

# Análise da probabilidade de transgressão de tensão em redes de distribuição devido a inserção de geração distribuída fotovoltaica

Marina Timo de Sá\* Luís F.N. Lourenço\*  
Renato M. Monaro\*

\* *Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, SP, (e-mail: marinatimo@usp.br).*

**Abstract:** As a result of the concern with the consequences of distributed generation inserting in the distribution networks, this paper aims to analyse the level of voltage transgression on the load nodes of a distribution system with distributed photovoltaic generation. For this, a method developed using Monte Carlo simulations allows to observe the system's voltage behaviour and the probability of voltage transgression per load node using stochastic variables and varying the penetration index. The methodology was applied on two cases studies that consider different quantities of solar energy probabilistic variables. The simulations shows that, the more random variables are used, the closer the results are to reality. In this sense, the developed platform proves to be efficient for the use of system operators as an aid tool in prioritizing and planning medium and long-term investments in low voltage distribution networks. This is because it allows observing the voltage profile of the network for different levels of penetration and, consequently, a more realistic and reliable planning study.

**Resumo:** Devido à preocupação com as consequências da inserção de geração distribuída nas redes de distribuição, o presente artigo visa calcular a probabilidade de transgressão de tensão nos nós de carga de um sistema de distribuição com geração distribuída fotovoltaica de acordo com um índice de penetração solar. Para isso, foi desenvolvido um método utilizando simulações de Monte Carlo, que permite observar o perfil de tensão do sistema e a probabilidade de transgressão de tensão por nó de carga utilizando-se variáveis estocásticas e variando-se o índice de penetração de geração distribuída solar. Para validação da metodologia fez-se o uso de uma rede teste do IEEE. O método proposto foi aplicado a dois estudos de casos que consideram diferentes quantidades de variáveis probabilísticas da energia solar. As simulações realizadas mostram que, quanto mais variáveis aleatórias forem utilizadas, mais próximos da realidade são os resultados. Nesse sentido, a plataforma desenvolvida mostra-se eficiente para uso dos operadores do sistema como ferramenta de auxílio na priorização e planejamento de investimentos de médio e longo prazo em redes de distribuição de baixa tensão. Isso porque permite a observância do perfil de tensão da rede em diferentes níveis de penetração e, conseqüentemente, um estudo de planejamento mais realista e confiável.

*Keywords:* Low Voltage Systems; Monte Carlo Simulation; Distributed Generation; Photovoltaic Energy; Probabilistic variables; Power Quality.

*Palavras-chaves:* Sistemas de Baixa Tensão; Simulação de Monte Carlo; Geração Distribuída; Energia Fotovoltaica; Variáveis Probabilísticas; Planejamento de Energia; Qualidade de Energia.

## 1. INTRODUÇÃO

Com a regulamentação da *net metering* no Brasil, em 17 de Abril de 2012, a potência instalada de sistemas Fotovoltaicos (FVs) nas Redes de Distribuição de Baixa Tensão (RDBTs) passou de 561,22 kWp para 2,4 GWp (Aneel, 2015) até março de 2020. No entanto, a inserção desse tipo de Geração Distribuída (GD) tem alterado a característica passiva das RDBTs tornando-as também ativa com um fluxo de potência bidirecional durante algumas horas do dia. Conseqüentemente, a qualidade da tensão nos nós do Sistema de Distribuição (SD) (Procopiou and Ochoa, 2017), a capacidade térmica dos condutores, bem

como o correto funcionamento dos dispositivos de proteção têm sido afetado Gaunt et al. (2017). Além de provocar desequilíbrios de tensão e sobrecarga no transformador (Torquato et al., 2018). Essas ocorrências podem prejudicar o funcionamento de equipamentos elétricos e até mesmo levar uma indústria a prejuízos de ordem econômica.

Nesse sentido, torna-se importante a realização de estudos dos impactos da inserção de energia solar no sistema, a fim de garantir que a qualidade e os níveis de tensão das Redes de Distribuição (RDs) fiquem de acordo com os padrões, por exemplo, da norma brasileira denominada Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no

Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (Aneel, 2018). Para isso, os estudos podem considerar as incertezas por meio da simulação do Fluxo de Potência Determinístico (FPD) (Mahat et al., 2008; Karimi et al., 2019), ou por meio do Fluxo de Potência Probabilístico (FPP) (Chen et al., 2008; Prusty and Jena, 2017).

O primeiro método de avaliação consiste na resolução de equações de fluxo de potência para uma rede específica com cargas e geradores previamente determinados. Com isso, é possível simular o pior cenário possível de inserção de GD solar. Entretanto, neste caso eventos não previstos, como a presença de nuvens sobre a planta geradora não são levados em conta, o que pode levar a conclusões mais conservadoras no planejamento de médio e longo prazo de RDBTs.

No entanto, como uma melhoria do primeiro método, surgiu o segundo. Ao usar FPP leva-se em consideração o comportamento estocástico de variáveis como a irradiação solar, a localização dos painéis FVs, a potência instalada deles e o perfil de consumo das cargas. As primeiras incertezas consideradas foram as cargas (Borkowska, 1974; Allan et al., 1974) e a potência das unidades geradoras (Allan et al., 1974). Devido à mesma preocupação, trabalhos na literatura têm inserido as variáveis aleatórias das fontes de energia renováveis no FPP para levantar os impactos que as respectivas fontes fazem nas RDBTs.

Caramia et al. (2007); Gupta (2016); Gupta and Daratha (2017); Sadeghian et al. (2020) analisaram os impactos dos sistemas eólicos, já Conti and Raiti (2007); Fan et al. (2012); Prusty and Jena (2017); Torquato et al. (2018) avaliaram a influência dos sistemas solares, Khosa et al. (2020) usou o método de Simulação de Monte Carlo (SMC) para analisar o desempenho do parque solar Quaid-e-Azam (QASP) em Bahawalpur no Paquistão. Ren et al. (2017) analisou os impactos da corrente de marés, Abdullah et al. (2013); Aien et al. (2014); Carpinelli et al. (2015, 2018) dos sistemas híbridos eólico-solar e Wu et al. (2019) dos veículos elétricos em RDBTs.

Estas pesquisas podem ajudar os engenheiros de planejamento de redes a realizar uma análise das condições atuais e a prever a futura condição do sistema, visando sua adaptação à realidade. Neste sentido, de modo a sustentar a importância do uso do FPP no planejamento de redes elétricas, o presente artigo apresenta uma metodologia baseada em SMCs para cálculo da probabilidade de transgressão de tensão de cada nó de carga de um sistema de distribuição de baixa tensão e para qualquer Índice de Penetração (IP) pré especificado.

As incertezas da energia solar consideradas são: a localização da planta solar, sua capacidade instalada, o perfil de carga a ser atendido e a irradiação solar sobre os painéis solares. No primeiro estudo de caso analisado neste artigo somente utilizam-se duas dessas incertezas como sendo probabilísticas e no segundo as quatro são consideradas variáveis aleatórias. Para desenvolvimento do artigo, o mesmo foi estruturado da seguinte maneira: a seção II apresenta a metodologia proposta, a seção III os resultados dos estudos de caso considerados e a seção IV a conclusão.

## 2. METODOLOGIA PROPOSTA

O algoritmo da metodologia utilizada neste artigo é baseado do método de SMCs. Ele foi desenvolvido na plataforma computacional de simulação MATLAB acoplada ao *software* OpenDSS. No primeiro ocorre a criação dos cenários probabilísticos, por meio de sorteios das variáveis aleatórias, e no segundo a solução do fluxo de potência. O algoritmo computacional é estruturado da seguinte maneira.

No primeiro momento são definidos os parâmetros do sistema: Tempo inicial e final de simulação ( $t_i$  e  $t_f$ ), em horas do dia; Definição do intervalo entre as leituras dos valores de tensão ( $N_{res}$ ); A potência do transformador ( $P_{trafo}$ ) em *kilo-Watt* (kW); E o IP de energia solar. Definido esses parâmetros, é calculado o número de leituras ou *snapshots* ( $N_{ss}$ ) a serem realizadas por SMC e a potência máxima de GD solar na rede ( $P_{solar}$ ), respectivamente, pelas Equações 1 e 2.

$$N_{ss} = \frac{(t_f - t_i) \cdot 60}{N_{res}} + 1 \quad (1)$$

$$P_{solar} = P_{trafo} \cdot \frac{IP}{100} \quad (2)$$

Feito isso, inicia-se o processo de criação dos cenários probabilísticos. Primeiramente, define-se o consumo de cada carga do sistema por meio do modelo de perfil de carga probabilístico, em seguida sorteia-se a capacidade instalada das plantas FVs, a localização delas nos nós de carga do SD e, por fim, o valor da irradiação solar em  $kW/m^2$  sobre os painéis solares. Criado o cenário, calcula-se o fluxo de potência e armazenam-se os valores de tensão de cada nó de carga da rede em matrizes tri-dimensionais e verifica-se se houve convergência.

Esse processo será repetido inúmeras vezes até que haja convergência estatística baseada na distância euclidiana dos valores de tensão de cada fase da rede (de Oliveira, 2015), assunto tratado na seção 2.5 deste capítulo. Por fim, quando ocorrer a convergência, é fornecido um histograma com os dados de probabilidade de transgressão de tensão de cada nó de carga da rede para o IP escolhido. Para melhor entendimento da metodologia proposta, apresenta-se na Figura 1 um fluxograma da mesma.

Nas subseções a seguir é explicado o procedimento de criação dos modelos probabilísticos das variáveis aleatórias consideradas neste artigo.

### 2.1 Modelo de Perfil de Carga Probabilístico

O modelo de perfil de carga probabilístico pode ser desenvolvido de diversas maneiras, neste trabalho utilizou-se as curvas de perfil de carga residencial e de desvio padrão adaptadas de J.A. Jardini (2000) mostradas na Figura 2 e 3, respectivamente. A curva de perfil de carga é utilizada como valor médio fixo de consumo e a curva de desvio padrão, multiplicada por uma variável aleatória de 0 e 1 com valores uniformemente distribuídos, consiste na parcela variável desse modelo probabilístico. Como ambas curvas possuem seus valores em por Unidade (p.u.) o modelo é multiplicado por uma potência base.

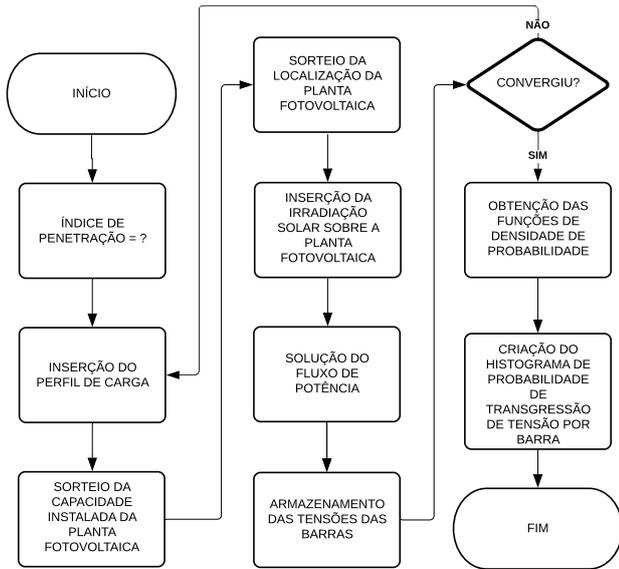


Figura 1. Fluxograma da Metodologia Proposta

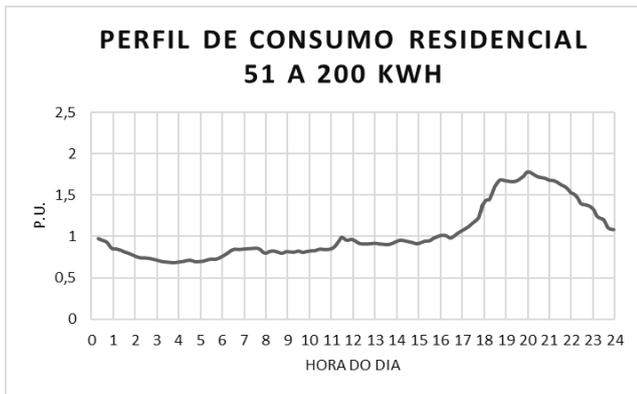


Figura 2. Perfil de Consumo Residencial (51-200kWh).  
Fonte: Adaptado de (J.A. Jardini, 2000)



Figura 3. Desvio Padrão de Consumo Residencial (51-200kWh). Fonte: Adaptado de (J.A. Jardini, 2000)

O perfil de carga probabilístico (PCP) pode ser resumido pela Equação 3. Onde PC consiste nos valores da curva de perfil de carga, DP são os valores da curva de desvio padrão, VA é a variável aleatória e Pbase os valores de consumo médio de cada carga da rede teste. Nos arquivos

da rede teste, disponibilizados no site do *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)*, há um que contém o perfil de consumo diário de 1 em 1 minuto de cada carga. Assim, para obtenção do Pbase, fez-se uma média aritmética dos valores de consumo de cada uma das cargas, desse modo o Pbase é um vetor coluna com o número de linhas igual ao número de cargas da rede de distribuição teste.

$$PCP = [PC + DP \cdot VA] \cdot Pbase \quad (3)$$

## 2.2 Sorteio da Capacidade Instalada

Para o sorteio das capacidades instaladas foram usados dados de plantas FVs brasileiras extraídos de Aneel (2015). Dentre todos os valores de potência instalada de GD solar existentes no cenário brasileiro, foram selecionadas apenas aqueles com valor menor ou igual a 15kWp. Com esses dados, foi calculada a densidade de probabilidade dessa variável.

Desse modo, foi possível realizar os sorteios de forma randômica de um valor de capacidade instalada para cada planta FV até atingir o valor da capacidade instalada total da RDBT definida pela Equação 2 deste artigo. A título de exemplificação de sorteio de capacidade instalada de cada unidade geradora, para um sistema com 100% de IP solar e transformador com uma potência de 100kVA, poderá haver no máximo 100kWp de GD solar na rede. Tal qual será dividida em tantos painéis quanto necessários de no máximo 15kWp cada.

## 2.3 Sorteio da Localização do Painel Fotovoltaico

Como a *net-metering* pode beneficiar igualmente todos os consumidores, considerou-se que cada um deles tem uma probabilidade igual de instalar geração FV na rede de distribuição. Portanto, para cada sistema solar que teve sua capacidade instalada inicialmente selecionada randomicamente, conforme a subseção anterior, um número entre 1 e o número total de cargas é aleatoriamente selecionado considerando uma distribuição uniforme, o sistema é então associado com o respectivo número de carga. É importante ressaltar que não se pode alocar duas usinas num mesmo nó de carga, mesmo que a soma de seus valores sejam inferiores a 15kWp. Caso isso venha a ocorrer um novo sorteio é realizado até que um novo nó de carga, sem planta FV, seja selecionado.

## 2.4 Modelo Probabilístico de Irradiação Solar

O modelo de irradiação solar mensal foi obtido de (Fernandes et al., 2019). Na Figura 4 apresenta-se um conjunto de séries sintéticas de irradiação solar de céu limpo em  $W/m^2$  para um dia inteiro em intervalos de 15 em 15 minutos para o mês de Agosto, mês considerado neste artigo para as simulações. Assim, de acordo com o período de simulação escolhido (ti e tf), cada valor de irradiação solar probabilístico gerado é multiplicado por uma variável aleatória, a qual é sorteada conforme uma distribuição beta gerada por meio de valores de alfa e beta pré-calculados e inseridos no algoritmo. Esses parâmetros podem ser verificados na Tabela 1 (Adaptada de Fernandes et al. (2019)).

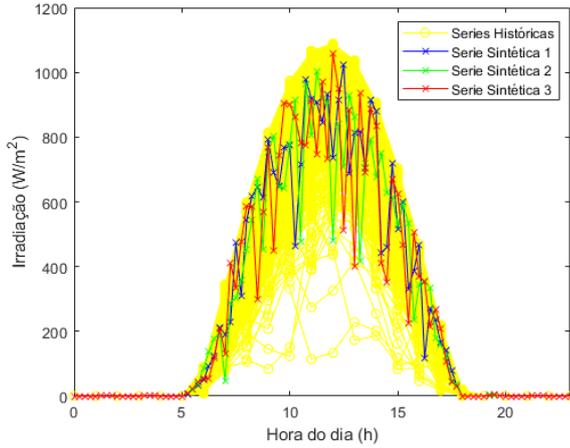


Figura 4. Séries Sintéticas Geradas pelo Modelo Mensal para o Mês de Agosto.

Assim, observando-se a Equação 4, o perfil de irradiação solar probabilístico (ISP) é gerado pela curva de irradiação solar com céu limpo (ICL) multiplicada por uma variável gerada aleatoriamente (VA) conforme a distribuição beta gerada de acordo com o modelo mensal de irradiação.

$$ISP = ICL \cdot VA \quad (4)$$

Na subseção a seguir é apresentado o método de convergência estatística utilizado na metodologia proposta.

### 2.5 Método de Convergência Estatística

O método de convergência utilizado neste trabalho é baseado no cálculo da distância euclidiana entre matrizes tri-dimensionais de valores de tensão de cada fase da rede denominadas, de maneira genérica, como  $VCx(i,j,k)$ , onde  $x$  é o número da fase,  $i$ ,  $j$  e  $k$  são, respectivamente, o nó de carga, o *snapshot* de leitura e a SMC que está sendo realizada no momento. Essas matrizes são modificadas e incrementadas a cada SMC, tanto na variação dos valores de tensão lidos, quanto no número de vezes que cada um deles se repete.

Para verificar a convergência, primeiramente calcula-se a diferença entre os valores de tensão (DE) dessas matrizes em cada nó de carga, conforme Equação 5, e de cada fase individualmente. Depois esse valor é normalizado (DENorm) como mostra a Equação 6. A convergência só é atingida quando o DENorm das três fases forem menores ou iguais à sensibilidade do programa computacional, neste caso  $10^{-3}$ . Em outras palavras, DENorm1, DENorm2 e DENorm3 precisam ser menores ou iguais a  $10^{-3}$  para ocorrer a convergência, caso contrário, outra SMC será realizada.

$$DEx = VCx(i, j, SMC) - VCx(i, j, SMC - 1) \quad (5)$$

Tabela 1. Parâmetros do Modelo Mensal.

Distribuição	Parâmetro Alfa	Parâmetro Beta
Beta	5,563964	1,233279

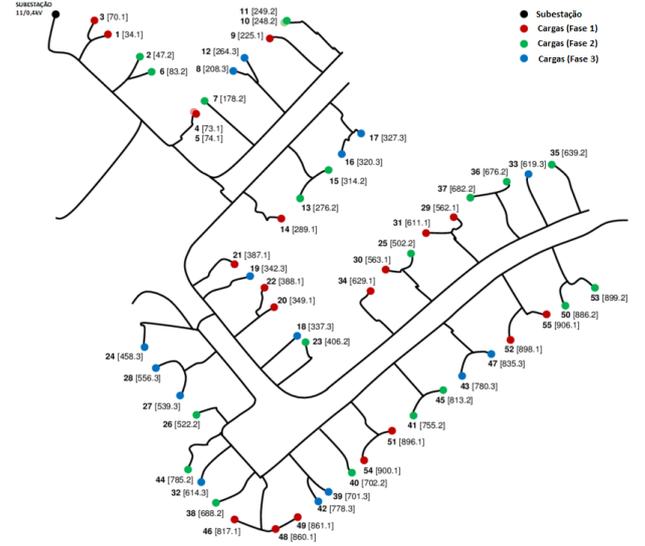


Figura 5. Topologia da Rede Teste Européia de Baixa Tensão do IEEE. Fonte: IEEE

$$DENormx = Norm(DE, length(DE)) \quad (6)$$

A seguir, apresentam-se as características da RDBT teste considerada neste estudo para validação das metodologias computacionais.

### 3. REDE DE DISTRIBUIÇÃO TESTE

Para validação da metodologia computacional aqui proposta, usou-se um sistema teste do *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE) conhecido como “Alimentador Teste Europeu de Baixa Tensão”. Ele possui característica radial, 55 cargas monofásicas, frequência nominal de 50 Hz, um transformador de 800 kVA e tensões de 11 kV no primário e 416 V no secundário conectado em Delta/Estrela aterrado. Para aplicação neste estudo, o transformador foi modificado para 80 kVA, atendendo assim o pico de carga desta rede.

Dessa maneira, o máximo valor de potência instalada de GD solar é de 80 *kilo-Watt-pico* (kWp) distribuídos nas cargas aleatoriamente selecionadas. O IP considerado para as simulações foi de 70%. Assim, a capacidade instalada de energia FV considerada é igual a 56kWp, sendo distribuídos em quantos painéis forem necessários para completar esse valor, sendo cada unidade geradora de no máximo 15kWp.

A Figura 5 apresenta a topologia dessa rede teste. O ponto marcado em preto corresponde à localização da subestação que contém o transformador de 80 kVA e em vermelho, verde e azul estão as 55 cargas monofásicas distribuídas entre as três fases do sistema, respectivamente, 1, 2 e 3. Ainda na Figura 5, entre colchetes encontra-se o valor do nó que a respectiva carga está conectada. Todos os dados da rede teste estão disponibilizados no site do IEEE.

Apresentada a metodologia proposta, a topologia e as características da rede teste, na próxima seção são apresentados os resultados obtidos pelas simulações.

## 4. SIMULAÇÕES

Para as simulações computacionais, foi considerado um IP igual a 70%, uma capacidade máxima por planta solar de 15kWp e o período de simulação das 11h as 13h. A título de computação das probabilidades de transgressão de tensão, foram considerados valores com transgressão aqueles superiores a 1,05p.u. de tensão e inferiores a 0,95p.u. de tensão, valores baseados na norma Européia EN 50160. Na aplicação do método proposto no estudo de caso 01, onde tem-se apenas a localização da planta FV e a sua capacidade instalada como variáveis estocásticas, obteve-se o histograma de probabilidade de transgressão de tensão apresentado na Figura 6.

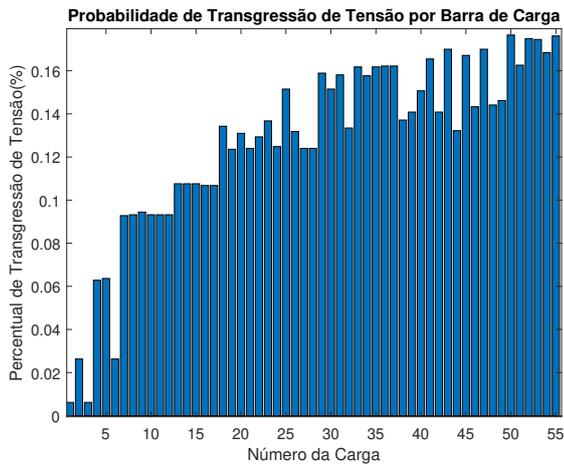


Figura 6. Probabilidade de Transgressão de Tensão por nó - Estudo de Caso 1.

Analisando-se a Figura 6, é possível concluir que o valor máximo de probabilidade de transgressão de tensão foi de 0,18% no nó de carga 50. Já no caso 2, histograma da Figura 7, o máximo valor de probabilidade de transgressão de tensão foi 0,46% no nó 55. Isso permite concluir que quanto mais variáveis estocásticas o método proposto considerar, mais casos de transgressão de tensão terá, tornando os resultados mais próximos da realidade.

Isso porque, sabe-se que inserir GD em RDBTs ocasiona cada vez mais sobretensões no sistema, isso pôde ser confirmado durante as simulações, que conforme o IP solar aumentava, o número de nós com sobretensão também aumentava, por outro lado em nenhuma situação observou-se a ocorrência de subtensão.

Outro ponto notável nas simulações foi o tempo computacional. No caso 01, a simulação ocorreu em 4,76 minutos e no caso 02 em 7,74 minutos. Mesmo assim, ambos casos apresentam esforço computacionais razoáveis, sem problemas para a equipe de planejamento de RDs. Para finalizar, outra análise importante pôde ser feita em ambos casos.

Observando-se a Figura 6, vê-se que a carga 50, que encontra-se muito mais distante da subestação do que a carga 5 apresenta maior valor de probabilidade de transgressão de tensão. Isso permite concluir que conforme a carga se afasta do alimentador maior a sua probabilidade de transgressão de tensão. A fim de resumir os resultados descritos, apresenta-se a Tabela 2.

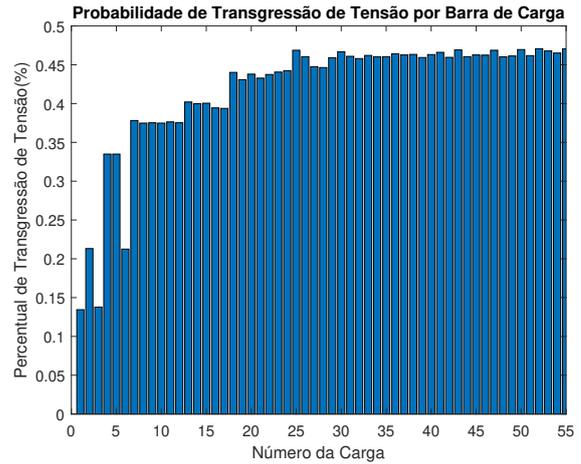


Figura 7. Probabilidade de Transgressão de Tensão por Nó - Estudo de Caso 2.

## 5. CONCLUSÃO

O presente artigo propôs uma metodologia baseada em simulações de Monte Carlo e uso de variáveis aleatórias capaz de calcular a probabilidade de transgressão de tensão nos nós de carga de uma RDBT para diferentes IPs fotovoltaica. Essa metodologia foi aplicada a dois estudos de caso diferenciados pela quantidade de variáveis aleatórias. O segundo com mais variáveis probabilísticas que o primeiro.

As simulações realizadas nos estudos de caso 1 e 2 permitiram concluir que o aumento do número de variáveis aleatórias utilizadas, aumenta o esforço computacional e a probabilidade de transgressão de tensão de cada nó de carga da rede elétrica. Assim, o estudo de caso 2, apresentou resultados mais próximos da realidade, tendo em vista que a inserção de energia solar na rede como geração distribuída proporciona, por algumas horas do dia, sobretensão no sistema. Neste sentido, este caso mostrou-se mais eficiente para uso dos operadores do sistema como ferramenta de auxílio no planejamento de redes.

Além disso, com as simulações realizadas foi possível concluir que na situação de priorização de adaptação de regiões do sistema para recebimento de geração distribuída solar, deve-se optar por aquela mais distante ao alimentador, pois esta apresentará nós com maiores valores de probabilidade de transgressão de tensão.

Em suma, a aplicação da ferramenta proposta torna os estudos de planejamento de redes de distribuição de baixa tensão mais realistas por parte dos operadores do sistema e, conseqüentemente, evitando investimentos desnecessários em locais específicos da rede, como também proporcionando à equipe de planejamento tempo de sobra para

Tabela 2. Resultados Obtidos nas Simulações

	Resultados para um IP = 70%	
	Caso 01	Caso 02
Tempo de Simulação (min.)	4,76	7,74
Número de Simulações de Monte Carlo	164	302
Máximo Percentual de Transgressão de Tensão (%)	0,18	0,46

adaptação do sistema à quantia de geração solar que será inserida ao mesmo posteriormente.

## REFERÊNCIAS

- Abdullah, M.A., Agalgaonkar, A., and Muttaqi, K.M. (2013). Probabilistic load flow incorporating correlation between time-varying electricity demand and renewable power generation. *Renewable energy*, 55, 532–543.
- Aien, M., Rashidinejad, M., and Fotuhi-Firuzabad, M. (2014). On possibilistic and probabilistic uncertainty assessment of power flow problem: A review and a new approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 37, 883–895.
- Allan, R., Borkowska, B., and Grigg, C. (1974). Probabilistic analysis of power flows. In *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, volume 121, 1551–1556. IET.
- Aneel (2015). *Geração Distribuída*. ANEEL, Micro e Minigeração distribuída.
- Aneel (2018). *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, PRODIST, Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica*. ANEEL, Resolução Normativa nº 728/2016.
- Borkowska, B. (1974). Probabilistic load flow. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-93(3), 752–759.
- Caramia, P., Carpinelli, G., Pagano, M., and Varilone, P. (2007). Probabilistic three-phase load flow for unbalanced electrical distribution systems with wind farms. *IET Renewable Power Generation*, 1(2), 115–122.
- Carpinelli, G., Caramia, P., and Varilone, P. (2015). Multilinear monte carlo simulation method for probabilistic load flow of distribution systems with wind and photovoltaic generation systems. *Renewable Energy*, 76, 283–295.
- Carpinelli, G., Rizzo, R., Caramia, P., and Varilone, P. (2018). Taguchi's method for probabilistic three-phase power flow of unbalanced distribution systems with correlated wind and photovoltaic generation systems. *Renewable Energy*, 117, 227–241.
- Chen, P., Chen, Z., and Bak-Jensen, B. (2008). Probabilistic load flow: A review. In *2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, 1586–1591. IEEE.
- Conti, S. and Raiti, S. (2007). Probabilistic load flow using monte carlo techniques for distribution networks with photovoltaic generators. *Solar Energy*, 81(12), 1473–1481.
- de Oliveira, G.C. (2015). *Curto-circuito probabilístico através da simulação de Monte Carlo para sistemas de transmissão em corrente contínua*. Mestrado em engenharia elétrica, Universidade de São Paulo, São Carlos.
- Fan, M., Vittal, V., Heydt, G.T., and Ayyanar, R. (2012). Probabilistic power flow studies for transmission systems with photovoltaic generation using cumulants. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(4), 2251–2261.
- Fernandes, A.T., Lourenço, L.F., Monaro, R.M., and Cardoso, J.R. (2019). Statistical modeling of solar irradiance for northeast brazil. In *2019 8th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, 386–391. IEEE.
- Gaunt, C., Namanya, E., and Herman, R. (2017). Voltage modelling of lv feeders with dispersed generation: Limits of penetration of randomly connected photovoltaic generation. *Electric Power Systems Research*, 143, 1–6.
- Gupta, N. (2016). Probabilistic load flow with detailed wind generator models considering correlated wind generation and correlated loads. *Renewable energy*, 94, 96–105.
- Gupta, N. and Daratha, N. (2017). Probabilistic three-phase load flow for unbalanced electrical systems with wind farms. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 87, 154–165.
- J.A. Jardini, C.M.V.Tahan, M.G.S.A.e.F.F. (2000). Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 15(1), 375–380.
- Karimi, M., Shahriari, A., Aghamohammadi, M., Marzoghi, H., and Terzija, V. (2019). Application of newton-based load flow methods for determining steady-state condition of well and ill-conditioned power systems: A review. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 113, 298–309. doi:10.1016/j.ijepes.2019.05.055.
- Khosa, A.A., Rashid, T.u., Usman, M., Khalil, M.S., et al. (2020). Performance analysis based on probabilistic modelling of quaid-e-azam solar park (qasp) pakistan. *Energy Strategy Reviews*, 29, 100479.
- Mahat, P., Chen, Z., and Bak-Jensen, B. (2008). Review of islanding detection methods for distributed generation. In *2008 third international conference on electric utility deregulation and restructuring and power technologies*, 2743–2748. IEEE.
- Procopiou, A.T. and Ochoa, L.F. (2017). Voltage control in pv-rich lv networks without remote monitoring. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(2), 1224–1236.
- Prusty, B.R. and Jena, D. (2017). A critical review on probabilistic load flow studies in uncertainty constrained power systems with photovoltaic generation and a new approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69, 1286–1302.
- Ren, Z., Wang, K., Li, W., Jin, L., and Dai, Y. (2017). Probabilistic power flow analysis of power systems incorporating tidal current generation. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 8(3), 1195–1203.
- Sadeghian, O., Oshnoei, A., Kheradmandi, M., Khezri, R., and Mohammadi-Ivatloo, B. (2020). A robust data clustering method for probabilistic load flow in wind integrated radial distribution networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 115, 105392.
- Torquato, R., Salles, D., Pereira, C.O., Meira, P.C.M., and Freitas, W. (2018). A comprehensive assessment of pv hosting capacity on low-voltage distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 33(2), 1002–1012.
- Wu, J., Zhang, B., Jiang, Y., Bie, P., and Li, H. (2019). Chance-constrained stochastic congestion management of power systems considering uncertainty of wind power and demand side response. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 107, 703–714.