

Uma Avaliação em Série-Temporal Quase-Estática da Capacidade de Hospedagem de Geração FV em Redes de Distribuição^{*}

Cristhian G. da R. de Oliveira^{*} Fillipe M. de Vasconcelos^{*}
Gabriel R. Tremechin^{*} João B. A. London Jr.^{**}
Miguel F. M. S. Pinto^{**} Gustavo da S. P. Rondon^{**}
Leandro T. Marques^{*}

^{*} Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Mato Grosso, Cuiabá - MT, (e-mails: cristhiangro@gmail.com, gabriel.tremechin@sou.ufmt.br, fillipe.vasconcelos@ufmt.br, leandro.marques@ufmt.br).

^{**} Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos - SP (e-mails: jbalj@sc.usp.br, miguel.sampaio@usp.br, gustavospardon@usp.br).

Abstract: The increasing penetration of photovoltaic (PV) generation in Brazilian distribution networks has brought a set of operational, safety, and compliance challenges. In this scenario, maximum hosting capacity (MHC) assessment studies are necessary to evaluate the impacts of these systems on the operational states of electrical networks. Currently, there is a growing interest in this topic in the scientific literature, however, given the complexities and intermitencies involved, the subject still lacks lessons learned and definitions of best practices. This article aims to evaluate MHC in distribution networks through quasi-static time-series simulations and heuristic methods, so that the Volt/VAr control parameterizations for each hosting condition can be readjusted. A concept of PV generation center (PVGC) is adopted. A realistic case study is carried out on a 70-bus system, evaluating the network state at 10-minute intervals throughout a day, in two distinct scenarios: (i) with a PVGC closer to the primary substation, and (ii) with a PVGC farther away. The results show that there is a more pronounced increase in voltages and ohmic losses when the generation center is closer to the primary substation. Additionally, it was observed that MHC may be restricted more by branch loading limits than voltage limits, being 45% lower when the PVGC is close to the substation and 60% lower when it is far away.

Resumo: A crescente participação da geração fotovoltaica (GFV) nas redes de distribuição brasileiras, tem trazido um conjunto de desafios operacionais, de segurança e de atendimento às normas. Nesse cenário, estudos de avaliação de máxima capacidade de hospedagem (MCH) são necessários para avaliar os impactos desses sistemas nos estados operativos das redes elétricas. Atualmente, atesta-se na literatura científica um crescente aumento do interesse por este assunto, porém, dadas as complexidades e intermitências envolvidas, o tema ainda carece de lições aprendidas e de definições de boas práticas. Esse artigo busca avaliar a MCH em redes de distribuição por meio de simulações série-temporal quase-estática, e de métodos heurísticos, de modo que as parametrizações dos controles Volt/VAr, para cada condição de hospedagem, sejam reajustadas. Um conceito de centro de geração FV (CGFV) é adotado. Um estudo de caso realístico é realizado em um sistema de 70 barras, avaliando o estado da rede em intervalos de tempo de 10-min ao longo de um dia, e em em dois cenários distintos: (i) com CGFV mais próximo da SE primária; e (ii) com CGFV mais distante. Os resultados mostram que há um crescimento mais acentuado das tensões e das perdas ôhmicas quando o centro de geração é mais próximo da SE. Ademais, observou-se que a MCH pode ser restringida mais pelo limite de carregamento dos ramos do que pelo limite de tensão, sendo essa 45% menor quando o CGFV encontra-se próximo da SE e 60% quando distante.

Keywords: Hosting Capacity; Renewable Energy; Distributed Energy Resources; Power Distribution Networks; Photovoltaic Systems.

Palavras-chaves: Capacidade de Hospedagem; Energia Renovável; Recursos Energéticos Distribuídos; Redes de Distribuição; Sistemas Fotovoltaicos.

1. INTRODUÇÃO

A Geração Fotovoltaica (GFV) está amplamente presente nas redes de distribuição brasileiras. No país, a capacidade instalada de geração na forma de micro e minigeração distribuída ultrapassa a marca de 23 GW, estando presente em mais de 99% dos municípios brasileiro e com crescimento superior a 340% entre 2020 e 2022 (EPE, 2023). A expansão acentuada desse tipo de geração no Brasil ocorre a partir da publicação da Resolução Normativa N^o482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2012). Essa resolução estabeleceu o sistema de compensação de energia, de maneira que os os prosumidores ¹ passaram a receber créditos pela energia injetada na rede de distribuição quando esta é superior a consumida.

Entretanto, o aumento descoordenado do número de prosumidores na rede de distribuição levará com que o excedente gerado pelos arranjos fotovoltaicos (AFV) acarretem em problemas relacionados a qualidade de energia e a violação dos limites operacionais, surgindo a necessidade de adaptação da infraestrutura atual, acarretando em custos para a concessionária. Nesse cenário, surge um conflito de interesses entre os consumidores e empresas ligadas a geração fotovoltaica, que se beneficiam financeiramente do aumento da penetração FV no sistema, e as concessionárias de distribuição. Assim, mostra-se evidente a necessidade de estudos que avaliem a Máxima Capacidade de Hospedagem (MCH) de GFV distribuída nessas redes.

A MCH pode ser definida como a máxima quantidade de energia adicional que pode ser gerada e conectada a uma rede elétrica mantendo variáveis de interesse dentro dos limites operacionais (Oliveira, *et al.*, 2019), sejam esses limites físicos ou estabelecidos por norma. A principal vantagem da adoção do conceito de MCH é a criação de uma métrica específica, mensurável e prática de avaliação dos impactos gerados pela Geração Distribuída (GD) (Ismael, *et al.*, 2019).

Usualmente, consideram-se os limites de sobretensão nos barramentos, sobrecarregamento nas linhas e perdas ativas para essa avaliação. Quando a energia produzida em um barramento que possui GFV é superior ao consumo, fato que é favorecido pelo frequente descompasso entre os picos de geração e consumo, há um aumento no nível de tensão que poderá acarretar em sobretensões. Por sua vez, o excedente gerado é transportado pela linha em direção ao alimentador, ocasionando a presença de fluxo reverso que pode, a depender de sua magnitude, gerar aumento nas perdas ativas da rede ou sobrecarregamento dos conduto-

res e equipamentos a ela conectados (Eftekharnjad, S. *et al.*, 2013). A depender do modelo avaliado e da distribuição e potência dos AFV, uma dessas métricas será afetada mais acentuadamente que outra, definindo a MCH.

Um método amplamente utilizado para o cálculo de MCH é a análise estática de cenários considerados críticos, como, por exemplo, combinações de máxima e mínima carga e geração. Entretanto, esse tipo de análise poderá acarretar em conclusões conservadoras baseadas em cenários pouco frequentes ou por violações que ocorram em intervalos de tempo desprezíveis para as normas existentes (Jain, *et al.*, 2020). Não somente, esse tipo de aproximação não considera o tempo de atuação dos dispositivos de controle presentes na rede, podendo acarretar em um mal dimensionamento e uma má parametrização desses elementos. Para contornar esse problema, simulações temporais que considerem perfis de demanda e de geração em um período de 24 horas são utilizadas. Entretanto, consideram-se passos de tempo longos (usualmente horários), de maneira a não avaliar com precisão os efeitos da intermitência de fatores ambientais e tempo de resposta para a atuação dos dispositivos de controle (Jain, 2020, *apud* Reno, M.J.).

Dessa forma, esse artigo propõe a utilização de uma simulação Série-Temporal Quase-Estática (STQE) para a avaliação da máxima capacidade de hospedagem de uma rede de distribuição de 70 barras. A simulação STQE, segundo o Guia IEEE para estudos de impacto de recursos energéticos distribuídos (RED) (IEEE, 2013) é definida como “uma sequência de fluxos de carga em regime estático onde controles discretos, tais como controladores de bancos de capacitores, podem variar seu estado entre um passo de simulação e outro. Para o presente estudo, adotou-se passos de tempo de 10 minutos. Além disso, para a variação de demanda nos barramentos considerou-se 69 curvas de carga reais obtidas de uma rede de distribuição real de grande porte (Marques, L. T., 2018).

Para a modelagem da potência em corrente alternada (CA) injetada pelos AFV durante o período avaliado fora considerada uma curva de geração fotovoltaica obtida a partir da biblioteca em linguagem Python PVlib (Holmgren, W. F.; Hansen, C. W.; Mikofski, M. A., 2018) em associação a dados meteorológicos realísticos fornecidos pelo PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System)(Huld, T., Müller, R., Gambardella, A., 2012) para a localização da Faculdade de Engenharia, Arquitetura e Tecnologia da Universidade Federal de Mato Grosso (FAET-UFMT) em um dia ensolarado de janeiro do ano de 2019. As simulações foram realizadas utilizando-se um algoritmo de fluxo de potência próprio desenvolvido em linguagem de programação C, gerando mais de 1,84 milhão de dados para análise entre todos os cenários avaliados.

Assim, o presente trabalho contribui para a investigação e a avaliação da capacidade de hospedagem de redes de distribuição considerando aspectos realísticos do problema, de maneira a extrair lições para uma transição mais suave

* Os autores agradecem à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Mato Grosso-FAPEMAT (processos FAPEMAT.0001465/2022 e FAPEMAT-PRO-2022/01047) e ao CNPq pelo apoio financeiro concedido.

¹ Neologismo comumente usado nesse contexto e que se refere àqueles consumidores que são, simultaneamente, produtores de energia elétrica

de redes elétricas passivas (*i.e.*, as redes atuais) para redes ativas, as chamadas *Smart Grids* (Redes Inteligentes).

Este artigo está organizado da seguinte maneira: na seção 2 é apresentada a metodologia utilizada nesse trabalho, detalhando o algoritmo de fluxo de carga por STQE, a modelagem dos bancos de capacitores bem como as regras de controle adotadas e a modelagem de geração fotovoltaica no problema de fluxo de potência. Além disso, apresenta-se a metodologia para análise de capacidade de hospedagem de GD. Na seção 3 é apresentado o Estudo de Caso, exibindo o modelo adotado para avaliação e a descrição dos estudos de caso considerados. Na seção 4 os resultados obtidos são apresentados e discutidos. Por fim, na seção 5 as conclusões são expostas.

2. METODOLOGIA

Nessa seção é apresentada uma discussão a respeito do Algoritmo de Fluxo de Carga STQE utilizado, discorrendo sobre sua modelagem, além da metodologia utilizada para o cálculo e determinação da Máxima Capacidade de Hospedagem do Modelo.

2.1 Algoritmo de Fluxo de Carga com Inclusão de Bancos de Capacitores e GFV

O Problema de Fluxo de Potência (FP) objetiva determinar o estado operativo de um sistema elétrico em regime permanente (Monticelli, 1983). Isso implica na determinação de todas as magnitudes e ângulos de fase nas barras de carga, chamadas de variáveis de estado, possibilitando então o cálculo da potência que flui pelas linhas e, assim, as perdas por efeito joule. Para tal, assumem-se conhecidas a potência aparente demandada nas barras de carga bem como a topologia da rede, tal como conexões entre os barramentos e suas impedâncias.

Para a resolução desse problema utilizou-se um algoritmo de FP pelo método de Newton-Raphson próprio, desenvolvido em linguagem de programação C, seguindo o equacionamento descrito por Monticelli (1983, p. 75-85). A primeira etapa do algoritmo consiste na determinação de um conjunto de equações não-lineares, formado por duas equações para cada uma das barras de carga, descritas para uma barra genérica k em (1) e (2), onde κ representa o conjunto de barras conectadas a barra k , incluindo a própria, G_{km} e B_{km} são, respectivamente, os elementos da matriz condutância e susceptância relativos a conexão entre as barras k e m e θ_{km} a diferença do ângulo de fase da tensão entre os dois barramentos.

$$P_k = V_k \cdot \sum_{m \in \kappa} V_m \cdot (G_{km} \cdot \cos \theta_{km} + B_{km} \cdot \sin \theta_{km}) \quad (1)$$

$$Q_k = \sum_{m \in \kappa} V_m \cdot (G_{km} \cdot \sin \theta_{km} - B_{km} \cdot \cos \theta_{km}) \quad (2)$$

Após a determinação desse conjunto de equações, o algoritmo de FP é executado seguindo os seguintes passos:

- (1) Assumir uma proposta inicial de solução para as variáveis de estado considerando *flat start* (todas as tensões assumidas como sendo iguais a 1 pu e os

ângulos iguais a zero radianos) e início do processo iterativo;

- (2) Substituição dos valores assumidos para tensão e ângulo para todas as barras k e cálculo de P_k e Q_k ;
- (3) Cálculo dos resíduos ΔP_k e ΔQ_k pela diferença entre P_k e Q_k calculados e conhecidos;
- (4) Se os resíduos calculados para todos os barramentos forem menores que uma dada tolerância (em geral, igual a 10^{-3}), pula-se para o passo 8. Se não, segue-se para o passo 5;
- (5) Calcula-se a matriz Jacobiana conforme equacionamento exposto em Monticelli (1983, p. 83);
- (6) Determina-se a nova proposta de solução das variáveis de estado por meio da multiplicação da inversa da matriz jacobiana pela matriz de resíduos;
- (7) Retorno ao passo 2;
- (8) O processo iterativo convergiu para a solução final e as variáveis de estado para todas as barras de carga são conhecidas

Para a modelagem dos Bancos de Capacitores (BC's) considera-se um termo adicional à equação (2) relativo a potência reativa injetada por esses dispositivos. A potência injetada é calculada baseada no modelo de carga do tipo Impedância Constante (CUSTÓDIO, 2016), de forma que varie a depender da tensão no barramento ao qual está conectado. Para uma tensão V_{barra} , dada uma tensão e reativo nominais V_{nom} e Q_{nom} , considerando N células chaveadas no banco será:

$$Q_{injetado} = N \cdot \left(\frac{V_{barra}}{V_{nom}} \right)^2 \cdot Q_{nom} \quad (3)$$

Dois modos de operação de BC's são considerados: fixos e chaveados. Bancos fixos são aqueles onde há uma quantidade de células chaveadas constante. Já bancos chaveados consideram a atuação de um controlador local. Esse controlador irá chavear uma célula a mais no banco se a tensão no barramento for inferior a um valor de referência, subtraído de uma banda morta percentual. Caso essa tensão, por outro lado, esteja acima do limite superior da banda morta, desliga-se um capacitor do banco.

A GFV é modelada como uma injeção de potência ativa em uma barra de carga. A potência CA gerada pelo AFV e fornecida pelo inversor é subtraída da demanda de potência ativa na barra, considerando ambos os valores para o instante de tempo analisado. Para a obtenção da curva de potência gerada CA utiliza-se a biblioteca *pplib*, desenvolvida em linguagem de programação Python e que a fornece baseado em dados meteorológicos como latitude, longitude, data, hora e irradiância solar em condições ideais. Além disso, para a obtenção de perfis mais realísticos de geração acrescentou-se na simulação dados TMY (*Typical Meteorological Year* (Ano Meteorológico Típico)) fornecidos pelo PVGIS que, além de valores reais de irradiância, incluem dados como umidade e pressão do ar, além de velocidade e direção do vento, que são computados e influenciam a curva de potência AC gerada pela biblioteca. Após a normalização da curva de geração, considerando condições climáticas homogêneas para todas as barras, é possível multiplicar os valores de cada instante de tempo por uma constante que representaria a potência

Algoritmo de Simulação STQE

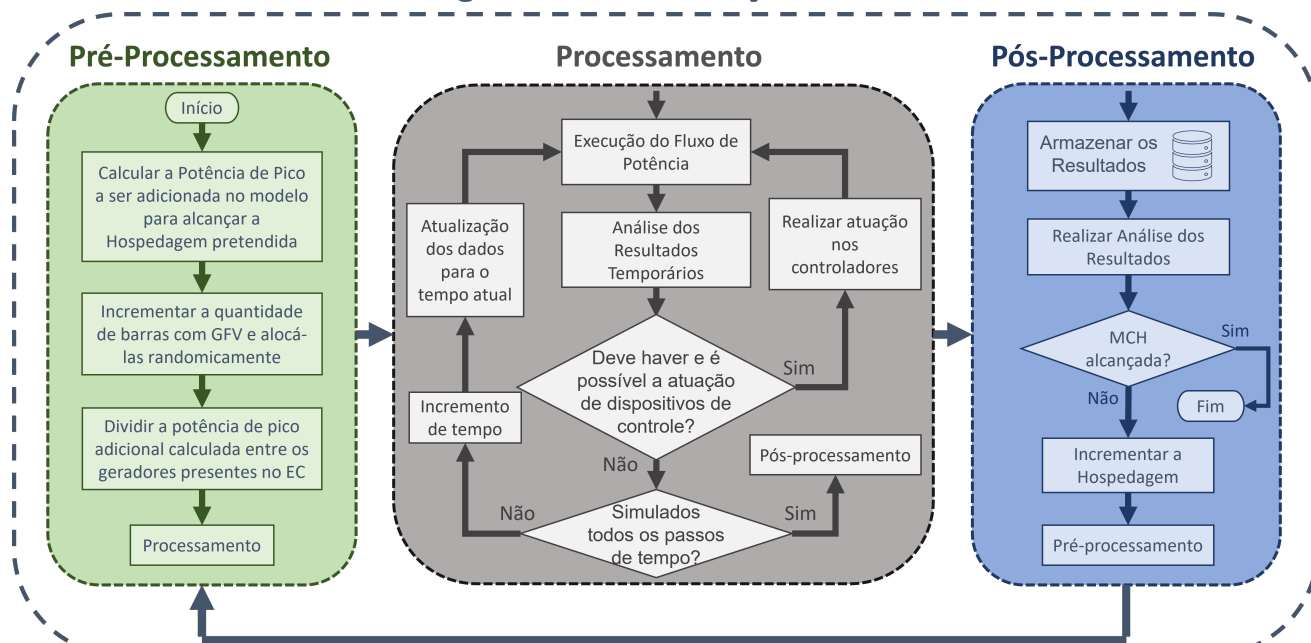


Figura 1. Algoritmo de Simulação Série-Temporal Quase-Estática.

instalada do AFV no barramento, obtendo a curva de GFV para cada arranjo.

2.2 Cálculo de Capacidade de Hospedagem de Geração Distribuída

O cálculo da Hospedagem de GFV para um modelo de n barras e m AFV distribuídos é realizado conforme a equação (4), sendo a razão entre a soma da energia gerada por esses arranjos pela soma da energia demandada por todas as cargas do modelo, em um período de 24 horas.

$$\text{Hospedagem}(\%) = \left(\frac{\sum_{i \in m} E_i^G}{\sum_{j \in n} E_j^D} \right) \cdot 100 \quad (4)$$

Assume-se que a MCH é alcançada quando há a ocorrência de sobretensão em uma barra de carga ou há sobrecarregamento nos ramos com base em dados de capacidade conhecidos e não há ações possíveis de serem realizadas para mitigá-las, tal como o desligamento de BC's fixos.

2.3 Algoritmo de Simulação Série-Temporal Quase-Estática

A Figura 1 apresenta um fluxograma que descreve o Algoritmo de Fluxo de Carga STQE. Para o pré-processamento, considere que seja necessário realizar uma dada hospedagem H que representaria uma quantidade de energia E_H qualquer em um período de 24 horas. A partir da curva de geração normalizada para uma potência instalada conhecida e, por consequência, a energia fornecida pelo AFV nesse período, pode-se extrapolar esse resultado para a energia necessária de maneira a obter-se a hospedagem desejada. Assim, determina-se a potência instalada total que deve estar presente na rede para a obtenção da hospedagem H .

Essa potência instalada estará alocada em N_H AFV dispostos randomicamente no modelo, quantidade que segue o padrão de crescimento do número de sistemas de MMGD no Brasil, ex.: entre os anos de 2016 e 2022 (EPE, 2023), para que estudos de caso realísticos sejam produzidos.

A partir disso, considerando que seja necessária uma potência instalada total P_H , determinam-se as potências instaladas de cada um dos AFV presentes na rede através da equação (5), de maneira que essas sejam proporcionais a fração da carga do barramento k ao qual o arranjo está conectado em relação a carga total das n do modelo.

$$P_k^{\text{Instalada}} = \left(\frac{P_k^D}{\sum_{i=1}^n P_i^D} \right) \cdot P_H \quad (5)$$

A etapa de processamento consiste na execução de um Algoritmo de FP que incluirá os dados de GFV e de demanda para o primeiro instante de tempo avaliado. Após a convergência do algoritmo verifica-se a necessidade da atuação dos bancos de capacitores caso haja alguma barra controlada com tensão abaixo do limite inferior parametrizado. Se houver, e for possível de se realizar o controle, realiza-se a atuação e executa-se novamente o FP. Após essa etapa, verifica-se se todos os passos de tempo desejados foram executados. Se não, incrementa-se o instante de tempo, atualizam-se os dados de entrada para o tempo atual e retorna-se a execução do FP. Caso contrário, avança-se para a etapa de pós-processamento.

A etapa de pós-processamento é composta da armazenagem dos resultados obtidos pela simulação e seguinte análise desses resultados. É avaliada a mínima, máxima e média tensão dentre todos as barras, em todo o período avaliado. Além disso, calculam-se as perdas ativas totais e carregamento das linhas. Se nessa análise é observada sobretensão em alguma barra ou se há sobrecarregamento

em algum dos ramos, e não há medidas possíveis para mitigação dessas condições, tal como desligamento de BC's, diz-se que a rede alcançou sua MCH.

3. ESTUDOS DE CASO

Um estudo de MCH é realizado em um sistema de 70 barras (Vasconcelos, F. M., 2012). Neste, dividiu-se os Estudos de Caso (EC) em três: EC0, que leva em consideração a rede com variação de demanda e sem a inserção de BC's ou AFV; EC1 que inclui os BC's; e EC2 que, além dos elementos de controle, considera a presença de AFV. Esse, por sua vez, é subdividido em passos de 5% em nível de hospedagem, chamados de EC2 5%, EC2 10% e assim sucessivamente.

Neste trabalho define-se o conceito de centro de geração, sendo esse resultado de uma média ponderada das distâncias até a SE pelas respectivas potências instaladas de AFV até os barramentos onde está instalado. Isto foi feito por meio de uma estimativa de distâncias das barras ao alimentador analisando os dados de resistência dos ramos, devido a essa grandeza ser diretamente proporcional a distância de cada ramo. Assim, para avaliar a influência da distribuição espacial de AFVs na rede de distribuição, alocou-se, para cada nível de hospedagem, duas distribuições espaciais distintas, que são: (i) com geração fotovoltaica (CGFV) localizada "próxima" à SE primária (referido neste trabalho como no Caso A); (ii) e com CGFV "distante" da SE primária (Caso B).

A Figura 2 mostra um diagrama unifilar do sistema analisado, de modo que, de maneira representativa, ilustre-se o mesmo já para o EC2 com 15% de hospedagem. Neste, o centro de geração está próximo da barra 11 e da barra 65, respectivamente, para os Caso A e Caso B. Adicionalmente, tem-se que os barramentos em verde ilustram a zona compreendida para o Caso A, enquanto que os barramentos em vermelho para o Caso B. A barra 1 é considerada um barramento infinito, mantendo fixa a tensão no barramento da subestação em 1 pu.

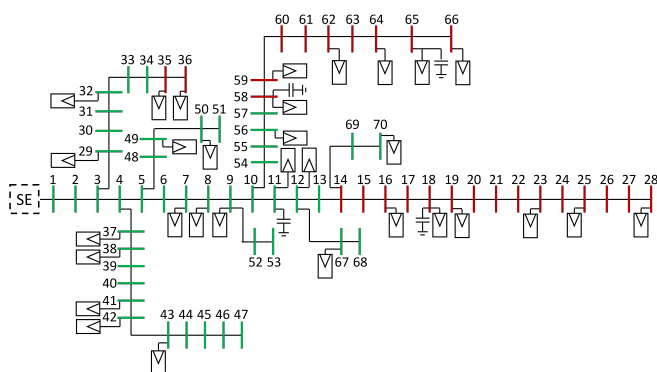


Figura 2. Modelo 70 barras para EC2 com 15% de hospedagem.

As alocações, tipo, bem como o dimensionamento e parametrização dos controles dos BC's para o EC1 estão presentes na Tabela 1. Ressalta-se que os valores de tensões de referência (ex.: nas barras 58 e 65) foram encontrados de maneira empírica após inúmeras simulações do sistema.

Tabela 1. Parametrização dos BC's para EC1.

Barra Alocada	Tipo do Banco	Potência [kVar]	Tensão de Referência	Banda Morta
11	Fixo	150 (3 x 50)	-	-
18	Fixo	150 (3 x 50)	-	-
58	Chaveado	1.800 (3 x 600)	0.960	± 0,5%
65	Chaveado	1.800 (3 x 600)	0.935	± 0,5%

As curvas de carga, de GFV e os dados do modelo estão disponíveis no repositório público elaborado pelos autores (OLIVEIRA, C. G. R.; Tremeschin, G. R., 2023).

Por fim, toma-se como base os limites de sobretensão considerados no módulo 8 do Prodist (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021), que normatiza os níveis de tensão em MT entre 0,93 e 1,05 pu. Todavia, e visando finalidades práticas dada a intermitência envolvida, adota-se neste trabalho, e sem perda de generalidade, que $V_{max} = 1,03$ pu a fim de permitir margem operativa para condições de carga leve em dias bastante ensolarados.

4. RESULTADOS

Foram simulados 44 cenários distintos (*i.e.*, EC0, EC1, e, para os casos A e B, tem-se também de EC2 5% a EC2 105% em passos de 5%), gerando ao todo mais de 1,84 milhão de dados analisados. As Tabela 2 e Tabela 3, respectivamente, mostram um sumário dos resultados obtidos para os Caso A e Caso B, onde as linhas em destaque apresentam o EC no qual ocorre a MCH. Assim, para a hospedagem de 60 % ocorreu a primeira violação de limites de tensão no caso A, e, no caso B, somente em 105 %, justificando a execução das simulações até esse cenário de hospedagem. Nota-se um crescimento proporcional das máximas tensões em função da hospedagem da rede. Não somente, observa-se que as perdas totais no sistema diminuem a medida que aumenta-se a hospedagem, até o EC15%, quando começam a aumentar. Isso pode ser explicado pelo surgimento de fluxo reverso nos ramos, superior ao fluxo de potência demandado pelas cargas inicialmente, que aumentam as correntes nas linhas e, por consequência, as perdas.

Tabela 2. Resultados Obtidos para o Caso A.

Estudo de Caso	Tensão Máxima [pu]	Tensão Mínima [pu]	Tensão Média [pu]	Perdas Totais [kW]
EC0	1,0000	0,9205	0,9826	100,6394
EC1	1,0000	0,9399	0,9850	81,6415
EC2 5%	1,0101	0,9399	0,9880	80,3499
EC2 15%	1,0190	0,9443	0,9898	83,9585
EC2 25%	1,0218	0,9444	0,9902	86,6541
EC2 45%	1,0269	0,9443	0,9909	93,1409
EC2 60%	1,0297	0,9443	0,9906	101,2839
EC2 65%	1,0309	0,9433	0,9908	103,4254
EC2 85%	1,0360	0,9465	0,9917	113,2426
EC2 95%	1,0385	0,9464	0,9921	118,1677
EC2 105%	1,0410	0,9464	0,9924	123,3093

Para ilustrar os efeitos dos AFV na flutuação de tensão em um barramento ao qual este está alocado, é apresentada, na Figura 3, a variação do módulo de tensão ao longo de um dia, na Barra 67, para cada caso de hospedagem. Nesta figura, as tensões obtidas para o Caso A aparecem em azul e, para o Caso B, em verde, variando em um gradiente de cor clara à escura conforme aumentava-se a hospedagem avaliada. Observa-se que, em ambos os casos,

Tabela 3. Resultados Obtidos para o Caso B.

Estudo de Caso	Tensão Máxima [pu]	Tensão Mínima [pu]	Tensão Média [pu]	Perdas Totais [kW]
EC0	1,000	0,921	0,983	100,639
EC1	1,000	0,940	0,985	81,642
EC2 5%	1,009	0,940	0,988	79,424
EC2 15%	1,013	0,944	0,989	80,440
EC2 25%	1,016	0,944	0,989	82,021
EC2 45%	1,019	0,944	0,990	85,626
EC2 60%	1,022	0,944	0,990	89,071
EC2 65%	1,0233	0,9443	0,9905	90,4595
EC2 85%	1,027	0,944	0,991	95,797
EC2 95%	1,0291	0,9444	0,9913	98,7223
EC2 105%	1,029	0,943	0,991	104,495

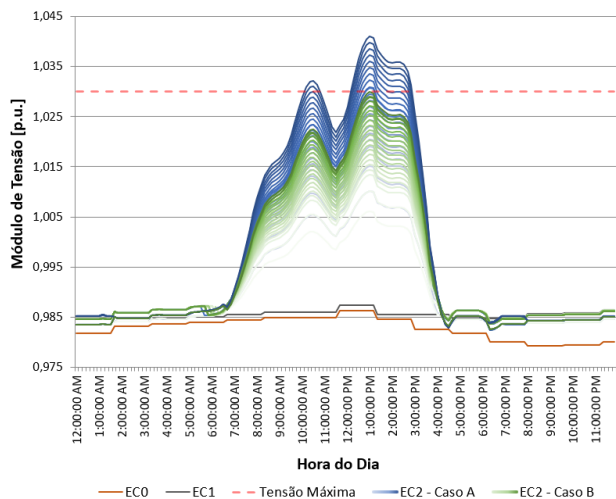


Figura 3. Módulo de Tensão na Barra 67 para os ECs nos Caso A (em azul) e Caso B (em verde).

há um aumento das tensões nos barramentos que segue o perfil de GFV dos arranjos, com valores superiores aos encontrados em EC0 e EC1, e níveis de tensão superiores para o Caso A tendo, inclusive, rompido o limite superior de tensão anteriormente ao Caso B.

A maior influência de AFV localizados próximos à SE é exibida na Figura 4, onde compara-se a máxima tensão na rede, obtida para cada estudo de caso, quando o centro de GFV encontra-se no agrupamento A ou B. Os resultados mostraram que a máxima hospedagem para o Caso A ocorre para uma hospedagem de 60%, enquanto para o caso B, 105%. Logo, há indicativos de que AFV localizados mais ao começo do alimentador exercem uma maior influência sobre as tensões nos barramentos do que aqueles localizados mais ao final. Nota-se um crescimento linear dessas variáveis a partir da hospedagem de 15% pois considerou-se uma distribuição de GFV proporcional às cargas em todas as barras.

A MCH pôde ser incrementada em 5% devido ao desligamento dos BC's fixos em ambos os cenários avaliados, levando a estabilização da máxima tensão na curva antes do rompimento do limite operacional. Entretanto, essa manobra resultou em um aumento expressivo nas perdas totais do modelo, conforme pode ser visto na Figura 5, onde são apresentadas as relações de perdas totais no modelo em comparação com o EC0. Nota-se que a máxima capacidade de hospedagem fora alcançada simultaneamente quando as perdas totais ultrapassaram as perdas no cenário base.

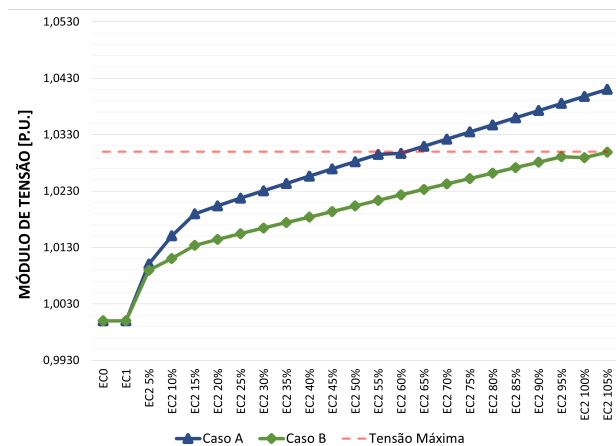


Figura 4. Comparação das máximas tensões para os cenários de centro de geração em A e B.

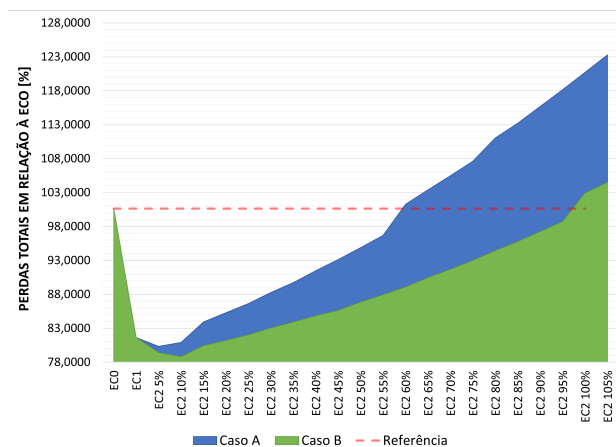


Figura 5. Comparação das perdas totais em relação à EC0 para os cenários de centro de geração em A e B.

Não somente, observa-se que as perdas calculadas foram maiores, e com um crescimento mais acentuado, para o Caso A, em todos os níveis de hospedagem.

As Figuras 6 e 7 apresentam, respectivamente, os valores de máximo carregamento por ramo, para cada um dos estudos de caso, cujo centro de GFV encontra-se no agrupamento A e B. Pode-se observar que a máxima hospedagem encontrada foi de 15% para o Caso A e 45% para o Caso B. Logo, essa restrição, nesse modelo, define a MCH de GFV. Assim, o Caso A mostrou-se mais restritivo para a MCH em comparação ao Caso B.

Isto se deve ao fato de que barramentos mais concentrados ao final do alimentador de uma rede de distribuição tendem a apresentarem menores magnitudes de tensão quando comparados aqueles alocados no começo, devido as sucessivas quedas de tensão nos trechos que conduzem a corrente até a barra. Logo, há uma maior margem de tensão, passível de ser aumentada, sem que se ultrapassem os limites operacionais.

Em geral, redes de distribuição urbanas têm maior densidade de carga e menor distância entre as cargas e as fontes de geração, além de maiores tensões, o que pode incorrer em valores reduzidos de MCH. Já as redes rurais tendem a ter maior distância entre esses elementos, o que pode facilitar essa integração, embora tenda a possuir cargas

REFERÊNCIAS

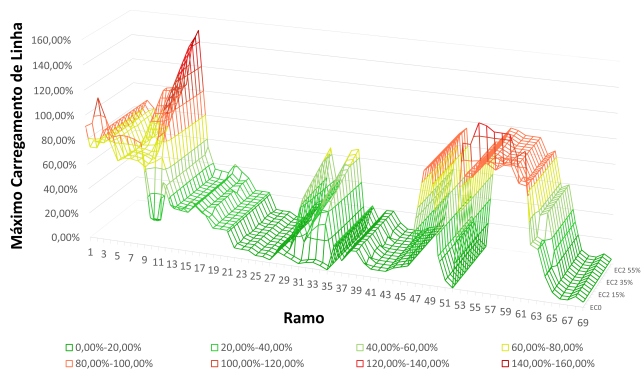


Figura 7. Máximo Carregamento por Ramo, por EC com CGFV no agrupamento A.

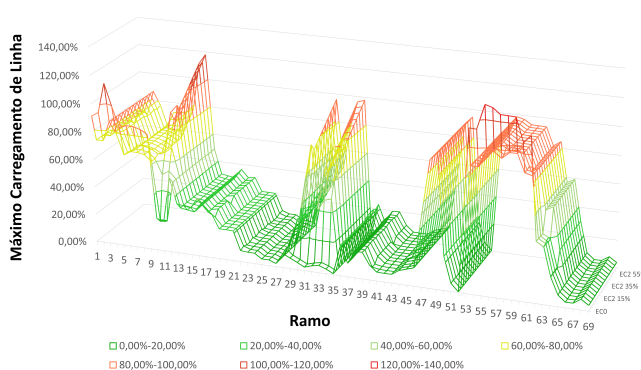


Figura 8. Máximo Carregamento por Ramo, por EC com CGFV no agrupamento B.

menores e mais dispersas, facilitando a ocorrência de fluxo reverso e, por consequência, uma menor MCH.

5. CONCLUSÕES

O presente artigo avaliou a MCH em redes de distribuição com penetração de GFV distribuída. Para isso, utilizou-se simulações STQE, em intervalos de 10-min ao longo de um dia, alterando parâmetros de controle através de métodos heurísticos. Além disso, adotou-se o conceito de CGFV, buscando avaliar a influência da posição dos AFV ao longo do alimentador na MCH. Um estudo de caso em um sistema de 70 barras foi realizado considerando curvas de carga obtidas de um sistema real de grande porte, além de curvas de GFV realística, em um cenário com CGFV mais próximo da SE primária e outro mais distante.

Conclui-se que, do ponto de vista da concessionária, a concentração de GFV em barras distantes do alimentador, comparada com barramentos próximos, prolonga a necessidade de intervenções na infraestrutura. Ademais, observou-se que a avaliação de diferentes restrições leva a conclusões distintas quanto à máxima capacidade de hospedagem da rede sendo, para diferentes modelos, umas mais expressivas que outras. Assim, o problema de máxima capacidade de hospedagem deve ser avaliado como sujeito a múltiplas restrições simultâneas. Além disso, faz-se necessária uma análise estatística STQE a qual permitirá uma melhor avaliação da MCH em cenários mais críticos, cujo padrão de crescimento dos AFV não é homogêneo.

Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012*. Rio de Janeiro, 2012.

Agência Nacional de Energia Elétrica. *Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica*. 2021.

Castelo de Oliveira, T.E.; Bollen, M.; Ribeiro, P.F.; de Carvalho, P.M.S.; Zambroni, A.C.; Bonatto, B.D. *The Concept of Dynamic Hosting Capacity for Distributed Energy Resources: Analytics and Practical Considerations*. Energies, vol. 12, 2019.

CUSTÓDIO, M. D. *Fluxo de Carga em Redes de Distribuição com Modelagem de Reguladores de Tensão e Bancos de Capacitores Automáticos*. Tese (Doutorado) — UTFPR, 2016.

Eftekharijad, S.; Vittal, V.; Heydt, G. T.; Keel, B.; Loehr, J. Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, 2013.

Empresa de Pesquisa Energética. *Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída*. 2023.

Huld, T.; Müller, R.; Gambardella, A. *A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa*. *Solar Energy*, 86, 1803-1815, 2012.

IEEE P1547.7 D110. *Draft guide to conducting distribution impact studies for distributed resource interconnection*. 2013.

Ismael, S. M.; Abdel Aleem, S. H. E.; Abdelaziz, A. Y.; Zobaa, A. F. *State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation*. *Renewable Energy*, Elsevier, vol. 130, p. 1002-1020, 2019.

Jain, A. K.; Horowitz, K.; Ding, F.; Sedzro, K. S.; Palmintier, B.; Mather, B.; Jain, H. *Dynamic hosting capacity analysis for distributed photovoltaic resources - Framework and case study*. *Applied Energy*, Elsevier, vol. 280, 2019.

Marques, L. T. *Restabelecimento de energia em sistemas de distribuição considerando aspectos práticos*. Tese (Doutorado), Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2018.

MONTICELLI, A. J. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. São Paulo: Edgard Blucher, 1983.

Oliveira, C. G. R.; Tremeschin, G. R. *Repositório: Uma Avaliação em Série-Temporal Quase-Estática da Capacidade de Hospedagem de Geração FV em Redes de Distribuição*. Disponível em: <<https://github.com/CristhianGRO/dados-artigo-sbse-2023>>. Acesso em: 05 de mai. de 2023.

Vasconcelos, F. M. (2012). *Estudo de Reativos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. Dissertação (Mestrado em Ciências), Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2012.

William F. Holmgren, Clifford W. Hansen, and Mark A. Mikofski. "pvlib python: a python package for modeling solar energy systems." *Journal of Open Source Software*, 2018.