

Metodologia para Avaliar a Capacidade de Hospedagem de Sistemas Fotovoltaicos em Redes de Distribuição de Energia Elétrica via simulação de Monte Carlo

Poleana Gehrke*. Criciële C. Martins *. Arthur C. Andrade*. Mauricio Sperandio**

*Universidade Federal de Santa Maria, Cachoeira do Sul, RS, Brasil

**Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, Brasil

(e-mail: poleana.gehrke@acad.ufsm.br)

Abstract: This article presents the creation of a tool using the Monte Carlo Method (MMC) to assess the main impacts inherent to the high insertion of distributed photovoltaic generators (PV) in distribution networks in order to estimate the Hosting Capacity (CH). In general, the MMC consists of the possibility of creating several random scenarios, and the position of each PV system is drawn by the software according to the curves of the probability profiles of consumers with a greater probability of adopting the PV system as the relationship of the purchasing power and installed load, consumption, consumer education levels, in addition to the influence of the neighboring effect on possible installation. The algorithm is implemented in Python programming language, which uses the DLL interface of the Open Distribution System Simulator (OpenDSS) software for power flow simulations. The case study is carried out considering a test network and analysis of the main associated impacts.

Resumo: No artigo é apresentada a criação de uma ferramenta utilizando o Método de Monte Carlo (MMC) para avaliar os principais impactos inerentes à elevada inserção de geradores distribuídos fotovoltaicos (FV) em redes de distribuição, de modo a estimar a Capacidade de Hospedagem (CH). De maneira geral, o MMC consiste na possibilidade de criação de diversos cenários aleatórios, onde a posição de cada sistema FV é sorteado pelo *software* de acordo com as curvas dos perfis de probabilidade dos consumidores com maiores chances de adoção ao sistema FV. Tais curvas consistem na relação do poder aquisitivo e a carga instalada, no consumo, nos níveis de escolaridade do consumidor, além da influência do efeito vizinho na possível instalação de geradores. O algoritmo é implementado em linguagem de programação Python, que utiliza a interface DLL do *software Open Distribution System Simulator (OpenDSS)* para as simulações de fluxo de potência. O estudo de caso é realizado considerando uma rede teste e, conseqüentemente, faz-se as análises dos principais impactos associados.

Keywords: Photovoltaic systems; Monte Carlo Method; Hosting Capacity; Probability profiles; OpenDSS.

Palavras-chaves: Sistemas fotovoltaicos; Método de Monte Carlo; Capacidade de Hospedagem; Perfis de probabilidade; OpenDSS.

1. INTRODUÇÃO

A proliferação dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED), em especial a energia solar fotovoltaica (FV), é uma estratégia adotada em relação às preocupações energéticas e ambientais (Xu et al., 2019). Considerando o uso em abundância das tecnologias de geração FV, estas oferecem diversos benefícios, como a postergação da atualização na rede elétrica, redução na dependência por combustíveis fósseis, além da diminuição do custo de energia.

Estudos indicam que a capacidade instalada global de energia solar irá triplicar nesta década (Visser et al., 2022). Diante deste cenário, o aumento da penetração de geradores FV impactam no sistema elétrico de maneiras distintas (Mulenga; Bollen; Etherden, 2020) (Visser et al., 2022). De modo que o expressivo aumento da geração fotovoltaica pode ocasionar mudanças na interrupção normal do sistema de energia elétrica, visto que as redes convencionais de distribuição foram projetadas considerando o fluxo de potência unidirecional, não levando em conta a acomodação da Geração Distribuída (GD).

Destaca-se que a crescente presença dos sistemas FV em uma mesma região, principalmente em dias com uma grande irradiação solar, podem resultar em conflitos operacionais em relação aos equipamentos de proteção, em paralelo com a natureza intermitente da GD, pode reduzir o desempenho da rede de distribuição, ocasionando problemas em relação a qualidade de energia (Fatima; Puvi; Lehtonen, 2020) (Xu et al., 2019). Deste modo, devem ser levadas em conta a capacidade do sistema elétrico de suportar essas mudanças (Lima, 2020).

Neste sentido, a necessidade de melhorar a Capacidade de Hospedagem (CH) dos sistemas FV sem exceder os critérios operacionais da rede, torna-se imprescindível na análise e planejamento das redes de distribuição de energia elétrica, principalmente para as distribuidoras de energia, no intuito de identificar os pontos críticos da rede que necessitam de investimentos. Diante deste cenário, faz-se necessário ferramentas eficientes para a análise da CH da energia solar nas redes de distribuição.

Desta forma, o presente trabalho tem por objetivo a criação de uma metodologia para avaliar a CH de sistemas FV em redes de distribuição, visto que esta é a fonte de grande expansão nos últimos anos. Para essa análise são considerados alguns perfis de probabilidade de parâmetros relacionados com a adoção de sistemas FV, como: o poder aquisitivo, o consumo, níveis de escolaridade e a influência da vizinhança na aquisição do consumidor à instalação de energia solar em sua residência. Ainda assim, são avaliados os impactos associados, de modo a antecipar problemas locais de planejamento da rede elétrica, que não são precisos de observar apenas com uma expansão gradual dos sistemas FV.

Na presente seção deste artigo apresentou-se a contextualização e objetivos da pesquisa. A seção 2, apresenta o conceito de CH, em conjunto com a sua principal limitação, a tensão. A metodologia é apresentada na seção 3. A seção 4 traz os resultados. E por fim, a seção 5 apresenta as conclusões obtidas a partir deste estudo.

2. CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM FOTOVOLTAICA

A CH é definida como a quantidade máxima de geradores FV que podem ser acomodados à rede de distribuição sem violar os limites operacionais, ou seja, refere-se a máxima quantidade de energia solar que o alimentador pode acomodar antes de ocorrer impactos adversos. Assim, quando a inserção dos sistemas FV estiver próxima ou acima do limite, os impactos negativos à rede elétrica começam a ocorrer (Soukaina et al., 2019) (Abad et al., 2018).

No entanto, apesar dos estudos, a CH trata-se de um cálculo complexo, onde não apresenta um único resultado. Em vista da incerteza dos limites da rede de distribuição, foram criadas algumas regras por meio do Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (CIGRE), o qual determina diretrizes para a estimativa da CH para alguns países. Por exemplo, em Portugal e África do Sul é indicado que a potência instalada da GD seja no máximo 25% da potência nominal do transformador. Já em países como Espanha e Itália esse percentual é maior, sendo 50% e 65%, respectivamente (ISMAEL et al., 2019) (Abad et al., 2018). De maneira geral, grande parte das concessionárias permite um limite máximo de inserção fotovoltaica de 15%, sendo a razão entre a capacidade FV e a carga de pico (Ding et al., 2016).

A incerteza na análise da CH origina-se da localização desconhecida da GD, diversidade de potência, imprevisibilidade e periodicidade na geração devido às mudanças climáticas, além das modificações dos perfis de carga, falta de parâmetros reais e a complexidade das redes para a realização dos cálculos de fluxo de potência (Abad et al., 2018). Desta forma, a CH vai possuir um resultado com diversos valores que são introduzidos de acordo com a percentagem de incerteza. Destaca-se também, a necessidade da utilização de métodos probabilísticos, o qual leva em consideração a incerteza e os níveis de precisão (Ismael et al., 2019).

Por sua vez, a transição de uma rede de distribuição sem a presença de geradores FV para uma com alta inserção, ocorre por um processo constituído de três etapas. A primeira etapa corresponde a uma baixa à média penetração de energia solar, onde o local de consumo é superior à geração fotovoltaica, e neste período ocorre impactos adversos mínimos ao alimentador. Na próxima etapa, a geração de energia solar começa a ser superior ao consumo de energia, gerando os créditos de energia e aparecendo maiores efeitos na rede de distribuição. No último estágio, a produção fotovoltaica é muito mais alta que o consumo da energia, originando grandes injeções de energia para a rede elétrica, acarretando em grandes impactos que podem se tornar inaceitáveis para os sistemas de distribuição (Mulenga; Bollen; Etherden, 2020).

Dentre os principais impactos, o aumento do perfil de tensão é considerado, por diversos autores, como um dos principais fatores limitantes na CH (Haque; Wolfs, 2016) (Xu et al., 2019). A elevação de tensão no alimentador ocorre em períodos em que a geração solar fotovoltaica é máxima e a demanda local da unidade consumidora é mínima (Chathurangi et al., 2018). Deste modo, quando as tensões não estiverem operando dentro do limite operacional podem resultar em impactos negativos em relação a vida útil e rendimento dos equipamentos.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) realizou a padronização por meio do PRODIST, através de normativas que devem ser adotadas ao desempenho e operação dos sistemas de distribuição. Destaca-se o Módulo 8 do PRODIST, o qual refere-se à qualidade do produto e do serviço prestado, e no documento podem ser encontrados os limites de tensão (ANEEL, 2020).

Diante deste contexto, torna-se um grande desafio para as concessionárias de energia garantirem uma tensão adequada a todos os consumidores, considerando a intermitência dos sistemas FV, em conjunto com a incerteza da localização da GD.

3. METODOLOGIA

A metodologia proposta neste trabalho consiste em analisar a máxima CH de sistemas FV que podem ser alocados em redes de distribuição de energia elétrica, sem originar impactos negativos. Para tal, são considerados alguns parâmetros como: o poder aquisitivo, o consumo, a escolaridade e a influência do efeito vizinho na aquisição do sistema FV. O método leva em consideração a imprevisibilidades associadas aos sistemas FV, deste modo é fundamentado a utilização do Método de Monte Carlo (MMC), devido à natureza estocástica e a consideração de incertezas durante a simulação. Para tal simulação é utilizado o *software* OpenDSS, desenvolvido pela EPRI, *Electric Power Research Institute*. Na Fig. 1 é exposto o fluxograma com as etapas propostas para a metodologia.

De acordo com a Fig. 1, a etapa inicial consiste na leitura da rede de modo que a implementação do método é realizada em uma rede teste de baixa tensão, com 34 barras. Após a etapa da leitura dos dados da rede, verifica-se a quantidade de cargas

presentes, tendo em vista que só é possível a alocação da energia solar pelo MMC em barras de carga. Como próxima etapa da metodologia, tem-se a verificação da distância entre as cargas, além do consumo, da carga total instalada e da escolaridade. Vale ressaltar que, como premissa inicial, foram considerados alguns pontos de consumidores que já possuem um sistema FV instalado (de maneira aleatória), de modo que seja possível as análises seguintes, como a verificação da distância entre as cargas para associar ao efeito em pares. Posteriormente a essas verificações, entra o processo do MMC, onde realiza o sorteio de acordo com as curvas de distribuição de probabilidade.

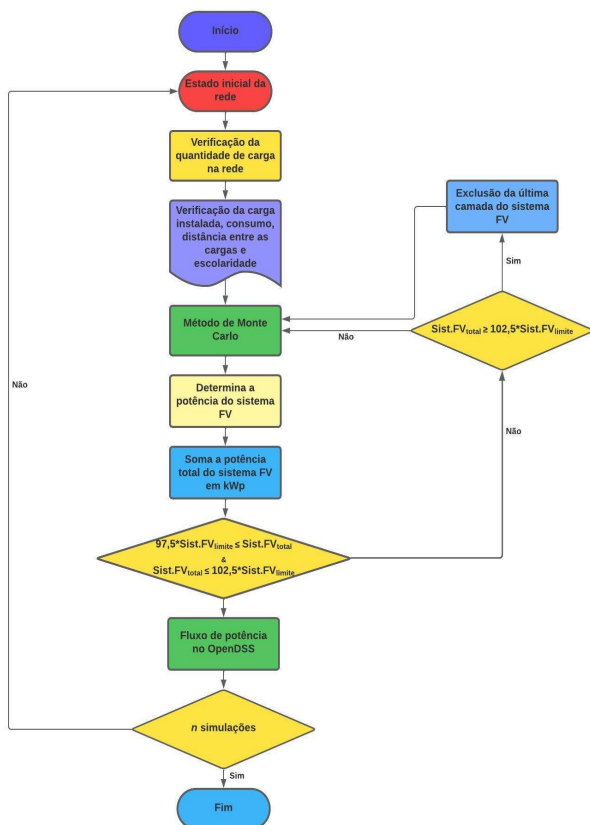


Fig. 1 Metodologia.

No que se refere as probabilidades, foram consideradas a influência, do poder aquisitivo com a carga instalada, a escolaridade, o consumo e o vizinho mais próximo com instalação FV. Assim, ao determinar o(s) consumidor(es) que tem maior probabilidade de adquirir a geração solar, é determinada a potência do sistema FV (Dim_{FV}), o qual consiste no suprimento de 100% da energia média demandada do consumidor, sem gerar excedente, conforme explicitado em (1) (WEG Solar, 2020).

$$Dim_{FV}(kWp) = \frac{(Con.mes-30)}{(H_{tot}*30-Td)} \quad (1)$$

Assim, o consumo é originado da multiplicação entre a carga instalada e a curva de carga ($\frac{Con.men*kWh}{mes}$) descontado 30 (kWh) referente a taxa de disponibilidade da distribuidora de energia. Destaca-se que o custo de disponibilidade de 30 kWh refere-se ao padrão monofásico, já para o padrão bifásico a

taxa corresponde a 50 kWh e para o padrão trifásico o custo é de 100 kWh. Na sequência, o $H_{tot} \frac{kWh}{m^2*dia}$ refere-se a irradiação do local, 30 (dias/mês) e o Td (%), indica a taxa de desempenho do sistema fotovoltaico. Destaca-se ainda, que foram atribuídas diferentes curvas de carga aos consumidores, sendo elas: residencial, comercial, industrial, rural, serviço público e iluminação pública.

Seguindo, é somado a(s) potência(s) do(s) sistema(s) FV em kWp já inseridos, e comparado com a potência de sistemas FV limite, onde o limite representa o suprimento total das cargas da rede em análise. Enquanto o somatório das potências do sistema FV não estiverem entre um intervalo $97,5 *Sist.FV limite \leq Sist.FV total \leq 102,5 *Sist.FV limite$, o MMC continua a inserir de modo aleatório sistemas FV na rede elétrica. De modo geral, essa variação de 5% serve para auxiliar o código a convergir, em que limites similares também são expostos no trabalho de Lima (2020). Posteriormente, no instante em o $Sist.FV total \geq 102,5 *Sist.FV limite$ é excluído a última camada inserida do sistema FV na rede e retorna ao MMC, sorteando outra carga, até chegar a uma potência que seja aceitável pelo método.

Ainda, destaca-se que para determinar o limite de inserção dos sistemas FV, é considerado como critério de parada do algoritmo, a potência aparente do transformador. De modo que o passo de simulação do algoritmo consiste na inserção de sistemas FV carga a carga, até que o total dos sistemas seja superior a 97,5 do limite de potência de todos os consumidores. Assim, com o cenário criado, passa-se para o cálculo de fluxo de potência através do *software* OpenDSS, armazenando as medidas úteis para análise dos resultados. Este processo, pode ser realizado por inúmeras vezes, explicitado por 5000 simulações, definido de forma empírica.

4. RESULTADOS

Nesta seção serão apresentados o estudo realizado, onde os resultados podem ser visualizados de forma gráfica durante as discussões. Dentre os principais impactos, o indicador a ser analisado é a elevação de tensão associada à inserção de sistemas FV na rede de distribuição de baixa tensão, considerado por diversos autores como um dos principais fatores limitantes na Capacidade de Hospedagem.

4.1 Parâmetros para o Método de Monte Carlo

Levando em consideração que os parâmetros para a difusão da energia solar têm sido cada vez mais pesquisado e discutido por diversos profissionais, percebe-se que se tornam essenciais para o planejamento e operação do sistema elétrico. Deste modo são destacados: o aspecto econômico analisando o poder aquisitivo e a chance de adquirir a nova tecnologia FV; o aspecto social, onde é demonstrado o impacto da vizinhança na probabilidade de o consumidor optar pela adoção do sistema FV; a influência do consumo, além do impacto da escolaridade na probabilidade de instalação da energia solar.

4.1.1 Poder aquisitivo na adoção do sistema fotovoltaico

Para mensurar o poder aquisitivo mensal de uma determinada região utilizou-se como base a região do Rio de Janeiro (Prefeitura da Cidade do Rio de Janeiro 2019). São levados em consideração os dados de renda média por bairro e multiplicado pelo número de unidades consumidoras (UCs), no caso da rede utilizada, corresponde a 66 UCs. Desta forma, para a obtenção da renda média por demanda (R\$/kW), divide-se ainda por 60 kW (demanda total da rede em estudo), logo obtém-se o valor de R\$ 1.700,91. Este valor é multiplicado para cada carga instalada individualizada, tem-se o poder aquisitivo da adoção em cada ponto de carga. Deste modo, quanto maior a carga instalada e o poder aquisitivo, maior a probabilidade do consumidor de aderir a energia solar, sendo relacionado através da curva linear.

4.1.2 Efeito vizinho na adoção do sistema fotovoltaico

O efeito vizinho foi parametrizado fixando o sistema FV em algumas cargas de modo aleatório, localizadas nas cargas, 34, 27 e 54 estando estas nas barras 524, 516 e 537 respectivamente. Deste modo, o algoritmo identifica onde está localizado a energia solar. Assim, após encontrar a barra, reconhece a distância até as demais cargas. De maneira, que quanto mais próximo a carga estiver de um local que já tenha o sistema FV instalado, maior a probabilidade deste consumidor ser sorteado para aderir a energia solar. Deste modo, o efeito vizinho, segundo (Wu et al., 2021) é relacionado através da curva distribuição de probabilidade exponencial invertida, exposta na Fig. 2.

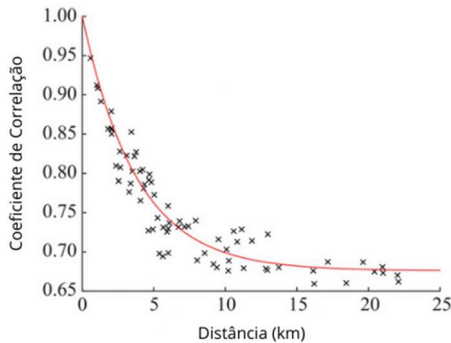


Fig. 2 Demonstração do comportamento da curva de probabilidade para o efeito vizinho.

A curva da Fig. 2 demonstra que quando menor a distância, maior a probabilidade de um consumidor influenciar o outro a adotar o sistema FV. A equação característica da curva modelada no algoritmo é demonstrada em (2).

$$P_{ev} = \lambda E_v * e^{(-\lambda E_v * X)} \quad (2)$$

Em (2) é exposto a característica para a probabilidade do efeito vizinho (P_{ev}), em que (λE_v), indica o parâmetro a ser definido, o qual representa o número de ocorrências em uma unidade de tempo ou distância, deste modo é estabelecido 3,131, estipulado de modo empírico com base nos estudos, no intuito de fitar o comportamento da curva similar a literatura. Já o x representa cada distância (km) entre os barramentos da rede

4.1.3 Consumo na adoção do sistema fotovoltaico

O parâmetro do consumo é obtido através da carga instalada e as curvas de carga associada a cada consumidor. De modo geral, é calculado o valor do consumo da carga (kWh) e dividido pelo somatório do consumo mensal (kWh), obtendo a probabilidade de que a respectiva carga tem de receber o sistema FV. Assim, o consumo possui o comportamento da curva exponencial, visto que em Munkhammar et al. (2015), é determinado que o consumo de energia elétrica, pode ser relacionado por meio de modelos exponenciais, conforme exposto em (3).

$$P_{Co} = \lambda C_o * e^{(\lambda C_o * X)} \quad (3)$$

Em (3) é estabelecido a característica para a probabilidade do consumo (P_{Co}), em que (λC_o), apresenta o parâmetro a ser definido, assim é estabelecido 3,131 estipulado de modo empírico com base nos estudos, no intuito de fitar o comportamento da curva similar a literatura. Já o x representa cada valor do consumo (kWh) para cada carga

4.1.4 Escolaridade na adoção do sistema fotovoltaico

O parâmetro da escolaridade é definido considerando que cada curva de carga possui um nível educacional fixo. São considerados quatro níveis de escolaridade, e atribuído pesos para cada grau de formação, de acordo com o estudo de (Stolf, 2018), são normalizados estes valores, deste modo, ensino fundamental: 0,052; ensino médio: 0,810; ensino superior: 0,881; e pós-graduação: 1. De modo geral, é realizado o peso de cada nível de escolaridade e dividido pelo somatório de escolaridade das cargas, obtendo a probabilidade de adoção a energia solar. Esse comportamento é relacionado através da curva linear.

4.2 Definição dos Pesos

Para o auxílio na tomada de decisão, no presente trabalho é adotado o método *Analytic Hierarchy Process* (AHP), auxiliando na priorização de cada um dos parâmetros de probabilidade na adoção do sistema fotovoltaico pelo consumidor. Essa escolha é justificada devido ser um método acessível e de fácil implementação.

O AHP é um método multicritério baseado em matemática e psicologia, o qual consiste em lidar com problemas de tomada de decisão em situações complexas em que diversos critérios são inter-relacionados e muitas vezes concorrentes, e estabelece prioridades entre os critérios de decisão (Darko et al., 2018). Deste modo, inicialmente o método AHP consiste no objetivo fundamental do problema, baseado em uma hierarquia de critérios. Assim, os tomadores de decisão (especialistas no assunto) avaliam as alternativas através da comparação em pares dos elementos a cada nível da hierarquia, assumindo que os elementos são independentes entre si (Darko et al., 2018).

Desta maneira, o método AHP é utilizado para a determinação dos pesos de cada parâmetro envolvido na metodologia estabelecida (consumo, poder aquisitivo, escolaridade e efeito

vizinho). Para tal aplicação, são consideradas a opinião de 13 especialistas para a realizar a comparação em pares das variáveis.

A partir da aplicação do método AHP tem-se os pesos de cada parâmetro a ser levado em conta, sendo o Poder Aquisitivo (α) recebeu o peso de 0,4807; o Consumo (γ) com 0,3618; o Efeito Vizinho (β) com 0,1080; e a Escolaridade (ε) com 0,0492. Conforme pode ser observado, os pesos foram demonstrados em ordem decrescente, onde o parâmetro com o maior peso, é o poder aquisitivo, demonstrando a importância desta variável para os especialistas, provando ser um fator quase que predominante na decisão do consumidor de aderir ao sistema.

Deste modo, conforme distribuições obtém a probabilidade equivalente (P_{eq}), demonstrada em (4), onde é atribuído os pesos considerando o grau de influência de cada variável em uma sociedade que possua a probabilidade de adoção ao sistema FV, o qual foi definida de maneira empírica.

$$P_{eq} = PA * \alpha + CO * \gamma + EV * \beta + ES * \varepsilon \quad (4)$$

Na equação (4) o α representa a influência do poder aquisitivo (PA); o γ está associado ao consumo (CO), o β representa o efeito do vizinho (EV); e por fim para o ε , é inerente ao nível de escolaridade (ES). Assim, $\alpha + \beta + \gamma + \varepsilon = 1$. Conforme os resultados de probabilidade equivalentes atribuídos através do método AHP, o MMC associará a geração fotovoltaica aos mesmos. E, por conseguinte, as análises elétricas serão feitas, podendo-se atribuir uma CH da rede elétrica em teste.

4.3 Rede Teste

A rede utilizada no estudo é uma rede de distribuição, com 34 barras, comprimento de 1.190 metros e com 66 cargas (Lima 2020), conforme exposto na Fig. 3. Além disso, já estão indicados os pontos que possuem o sistema FV (carga 34, 27 e 54), e em vermelho a localização do transformador, sendo este de 75 kVA, valor esse utilizado como limitação para a convergência do algoritmo.

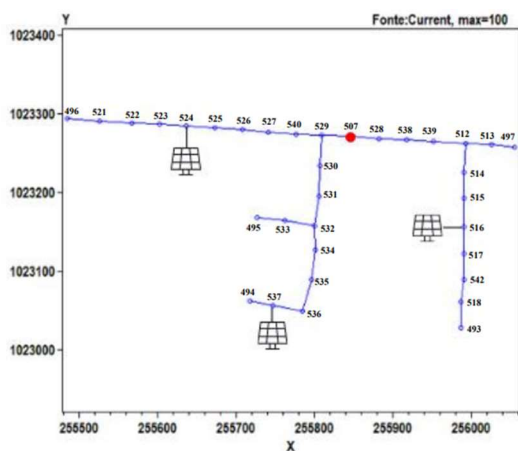


Fig. 3 Rede teste utilizada.

Desta maneira, após 5000 simulações, a ferramenta gera um ranking composta pelas 66 cargas. De acordo com as simulações, considerando os pesos do método AHP, tem-se as cargas 54, 06, 18, 60, 31, 38 e 53, como as sete primeiras cargas que estão no topo do ranking.

Assim, os primeiros resultados apresentados são inerentes a tensão na carga 31 (quinto lugar do ranking), tendo em vista que a tensão foi uns fatores limitantes para atingir a CH da rede elétrica. Nota-se que as cargas mais sorteadas, ou seja, no topo do ranking, são as que possuem um poder aquisitivo elevado em conjunto com um alto consumo, visto que são os parâmetros que possuem os maiores impactos de acordo com os pesos atribuídos através do método AHP.

Desta forma para que seja possível analisar os dados é escolhido uma carga no início do ranking, a carga 31. Esta carga possui um elevado poder aquisitivo, alto consumo, razoável efeito vizinho e uma baixa escolaridade. Devido a tais parâmetros possui grandes probabilidades de ser sorteada. De modo, que a mesma foi sorteada 4.173 vezes para a instalação do sistema FV e, dentre elas, 2.774 vezes foi instalada, ou seja, 55,48% das 5.000 simulações a carga 31 recebeu geração solar. Destaca-se que, uma vez instalado o sistema FV e atingido a potência máxima (kWp), conforme em (1), não é possível instalar o gerador FV novamente naquela carga.

O fator limitante mais comum para a interligação de sistemas FV em redes de distribuição de baixa tensão é a possibilidade de sobretensão. Deste modo, são analisados os casos de violação de tensão, identificando os locais dos barramentos que reportam as sobretensões. Essa observação auxilia na verificação de quais pontos são os primeiros a obter uma violação na tensão devido a integração do sistema FV. Desta maneira, é observado nas simulações que as barras que apresentam os maiores níveis de sobretensão estão mais distantes do transformador, ou seja, no final do alimentador, onde Capacidade de Hospedagem é menor, como é o caso observado na carga 31, localizada entre as barras 522 e 523, exposta na Fig. 4 (a).

As quedas de tensões podem ser explicadas devido as redes elétricas radiais serão projetadas para um fluxo de energia unidirecional, desta forma a tensão reduz ao longo do trecho, no sentido em que a energia está fluindo. No entanto, caso um sistema FV fizer com que a energia comece a fluir na direção contrária a tradicionalmente estabelecida, ocorre o aumento da tensão ao longo do alimentador, ao invés de diminuir.

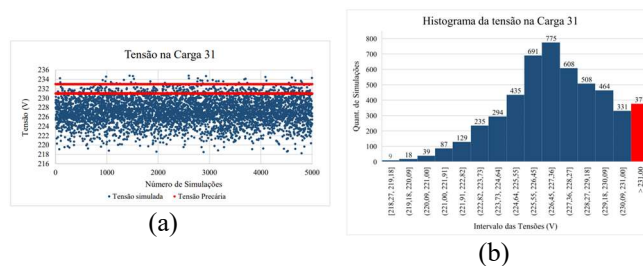


Fig. 4. Resultados para a carga 31. a) Tensão na carga 31. b) Histograma da tensão na carga 31.

Para analisar a CH, observa-se um dos casos que estão no ranking dos mais sorteados e propensos a receber o sistema FV, como é o caso da carga 31, presente entre as barras 522 e 523. Um indicador que pode ser adotado é a tensão máxima, que tem a maior probabilidade de ocorrer, nesse caso a tensão entre 226,5 à 227,4 V, conforme demonstrado na Fig. 4 (b). Em Lima (2020), também é sugerido que a CH seja analisada através do nível de confiança, deste modo, para a carga 31, obteve-se uma transgressão de tensão em 7,54% em relação as simulações. Com isso, pode-se concluir que a tensão máxima resultante estaria de acordo com os limites estabelecidos pela ANEEL em 92,46% dos casos.

5. CONCLUSÃO

A metodologia do presente trabalho teve como propósito prever onde os principais impactos negativos, associados a intensa conexão da energia na rede elétrica, iriam surgir, por meio do método probabilístico de Monte Carlo. A utilização do MMC em conjunto com a linguagem Python e a interface do OpenDSS, são utilizados para realização dos cálculos de fluxo de potência, e demonstram-se de extrema importância para o desenvolvimento da ferramenta, justificando-se devido a consideração de incertezas e a natureza estocástica durante as simulações.

No estudo de caso, foram analisados os impactos em relação a sobretensão, visto que com a inserção de sistemas FV, é o fator limitante mais comumente encontrado em redes de distribuição. Foi analisada uma carga em estado mais crítico, o qual aparece no topo do ranking de sorteados. Pode-se concluir que as cargas mais sorteadas são as que apresentam maiores índices de tensão, onde encontram-se afastadas do transformador, ou seja, no final do alimentador a CH é menor.

Desta forma, destaca-se a necessidade de estudos fidedignos em relação a CH da energia solar, tendo em vista que a massiva inserção de sistemas FV na rede elétrica pode resultar em impactos técnicos. Ainda se destaca que ferramentas que fazem a análise da CH, que auxiliam na tomada de decisão quanto a inserção de sistemas FV na rede elétrica, tornam-se cada vez mais necessárias, considerando questões operativas e relativas ao planejamento.

REFERÊNCIAS

- Abad, M. S. S. et al. (2018). Sensitivity of hosting capacity to data resolution and uncertainty modeling. p. 1-6. In: IEEE. 2018 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC).
- ANEEL (2020). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.
- Chaturangi, D. et al. (2018) Potential power quality impacts on lv distribution networks with high penetration levels of solar pv. p. 1–6 In: IEEE. 2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP).
- Darko, A. et al. (2018). Review of application of analytic hierarchy process (AHP) in construction. International Journal of Construction Management.
- Ding, F.; Mather, B.; Gotseff, P. (2016). Technologies to increase pv hosting capacity in distribution feeders. p. 1–5. IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM).
- Fatima, S.; Puvil, V.; Lehtonen, M. (2020). Review on the pv hosting capacity in distribution networks. v. 13, n. 18, p. 4756. *Energies*, MDPI.
- H. Wu et al (2021) Potential Assessment of Spatial Correlation to Improve Maximum Distributed PV Hosting Capacity of Distribution Networks. Vol. 9, no. 4, pp. 800-810. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*.
- Haque, M. M.; Wolfs, P. (2016) A review of high pv penetrations in lv distribution networks: Present status, impacts and mitigation measures. v. 62, p. 1195–1208. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier.
- Ismael, S. M. et al. (2019). State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. v. 130, p. 1002–1020. *Renewable energy*, Elsevier.
- Lima, R. H. de (2020). Metodologia para análise de impactos associados a elevada inserção de microgeração fotovoltaica em redes secundárias de distribuição. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Santa Maria.
- Mulenga, E.; Bollen, M. H.; Etherden, N. (2020). A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids. v. 115, p. 105445 *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier.
- Munkhammar, J.; Widén, J.; Rydén, J. On a probability distribution model combining household power consumption, electric vehicle home-charging and photovoltaic power production. *Applied Energy*, Elsevier, v. 142, p. 135 – 143, 2015.
- Prefeitura da Cidade do Rio de Janeiro. Rendimento nominal familiar per capita, segundo Bairros ou grupos de Bairros, no Município do Rio de Janeiro em 2000/2010 a. Data.Rio, 2019. Acesso em 01 jan. 2023. Disponível em: <<https://www.data.rio/documents/0d39554baf804dbdb1581f018781ccd0/about>>.
- Soukaina, N. et al. (2019). Hosting Capacity Estimation of Underground Distribution Feeder in Urban Areas. p. 1-5. In: IEEE. *International Conference on Wireless Technologies, Embedded and Intelligent Systems (WITS)*.
- Stolf, E. J. (2018). Fatores influenciadores para adoção de energia solar fotovoltaica no Brasil. Dissertação (Mestrado em Administração) — Universidade do Vale do Rio dos Sinos (UNISINOS).
- Visser, L. et al. (2022). Regulation strategies for mitigating voltage fluctuations induced by photovoltaic solar systems in an urban low voltage grid. v. 137, p. 107695 *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier.
- WEG Solar (2020). Dimensionamento Básico de Sistemas Fotovoltaicos. *Live*. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=-hbexWzAa64>>.
- Xu, X. et al. (2019). Enhancing photovoltaic hosting capacity—a stochastic approach to optimal planning of static var compensator devices in distribution networks. v. 238, p. 952–962. *Applied energy*, Elsevier.