

Máxima capacidade de hospedagem de geração distribuída considerando um modelo de otimização usando o método de injeção de correntes

Glauber D. S. do Vale* Igor D. de Melo* João A. P. Filho*
Braulio C. Oliveira* Wesley Peres**

* Universidade Federal de Juiz de Fora, MG (e-mail:
glauber.daniel@engenharia.ufjf.br,
igor.delgado2008@engenharia.ufjf.br, joao.passos@ufjf.edu.br,
braulio.oliveira@engenharia.ufjf).

** Universidade Federal de São João del Rei, MG (e-mail:
wesley.peres@ufsj.edu.br)

Abstract: This article presents a novel deterministic methodology to determine the maximum distributed generation capacity in power distribution systems. In the proposed approach, an optimization problem is formulated to calculate the maximum amount of power to be accommodated in a power system without violating operational limits. For the proposed formulation, the current injection method equations are considered as equality constraints to compute the power flow solution. Maximum and minimum limits for the voltage magnitudes are considered as inequality constraints, as well as the powers at each busbar and the reverse power flow at the utility substation. The optimization problem is solved via interior-point method. Additionally, in order to account for uncertainties, the system loads are modeled using Gaussian probability density functions considering a statistical dispersion with respect to their nominal values. Computational simulations are conducted using a 23-bus distribution system. Several analysis are carried out, considering the generation units allocated dispersely in the grid to be evaluated, proving the efficiency and versatility of the proposed method.

Resumo: Este artigo apresenta uma nova metodologia determinística para encontrar a máxima capacidade de hospedagem de geração distribuída (GD) em sistemas de distribuição. Na abordagem proposta, um problema de otimização é formulado a fim de se calcular o máximo montante de potência a ser acomodado em um sistema elétrico sem violar limites operacionais. Para a formulação proposta, as equações do método de injeção de correntes são consideradas como restrições de igualdade para se computar o fluxo de potência. Como restrições de desigualdade, consideram-se os limites máximos e mínimos de magnitudes de tensão, de potências geradas em cada barra e a restrição em relação à reversão do fluxo de potência na subestação da concessionária. O problema de otimização é resolvido via método de pontos interiores. Adicionalmente, a fim de considerar incertezas no método proposto, as cargas do sistema são modeladas através da função de densidade de probabilidade Gaussiana, considerando uma dispersão estatística em relação a seus valores nominais. Simulações computacionais são conduzidas utilizando um sistema de distribuição de 23 barras. Diversas análises são efetuadas considerando as unidades de geração distribuída alocadas de maneira dispersa na rede a ser avaliada, mostrando a eficiência e versatilidade do método proposto.

Keywords: Hosting capacity; distribution grids; optimization; distributed generation.

Palavras-chaves: Capacidade de hospedagem; redes de distribuição; otimização; geração distribuída.

1. INTRODUÇÃO

As redes de distribuição de energia elétrica têm sofrido expressivas mudanças com a inserção de cargas que podem impactar a qualidade da energia, como os dispositivos eletrônicos, veículos elétricos, sistemas de armazenamento de energia e a inserção de fontes alternativas intermitentes como a solar e a eólica (Mulengaa et al., 2020; Rabiee e

Mohseni-bonab, 2017; Dubey et al., 2015). Nesse sentido, parâmetros de qualidade de energia e da operação do sistema precisam ser verificados segundo as normativas específicas como o módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição) (ANEEL, 2021).

A inserção de geração distribuída (GD) nos alimentadores de distribuição podem trazer diversos benefícios como a diversificação da matriz energética. No entanto, tal fenômeno representa um desafio relacionado à operação de sis-

* Os autores agradecem o apoio financeiro da UFJF e PPEE.

temas de média e baixa tensão. A introdução dessas fontes de energia provoca problemas associados a sobretensões, distorções harmônicas, aumento do desequilíbrio e fluxo reverso (Tang e Chang, 2018; Torquato et al., 2018b; Aziz e Ketjoy, 2017). Além disso, a variabilidade da geração solar e eólica pode trazer consigo variações de frequência do sistema e incertezas a respeito da disponibilidade de energia devido à intermitência das mesmas, principalmente em microrredes ilhadas (La Gatta et al., 2019). Considerando tais fatores, faz-se necessário o desenvolvimento de ferramentas que permitam avaliar a máxima penetração de geração distribuída em sistemas de potência sem resultar em prejuízos para o mesmo (Escarati et al., 2020a; Behravesht et al., 2018).

Este artigo disserta sobre a capacidade de hospedagem de geração distribuída em sistemas de distribuição sob a ótica do método determinístico. Para o processo de otimização, usa-se o método de pontos interiores. Os limites aceitáveis de magnitudes de tensão, as potências geradas e a restrição de fluxo reverso na subestação são consideradas como restrições de desigualdade, e as equações do método de injeção de correntes são modeladas como restrições de igualdade. Em caráter adicional, incertezas são consideradas para as análises computacionais, utilizando-se de uma dispersão estatística nas cargas nominais do sistema modelada a partir da função de probabilidade Gaussiana.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O estudo da máxima de capacidade de hospedagem (MCH) de GD diz respeito à análise do máximo montante de energia que pode ser alocado em um determinado sistema elétrico sem que sejam violadas restrições operacionais, a saber, sobretensões, desequilíbrios, sobrecarga e/ou sobre-corrente, conforme apontado por Bollen e Rönnberg (2017) e Braga et al. (2018).

A literatura apresenta algumas formas em que se pode conduzir estudos de MCH de GD. Segundo Mulengaa et al. (2020), os métodos mais utilizados são os seguintes: (i) método determinístico: determina-se o máximo montante de GD com base nas simulações em regime permanente como o fluxo de potência determinístico ótimo, por exemplo; (ii) método probabilístico: estuda-se diversos cenários probabilísticos, modelados com base na intermitência das fontes e na variabilidade das cargas, por meio do uso de funções de densidade de probabilidade; e (iii) análise por séries temporais em que são usados perfis diários de carga de modo a determinar a capacidade de hospedagem para um determinado período de tempo.

Cada método possui suas particularidades. O método determinístico, por exemplo, é amplamente utilizado para estudos em regime permanente, não sendo capaz de avaliar a dispersão estatística relacionada à intermitência das fontes. O método probabilístico, por sua vez, considera a presença de incertezas, sejam as aleatórias (relacionadas à geração, ao consumo e ao sistema utilizado) ou as epistêmicas (relacionadas às variáveis dos futuros sistemas de geração a serem alocados), conforme evidenciado por Mulengaa et al. (2020), Marah e Ekwue (2015).

O artigo de Torquato et al. (2018a) apresenta uma análise probabilística baseada em simulações de Monte Carlo

incluindo avaliação de impactos no sistema investigado considerando a magnitude da tensão, os níveis de carga e as impedâncias dos condutores. Adicionalmente, mostra-se que a estimação da MCH pode ser realizada com um espaço amostral reduzido, simulando-se apenas 1% dos circuitos selecionados aleatoriamente, poupando-se tempo computacional.

Já Ding e Mather (2016), realiza uma análise de sensibilidade da MCH segundo as características do sistema fotovoltaico e do alimentador de distribuição. A pesquisa engloba um estudo de gerenciamento do sistema de distribuição para a maximização da MCH, por meio de ações em determinados dispositivos do sistema, por exemplo, na substituição de capacitores, no controle de inversores inteligentes e no ajuste de taps reguladores.

Paralelamente, a pesquisa desenvolvida por Lee et al. (2020) traz resultados considerando a possibilidade de aumento da capacidade de hospedagem para um sistema, através do controle automático de subestações. Nessa abordagem, não se faz necessário a inserção e melhorias na infraestrutura básica da rede.

Em Escarati et al. (2020b), é mostrado um problema de otimização visando maximizar a corrente injetada por cada unidade geradora distribuída considerando-se o método de injeção de correntes, conforme Variz e Costa (2002). A utilização das equações de injeção de corrente se mostra válida para modelar características intrínsecas das redes de distribuição como a radialidade, esparsidade e equacionamento dos fluxos passantes pelas linhas de distribuição.

3. METODOLOGIA PROPOSTA

3.1 Modelagem do fluxo de potência ótimo

A formulação do fluxo de potência ótimo (FPO) é descrita nesta seção. A função objetivo (1) está sujeita às restrições de igualdade (2) e (3), que representam os resíduos de correntes (partes real e imaginária, respectivamente) do método de injeção de correntes segundo Variz e Costa (2002). As equações (4) e (5) são relacionadas às potências especificadas em cada barra do sistema e as restrições de desigualdade (6) a (9) representam os limites operacionais referentes às magnitudes de tensão e potências nodais.

$$\max \sum_{i=1}^{N_{GD}} P_{G_i} \quad (1)$$

sujeito a:

$$\Delta I_{r_k} = \frac{P_k^{sp} V_{r_k} + Q_k^{sp} V_{m_k}}{V_{r_k}^2 + V_{m_k}^2} - \sum_{i=1}^{N_B} (G_{k,i} V_{r_i} - B_{k,i} V_{m_i}) = 0 \quad (2)$$

$$\Delta I_{m_k} = \frac{P_k^{sp} V_{m_k} - Q_k^{sp} V_{r_k}}{V_{r_k}^2 + V_{m_k}^2} - \sum_{i=1}^{N_B} (G_{k,i} V_{m_i} + B_{k,i} V_{r_i}) = 0 \quad (3)$$

$$P_k^{sp} = P_{G_k} - P_{D_k}, \text{ para } k = 1, 2, \dots, N_B \quad (4)$$

$$Q_k^{sp} = Q_{G_k} - Q_{D_k}, \text{ para } k = 1, 2, \dots, N_B \quad (5)$$

$$V_k^{min} < V_k < V_k^{max}, \text{ para } k = 1, 2, \dots, N_B \quad (6)$$

$$P_{G_i}^{min} < P_{G_i} < P_{G_i}^{max}, \text{ para } i = 1, 2, \dots, N_{GD} \quad (7)$$

$$Q_{G_i}^{min} < Q_{G_i} < Q_{G_i}^{max}, \text{ para } i = 1, 2, \dots, N_{GD} \quad (8)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{GD}} P_{G_i} \leq \sum_{k=1}^{N_B} P_{D_k} \quad (9)$$

em que:

- N_B é o número de barras do sistema;
- N_{GD} é o número de barras com GD;
- $\Delta I_{r_k} + j\Delta I_{m_k}$ é o resíduo de corrente complexo na barra k com suas partes real e imaginária, respectivamente;
- $P_k^{sp} + jQ_k^{sp}$ é a potência complexa especificada na barra k ;
- $P_{G_k} + jQ_{G_k}$ é a potência complexa gerada na barra k ;
- $P_{G_i} + jQ_{G_i}$ é a potência complexa gerada na barra i ;
- $P_{D_k} + jQ_{D_k}$ é a potência de carga na barra k ;
- $V_{r_k} + jV_{m_k}$ é a tensão complexa da barra k ;
- $V_{r_i} + jV_{m_i}$ é a tensão complexa da barra i ;
- $G_{k,i}$ e $B_{k,i}$ são a condutância e a susceptância entre as barras k e i ;
- V_k é a magnitude da tensão na barra k ;
- V_k^{min} e V_k^{max} são os limites mínimo e máximo da magnitude da tensão;
- $P_{G_i}^{min}$ e $P_{G_i}^{max}$ são os limites mínimo e máximo da potência ativa injetada na barra i ;
- $Q_{G_i}^{min}$ e $Q_{G_i}^{max}$ são os limites mínimo e máximo da potência reativa injetada na barra i .

A inequação (9) impõe ao problema de otimização que não haja reversão de fluxo de potência na subestação fazendo com que o somatório de todas as potências injetadas no sistema pelas GDs seja menor do que somatório de potência demandada pelas cargas atendidas pela subestação, conforme modelagem apresentada por Al Abri et al. (2012).

Soluciona-se o problema de otimização usando a toolbox do *MATLAB* denominada *fmincon* através do método de pontos interiores. Como solução do problema, tem-se a máxima capacidade de hospedagem de geração distribuída no sistema de distribuição obtida pelo valor da própria função objetivo, o estado operativo da rede composto por suas magnitudes de tensão em cada barra e a potência injetada no sistema por cada unidade geradora.

3.2 Avaliação da MCH considerando incertezas na carga

A variabilidade da carga será considerada na modelagem do problema proposto, uma vez que esta influencia no resultado da máxima capacidade de hospedagem. Para isso, as incertezas na carga serão modeladas a partir de uma função de densidade de probabilidade (FDP) Gaussiana, definidas a partir de um valor médio μ e de um desvio padrão δ , conforme a equação (10).

$$FDP(P_{D_k}) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\left(\frac{P_{D_k} - \mu}{2\delta}\right)^2} \quad (10)$$

Desta forma, a carga em uma determinada barra do sistema, será considerada entre limites mínimos e máximos determinados randomicamente de acordo com a função gaussiana a partir de seus valores médios respectivos.

Nota-se que, com uma abordagem estatística efetuada através do método de Monte Carlo, o problema de otimização formulado é executado diversas vezes considerando as cargas variando entre limites mínimos e máximos determinados pela FDP Gaussiana. Conseqüentemente, os resultados de MCH serão determinados a depender do grau de incerteza (desvio padrão) associado às cargas.

O processo de avaliação da MCH é representado pelo fluxograma da Figura 1. Cada bloco do procedimento é explanado a seguir.

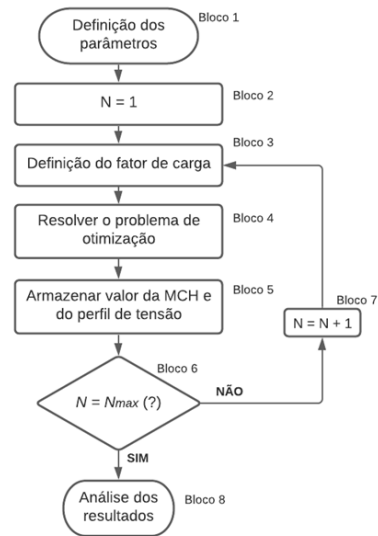


Fig. 1. Fluxograma do processo para análise da MCH

- **Bloco 1:** Carrega-se os dados de barra e linha da rede. Em seguida, define-se o número máximo de simulações (N_{max}) e em quais barras as GDs serão alocadas. Adicionalmente, o percentual de incertezas considerado na modelagem da carga é definido a partir dos valores nominais de carga em cada barra e um valor de desvio padrão escolhido pelo usuário;
- **Bloco 2:** Inicia-se a contagem do número de simulações da análise;
- **Bloco 3:** Define-se os valores de carga, modelados pela FDP, sendo escolhidos de maneira aleatória conforme explicitado na subseção 2.2;
- **Bloco 4:** O algoritmo de otimização é executado, conforme a função objetivo e as restrições do problema para se determinar o máximo montante de geração a ser acomodada para um caso de estudo;
- **Bloco 5:** Após o resultado do problema de otimização, ser obtido, armazena-se os resultados da presente simulação;
- **Bloco 6:** Este bloco verifica se o número total de simulações máximo (N_{max}) já foi executado;
- **Bloco 7:** Para número de simulação inferior a N_{max} , acrescenta-se 1 à variável contadora da simulação e é dado prosseguimento ao processo a partir do *Bloco 3*.
- **Bloco 8:** Com o valor de N_{max} atingido, realiza-se a análise estatística dos resultados obtidos no processo.

4. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

O sistema usado no estudo é a rede de distribuição da Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), modelada a partir da referência Diogo et al. (2021). A rede em questão transporta energia para os principais centros de carga do *Campus*, representados pelas 22 barras de carga, conforme a Figura 2. Os dados de barra e de linha são disponibilizados no Apêndice A.

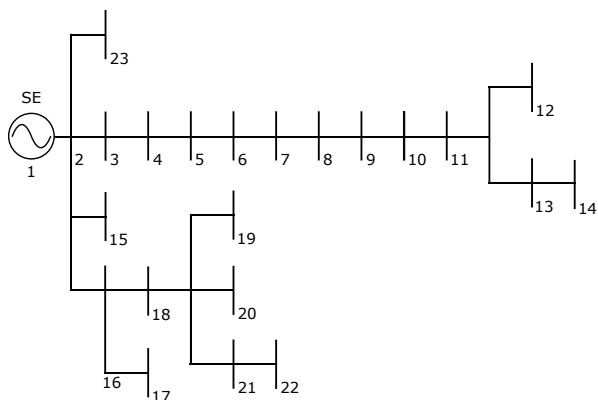


Fig. 2. Diagrama unifilar do sistema de 23 barras

4.1 Avaliação do estado operativo sem alocação de GD

Executa-se o fluxo de potência, conforme descrito em Variz e Costa (2002) a fim de determinar o estado operativo do sistema para um caso base, considerando as cargas nominais descrita no Apêndice A. Na Figura 3 é mostrado o perfil de tensão do sistema para cada uma das 23 barras. Neste primeiro caso de simulação, a tensão na subestação é fixada em 1 pu.

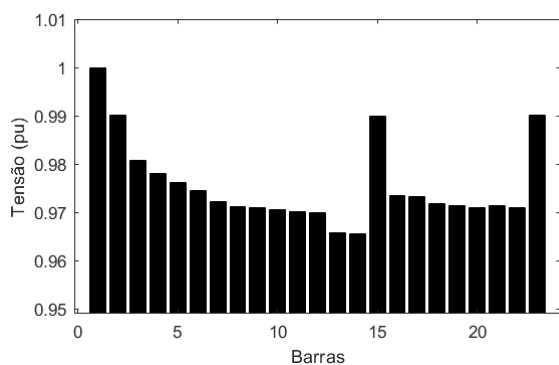


Fig. 3. Perfil de tensão para o caso base com carga nominal e sem GD

4.2 Resultados determinísticos usando o FPO com a tensão da subestação igual a 1,00 pu

Serão simulados dois casos de estudo considerando-se a inserção de GD nas barras 21, 22 e 23. Essas barras foram escolhidas aleatoriamente apenas para se efetuar as análises preliminares utilizando o método proposto, mostrando sua aplicabilidade e versatilidade.

No Caso I, a restrição de desigualdade (9) não será levada em consideração e, no Caso II, tal restrição será incluída na

simulação. O intuito é demonstrar o impacto da restrição de fluxo reverso para os resultados da MCH para um cenário assumindo inserção de GD. Os resultados dos dois cenários são mostrados nas Figuras 4 e 5. Em ambos os casos, a tensão da subestação é considerada fixa no valor de 1,00 pu.

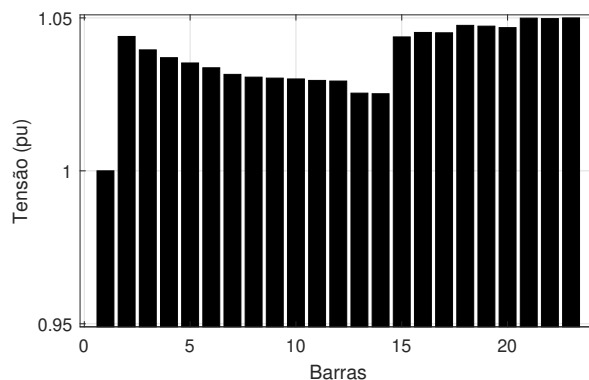


Fig. 4. Perfil de tensão para o Caso I.

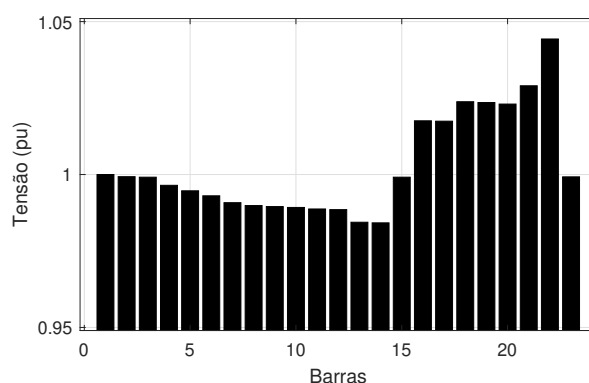


Fig. 5. Perfil de tensão para o Caso II.

Como esperado, na ausência da restrição de fluxo de potência na subestação, o fator limitante é a tensão nas barras com GD, cujas tensões atingiram o limite de 1,05pu, conforme as restrições do problema. No entanto, observou-se uma expressiva modificação no resultado da máxima penetração de GD a ser inserida em cada caso de estudo. Para o primeiro caso, encontrou-se uma MCH de 36,21MW e, no segundo, 6,07MW. No primeiro caso, notou-se que o algoritmo atingiu um valor de potência alocada alto em relação ao caso seguinte. Devido ao uso da restrição adicional de fluxo reverso na subestação, expressa pela inequação (9), pode-se encontrar uma MCH mais conservadora em relação ao primeiro caso.

4.3 Avaliação dos resultados considerando a tensão na subestação como variável de controle

Para comparação, novas simulações são conduzidas, agora, adicionando a tensão da subestação (barra 1) como variável de controle do problema, a qual pode excursionar entre 0,95pu e 1,05pu. O objetivo é verificar o impacto dessa nova variável de controle nos resultados da MCH assumindo que há a possibilidade de se automatizar e

controlar o valor da tensão na subestação do sistema sob análise.

Através da solução do método proposto, encontra-se os resultados dos perfis de tensão mostrados nas Figuras 6 e 7. Para o Caso III, a restrição relativa à reversão de fluxo de potência na subestação não foi considerada e no caso Caso IV, a mesma foi considerada para a resolução do FPO determinístico.

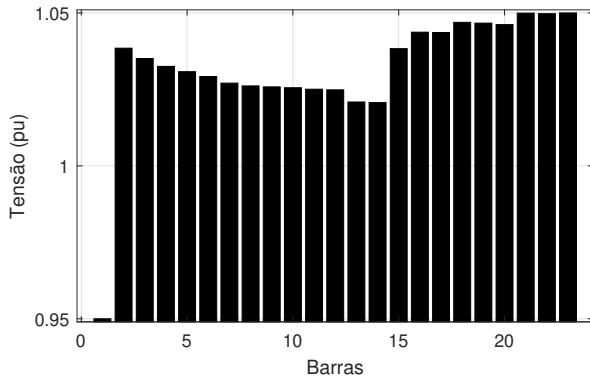


Fig. 6. Perfil de tensão para o Caso III com controle de tensão na subestação.

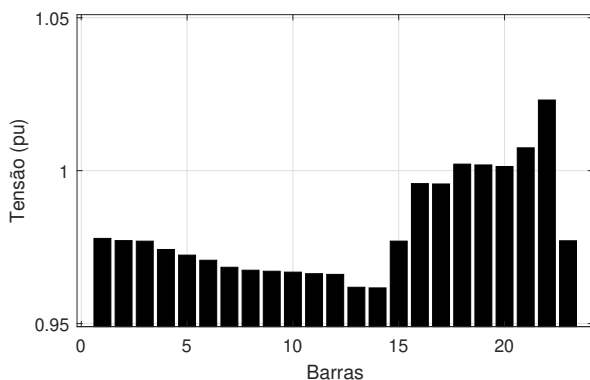


Fig. 7. Perfil de tensão para o Caso IV com controle de tensão na subestação.

Com as novas simulações, encontrou-se uma MCH de 66,59MW no Caso III, mostrando o impacto do controle da tensão da subestação sobre os resultados. Nota-se que a tensão controlada da subestação, ao sofrer ajuste no processo de otimização para o valor de 0,95pu, permite consequente queda do perfil de tensão do sistema, no qual é restaurado até o limite de 1,05pu nas barras com GD, mediante a uma maior MCH comparada com o Caso I.

Dessa forma, uma vez que a tensão na subestação pode ser automatizada, esta pode permitir maior acomodação de GD na rede. Para o Caso IV, encontrou-se uma MCH de 6,08MW, mais restritiva em relação ao caso anterior.

4.4 Estudos considerando diferentes posições de GD

Outros casos foram simulados, de modo a explorar as possibilidades de alocação de GD em diferentes combinações de barras, cujos resultados são mostrados na Tabela 1.

Ressalta-se que a inserção da tensão na subestação como variável de controle foi considerada em todas essas simulações.

Na Tabela I, são mostrados diversos estudos de caso, assumindo diferentes cenários em que as unidades de geração distribuída são consideradas em barras distintas, com o objetivo de mostrar versatilidade da metodologia para ser aplicada em diversos cenários. A coluna "MCH-A" mencionada na Tabela se refere à MCH desconsiderando a restrição de fluxo reverso na subestação. Já "MCH-B" considera a MCH com a referida restrição, para efeitos de comparação.

Tabela 1. Casos de estudo

Caso	Barras a receber GD	MCH-A (MW)	MCH-B (MW)
1	22	26,36	5,85
2	2	74,41	5,91
3	15	20,82	7,11
4	13	11,97	6,00
5	21	13,78	6,00
6	20	13,02	6,01
7	11, 12, 13	19,48	6,00
8	14, 15, 16	34,96	6,04
9	21, 22, 23	66,59	6,08
10	Todas	74,39	6,09

Nota-se, nos valores de MCH-A, que quanto maior o número de barras que recebem injeção de potência, maior é a capacidade de hospedagem de GD, atestando que há maior acomodação de GD quando a geração é, de fato, distribuída pelo sistema. Além disso, também pode ser observada uma alocação maior de GD, sobretudo, nos casos em que são consideradas barras mais próximas à subestação. Constata-se, ainda, maior variabilidade dos resultados de MCH-A em detrimento de MCH-B. De fato, a diferença das restrições nas quais as duas simulações estão sujeitas permitem encontrar resultados mais conservadores em MCH-B, visto que o resultado da MCH-A revela maior liberdade para alocação de GD.

4.5 Avaliação probabilística

Os cenários probabilísticos também foram analisados neste artigo considerando incertezas relacionadas à carga, levando em conta que seus valores médios possuem uma dispersão estatística definida a partir de um desvio padrão, o qual representa a incerteza da carga. 1000 simulações de Monte Carlo foram conduzidas nesse experimento, com a inserção de GD nas barras 21, 22 e 23 e considerando a restrição de fluxo reverso na subestação e a inserção da tensão na subestação como variável de controle.

Para um desvio padrão $\delta = 5\%$, obtém-se o histograma da Figura 8 e o diagrama de caixa (*boxplot*) da Figura 9.

Nota-se que a máxima capacidade de hospedagem é relativamente próxima da encontrada na análise anterior, conforme apontado pela tendência central da Figura 9. A modelagem das incertezas no algoritmo permite evidenciar uma distribuição de valores no histograma, cujo comportamento revela a tendência de uma distribuição normal.

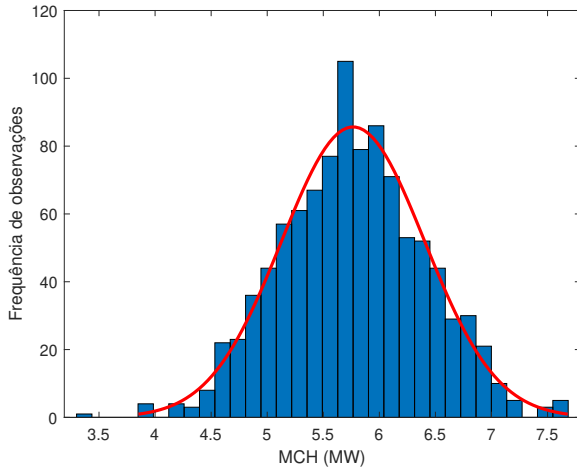


Fig. 8. Histograma da MCH considerando GD alocada nas barras 21, 22 e 23

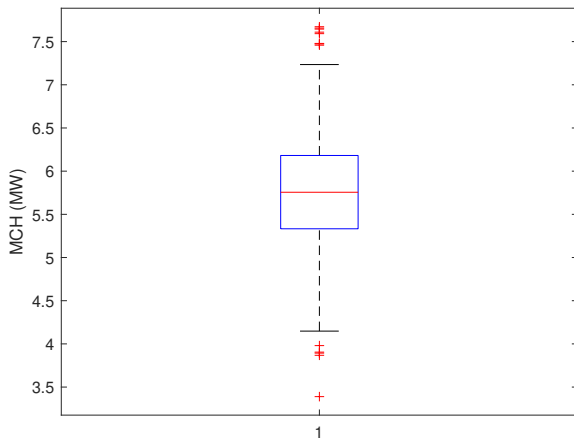


Fig. 9. *Boxplot* da MCH considerando GD alocada nas barras 21, 22 e 23

Na Tabela 2, são mostrados os valores de MCH mínimos e máximos para diferentes valores de incertezas considerando GD alocada nas barras 21, 22 e 23.

Tabela 2. Valores mínimos e máximos de MCH para diferentes valores de incertezas considerando GD alocada nas barras 21, 22 e 23

Incerteza	Min (MW)	Max (MW)
5%	5.33	6.18
10%	4.63	6.27
15%	3.70	6.42

Pode-se notar que, dependendo da incerteza associada à carga, tem-se valores mínimos e máximos registrados para a MCH. Quanto maior a incerteza na carga, maior a faixa de variação da capacidade de hospedagem em MW.

Considerando GD alocada em todas as barras do sistema, na Tabela 3, são mostrados os valores de MCH mínimos e máximos para diferentes valores de incertezas. Nota-se que os valores das simulações expressas nas tabelas 2 e

3 são similares devido ao impedimento de fluxo reverso na subestação atendendo a inequação (9), que é fator limitante principal para o valor da MCH.

Tabela 3. Valores mínimos e máximos de MCH para diferentes valores de incertezas considerando GD alocada em todas as barras

Incerteza	Min (MW)	Max (MW)
5%	5.36	6.18
10%	4.55	6.32
15%	3.81	6.41

5. CONCLUSÃO

Este artigo apresentou uma nova abordagem para o cálculo da máxima capacidade de hospedagem em sistemas de distribuição. Um problema de otimização foi formulado considerando o método de injeção de correntes como restrições de igualdade. Limites relativos a valores mínimos e máximos de tensão, reversão de fluxo na subestação foram modelados como restrições de desigualdade.

A partir da solução do problema, tem-se o máximo montante de geração distribuída a ser acomodada na rede assumindo que haja unidades de GD alocadas em barras específicas do sistema sob análise.

Diversos estudos de caso foram avaliados, considerando cenários distintos a fim de mostrar versatilidade e aplicabilidade da metodologia, a qual se mostra uma ferramenta prática para avaliação de máxima acomodação de GD em redes de média tensão, auxiliando operadores e concessionárias a fazerem um planejamento adequado em relação à penetração de geração distribuída, respeitando-se critérios e normativas nacionais.

Uma avaliação probabilística também foi conduzida com o propósito de mostrar o impacto da incerteza da carga sobre a máxima capacidade de hospedagem do sistema avaliado, apresentando a dispersão estatística da MCH, assumindo uma função de densidade de probabilidade Gaussiana para modelar a incerteza das cargas.

Como trabalhos futuros, destaca-se a alocação de unidades de GD de forma a minimizar perdas elétricas, custos de geração e a aplicação de outras técnicas de solução para o problema de otimização formulado.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica (PPEE) e da Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF).

REFERÊNCIAS

- Al Abri, R., El-Saadany, E.F., e Atwa, Y.M. (2012). Optimal placement and sizing method to improve the voltage stability margin in a distribution system using distributed generation. *IEEE transactions on power systems*, 28(1), 326–334.
- ANEEL (2021). Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (prodist), módulo 8 – qualidade da energia elétrica. Disponível em: www.aneel.gov.br. Acesso em: 14 set 2021.

- Aziz, T. e Ketjoy, N. (2017). Pv penetration limits in low voltage networks and voltage variations. *IEEE Access*, 5, 16784–16792.
- Behraves, V., Keypour, R., e Foroud, A.A. (2018). Stochastic analysis of solar and wind hybrid rooftop generation systems and their impact on voltage behavior in low voltage distribution systems. *Solar Energy*, 116, 317–333.
- Bollen, M.H. e Rönnberg, S.K. (2017). Hosting capacity of the power grid for renewable electricity production and new large consumption equipment. *Energies*, 10 n.9, 1325.
- Braga, M.D., Machado, S.D., Oliveira, I.C., de Oliveira, T.E., Ribeiro, P.F., e Lopes, B.I.L. (2018). Harmonic hosting capacity approach in a radial distribution system due to pv integration using opendss. *13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*, 222–228.
- Ding, F. e Mather, B. (2016). On distributed pv hosting capacity estimation, sensitivity study, and improvement. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 1010–1020.
- Diogo, V.R., de Melo, I.D., Mingoranza, J.S., e Vale, G.D. (2021). Avaliação probabilística da capacidade de hospedagem de geração distribuída em um sistema de distribuição universitário. *Anais da XIV Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica*, 1(1), 1–8.
- Dubey, A., Santoso, S., e Maitra, A. (2015). Understanding photovoltaic hosting capacity of distribution circuits. *IEEE power energy society general meeting*, 1–5.
- Escarati, M.O., Melo, I.D., Diogo, V.M., e Antunes, M.P. (2020a). Análise da capacidade de hospedagem de geração distribuída em redes de distribuição através de um modelo de otimização. *Congresso Brasileiro de Automática-CBA*, 2, 1.
- Escarati, M.O., Melo, I.D., Diogo, V.M., e Antunes, M.P. (2020b). Análise da capacidade de hospedagem de geração distribuída em redes de distribuição através de um modelo de otimização. In *Congresso Brasileiro de Automática-CBA*, volume 2.
- La Gatta, P.O., Passos Filho, J.A., e Pereira, J.L.R. (2019). Tools for handling steady-state under-frequency regulation in isolated microgrids. *IET Renewable Power Generation*, 13(4), 609–617.
- Lee, J., Bérard, J.P., Razeghi, G., e Samuelson, S. (2020). Maximizing pv hosting capacity of distribution feeder microgrid. *Applied Energy*, 261, 114400.
- Marah, B. e Ekwue, A.O. (2015). Probabilistic load flows. *50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 1–6.
- Mulengaa, E., Bollena, M., e Etherden, N. (2020). A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 115, 105445.
- Rabiee, A. e Mohseni-bonab, S.M. (2017). Maximizing hosting capacity of renewable energy sources in distribution networks: A multi-objective and scenario-based approach. *Energy*, 120, 417–430.
- Tang, N.C. e Chang, G.W. (2018). A stochastic approach for determining pv hosting capacity of a distribution feeder considering voltage quality constraints. *18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, 1–5.
- Torquato, R., Salles, D., Pereira, C.O., Meira, P.C.M., e Freitas, W. (2018a). A comprehensive assessment of pv hosting capacity on low-voltage distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1002–1012.
- Torquato, R., Salles, D., Pereira, C.O., Meira, P.C.M., e Freitas, W. (2018b). A comprehensive assessment of pv hosting capacity on low-voltage distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 33, n. 2, 1002–1012.
- Variz, A.M. e Costa, V.M.d. (2002). Novos desenvolvimentos numa formulação de injeção de corrente para solução do fluxo de potência. *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, 13, 298–306.

Apêndice A. DADOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO 23 BARRAS DA UFJF

Na Tabelas A.1 e A.2 são mostrados, respectivamente, os dados de barras e os de linha do sistema de 23 barras. Para essa rede, a base de potência é 100MVA e a base de tensão é 6,6kV.

Tabela A.1. Dados de barras

Barra	Tipo	$P_D(KW)$	$Q_D(Kvar)$
1	V θ	0.0	0.0
2	PQ	0.0	0.0
3	PQ	460.0	195.959
4	PQ	667.0	284.141
5	PQ	276.0	117.576
6	PQ	138.0	58.788
7	PQ	460.0	195.959
8	PQ	276.0	117.576
9	PQ	276.0	117.576
10	PQ	27.6	11.758
11	PQ	276.0	117.576
12	PQ	276.0	117.576
13	PQ	276.0	117.576
14	PQ	552.0	235.151
15	PQ	41.4	17.636
16	PQ	207.0	88.182
17	PQ	207.0	88.182
18	PQ	13.8	5.879
19	PQ	207.0	88.182
20	PQ	460.0	195.959
21	PQ	276.0	117.576
22	PQ	138.0	58.788
23	PQ	276.0	117.576

A Barra 1 é o ponto de entrega da concessionária para a UFJF, alimentada em 22 kV. Existe um transformador que abaixa a tensão para 6,6kV. A Barra 2 representa a subestação da instituição, e as demais barras são:

- Barra 3: ICB (Instituto de Ciências Biológicas);
- Barra 4: CGCO (Centro de Gestão do Conhecimento Organizacional);
- Barra 5: Prédios dos cursos de Física e Química;
- Barra 6: Prédio do curso de Programa de Pós Graduação em Modelagem Computacional;
- Barra 7: Instalações destinadas a atender os cursos de Arquitetura e Engenharia;
- Barra 8: Restaurante Universitário;
- Barra 9: Biblioteca do ICE (Instituto de Ciências Exatas);
- Barra 10: Laboratório Solar;

- Barra 11: Instalações destinadas a atender os cursos do IAD (Instituto de Artes e Design) e Edifício Itamar Franco (salas de aula);
- Barra 12: CRITT (Centro Regional de Inovação e Transferência de Tecnologia);
- Barra 13: Instalações destinadas a atender o curso da FAEFID (Faculdade de Educação Física);
- Barra 14: Segundo transformador destinado a atender o curso da FAEFID;
- Barra 15: Estação Meteorológica;
- Barra 16: Instalações destinadas a atender o curso do ICH (Instituto de Ciências Humanas);
- Barra 17: Instalações destinadas a atender o curso de Estudos Sociais;
- Barra 18: Iluminação Pública;
- Barra 19: Instalações destinadas a atender o curso de Economia;
- Barra 20: Instalações destinadas a atender o curso de Odontologia;
- Barra 21: : Instalações destinadas a atender o curso de Comunicação;
- Barra 22: Instalações destinadas a atender os Bombeiros e Pórtico Sul;
- Barra 23: Instalações destinadas a atender a Reitoria.

Tabela A.2. Dados de linha

De	Para	$r_{km}(\%)$	$x_{km}(\%)$
1	2	15.4637	2.8214
2	3	15.4637	2.8214
3	4	6.9745	1.2725
4	5	5.8230	1.0624
5	6	5.8623	1.0696
6	7	8.5022	1.5513
7	8	4.3869	0.8004
8	9	1.8123	0.3307
9	10	1.8516	0.3378
10	11	3.3171	0.6052
11	12	7.2199	1.3173
11	13	47.7846	8.7186
13	14	3.3826	0.6172
2	15	35.8278	6.5370
3	16	43.7478	7.9820
16	17	5.3846	0.9825
16	18	13.3962	2.4442
18	19	12.0942	2.2067
18	20	15.7188	2.8680
18	21	9.6996	1.7697
21	22	27.1522	4.9541
2	23	1.9334	0.3528