

MÁXIMA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DA UFJF USANDO ESTIMAÇÃO DE ESTADOS

MAXIMUM HOSTING CAPACITY OF DISTRIBUTED GENERATION IN THE UFJF DISTRIBUTION SYSTEM USING STATE ESTIMATION

VINICIUS RODRIGUES DIOGO MOREIRA¹
IGOR DELGADO DE MELO²
MATHEUS ALBERTO DE SOUZA³
CAMILÉ AREDES MORAES⁴

DOI:

RESUMO

Este artigo apresenta uma nova abordagem para a determinação da máxima capacidade de hospedagem de geração distribuída no sistema de distribuição da UFJF (Universidade Federal de Juiz de Fora). Através de uma modelagem da rede interna da instituição com dados de impedância dos cabos, principais centros de carga e geração, o sistema equivalente é modelado no software de código aberto PandaPower utilizando a linguagem Python. Baseado no método estatístico de Monte Carlo e na aplicação da estimação de estados, é determinado o montante total de geração distribuída o qual pode ser acomodado pelo sistema considerando critérios de qualidade de energia, diferentes perfis de carga, fatores de potência e casos de estudo.

Palavras-chave: Máxima capacidade de hospedagem. Redes de distribuição. Estimação de estados. Monte Carlo. Geração distribuída.

ABSTRACT

This paper presents a novel approach for the determination of the maximum hosting capacity of distributed generation in the UFJF (Universidade Federal de Fora) distribution system. Based on the modelling of the internal network of the institution using line impedances, the main load and generation centers data, the equivalent system is modeled in the Pandapower open-source software utilizing the Python language. Based on Monte Carlo statistical method and the application of state estimation, the total amount of distributed generation to be accommodated into the

¹Universidade Federal de Juiz de Fora, e-mail: vinicius.diogo@engenharia.ufjf.br, Lattes: <http://lattes.cnpq.br/3669702155614696>

²Universidade Federal de Juiz de Fora, e-mail: igor.delgado@ufjf.br, Lattes: <http://lattes.cnpq.br/9811563971757515>,

³Universidade Federal de Juiz de Fora, e-mail: matheus.alberto@ufjf.br, Lattes: <http://lattes.cnpq.br/6665484848134371>

⁴ Universidade Federal de Viçosa, e-mail: camile.moraes@ufv.br, Lattes: <http://lattes.cnpq.br/4606515594020830>

system is calculated considering power quality criteria, different daily load profiles, power factors and case studies.

Keywords: Maximum hosting capacity. Distribution networks. State estimation. Monte Carlo. Distributed generation.

1 INTRODUÇÃO

Devido ao aumento significativo de fontes alternativas de energia, advento da eletrônica de potência, uso intensivo de cargas com características não lineares, penetração expressiva de energia solar e eólica nos sistemas de potência, são necessárias tecnologias e técnicas de análise disruptivas que visem quebra de paradigma no contexto de análise de redes elétricas a fim de manter a continuidade do fornecimento de eletricidade e manter a qualidade de energia entregue aos consumidores (DE MELO, 2021).

Uma das questões contemporâneas que desperta interesse em pesquisadores é o impacto da introdução de geração distribuída (GD) em redes de distribuição. Apesar dos benefícios associados à introdução de fontes renováveis próximas aos centros de consumo como a diversificação da matriz energética, existem diversos aspectos negativos associados à penetração de geração distribuída sem o devido planejamento incluindo sobretensões, desequilíbrio e proliferação de distorções harmônicas (JUNIOR, 2020).

Além de afetar parâmetros de qualidade de energia estabelecidos pelo módulo 8 do PRODIST, existe a possibilidade da ocorrência dos denominados fluxos reversos, os quais devem ser evitados durante a operação estável dos sistemas de potência. Esse fenômeno é caracterizado quando o montante de energia gerada em um centro de consumo é maior do que a energia demandada naquele ponto de conexão. As consequências associadas à esse distúrbio incluem impacto no isolamento de transformadores, aumento de desequilíbrio de tensão e impactos no sistema de proteção das subestações.

Para se avaliar o máximo montante de GD a ser acomodada em um sistema de distribuição, é necessário desenvolver metodologias apropriadas que visam determinar a máxima capacidade de hospedagem (MCH) de GD em uma rede elétrica, respeitando os limites mínimos e máximos de restrições operacionais e a qualidade de energia (MULLENGA, 2020).

Dentre os principais métodos, destacam-se três vertentes notórias: a primeira é baseada em métodos determinísticos em que a MCH é calculada através de metodologias determinísticas em que as equações algébricas do fluxo de potência são comumente utilizadas para se estabelecer as relações intrínsecas entre potências ativas/reativas e as tensões (magnitude e ângulo) em todos os barramentos do sistema. A segunda abordagem é baseada em séries temporais, em que o perfil de consumo é avaliado ao longo de um período a fim de se avaliar a MCH a partir da análise de séries temporais de consumo e geração visando manter a flexibilidade operacional da rede. A terceira abordagem é através de métodos estatísticos, os quais visam calcular a MCH considerando incertezas associadas às cargas, fator de potência, número de unidades de geração distribuída. O método tradicional, neste contexto, são as simulações de Monte Carlo em que uma função de densidade de probabilidade é associada às variáveis incertas (potências demandas e geradas), sendo possível avaliar o impacto nas tensões (MULLENGA, 2021).

Apesar de os métodos desenvolvidos pela literatura fornecerem bons resultados para o cálculo da MCH, os mesmos baseiam-se na premissa que os sistemas de distribuição são totalmente observáveis e monitorados em cada trecho e barramento, o que ainda não é uma realidade para a grande maioria de redes de média e baixa tensão. Apesar dos avanços tecnológicos, envolvendo o desenvolvimento de medidores inteligentes (*smart meters*), medidores fasoriais sincronizados (do inglês PMU (*Phasor Measurement Units*)) os quais são caracterizados pelo sincronismo via GPS (*Global Positioning System*), há uma dificuldade na concepção de sistemas de monitoramento em tempo real para a supervisão de redes de distribuição. Uma das alternativas que apresentam um custo-benefício atrativo é a implementação da estimação de estados pois, através desta técnica, uma quantidade mínima de medidores pode ser alocada ao longo dos alimentadores de distribuição a fim de estimar o estado operativo mais provável dos sistemas, supondo erros aleatórios associados à instrumentação os quais serão minimizados através do método dos mínimos quadrados ponderados tradicionalmente (DE OLIVEIRA, 2018).

Neste artigo, o método tradicional de Monte Carlo é aplicado na rede de distribuição representativa da UFJF (Universidade Federal de Juiz de Fora), a

partir da coleta de dados acerca de impedância de cabos, centros de carga e geração e inspeção do mapa geográfico contendo as principais localidades dos postes de distribuição e prédios, laboratórios, unidades acadêmicas que consomem a energia fornecida ao sistema. Diversas simulações computacionais são conduzidas através do software de código aberto Pandapower com programação usando a linguagem Python para calcular a MCH de geração distribuída a qual pode ser acomodada na rede da instituição sem desprezar critérios de qualidade de energia como sobretensões e reversão de fluxo.

Além disso, a estimação de estados é implementada a partir dos MQP (Mínimos Quadrados Ponderados) considerando a alocação de medidores fasoriais instalados na rede da UFJF destinados ao monitoramento em tempo real da mesma. Tal fato possibilita a avaliação da MCH em tempo real, sendo a principal contribuição desta pesquisa.

Este artigo é dividido em cinco seções principais, incluindo esta de caráter introdutório. A segunda seção aborda sobre a rede da UFJF modelada no PandaPower, apresentando seus dados de impedâncias e centros de carga. A terceira seção é destinada a apresentar as duas metodologias utilizadas neste trabalho: simulações de Monte Carlo e a estimação de estados. A quarta seção apresenta os principais resultados alcançados e, na última seção as conclusões são detalhadas, bem como estudos futuros possíveis de serem avaliados a partir deste trabalho.

2 O SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DA UFJF

A UFJF (Universidade Federal de Juiz de Fora) é uma instituição de ensino superior pública federal, situada em Minas Gerais na cidade de Juiz de Fora. Criada em 1960, atualmente reúne 16 unidades acadêmicas, agregando 36 cursos de graduação, 29 cursos de mestrados acadêmicos, três mestrados do tipo profissional e 17 cursos de doutorado, com quase 19 mil alunos matriculados.

A fim de se modelar o sistema baseado nos alimentadores de distribuição da UFJF, dados foram coletados através de inspeção e medições realizadas em campo para se estabelecer um modelo próximo à realidade,

contendo impedâncias calculadas através de dados de condutores, distâncias geométricas entre cabos e entre centros de carga. As cargas nominais em kVA de cada transformador destinado a atender cada centro de carga da rede também foram considerados na modelagem.

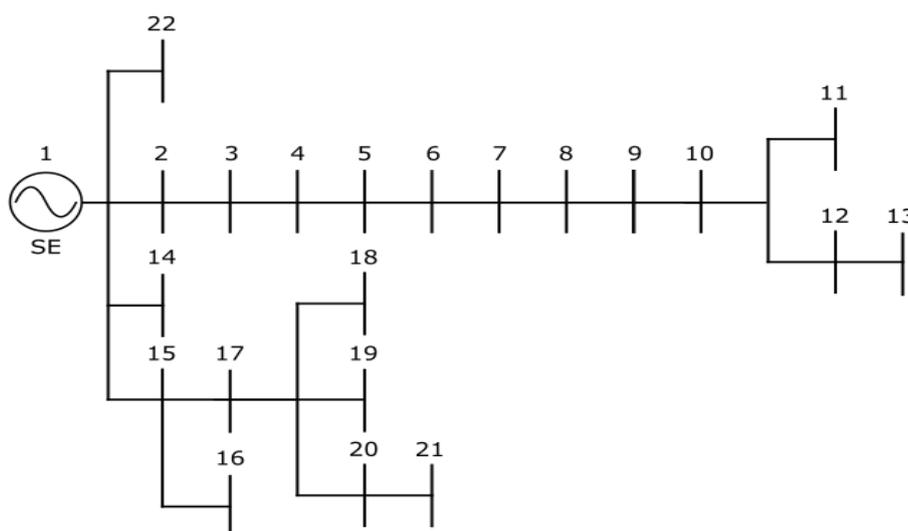
A universidade é alimentada pela rede da concessionária CEMIG em 22kV. Da subestação principal, localizada próxima à reitoria e portaria principal derivam três alimentadores a partir de transformadores que abaixam o nível de tensão para 6,6 kV a fim de transportar energia até os principais prédios e centros de carga do campus universitário. Esses centros são representados como barras de carga no sistema modelado respectivamente enumerados, conforme listagem a seguir:

- **Barra 1:** Subestação principal;
- **Barra 2:** ICB (Instituto de Ciências Biológicas);
- **Barra 3:** CGCO (Centro de Gestão do Conhecimento Organizacional);
- **Barra 4:** Prédios dos cursos de Física e Química;
- **Barra 5:** Programa de Pós Graduação em Modelagem Computacional;
- **Barra 6:** Instalações dos cursos de Arquitetura e Engenharia;
- **Barra 7:** Restaurante Universitário;
- **Barra 8:** Biblioteca do ICE (Instituto de Ciências Exatas);
- **Barra 9:** Laboratório Solar;
- **Barra 10:** Instalações destinadas a atender os cursos do IAD (Instituto de Artes e Design) e Edifício Itamar Franco (salas de aula);
- **Barra 11:** Centro Regional de Inovação e Transferência de Tecnologia;
- **Barra 12:** Instalações destinadas a atender o curso da FAEFID (Faculdade de Educação Física);
- **Barra 13:** Segundo transformador destinado a atender a FAEFID;
- **Barra 14:** Estação Meteorológica;
- **Barra 15:** Instalações do ICH (Instituto de Ciências Humanas);
- **Barra 16:** Instalações destinadas ao curso de Estudos Sociais;
- **Barra 17:** Iluminação Pública;
- **Barra 18:** Instalações destinadas a atender o curso de Economia;
- **Barra 19:** Instalações destinadas a atender o curso de Odontologia;
- **Barra 20:** Instalações destinadas a atender o curso de Comunicação;

- **Barra 21:** Bombeiros e Pórtico Sul;
- **Barra 22:** Instalações destinadas a atender a Reitoria.

O diagrama unifilar do sistema modelado contendo todos os centros de carga do sistema é apresentado na Figura 1. Os dados de carga nominal em kVA são apresentados para cada centro de carga conforme Tabela 1.

Figura 1 – Diagrama unifilar do sistema de distribuição de energia da UFJF.



Fonte: Autores.

Para se determinar a distância entre os principais centros de carga, foram analisados documentos da instituição, de posse dos profissionais responsáveis, como os croquis contendo o encaminhamento da rede de média tensão, a localização e as distâncias entre os postes de distribuição, as plantas arquitetônicas dos prédios e unidades acadêmicas, avaliadas através do software AutoCad®.

Os dados de impedância, em Ohms (Ω) de cada trecho de linha conectando cada barra do sistema são apresentados conforme Tabela 2. Os cabos com isolamento XLPE são protegidos de 15kV de alumínio em instalação aérea com seção de 50mm².

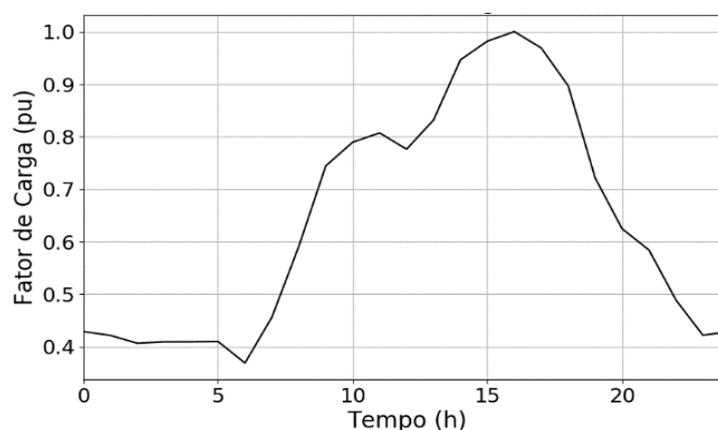
Tabela 1 – Dados de carga dos principais pontos notáveis.

Barra	Nome	Potência nominal (kVA)
1	Subestação	-
2	ICB	500
3	CGCO	725
4	FIS/QUIM	300
5	MC	150
6	ARQ/ENG	500
7	RU	300
8	ICE	300
9	LABSOLAR	45
10	IAD	300
11	CRITT	300
12	FAEFID 1	300
13	FAEFID 2	600
14	Meteorologia	45
15	ICH	225
16	Estudos Sociais	225
17	Iluminação Pública	15
18	Economia	225
19	Odontologia	500
20	Comunicação	300
21	Bombeiros	150
22	Reitoria	300

Fonte: Autores.

Na Figura 2 é apresentada uma curva de carga medida na Faculdade de Engenharia no dia 20/12/2018 através de campanhas de medição utilizando transformadores de corrente do tipo núcleo bi-partido com classe de exatidão 1,2; sendo a tensão medida a partir do barramento de saída do disjuntor geral de cada centro de carga. Foi usado o medidor de PowerLogic ION8600 da Schneider Electric para reportar os dados de tensão, correntes, frequência, potências em intervalos de 1 em 1 minuto durante 7 dias.

Figura 2 – Curva de carga típica de centro de carga do sistema.



Fonte: Autores

Tabela 2 – Dados de linhas conectando os principais centros de carga.

De	Para	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)
1	2	0,067360	0,012290
2	3	0,030381	0,005543
3	4	0,025365	0,004628
4	5	0,025536	0,004659
5	6	0,037036	0,006757
6	7	0,019109	0,003487
7	8	0,007895	0,001440
8	9	0,008066	0,001472
9	10	0,014450	0,002636
10	11	0,031450	0,005738
10	12	0,208150	0,037978
12	13	0,014735	0,002688
1	14	0,156066	0,028475
1	15	0,190565	0,034770
15	16	0,023456	0,004280
15	17	0,058354	0,010647
17	18	0,052682	0,009612
17	19	0,068471	0,012493
17	20	0,042251	0,007709
20	21	0,118275	0,021580
1	22	0,008422	0,001537

Fonte: Autores

3 METODOLOGIA PROPOSTA

Para se avaliar as tensões em cada barra do sistema, foi utilizado o método tradicional de fluxo de potência resolvido por Newton-Raphson considerando cargas estáticas modeladas como potência constante, dados de impedâncias sendo a base de tensão igual a 6,6 kV e a potência de 100MVA.

A fim de se modelar as incertezas da geração distribuída intermitente a ser acomodada na rede elétrica, foram consideradas funções de densidade de probabilidade Gaussianas p_k , definidas a partir de um valor médio (μ) e desvio padrão (δ), assim como mostrado na equação (1):

$$p_k = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\left(\frac{p_{g,k}-\mu}{\delta}\right)^2} \quad (1)$$

Para se resolver o método via Newton-Raphson, considera-se os resíduos de potência (ΔP_k e ΔQ_k) como nas equações (2) e (3), respectivamente, para as potências ativas e reativas, em que o sobrescrito *esp* denota as potências especificadas ativas e reativas. O subscrito *g* e *d* denotam, respectivamente, valores de potência gerada e demandada em uma barra genérica *k*. Ω_i indica as barras com potências ativas especificadas (barras PV e PQ) e Ω_{ii} as barras PQ.

$$\Delta P_k = P_k^{calc} - (\mathbf{p}_k \cdot P_{k,g}^{esp} - P_{k,d}^{esp}), \quad k \in \Omega_i \quad (2)$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{calc} - (Q_{k,g}^{esp} - Q_{k,d}^{esp}), \quad k \in \Omega_{ii} \quad (3)$$

Para o cálculo das potências ativas e reativas, as equações (4) e (5) devem ser utilizadas a fim de determinar iterativamente os valores das variáveis do fluxo de potência, em que G_{km} , B_{km} são a condutância e susceptância de um trecho de linha *km*, V_k é a tensão em uma barra *k* e θ_{km} a diferença angular entre duas barras *k* e *m*, respectivamente. O estado operativo da rede é calculado pelo método tradicional de Newton-Raphson implementado através do Pandapower, determinando como solução as magnitudes e ângulos de tensão em cada barramento do sistema dada uma condição especificada de carregamento e variáveis de controle.

$$P_k^{calc} = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sin(\theta_{km})) \quad (4)$$

$$Q_k^{calc} = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})) \quad (5)$$

Diferente das metodologias propostas na literatura, este artigo apresenta uma nova forma de se avaliar a máxima capacidade de hospedagem valendo-se das simulações de Monte Carlo associadas às equações do estimador de estados a fim de permitir a estimação da MCH em tempo real. O estimador de estados compreende uma técnica em que uma quantidade mínima de medidores deve ser alocada em um sistema a ser monitorado, a fim de se estimar as grandezas elétricas para as barras monitoradas e as não monitoradas também.

A equação (6) representa o problema de otimização tradicional associado à estimação de estados em que $J(\hat{\mathbf{x}})$ é a função objetivo a ser minimizada em função das variáveis de estados, $(\hat{\mathbf{x}})$ composta por todos os ângulos e magnitudes de tensão em cada barramento do sistema monitorado. Cada medição é denotada por z_i e $\phi_i(\hat{\mathbf{x}})$ é o valor correspondente estimado em função das variáveis de estado. O desvio padrão σ_i associado à cada medida é associada ao erro aleatório do processo de instrumentação e medição o qual envolve erros dependentes da classe de exatidão de cada unidade de medição. Geralmente atribui-se erros menores que 1% quando são utilizadas PMUs para o monitoramento de redes elétricas.

$$J(\hat{\mathbf{x}}) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m \left(\frac{z_i - \phi_i(\hat{\mathbf{x}})}{\sigma_i} \right)^2 \quad (6)$$

Na equação (6), m representa o número de medições coletadas da rede a partir de medidores instalados em campo. Essas medições podem ser valores fasoriais de correntes passantes nas unidades de medição fasorial conectadas à rede ou tensão em barras nas quais as PMUs estão alocadas.

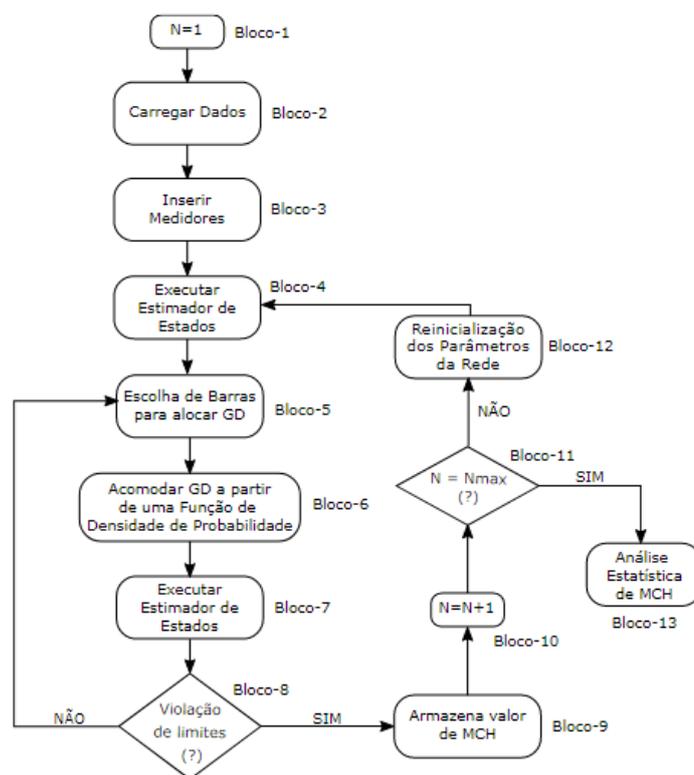
Note que a função a ser minimizada contempla o somatório das diferenças quadráticas entre valores medidos e estimados correspondentes, ponderados pelo desvio padrão de cada medida, sendo chamado, de MQP.

A fim de restaurar a observabilidade da rede da UFJF, utilizou-se a metodologia de alocação apresentada em (BHONSLE, 2012), sendo necessário instalar PMUs nas barras de número 1, 3, 5, 7, 9, 11, 12, 16, 17, 20.

Note que uma PMU instalada em um certo barramento é capaz de mensurar a tensão naquela barra e as correntes passantes nas linhas que se conectam à mesma. Por exemplo, se uma PMU é instalada na barra 8 da Figura 1, a tensão fasorial da mesma será medida em tempo real bem como as correntes passantes nas linhas que conectam a barra 7 e a barra 8 bem como as correntes passante de 8 para 9.

A partir desta alocação pré-definida, pode-se estabelecer o fluxograma contido na Figura 3, em que a MCH é obtida a partir do estimador de estados.

Figura 3 – Fluxograma para aplicação do método de Monte Carlo com EE.



Fonte: Autores

- **Bloco 1:** Este bloco indica a inicialização da variável contadora N;
- **Bloco 2:** O segundo passo é relacionado à leitura dos dados de cada centro de carga e das linhas da rede;
- **Bloco 3:** São emuladas as medições de PMUs através de um fluxo de carga tradicional, adicionando erros aleatórios de até 1%;
- **Bloco 4:** Executa-se o estimador de estados para o caso base a fim de obter o estado inicial da rede;
- **Bloco 5:** De forma aleatória, é escolhida uma barra para alocar geração;
- **Bloco 6:** Neste bloco é acomodada a GD a partir de uma Função de Densidade de Probabilidade;
- **Bloco 7:** Com a inserção de GD na rede, modelada como injeção de potência gerada na barra, estima-se o novo estado da rede;
- **Bloco 8:** Em um bloco de decisão é efetuada a verificação da violação de limites, considerando o limite máximo estabelecido pelo PRODIST de 1,05 pu. Caso o limite de tensão não seja violado, volta-se para o Bloco 5;
- **Bloco 9:** Caso ocorra a violação do limite de tensão, é armazenado o valor da MCH para a simulação N;
- **Bloco 10:** Atualização da variável contadora;
- **Bloco 11:** Bloco de decisão que verifica se o número de contagem alcançou o valor máximo estipulado pelo usuário;

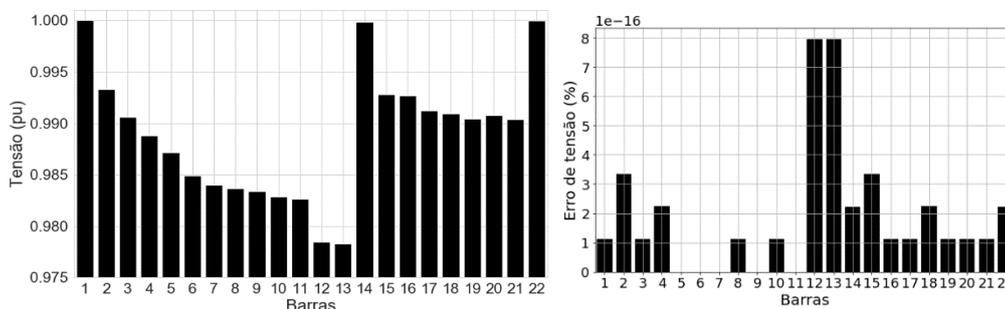
- **Bloco 12:** Caso o valor máximo de simulações não seja alcançado, são reiniciados os parâmetros da rede para calcular novamente a MCH;
- **Bloco 13:** Por fim, é possível realizar a análise dos resultados estatísticos obtidos a partir dos valores de MCHs armazenados.

4 RESULTADOS

A fim de se avaliar o estado do sistema para a condição de carga nominal, um fator de potência de 0,92 indutivo foi atribuído a todas as cargas nominais da Tabela 1. Executou-se o fluxo de potência resolvido por Newton-Raphson. Os valores resultantes de magnitudes de tensão são apresentados na Figura 4.

Pode-se perceber que todas as tensões do sistema estão entre limites aceitáveis acima de 0,93 e abaixo de 1,05 pu. Ademais, ainda na Figura 4 são expostos os erros estimados para a tensão em cada barra, mostrando o quão precisa foi a estimação de estados.

Figura 4 – Tensões estimadas e erros de estimação para o caso base.



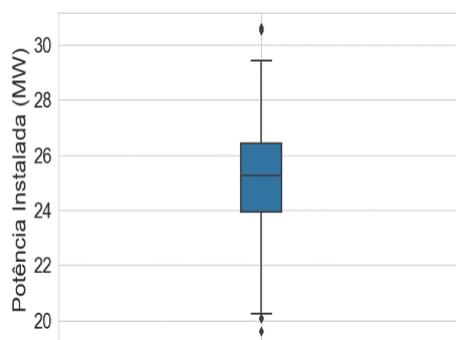
Fonte: Autores

Para as simulações computacionais, a função de densidade de probabilidade das GDs foi modelada a partir de média igual 0,1MW e desvio padrão de 0,05MW seguindo os valores adotados pela metodologia implementada no Pandapower. Executando-se o algoritmo proposto para o cálculo da MCH segundo o fluxograma da Figura 3, determinam-se os limites mínimos e máximos estabelecidos pelo método proposto neste artigo, conforme exibido pelo *boxplot* na Figura 5.

Pode-se perceber que o máximo montante de energia que poderia ser acomodado na rede seria por volta de 25 MW. Vale a ressalva que o valor de

25MW é obtido desprezando a restrição de fluxo reverso. Caso o algoritmo seja executado com esta restrição o valor de MHC calculado seria de 6,04 MW o que delimitaria o valor de MHC devido à não possibilidade de ocorrência de fluxo reverso na subestação principal.

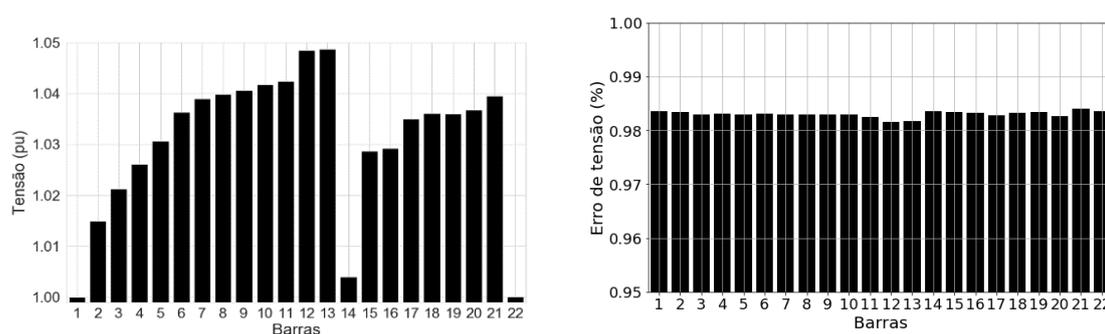
Figura 5 – *Boxplot* da Capacidade de Hospedagem.



Fonte: Autores

A Figura 6 apresenta o perfil de tensão do sistema universitário após aplicação da metodologia, obtido a partir da média do perfil de tensão de cada simulação executada por Monte Carlo com a inserção de geração nas barras de carga e os erros de estimação entre o caso com fluxo de potência convencional e o caso utilizando o estimador de estados. Pode-se notar que, várias barras chegam a atingir valores mais expressivos de tensão em relação ao caso base.

Figura 6 – Tensões e erros de estimação nas barras com GD no sistema.



Fonte: Autores

A fim de testar exaustivamente a aplicabilidade do método, diversos fatores de carga foram considerados conforme mostrado na Tabela 3, em que para cada fator de carga, são mostrados os mínimos, médios e máximos valores de MCH suportada pela rede sem violar restrições de sobretensão.

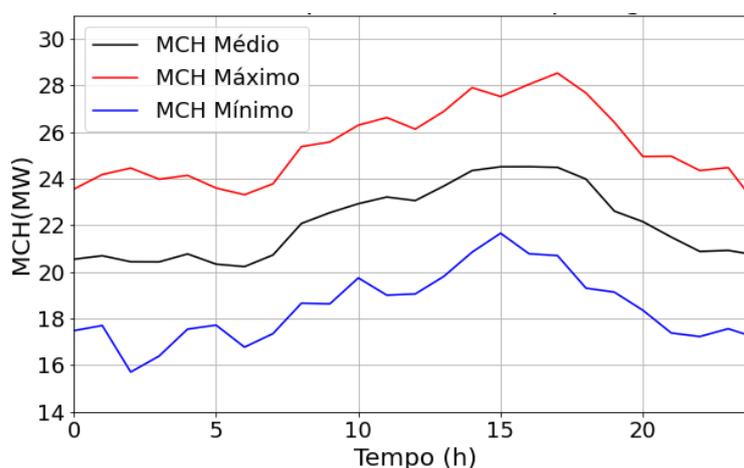
Tabela 3 – Dados de MCH de acordo com o fator de carga.

Fator de Carga	MCH Mínimo	MCH Médio	MCH Máximo
20%	15,716	19,221	22,561
50%	17,768	21,192	24,238
80%	20,713	23,305	25,959
100%	20,782	24,591	28,105
120%	22,088	25,899	29,880
150%	24,156	27,841	31,252
200%	27,786	30,917	34,640
300%	29,974	36,421	39,884

Fonte: Autores

As curvas diárias de carga também impactam no valor da capacidade de hospedagem ao longo do dia para um sistema de distribuição. Nota-se que, os valores mínimos, máximos e médios de MCH ao longo de 24 horas de um dia são exibidos na Figura 7 atestando que, devido à variabilidade horária de carga, pode-se estimar diferentes montantes de GD a ser acomodada pela rede.

Figura 7 – Curvas com as MCHs estimadas ao longo do dia.



Fonte: Autores

5 CONCLUSÕES

Este artigo apresentou uma metodologia para o cálculo da MCH em um sistema de distribuição com o objetivo de se calcular o montante total de GD a ser acomodada na UFJF. Simulações de Monte Carlo associadas à técnica de estimação de estados usando medição fasorial foram propostas para se fazer o cálculo considerando diversas situações e casos de estudo.

A aplicabilidade do método garante que seja possível estimar a MCH em tempo real uma vez que um sistema de monitoramento ajudaria a estimar o estado operativo da rede ao longo do dia com precisão suficiente para acompanhar a quantidade máxima de penetração de GD que poderia ser inserida na rede sem violar critérios de sobretensão.

REFERÊNCIAS

BHONSLE, J. S.; JUNGHARE, A. S. A novel approach for the optimal PMU placement using binary integer programming technique. **International Journal of Electrical and Electronics Engineering**, v. 1, n. 3, p. 67-72, 2012.

DE OLIVEIRA, Bráulio César et al. Decentralized three-phase distribution system static state estimation based on phasor measurement units. **Electric Power Systems Research**, v. 160, p. 327-336, 2018.

DE MELO, Igor D.; JUNIOR, Heitor Magno Rodrigues; DE OLIVEIRA, Mariana Escarati. Maximum hosting capacity of distributed generation in three-phase distribution systems: an approach based on an optimization model. **Brazilian Journal of Development**, v. 7, n. 1, p. 7425-7443, 2021.

JUNIOR, Heitor M. Rodrigues; MELO, Igor D.; NEPOMUCENO, Erivelton G. Análise da Inserção de Geração Distribuída em Redes Ativas: Uma Abordagem Baseada em Fluxo de Potência Intervalar. In: **Congresso Brasileiro de Automática-CBA**. 2020.

MULENGA, Enock; BOLLEN, Math HJ; ETHERDEN, Nicholas. A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 115, p. 105445, 2020.

MULENGA, Enock; BOLLEN, Math HJ; ETHERDEN, Nicholas. Solar PV stochastic hosting capacity in distribution networks considering aleatory and epistemic uncertainties. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 130, p. 106928, 2021.