

Determinação da Capacidade de Hospedagem de Geração Distribuída Renovável em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Cristian A. Alvez*. Renan Souza Moura**.
Éverton G. Dos Santos***. Jonattan E. Sarmiento****.

* *Instituto Federal de Minas Gerais, Campus Formiga, Formiga, Brasil (e-mail: cristian.alvez@ifmg.edu.br).*
** *Instituto Federal de Minas Gerais, Campus Formiga, Formiga, Brasil (e-mail: renan.moura@ifmg.edu.br).*
*** *Instituto Federal de Minas Gerais, Campus Formiga, Formiga, Brasil (e-mail: evertongandra8@gmail.com).*
**** *Universidade Federal de Itajubá, Campus Itajubá, Itajubá, Brasil (e-mail: jonattan.sarmiento@unifei.edu.br).*

Abstract: This paper presents a methodology to determine the maximum amount of renewable distributed generation that can be integrated into an electricity distribution system, without exceeding the voltage limits on buses and charging on lines and transformers. The methodology takes into account the random behavior of renewable generation and demand, as well as the three-phase model of the electricity network. To illustrate an application of the methodology, the hosting capacity of distribution systems with different lengths of lines and load levels was analyzed. The results show that in the system with long lines and lightly loaded the hosting capacity is limited by overvoltage problems, while in the system with short lines and highly loaded the hosting capacity is limited by the excessive load of the lines. Finally, it is noteworthy that the methodology presented can provide support to operators of distribution systems in the planning and operation.

Resumo: Este artigo apresenta uma metodologia para determinar o montante máximo de geração distribuída renovável que pode ser integrado em um sistema de distribuição de energia elétrica, sem exceder os limites de tensão nos barramentos e de carregamento nas linhas e transformadores. A metodologia leva em conta o comportamento aleatório da geração renovável e da demanda, bem como o modelo trifásico da rede elétrica. Para ilustrar uma aplicação da metodologia, foi analisada a capacidade de hospedagem em sistemas de distribuição com diferentes comprimentos de linhas e níveis de carregamento. Os resultados mostram que no sistema com linhas longas e carregamento leve a capacidade de hospedagem é limitada por problemas de sobretensão, enquanto que no sistema com linhas curtas e carregamento elevado a limitação da capacidade de hospedagem é devida ao excessivo carregamento das linhas. Por fim, destaca-se que a metodologia apresentada pode brindar suporte aos operadores dos sistemas de distribuição nas etapas de planejamento e operação.

Keywords: Distribution Systems, Triphasic Power Flow, Renewable Generation, Hosting Capacity, Operational Limits.

Palavras-chaves: Sistemas de Distribuição, Fluxo de Potência Trifásico, Geração Renovável, Capacidade de Hospedagem, Limites Operacionais.

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um serviço imprescindível para o desenvolvimento da sociedade moderna. Tanto o conforto nos setores residenciais e comerciais, quanto a produção das grandes indústrias, dependem fortemente do fornecimento de energia elétrica. Como consequência dessa dependência do uso da eletricidade, a demanda de energia elétrica em vários países do mundo aumenta progressivamente, exigindo ampliar a capacidade de abastecimento das redes (Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2018; Internacional Energy Agency (IEA), 2019).

Atualmente, a inserção de geração distribuída (GD) nos sistemas de distribuição (SD) está sendo explorada como uma opção para atender a demanda em resposta a necessidades econômicas, técnicas e ambientais. No entanto, integrar

quantidades elevadas de GD pode ocasionar impactos negativos na operação dos SD. Esses problemas aparecem quando o sistema excede a sua capacidade de hospedagem (CH) (Ismael *et al.*, 2019).

A CH se define como o montante máximo de GD que pode integrar um sistema elétrico sem violar os limites operacionais (Varela *et al.*, 2017). Existem vários fatores que podem limitar a CH de um sistema elétrico, tais como níveis de tensão inapropriados, carregamento excessivo das linhas, aumento da quantidade de harmônicos injetados na rede, presença de fluxo reverso, dentre outros (Ismael *et al.*, 2019).

Determinar a capacidade de hospedagem fornece suporte no planejamento e operação dos sistemas elétricos, o que motiva à comunidade científica ao desenvolvimento constante de metodologias e análises (Mina Mirbagheri *et al.*, 2018; Ismael *et al.*, 2019).

Alguns trabalhos tratam o assunto desde a perspectiva da análise dos limites operacionais. Em (Shayani and Gonçalves de Oliveira, 2011) se apresenta uma análise que relaciona a capacidade de hospedagem (CH) e o limite térmico das linhas. Os autores em (Dubey and Santoso, 2017) analisam a relação entre a CH e a violação dos limites de tensão. Em (Sun, Harrison and Djokic, 2012) analisa-se o efeito dos harmônicos injetados pelos conversores de energia na CH, enquanto que em (Quijano *et al.*, 2017) se analisa a relação entre a eficiência energética e a CH.

Por outra parte, outros trabalhos visam desenvolver metodologias que permitam maximizar a CH dos sistemas elétricos.

Em (Xu and Xu, 2018; Xu *et al.*, 2019) se utiliza um modelo estocástico de duas etapas para alocação de fontes de potência reativa, de modo a considerar simultaneamente a redução dos custos de implantação das fontes e maximizar a capacidade de hospedagem. Por outra parte, os estudos apresentados em (Lakshmi and Ganguly, 2018a, 2018b) utilizam uma abordagem heurística que otimiza a CH e a eficiência da rede em simultâneo, através da alocação de condicionadores unificados de energia.

Sob outra perspectiva, os estudos apresentados em (Ochoa, Dent and Harrison, 2010; Ikeda and Ohmori, 2018) abordam o problema de maximizar a CH através da gestão de redes ativas, incluindo controle coordenado de tensão, estratégias de compensação de potência reativa, controle do fator de potência em unidades geradoras e resposta da demanda.

Por outro lado, a determinação da CH pode ser tratada desde a perspectiva de reconfiguração de rede (Capitanescu *et al.*, 2015; Takenobu *et al.*, 2019) ou combinando técnicas de corte de geração tanto centralizadas quanto descentralizadas (Kane and Ault, 2014; Džamarija and Keane, 2016). Além disso, vários trabalhos abordam o assunto combinando metodologias como despacho e gestão otimizada, com dispositivos armazenadores, veículos elétricos e transformadores inteligentes (Huang *et al.*, 2013; Divshali and Söder, 2017; Macedo *et al.*, 2017; Scheidler, Thurner and Braun, 2018).

Outros trabalhos que apresentam análises e metodologias para a determinação da capacidade de hospedagem em sistemas elétricos podem ser encontrados em (Rylander and Smith, 2012; Papaioannou and Purvins, 2014; Zio *et al.*, 2015; Al-saadi, Zivanovic and Al-sarawi, 2017; Alturki *et al.*, 2018; Mina Mirbagheri *et al.*, 2018; Ismael *et al.*, 2019)

Após efetuar uma revisão bibliográfica sobre o problema de pesquisa, percebe-se que não há uma metodologia simples para determinar a capacidade de hospedagem em sistemas de distribuição, e que considere o comportamento dos parâmetros aleatórios em conjunto com o modelo trifásico da rede elétrica. Sendo assim, a principal contribuição deste trabalho é apresentar uma metodologia de fácil implementação, e que leva em conta, de forma simultânea, a representação dos parâmetros aleatórios e o modelo trifásico da rede.

As principais diferenças da metodologia proposta, com relação aos demais trabalhos apresentados nesta seção, são as seguintes:

- Na metodologia proposta assume-se que os barramentos onde se conecta a geração renovável são previamente conhecidos. Isto permite reduzir notavelmente o tempo computacional do processo de simulação.
- Considera-se que cada barramento com demanda variável tem seu próprio perfil, o qual permite combinar diferentes perfis de demanda (residencial, comercial, industrial) dentro de um mesmo sistema.
- Dado que um sistema de distribuição abrange uma área de alguns quilômetros quadrados, a metodologia assume que todos os geradores solares terão o mesmo valor médio horário de irradiação solar. Portanto, durante as simulações todos os geradores solares, dentro do sistema de distribuição, utilizam o mesmo perfil de irradiação solar.

2. MODELO DE INJEÇÃO DE CORRENTE PARA FLUXO DE POTÊNCIA TRIFÁSICO

A metodologia proposta é baseada num modelo de fluxo de potência trifásico. Portanto, os detalhes de tal modelo serão apresentados na sequência.

Um modelo de fluxo de potência é uma representação matemática da rede elétrica. A solução deste modelo permite definir o ponto operativo da rede operando em regime permanente (tensões, correntes, fluxos de potência, perdas, etc.).

O modelo de injeção de corrente representa o fluxo de potência através de um conjunto de equações algébricas não lineares. Cada equação corresponde à diferença entre a corrente injetada especificada ($I_G - I_C$), e a corrente injetada calculada $f(v, \theta)$ num barramento da rede, segundo indica a equação (1).

$$(I_G - I_C) - f(v, \theta) = 0 \quad (1)$$

Onde I_G e I_C correspondem às correntes de geração e de carga num barramento, respectivamente, e a corrente injetada calculada é uma função das magnitudes v e ângulos θ dos fasores de tensão dos barramentos.

De forma resumida, o modelo de injeção de corrente representa o fluxo de potência através de um conjunto de equações que estabelecem o balanço entre a corrente injetada especificada (informação disponível previamente) e a corrente injetada calculada (valor a ser calculado) em cada barramento da rede. Logo, a solução do fluxo de potência consiste em determinar os valores de v e θ , de modo a fazer todas as equações iguais a zero de forma simultânea. Uma vez determinados esses valores de v e θ , o ponto operativo da rede é totalmente conhecido.

Para representar o fluxo de potência trifásico foi adotada uma modelagem em coordenadas cartesianas, a qual separa as equações de balanço de corrente em partes real e imaginária.

Para considerar o tipo de conexão da geração e da carga (delta ou estrela), as equações das partes real e imaginária são expressas como a soma de duas parcelas: uma parte correspondente à conexão estrela e outra à conexão delta.

Note que ao considerar as partes real e imaginária como a soma de duas parcelas, é possível representar as diferentes combinações de conexão da carga e da geração. Por ex., geração e carga em estrela, geração em estrela e carga em delta, etc.

Com base nas considerações anteriores, as equações de balanço de corrente $f(x)$ terão a seguinte forma:

$$f(x) = \begin{bmatrix} f_r(x) \\ f_i(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_{rY}(x) \\ f_{iY}(x) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} f_{r\Delta}(x) \\ f_{i\Delta}(x) \end{bmatrix} \quad (2)$$

Onde os vetores correspondem a:

$f_{rY}(x)$ parte real das equações de balanço de corrente correspondente à conexão estrela.

$f_{r\Delta}(x)$ parte real das equações de balanço de corrente correspondente à conexão delta.

$f_{iY}(x)$ parte imaginária das equações de balanço de corrente correspondente à conexão estrela.

$f_{i\Delta}(x)$ parte imaginária das equações de balanço de corrente correspondente à conexão delta.

Parcela de cargas e geradores conectados em estrela

As partes real e imaginária do balanço de corrente para a conexão estrela, podem ser calculadas da seguinte maneira:

$$f_{rY}(x) = \frac{(P_g - P_c) \odot V_r + (Q_g - Q_c) \odot V_i}{V_r^2 + V_i^2} - (G \times V_r - B \times V_i) \quad (3)$$

$$f_{iY}(x) = \frac{(P_g - P_c) \odot V_i - (Q_g - Q_c) \odot V_r}{V_r^2 + V_i^2} - (G \times V_i + B \times V_r) \quad (4)$$

Onde \odot representa o produto elemento a elemento entre vetores, e \times o produto entre uma matriz e um vetor.

Nas equações (3) e (4), os vetores têm dimensão $3 \times nb$, e as matrizes dimensão $(3 \times nb) \times (3 \times nb)$, sendo nb o número de barramentos do sistema. Estes vetores e matrizes correspondem a:

P_g : vetor com as potências ativas de geração.

P_c : vetor com as potências ativas de carga.

Q_g : vetor com as potências reativas de geração.

Q_c : vetor com as potências reativas de carga.

V_r : vetor com a parte real das tensões fase-neutro.

V_i : vetor com a parte imaginária das tensões fase-neutro.

G : parte real da matriz de admitância nodal.

B : parte imaginária da matriz de admitância nodal.

Parcela de cargas e geradores conectados em delta

As partes real e imaginária do balanço de corrente para a conexão delta, podem ser calculadas da seguinte maneira:

$$f_{r\Delta}(x) = M_1 \times \left[\frac{(P_g - P_c) \odot (M_2 \times V_r) + (Q_g - Q_c) \odot (M_2 \times V_i)}{V_r^2 + V_i^2} - (G \times V_r - B \times V_i) \right] \quad (5)$$

$$f_{i\Delta}(x) = M_1 \times \left[\frac{(P_g - P_c) \odot (M_2 \times V_i) - (Q_g - Q_c) \odot (M_2 \times V_r)}{V_r^2 + V_i^2} - (G \times V_i + B \times V_r) \right] \quad (6)$$

Onde \odot representa o produto elemento a elemento entre vetores, e \times o produto entre matrizes ou entre matrizes e vetores.

Nas equações (5) e (6), os vetores têm dimensão $3 \times nb$, e as matrizes dimensão $(3 \times nb) \times (3 \times nb)$. Estes vetores e matrizes correspondem a:

P_g : vetor com as potências ativas de geração da conexão delta.

P_c : vetor com as potências ativas de carga da conexão delta.

Q_g : vetor com as potências reativas de geração da conexão delta.

Q_c : vetor com as potências reativas de carga da conexão delta.

V_r : vetor com a parte real das tensões fase-neutro equivalentes.

V_i : vetor com a parte imaginária das tensões fase-neutro equivalentes.

G : parte real da matriz de admitância nodal.

B : parte imaginária da matriz de admitância nodal.

As matrizes M_1 e M_2 são bloco-diagonais, onde os blocos das diagonais são dados por D_1 e D_2 , respectivamente.

$$D_1 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad D_2 = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

É importante destacar que na formulação anterior, são montadas as equações de balanço de corrente para todos os barramentos do sistema. No entanto, as equações correspondentes ao barramento swing não são necessárias e devem ser retiradas.

Além disso, a modelagem não considera geradores com tensão controlada (barramentos tipo PV). Neste trabalho os geradores fotovoltaicos serão modelados como sendo sem controle de tensão, ou seja, como sendo cargas negativas.

Com relação à modelagem dos geradores solares no fluxo de potência trifásico, consideram-se que estes operam com fator de potência unitário, e que injetam potência de maneira equilibrada. A potência dos geradores é dada pela equação (7), onde η representam o rendimento dos painéis fotovoltaicos, A corresponde à área de cada painel em m^2 , C é a quantidade de painéis sendo considerados, e I a irradiação solar em w/m^2 .

$$p_g = \eta \times A \times C \times I \quad (7)$$

Por fim, deve-se destacar que a modelagem de linhas e transformadores pode ser realizada na matriz de admitância nodal, e que os transformadores podem ser equipados com

controle de tensão. Para efetuar tal modelagem, podem ser utilizados os conceitos apresentados em (Kersting, 2012).

3. METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Nesta seção se apresenta a metodologia que foi desenvolvida para determinar a capacidade de hospedagem de geração distribuída em sistemas de distribuição.

De forma básica, a metodologia consiste em definir barramentos do sistema de distribuição que terão geração solar e demanda variável, e logo simular a operação do sistema ao longo de um ano inteiro. Se durante a simulação não são detectadas violações dos limites operacionais, a potência nominal dos geradores é aumentada, e o processo repetido até violar algum limite operacional. O maior montante que foi integrado e não provocou violações dos limites é salvo.

Logo, o processo é repetido por várias vezes, para garantir uma quantidade suficiente de combinações diferentes nos valores iniciais de potência nominal dos geradores (valores sorteados aleatoriamente).

Os passos a seguir na determinação da capacidade de hospedagem, através da metodologia proposta, são listados a seguir:

- 1) Definir os barramentos do SD onde serão conectados os geradores solares, e também os barramentos que terão demanda aleatória. Cada barramento terá associado um perfil específico de irradiação ou de demanda, com duração de 1 ano e resolução horária. Note-se que o usuário pode escolher os barramentos nos quais irá considerar parâmetros aleatórios, em função de suas necessidades.
- 2) Sortear aleatoriamente a potência nominal de cada gerador solar. Inicialmente estes valores devem ser baixos.
- 3) Simular o sistema e verificar se ocorreram violações nos limites operacionais. A simulação consiste em resolver o fluxo de potência para cada hora do ano.
- 4) Se não houve violação dos limites operacionais, aumentar a potência nominal em cada gerador solar e simular novamente. Este processo continuará até que algum limite operativo seja violado. O aumento da potência nominal em cada gerador solar é de 5% entre simulações.
- 5) Se ocorrer a violação de algum limite operativo durante a simulação, salvar o montante de GD da simulação anterior e voltar ao passo 2.
- 6) Para determinar a capacidade de hospedagem de cada sistema, os passos 1 a 6 serão repetidos 50 vezes.

Para realizar as simulações dos sistemas de distribuição serão utilizadas as ferramentas de software OPENDSS® e MATLAB®. A figura 1 ilustra o fluxograma do processo de simulação.

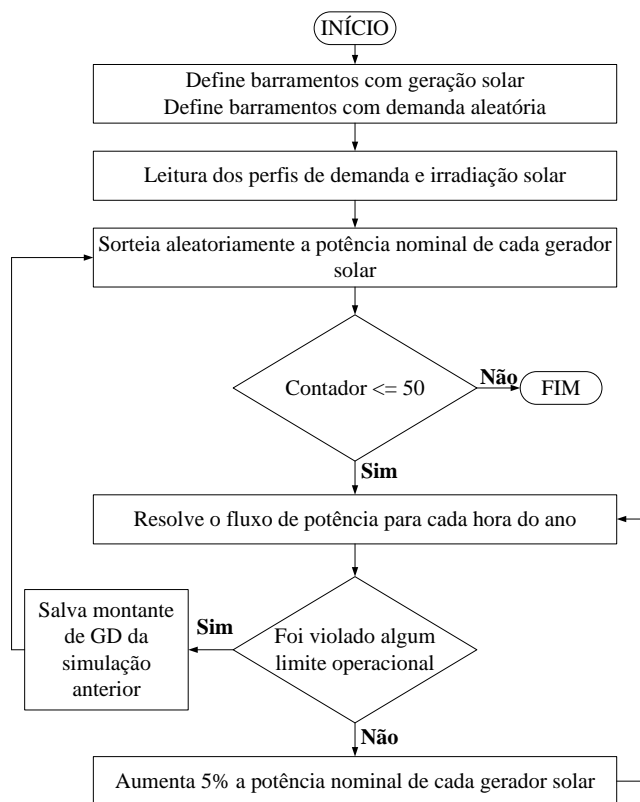


Fig. 1 Fluxograma da metodologia para determinar a CH.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção será determinada a capacidade de hospedagem de 2 sistemas teste da IEEE, através da metodologia apresentada na seção 3. Estes sistemas apresentam características bem diferenciadas, pois um sistema possui linhas longas e baixo carregamento, e o outro linhas curtas e alto carregamento.

4.1 Características Básicas dos Sistemas

Nas simulações foram utilizados os sistemas testes IEEE34 e IEEE123 (IEEE, 2021), os quais apresentam características bem diferentes.

O sistema IEEE34 possui cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas, 2 bancos de capacitores, 2 transformadores reguladores de tensão, e se caracteriza por apresentar linhas longas e carregamento baixo. A tensão nominal neste sistema é de 24,9kV, e as demandas de potência ativa e reativa na subestação (em horário pico) são $P = 2042,8\text{kW}$ e $Q = 290,2\text{kVAr}$.

O sistema IEEE123 possui cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas, 4 bancos de capacitores, e 4 transformadores reguladores de tensão. Este sistema se caracteriza por apresentar linhas curtas e carregamento elevado. A tensão nominal é de 4,16kV, e as demandas de potência ativa e reativa na subestação (em horário pico) são $P = 3620,5\text{kW}$ e $Q = 1324,7\text{kVAr}$.

Os perfis de demanda de potência ativa utilizados nas simulações foram obtidos em (*Data Platform Household Data*,

2021). Para adequar os perfis aos sistemas da IEEE, foi ajustada a escala de maneira que o máximo valor de demanda de cada perfil coincida com a demanda do barramento no caso base. Deve-se destacar que a forma dos perfis não foi alterada, sendo ajustada somente a escala. Os perfis de demanda de potência reativa foram definidos considerando um fator de potência 0,9.

Por outra parte, os perfis de irradiação solar utilizados nas simulações foram obtidos em (*NREL Measurement and Instrumentation Data Center*, no date). Durante as simulações considera-se que os barramentos dentro do sistema de distribuição têm o mesmo perfil de irradiação solar.

4.2 Caso 1: Linhas Longas e Baixo Carregamento

As simulações foram realizadas com o sistema IEEE34, considerando demandas aleatórias nos barramentos 840, 844, 848, 860, e 890, e combinações de 4, 6 e 8 geradores. A tabela 1 apresenta os resultados obtidos.

As colunas da Tabela 1, da esquerda para a direita, indicam: os barramentos com geração solar, a potência nominal de cada gerador, a Capacidade de Hospedagem (CH) do sistema, e o limite operacional que limitou a CH.

Tabela 1. Resultados com o sistema IEEE34.

Barras Geradoras	P. Nominal [kW]	CH [kW]	Limite Operacional
860	303,3	1244,9	Tensão
840	300,9		
844	319,8		
848	321,0		
860	216,2	1232,0	Tensão
840	220,7		
844	184,8		
848	220,6		
830	207,2		
890	182,6		
860	133,9	1233,7	Tensão
840	156,0		
844	149,5		
848	161,2		
830	158,6		
890	166,4		
836	165,1		
834	143,0		

Observando os resultados da tabela 1, em todos os casos simulados, a CH foi limitada por problemas de tensão, os quais aconteceram em diferentes barramentos da rede. Para ilustrar isto, a figura 2 apresenta o perfil de tensão máxima do sistema considerando 8 geradores solares conectados. Para este caso, o limite de tensão foi alcançado nos barramentos 814 e 832.

Este comportamento do sistema tem sua origem no baixo carregamento e na presença de linhas longas. O baixo carregamento do sistema faz que a geração supere a demanda nos horários de geração solar intensa, elevando a tensão nos barramentos onde foi conectada a geração distribuída (GD).

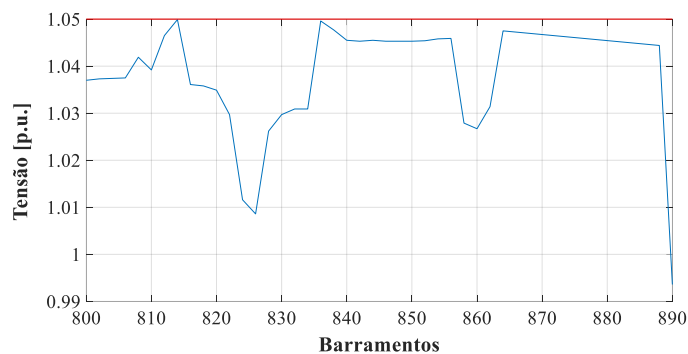


Fig. 2 Perfil de tensão máxima do IEEE34.

Além disso, as linhas longas apresentam impedância elevada, provocando variações de tensão (quedas ou elevações) mais significativas que no caso de linhas curtas.

Outra observação importante é que a capacidade de hospedagem não aumentou com o aumento da quantidade de geradores durante as simulações. Para este sistema, quando a GD alcança aproximadamente 58% da demanda total de potência ativa, a CH é limitada por problemas de sobretensão e não aumenta com o aumento da quantidade de geradores solares do sistema.

4.3 Caso 2: Linhas Curtas e Alto Carregamento

Neste caso de estudo, as simulações foram realizadas com o sistema IEEE123, considerando demandas aleatórias nos barramentos 1, 4, 6, 29, 47, 48, 74, 75, 90, 92, e a CH foi determinada combinando 6, 12 e 30 geradores. A tabela 2 apresenta os resultados das simulações.

Com base na tabela 2, é possível perceber que, em todos os casos simulados, a capacidade de hospedagem é limitada pelo carregamento excessivo nas linhas. Para este caso, as linhas 149-1, 1-7, 7-8, 8-13 e 150-49 apresentaram carregamentos muito próximos ao máximo carregamento que suporta a linha. Para ilustrar isto, a figura 3 apresenta o perfil de correntes das linhas e o limite da linha 149-1, que apresentou o maior carregamento.

A explicação de tal comportamento se encontra no fato de que este sistema possui uma demanda elevada, o que permite injetar uma quantidade maior de potência sem sofrer elevações significativas nas tensões dos barramentos onde a GD é conectada. Além disso, as linhas neste sistema são curtas, o que leva a ter variações menos significativas de tensão.

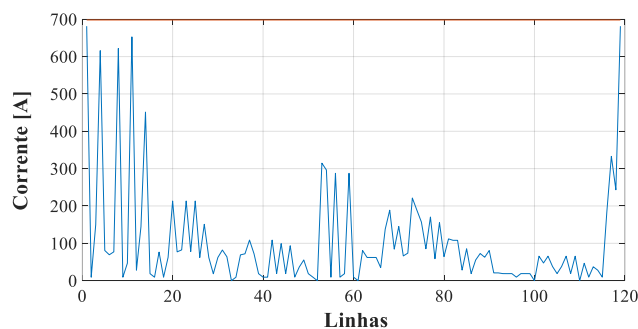


Fig. 3 Perfil de corrente máxima do IEEE123.

Tabela 2. Resultados com o sistema IEEE123.

Barras Geradoras		P. Nominal [kW]		CH [kW]	Limite Operacional
1	16	333,9	332,8	1994,9	Corrente
4	20	323,3	337,1		
6	22	328,6	339,2		
1	24	339,8	318,7	3961,8	Corrente
4	28	310,0	327,4		
6	29	344,7	346,0		
16	30	337,3	329,9		
20	33	328,6	329,8		
22	34	331,1	318,7		
1	48	200,2	227,5	6717,1	Corrente
4	49	228,8	227,5		
6	65	221	240,5		
16	69	235,3	237,9		
20	71	232,7	224,9		
22	73	243,1	204,1		
24	74	241,8	206,7		
28	75	211,9	241,8		
29	76	231,4	196,3		
30	77	205,4	221		
33	79	196,3	202,8		
34	80	234	247		
35	82	221	232,7		
37	88	219,7	221		
47	90	243,1	219,7		

6. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma metodologia simples que permite representar, de forma simultânea, o modelo trifásico dos sistemas de distribuição e a aleatoriedade dos parâmetros envolvidos na operação. Quando aplicada a sistemas teste, a metodologia apresentou um resultado satisfatório na determinação da capacidade de hospedagem dos sistemas de distribuição, mostrando que pode ser utilizada para fornecer suporte aos operadores dos sistemas nas etapas de planejamento e operação.

Por outra parte, com base nos resultados obtidos, foi possível perceber que a capacidade de hospedagem nos sistemas de distribuição deve ser analisada individualmente para cada sistema. Isto devido a que os sistemas geralmente apresentam características diferentes, por exemplo, níveis de tensão, longitudes de linhas, nível de carregamento, tipo de linhas, quantidades de barramentos, dentre outras.

Em trabalhos futuros pretende-se expandir a metodologia apresentada, de modo a incluir estratégias de controle de tensão nos geradores fotovoltaicos.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao CNPq, CAPES, Fapemig, Inerge e IFMG-Campus Formiga pelo suporte financeiro.

REFERÊNCIAS

- Al-saadi, H., Zivanovic, R. and Al-sarawi, S. F. (2017) 'Probabilistic Hosting Capacity for Active Distribution Networks', *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 13(5), pp. 2519–2532.
- Alturki, M. *et al.* (2018) 'Optimization-based distribution grid hosting capacity calculations', *Applied Energy*. Elsevier, 219(March), pp. 350–360. doi: 10.1016/j.apenergy.2017.10.12z7.
- Capitanescu, F. *et al.* (2015) 'Assessing the Potential of Network Reconfiguration to Improve Distributed Generation Hosting Capacity in Active Distribution Systems', *IEEE Transactions on Power Systems*. IEEE, 30(1), pp. 346–356. doi: 10.1109/TPWRS.2014.2320895.
- Data Platform Household Data (2021). Available at: https://data.open-power-system-data.org/household_data/ (Accessed: 1 October 2021).
- Divshali, P. H. and Söder, L. (2017) 'Improvement of RES Hosting Capacity Using a Central Energy Storage System', in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, pp. 1–6.
- Dubey, A. and Santoso, S. (2017) 'On Estimation and Sensitivity Analysis of Distribution Circuit's Photovoltaic Hosting Capacity', *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(4), pp. 2779–2789. doi: 10.1109/TPWRS.2016.2622286.
- Džamarija, M. and Keane, A. (2016) 'Autonomous Curtailment Control in Distributed Generation Planning', *IEEE Transactions on Smart Grid*. IEEE, 7(3), pp. 1337–1345. doi: 10.1109/TSG.2015.2427378.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2018) *Cenários de Demanda para o PNE 2050*.
- Huang, S. *et al.* (2013) 'Improving Photovoltaic and Electric Vehicle Penetration in Distribution Grids with Smart Transformer', in *IEEE PES ISGT Europe 2013*. IEEE, pp. 1–5. doi: 10.1109/ISGTEurope.2013.6695282.
- IEEE (2021) *IEEE test feeders*. Available at: <https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>.
- Ikeda, S. and Ohmori, H. (2018) 'Evaluation for Maximum Hosting Capacity of Distributed Generation considering Active Network Management', *International Journal of Electrical and Electronic Engineering and Telecommunications*, 7(3), pp. 96–102. doi: 10.18178/ijeetc.7.3.96-102.
- Internacional Energy Agency (IEA), E. de P. E. (EPE) (2019) *Atlas de Eficiência Energética, Relatório dos Indicadores*.
- Ismael, S. M. *et al.* (2019) 'State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation', *Renewable Energy*. Elsevier Ltd, 130, pp. 1002–1020. doi: 10.1016/j.renene.2018.07.008.
- Kane, L. and Ault, G. (2014) 'A review and analysis of renewable energy curtailment schemes and Principles of Access: Transitioning towards business as usual', *Energy Policy*. Elsevier, 72(2014), pp. 67–77. doi: 10.1016/j.enpol.2014.04.010.
- Kersting, W. H. (2012) *Distribution System Modeling and Analysis, Third Edition*, CRC Press. CRC Press.
- Lakshmi, S. and Ganguly, S. (2018a) 'Modelling and allocation planning of voltage-sourced converters to improve the rooftop PV hosting capacity and energy

- efficiency of distribution networks', *IET Generation, Transmission & Distribution*, 12(20), pp. 4462–4471. doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5692.
- Lakshmi, S. and Ganguly, S. (2018b) 'Simultaneous optimisation of photovoltaic hosting capacity and energy loss of radial distribution networks with open unified power quality conditioner allocation', *IET Renewable Power Generation*, 12(12), pp. 1382–1389. doi: 10.1049/iet-rpg.2018.5389.
- Macedo, L. H. *et al.* (2017) 'Increasing the Hosting Capacity for Renewable Energy in Distribution Networks', in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT)*, pp. 1–5.
- Mina Mirbagheri, S. *et al.* (2018) 'Hosting Capacity Analysis: A Review and a New Evaluation Method in Case of Parameters Uncertainty and Multi-Generator', in *IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering*. doi: 10.1109/EEEIC.2018.8494572.
- NREL Measurement and Instrumentation Data Center (no date). Available at: <https://midcdmz.nrel.gov/>.
- Ochoa, L. F., Dent, C. J. and Harrison, G. P. (2010) 'Distribution network capacity assessment: Variable DG and active networks', *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(1), pp. 87–95. doi: 10.1109/TPWRS.2009.2031223.
- Papaioannou, I. T. and Purvins, A. (2014) 'A methodology to calculate maximum generation capacity in low voltage distribution feeders', *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. Elsevier Ltd, 57, pp. 141–147. doi: 10.1016/j.ijepes.2013.11.047.
- Quijano, D. A. *et al.* (2017) 'Stochastic assessment of distributed generation hosting capacity and energy efficiency in active distribution networks', *IET Generation, Transmission and Distribution*, 11(18), pp. 4617–4625. doi: 10.1049/iet-gtd.2017.0557.
- Rylander, M. and Smith, J. (2012) *Stochastic Analysis to Determine Feeder Hosting Capacity for Distributed Solar PV*.
- Scheidler, A., Thurner, L. and Braun, M. (2018) 'Heuristic optimisation for automated distribution system planning in network integration studies', 12(5), pp. 530–538. doi: 10.1049/iet-rpg.2017.0394.
- Shayani, R. A. and Gonçalves de Oliveira, M. A. (2011) 'Photovoltaic Generation Penetration Limits in Radial Distribution Systems', *IEEE Transaction on Power*, 26(3), pp. 1625–1631.
- Sun, W., Harrison, G. P. and Djokic, S. Z. (2012) 'Incorporating Harmonic Limits Into Assessment of the Hosting Capacity of Active Networks', in *Workshop - CIRED: Integration of Renewables into the Distribution Grid*. Portugal.
- Takenobu, Y. *et al.* (2019) 'Scalable enumeration approach for maximizing hosting capacity of distributed generation', *Electrical Power and Energy Systems*. Elsevier, 105(March 2018), pp. 867–876. doi: 10.1016/j.ijepes.2018.09.010.
- Varela, J. *et al.* (2017) 'The IGREENGrid Project: Increasing Hosting Capacity in Distribution Grids', *IEEE Power and Energy Magazine*, 15(3), pp. 30–40. doi: 10.1109/MPE.2017.2662338.
- Xu, X. *et al.* (2019) 'Enhancing photovoltaic hosting capacity — A stochastic approach to optimal planning of static var compensator devices in distribution networks', *Applied Energy*, 238, pp. 952–962. doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.135.
- Xu, X. and Xu, Z. (2018) 'Optimal SVC Placement for Maximizing Photovoltaic Hosting Capacity in Distribution Network', in *IFAC-PapersOnLine*, pp. 356–361. doi: 10.1016/j.ifacol.2018.11.728.
- Zio, E. *et al.* (2015) 'Monte Carlo simulation-based probabilistic assessment of DG penetration in medium voltage distribution networks', *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. Elsevier Ltd, 64, pp. 852–860. doi: 10.1016/j.ijepes.2014.08.004.