaluation with applications in power quality analysis", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, no. 2, pp. 474-479, May 2006.
- [18] R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, S. Santoso and H. W. Beaty, Electrical Power Systems Quality, 2nd ed., McGraw-Hill, 2003.
- [19] T. C. de Oliveira. Afundamentos de Tensão: Avaliação Estatística de Resultados de Medição com base em Simulações. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá, 2008, p. 193.
- [20] G. Yu; T. Lin, 2m+1 Point Estimate Method for Probabilistic Harmonic Power Flow. 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting. 17-21 de July de 2016.
- [21] H. P. Hong. An efficient point estimated method for probabilistic analysis. Reliability Engineering and System Safety, 1998, Barking 59(3): 261-267.
- [22] E. Rosenblueth. Two-point estimates in probability, Application of Mathematical Modelling, vol.5, pp.329-335, 1981.
- [23] J. M. Morales, J. Perez-Ruiz, "Point Estimate Schemes to Solve the Probabilistic Power Flow", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, no. 4, pp. 1594-1601, Nov 2007.
- [24] L. A. Gallego; M. G. Echeverri; A. Padilha-Feltrin. Fluxo de potência trifásico probabilístico para redes de distribuição usando o método de estimação por pontos. Revista Controle & Automação/Vol.23 no.2/Março e Abril 2012. Pp 179-189.
- [25] C. A. Peñuela Meneses, M. G. Echeverri, J. R. Sanches Mantovani, "Probabilistic Algorithms for Power Load Flow and Short-Circuit Analysis in Distribution Networks with Dispersed Generation", Journal of Control, Automation and Electrical Systems, vol. 24, no. 3, pp. 324-338, Jun 2013.
- [26] "Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources", Cigré Task Force C604, April 2014.

DADOS BIOGRÁFICOS



Concluiu graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Ceará (UFC) em 2017. Atualmente, é bolsista de Mestrado do CNPq, pesquisando na área de mitigação de impactos de geração distribuída na proteção de sistemas elétricos. Faz parte do Grupo de Redes Elétricas Inteligentes (GREI) da UFC. Seus principais tópicos de interesse são: inteligência computacional aplicada a sistemas elétricos de potência; geração distribuída; redes elétricas inteligentes; e confiabilidade de sistemas de distribuição.