

Análise dos Impactos da Conexão de Usinas Fotovoltaicas na Estabilidade de Tensão do Sistema Elétrico

Melyna C. S. Simões* Núbia S. D. Brito**
Célio A. da Silva***

* Pós-graduação em Engenharia Elétrica (PPgEE), Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), Campina Grande, PB, Brasil, (e-mail: melyna.simoese@ee.ufcg.edu.br).

** Departamento de Engenharia Elétrica (DEE), Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), Campina Grande, PB, Brasil, (e-mail: nubia@dee.ufcg.edu.br).

*** Departamento de Engenharia Elétrica (DEE), Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), Campina Grande, PB, Brasil, (e-mail: celio@dee.ufcg.edu.br).

Abstract: In view of the uncertainties regarding the connection of photovoltaic generators and the impacts caused, an analysis of the influence of the connection of photovoltaic plants (PVP) on the voltage stability of the Electric Power System (EPS) was made. Through the use of ANAREDE software, several scenarios were simulated, allowing to obtain satisfactory results of the system response with photovoltaic generation under normal operating conditions and contingencies, determine the hosting capacity and the most appropriate locations for the connection of PVP units and get an overview of how the integration of these generators with the grid can influence the Voltage Stability Margin (VSM) of the electrical system.

Resumo: Em vista de inúmeras incertezas quanto a conexão de geradores fotovoltaicos e aos impactos ocasionados, uma análise da influência da conexão de usinas fotovoltaicas (UFV) sob a estabilidade de tensão do Sistema Elétrico de Potência (SEP) é realizada. Por meio da utilização do *software* ANAREDE, simulou-se vários cenários, permitindo auferir resultados satisfatórios da resposta do sistema com geração fotovoltaica em condições normais de operação e sob contingências, determinar a capacidade de hospedagem e os locais mais apropriados para a conexão de unidades de UFV e obter um panorama do quanto a integração destes geradores à rede elétrica podem influenciar na Margem de Estabilidade de Tensão (MET) do sistema elétrico.

Keywords: Voltage stability, photovoltaic plants, ANAREDE, contingencies, hosting capacity.

Palavras-chaves: Estabilidade de tensão, usinas fotovoltaica, ANAREDE, contingências, capacidade de hospedagem.

1. INTRODUÇÃO

O planejamento adequado do Sistema Elétrico de Potência (SEP) deve garantir uma operação segura e econômica, mesmo quando sob contingência, assegurando a continuidade do fornecimento de energia e a qualidade de serviço prestado. Com o advento da denominada Geração Distribuída (GD), a inserção massiva de fontes de energia intermitentes, em particular do tipo fotovoltaica, altera a configuração do SEP, podendo provocar vários impactos negativos na operação, dentre os quais, um dos mais graves é, sem dúvida, a instabilidade de tensão, que no caso mais crítico, pode conduzir ao colapso de tensão, ou seja, a um *black-out*.

Segundo Kundur et al. (2004), estudos relacionados a estabilidade do SEP vêm sendo realizados desde o início do século XX e atualmente, têm despertado renovado interesse,

haja vista a instalação crescente de Usinas Fotovoltaicas (UFV). Como consequência, a operação do sistema torna-se ainda mais complexa, o que requer a realização de estudos ainda mais minuciosos. Dentre os vários trabalhos analisados, destacam-se os listados a seguir.

Eftekharnejad et al. (2012) que avaliaram os impactos da crescente inserção de UFV de pequeno porte no desempenho do SEP e mostraram que a alta penetração de UFV resulta em maiores flutuações de tensão e um tempo de estabilização mais longo.

Paludo (2014) que analisou as influências de elevados níveis de UFV de pequeno porte no SEP, considerando diversos geradores fotovoltaicos distribuídos aleatoriamente. Os estudos focaram nos seguintes aspectos: perfil de tensão em regime permanente, perdas técnicas, níveis de desbalanço de tensão, regulação da tensão e desconexão dos geradores. Entretanto, os autores não avaliaram a segurança de ten-

são e não consideraram a localização e as características de intermitência da UFV.

Kawabe and Tanaka (2015) que analisaram o impacto da UFV na estabilidade de tensão. Os autores avaliaram a capacidade do sistema em permanecer em estado seguro de operação quando sujeito a afundamentos de tensão, quando o sistema fotovoltaico era subitamente interrompido bruscamente devido a uma perturbação.

Alves (2016) que avaliou os impactos da geração de pequenas UFV na estabilidade de tensão, levando em consideração aspectos técnicos como localização e capacidade de geração. Para tanto, o autor faz uso de análise estática através de curvas PV e método de cálculo de potência.

Barata (2017) que estudou a estabilidade de tensão, considerando nas análises a influência de diferentes níveis de UFV de pequeno porte e sua proteção, equipamentos como transformadores com comutação de tap sob carga, limitadores de sobrecorrente de excitação, cargas estáticas e autotransformadores reguladores de tensão.

Este trabalho insere-se nesse contexto e apresenta um estudo dos possíveis impactos que a inserção de UFV podem provocar na estabilidade de tensão do SEP. Para isso, análise da influência de diferentes níveis de inserção, localização e características da UFV na estabilidade de tensão do SEP, bem como a avaliação do comportamento do sistema com UFV tanto em condições normais de operação como quando sujeito a contingências foram realizadas.

O texto foi organizado em cinco seções, incluindo este introdutório. Na seção 2, os fundamentos teóricos requeridos para entendimento do estudo são apresentados; na seção 3 descreve-se a metodologia adotada; na quarta seção é realizada a apresentação e discussão dos resultados, finalizando com as conclusões obtidas.

2. ESTABILIDADE DE TENSÃO

Estabilidade de tensão é considerada uma das linhas de pesquisa mais tradicionais da área de sistemas de potência e atualmente, vem despertando renovado interesse com a crescente inserção de outras fontes de energia no sistema. De forma sucinta, estabilidade de tensão refere-se à capacidade do sistema de manter a amplitude da tensão de todas as barras em níveis aceitáveis, após ser submetido a uma perturbação. O fenômeno denominado de instabilidade de tensão pode ocorrer quando o sistema não consegue manter os perfis de tensão em níveis adequados, podendo conduzir à redução progressiva da tensão em uma ou mais barras do sistema, estender-se para regiões vizinhas e resultar em um colapso parcial ou total do sistema, caso não forem tomadas medidas corretivas. Dessa forma, caso a estabilidade de tensão não seja assegurada e os limites de operação do sistema sejam ultrapassados, pode ocorrer a perda do fornecimento de energia, ocasionando impactos negativos em diversos setores (Kundur et al., 1994)(Taylor et al., 1994).

O problema de instabilidade de tensão pode ocorrer devido a vários fatores, tais como: i) configuração do sistema; ii) modo de operação; iii) tipo de perturbação. De acordo com os tipos de perturbação do sistema, a estabilidade de tensão pode ser classificada em estabilidade de tensão

a grandes perturbações, quando há ocorrência de grandes contingências como mal funcionamento do sistema, perdas de geradores ou alterações nas linhas; estabilidade de tensão a pequenas perturbações, que são caracterizadas por variações de cargas. Outrossim, a estabilidade de tensão pode ser classificada quanto ao intervalo de tempo, podendo ser de longo ou curto prazo.

A partir da classificação da estabilidade de tensão, a sua avaliação pode ser feita mediante análises estáticas e dinâmicas. A análise estática, foco desse trabalho, considera que, em muitos casos, a dinâmica do sistema com influência na estabilidade de tensão varia lentamente, logo, é realizada mediante métodos de solução que fornecem informações sobre as condições críticas do sistema de modo simples e rápido. Tais métodos podem ser usados para determinar a margem de estabilidade de tensão (MET) e identificar fatores que influenciem a margem de segurança de tensão (MST).

A MET do sistema é definida como sendo a medida da distância, em megawatts (MW) ou em percentual, do ponto base de operação até o ponto de máximo carregamento do sistema (Taylor et al., 1994). Calculada a partir de (1), a MET é identificada por meio da análise de curvas que relacionam as potências à tensão, como as curvas PV.

$$MET = \frac{S_{m_i} - S_i}{\max(S_i, S_{m_i})} \quad \text{em pu.} \quad (1)$$

sendo S_i é a potência do ponto de operação inicial na barra i e S_{m_i} a potência máxima.

A MST é definida como sendo a distância mínima para um ponto de operação do sistema onde há risco de instabilidade de tensão, sendo indicada pelos órgãos normativos com valores fixos, a serem adotados em todos os sistemas como parâmetro.

A curva PV é considerada a metodologia mais adequada para estudos relacionados com estabilidade de tensão (Vilela, 2014). Ela é obtida através da execução de sucessivos fluxos de carga, em particular do Fluxo de Potência Continuado (FPC), em que para cada aumento no carregamento do sistema, um problema de fluxo de carga é resolvido e os pontos de equilíbrio obtidos definem a curva PV. O formato clássico de uma curva PV é ilustrado na Fig. 1.

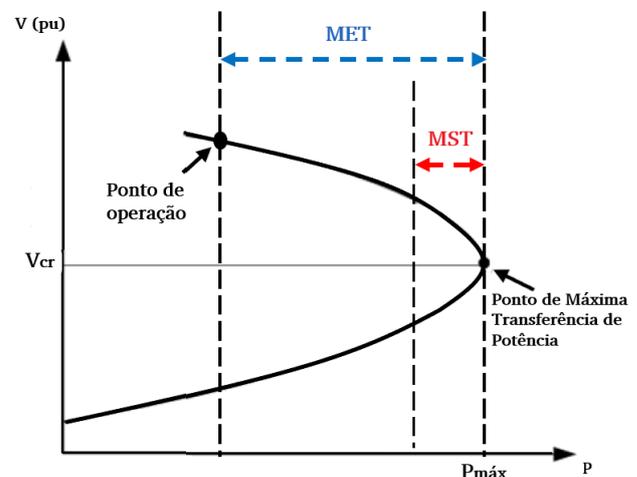


Figura 1. Curva PV. Adaptado de (Vilela, 2014).

O ponto P_{max} ou ponta do nariz, corresponde ao ponto de máxima transferência de potência, que é o limiar da estabilidade à uma tensão denominada tensão crítica (V_{cr}). Para cargas do tipo potência constante, qualquer tentativa de ultrapassagem desse ponto, uma demanda superior de carga acarretará em aumento de corrente, o que provocará redução da tensão da barra. A tensão então, entra em um processo de decaimento contínuo, podendo provocar perda de uma parte do sistema ou até mesmo, um *black-out*. Sendo assim, P_{max} é considerado o ponto crítico de instabilidade de tensão para cargas do tipo potência constante.

3. METODOLOGIA

Para executar o estudo planejado, elaborou-se a metodologia apresentada no fluxograma da Fig. 2 e detalhada a seguir.

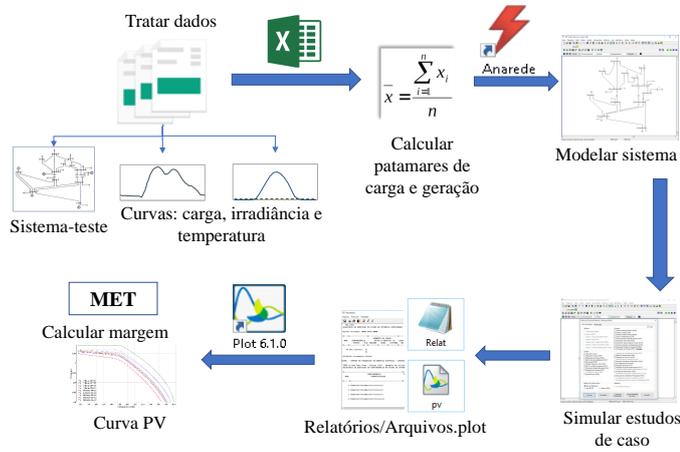


Figura 2. Metodologia adotada.

Resumidamente, a metodologia adota consistiu em: i) fornecer os dados do sistema, irradiação, temperatura e curva de carga no *software* Excel, visando modelagem do gerador fotovoltaico e carga; ii) calcular a carga e a geração, de modo a caracterizar os cenários a serem estudados; iii) iniciar o *software* ANAREDE, modelar e simular os casos de estudo; iv) analisar as contingências; v) calcular a MET, verificando quão longe o ponto de operação do sistema encontra-se da MST.

Os estudos foram realizados mediante a execução de dois estudos de casos, caracterizados por diferentes cenários, conforme apresentado a seguir.

- Caso base: Avaliou-se o sistema sem a UFV. Os resultados obtidos serviram de parâmetros para classificação da criticidade das barras e referência para o caso subsequente.
- Caso 1: Considerou a instalação da UFV em barras com níveis de tensão de 13,8 kV, visto que a UFV é usualmente conectada à rede em média tensão. As barras foram classificadas em relação à criticidade (barra mais crítica, intermediária, menos crítica). A capacidade de geração da UFV variou de 10 a 100% da demanda de carga total do sistema.

3.1 Modelagem do gerador fotovoltaico e carga

Devido ao fato do desempenho da UFV depender diretamente da irradiação e da temperatura, a consideração dessas informações são de suma importância na realização do estudo. Para isso, utilizaram-se os dados de irradiação e temperatura, disponibilizados pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), da estação meteorológica de Campina Grande. Os dados são referentes a medições realizadas de hora em hora, no período de maio de 2018 a maio de 2019. Esses dados foram tratados em uma rotina programada no *software* Excel, visando caracterizar um dia típico anual.

Conforme Yao et al. (2014), a potência do gerador fotovoltaico, sob certas condições de irradiação e temperatura, pode ter seu valor aproximado mediante (2):

$$P = \eta P_{nom} (1 + K_p \Delta T) \frac{S_m}{S_{nom}}, \quad (2)$$

onde, P_{nom} é a potência máxima de saída do módulo fotovoltaico (W); K_p o coeficiente de temperatura (%/°C); ΔT o desvio de temperatura (°C); η o rendimento do inversor; S_m a irradiação no módulo (W/m^2) e S_{nom} a irradiação no nominal (W/m^2).

O desvio de temperatura ΔT corresponde a diferença entre as temperaturas do painel e do ambiente, calculada conforme (3):

$$\Delta T = (NOCT - 20) \frac{S_m}{800}, \quad (3)$$

sendo NOCT é dado no catálogo do fabricante do módulo, o qual varia geralmente entre 41°C e 46°C.

Com o intuito de considerar a variação da carga ao longo do dia, dados de cargas comerciais coletados a cada 15 minutos por medidores eletrônicos de um alimentador da Universidade Federal da Paraíba (UFPB) foram utilizados. Para análise dos dados, admitiu-se que as curvas de carga em todas as barras acompanham a curva de carga do alimentador. As barras de carga do alimentador foram modeladas considerando o valor da demanda média no intervalo preestabelecido j , conforme proposto por (Alencar, 2018).

O valor da demanda média \bar{P}_k no barramento k ($k = 1, 2, \dots, n$) para cada intervalo j foi estimado a partir da carga instalada \hat{P}_k , do fator de demanda F_D e do fator de carga F_C .

$$\bar{P}_{jk} = F_{Cj} F_{Dj} \hat{P}_k, \quad (4)$$

sendo

$$F_{Dj} = \frac{\hat{P}_j}{\sum_{k=1}^n \hat{P}_k}, \quad (5)$$

$$F_{Cj} = \frac{\bar{P}_j}{\hat{P}_j}, \quad (6)$$

\bar{P}_j o valor médio e \hat{P}_j o valor de pico do alimentador extraídos da curva de carga no intervalo j de um dia.

Ao final, obteve-se um valor de demanda média total de 152,86 MWh/dia.

3.2 Sistema-teste

Para o estudo, selecionou-se o sistema-teste IEEE 14 Barras apresentado na Fig. 3. Resumidamente, o sistema possui tensões nominais de 69 - 13,8 kV, potência ativa total de 259 MW e reativa de 73 MVA, sendo constituído de: i) 14 barras, sendo uma de referência, quatro do tipo PV e nove do tipo PQ; ii) três compensadores síncronos; iii) três transformadores; iv) um banco de capacitores.

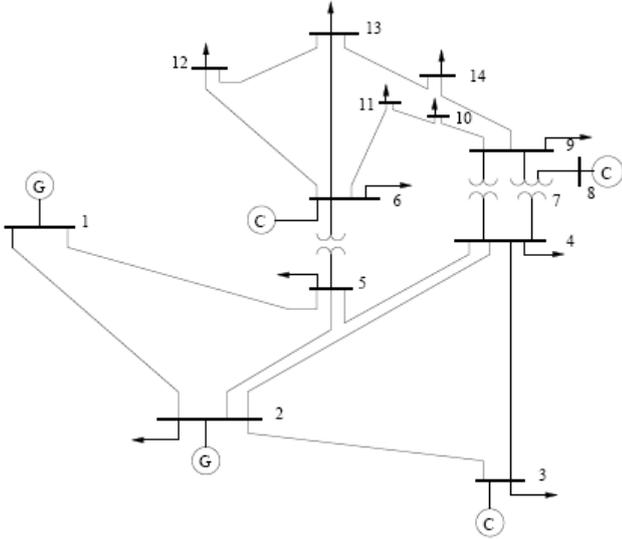


Figura 3. Sistema-teste IEEE 14 barras (Gutierrez Lagos, 2009).

4. RESULTADOS

Nesta seção são apresentados e discutidos os resultados obtidos, conforme aplicação da metodologia descrita na seção 3.

4.1 Caso Base: Sem inserção da Usina Fotovoltaica

Neste cenário, inicialmente, obtiveram-se os níveis de tensão críticos dos barramentos, o máximo carregamento do sistema e a MET (Tabela 1), que determinam o ponto limiar da estabilidade de tensão, em condições operativas normais.

Para avaliar o comportamento do sistema, tanto em condições normais de operação quanto sob contingências (N-1), realizou-se a análise de segurança do ponto de operação do sistema na ocorrência de perdas de linha, de transformador, de capacitor *shunt* e geração. Assim, contingências diversas foram aplicadas ao sistema, visando quantificar a sua influência na MET do sistema, o que resultou nos resultados apresentados na Tabela 2.

Análise pormenorizada dos resultados mostrou que: i) em condições normais, a barra 14 é a barra mais crítica do sistema, visto que possui níveis de tensões menores que as outras, durante os incrementos de carga; ii) nas demais condições, a localização da perturbação interfere diretamente na criticidade dos barramentos, nos níveis de tensão das barras e no máximo carregamento do sistema, portanto, a depender da condição operativa do sistema,

Tabela 1. Caso base em condições operativas normais.

Carregamento (MW)	401,9526
MET (%)	62%
Barra	Tensão (pu)
2	0,9115
3	0,7616
4	0,7713
5	0,7956
6	0,7039
7	0,7159
8	0,7708
9	0,6527
10	0,6371
11	0,6593
12	0,6567
13	0,6403
14	0,5868

Tabela 2. Caso base sob contingência.

Descrição	Pmax (MW)	Barra Crítica
Linha Barra 1-2	234,8	14
Linha Barra 1-5	321,74	14
Linha Barra 2-3	308,61	3
Linha Barra 2-4	364,26	14
Linha Barra 2-5	377,88	14
Linha Barra 3-4	398,06	14
Linha Barra 4-5	371,67	14
Linha Barra 6-11	394,6	11
Linha Barra 6-12	396,27	12
Linha Barra 6-13	375,49	13
Linha Barra 7-9	330,1	9
Linha Barra 9-10	391,49	10
Linha Barra 9-14	372,38	14
Linha Barra 10-11	400,09	14
Linha Barra 12-13	401,52	14
Linha Barra 13-14	394,12	14
Transformador Barra 4-7	357,33	14
Transformador Barra 4-9	379,07	14
Transformador Barra 5-6	292,6	12
Gerador Barra 2	384,32	14
Capacitor <i>Shunt</i> Barra 9	392,45	14

diferentes barramentos mostram-se críticos; iii) o sistema em condições normais e diante de contingências apresenta MET superiores aos valores indicados pelo ONS (2001), 4%, dessa forma, o sistema encontra-se em estado seguro.

Constatou-se ainda, que a perda da linha entre as barras 1 e 2, a perda do transformador entre as barras 5 e 6 e a perda da linha entre as barras 2 e 3, influenciam diretamente o limiar da estabilidade, devido à redução do máximo carregamento do sistema e dos níveis de tensão, e portanto, reduzindo a MET. Diante do exposto, essas contingências foram selecionadas para análise nos casos subsequentes, conforme a seguir:

- Contingência 1: Perda da linha entre as barras 1 e 2;
- Contingência 2: Perda da linha entre as barras 2 e 3;
- Contingência 3: Perda do transformador entre as barras 5 e 6.

Observou-se ainda, que na maioria das barras, os níveis de tensão críticos estão abaixo dos limites operativos, ou seja, o limiar da estabilidade de tensão ocorre em níveis de tensão abaixo do permitido por normativa, entre 0,9 a 1,07 pu. Desta forma, consideraram-se apenas o

máximo carregamento do sistema na qual todas as barras encontram-se com níveis de tensão dentro dos citados limites, visto que fora desses limites acredita-se que a proteção do sistema já tenha atuado. Logo, o máximo carregamento do sistema em condições normais operativas e sob as contingências 1, 2 e 3 é 328,671, 229,305, 252,236 e 244,592 MW, respectivamente. Nessas circunstâncias certifica-se que, em condições normais de operação, a barra 14 é a mais crítica, a barra 8 é a menos crítica e a barra 11 apresenta criticidade intermediária. Estas, portanto, são as barras referência para instalação das UFV no caso subsequente.

4.2 Caso 1: Inserção de Usina Fotovoltaica

Com base na recomendação da seção 4.1, instalaram-se as UFV nas barras 8, 11 e 14 e variou-se a capacidade de geração de 10 a 100% da demanda de carga média total do sistema. Para a carga, considerou-se o seu valor médio de 152,86 MWh/dia e para a UFV, consideraram-se valores nominais de irradiância e temperatura, 1000 W/m^2 e 25°C , de modo a avaliar a influência de diferentes capacidades da geração na estabilidade de tensão. Ao final, foram obtidos os resultados ilustrados na Fig. 4.

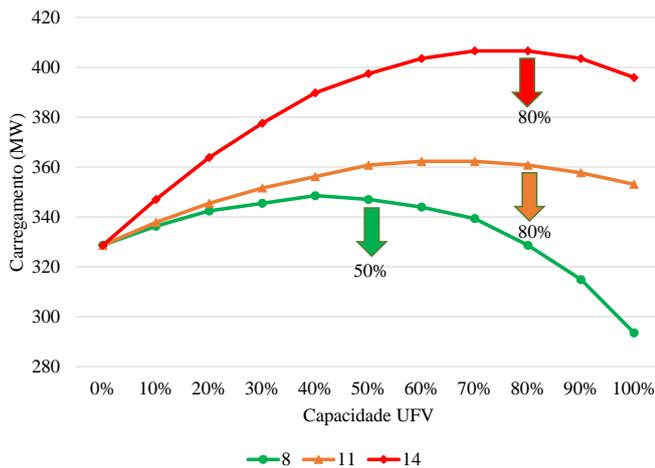


Figura 4. Máximo carregamento do sistema mediante diferentes capacidades da UFV.

Destaca-se que a capacidade da UFV influenciou diretamente no máximo carregamento do sistema. A instalação da UFV com capacidade acima de 80% na barra 8 tornou a MET menor que a MET do caso sem a UFV. Nas demais barras, constatou-se que a instalação de UFV com níveis de até 70% beneficiou a MET, aumentando o máximo carregamento do sistema. Para valores acima desse nível, constatou-se que o ponto de máximo carregamento diminuiu.

Observou-se ainda, que os incrementos de geração nos barramentos elevam os níveis dos módulos do perfil de tensão e, consequentemente, aumentaram o risco do sistema tornar-se instável dentro os limites normativos devido o aumento das tensões críticas. Acima de 40% de capacidade, os perfis de tensão no ponto de operação inicial possuem valores acima dos limites normativos, podendo acarretar em mal funcionamento do sistema. Quanto aos níveis de

tensão críticos, para o sistema em condições operativas normais, estes mantiveram-se abaixo de 0,9 pu.

O barramento 14 mostrou ser a melhor opção para a instalação da UFV, em termos de estabilidade de tensão em condições operativas normais, devido ter aumentado consideravelmente a MET e o máximo carregamento do sistema, além de ter melhorado o perfil de tensão, quando comparado aos barramentos 11 e 8.

Para certificar os níveis de segurança de tensão do sistema também sob contingências, calculou-se a MET para cada variação de UFV para todas as condições operativas, resultando nos gráficos apresentados na Fig. 5.

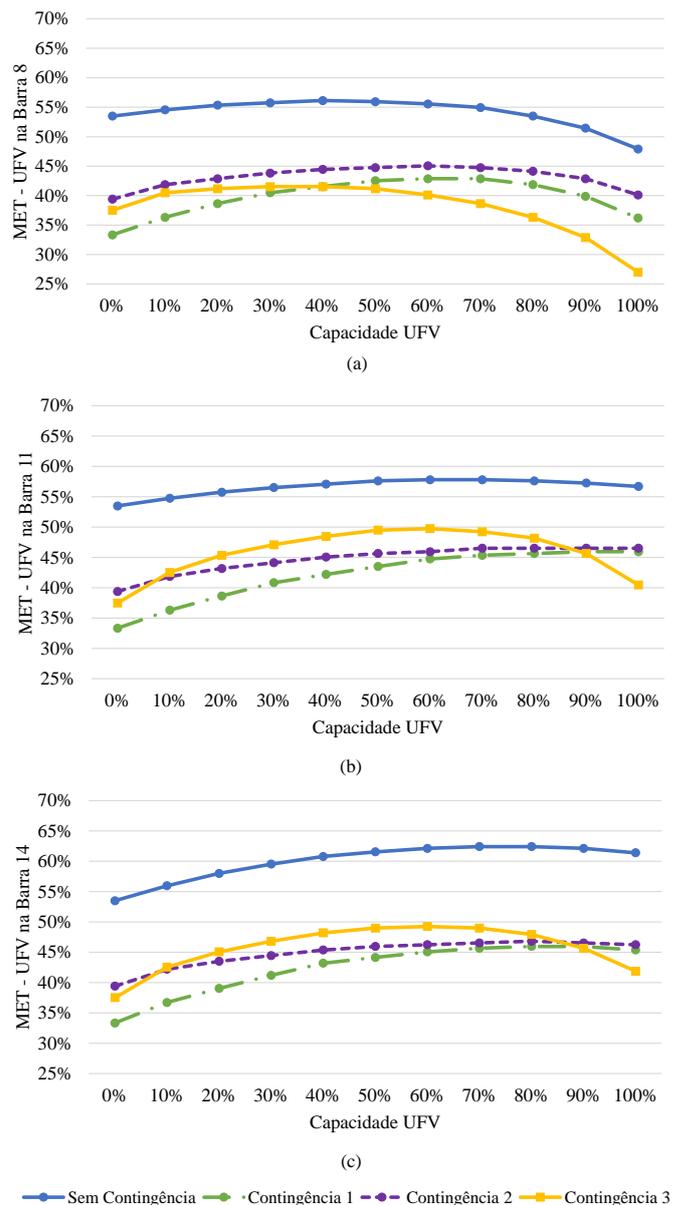


Figura 5. MET com variação da capacidade da UFV (a) na barra 8; (b) na barra 11; (c) na barra 14.

Nota-se que devido a topologia, o sistema com a instalação da UFV em diferentes barramentos e sujeito a contingências, apresentou para cada cenário, MET distintas. Dentre

elas, a contingência 3 (perda do transformador entre as barras 5 e 6) mostrou ser mais sensível em relação à instalação da UFV, visto que apresentou respostas diferentes de MET para cada barramento analisado. Na barra 8, a MET atingiu valor máximo de 42%, com 40% de UFV, enquanto nas barras 11 e 14, esse fato ocorreu com 60% de UFV, obtendo neste caso, o valor de 50% e 49%, respectivamente. Nas demais contingências, a MET seguiu o mesmo comportamento da em condições operativas normais.

Quanto ao melhor barramento para a instalação da UFV, o barramento 14 destacou-se como sendo o mais indicado dentre as barras analisadas, e em todas as condições operativas, visto ter provocado melhorias na MET.

5. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou os resultados de um estudo realizado sobre os possíveis impactos na estabilidade de tensão de um sistema-teste contendo usinas fotovoltaicas. Mediante o estudo, foi possível estimar a margem de estabilidade de tensão e avaliar o quão próximo o ponto de operação encontra-se do colapso de tensão, evitando assim, a perda de estabilidade.

O estudo realizado considerou diferentes cenários de operação, por exemplo: i) estado de operação normal; ii) sob contingências; iii) presença de diferentes capacidades de hospedagem da geração fotovoltaica e, iv) diferentes localidades para conexão das usinas fotovoltaicas, de modo a determinar o local mais apropriado para a conexão da usina fotovoltaica e avaliar o seu impacto à rede elétrica.

Os estudos mostraram que a inserção da geração fotovoltaica no sistema proporciona benefícios para a estabilidade de tensão, visto que, na maioria dos casos, proporcionou aumento na margem de estabilidade de tensão. Todavia, destaca-se que os níveis de capacidade de geração e localização da instalação da usina fotovoltaica, topologia do sistema, tipo e localização de contingências são fatores importantes na determinação da natureza da influência da geração fotovoltaica no sistema. Em particular, para o sistema analisado, IEEE 14 barras, a barra 14 foi considerada o barramento mais adequado para a conexão da usina fotovoltaica.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (FAPESQ/CAPES) e ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PP-gee) da Universidade Federal de Campina Grande.

REFERÊNCIAS

- Alencar, M.R.B.d. (2018). *Um Método de Estimação de Instalação Ótima de Painéis Fotovoltaicos em Redes de Distribuição*. Master's thesis, Universidade Federal de Campina Grande. Paraíba.
- Alves, A.A. (2016). *Avaliação da estabilidade de tensão nos sistemas de distribuição considerando a injeção de potência da geração distribuída*. Master's thesis, Unioeste, Paraná, Brasil.

- Barata, H.A. (2017). *Impacto de redes de distribuição com massiva conexão de geradores fotovoltaicos na estabilidade de tensão de longo-prazo em sistemas de potência*. Master's thesis, Dissertação de mestrado, UFPA, Belém, Brasil.
- Eftekharnjad, S., Vittal, V., Heydt, G.T., Keel, B., and Loehr, J. (2012). Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems. *IEEE transactions on power systems*, 28(2), 893–901.
- Gutierrez Lagos, L.D. (2009). *Efectividad de Baja de Tensión en Distribución como Medida de Disminución de Demanda de la Energía Eléctrica*. Ph.D. thesis.
- Kawabe, K. and Tanaka, K. (2015). Impact of dynamic behavior of photovoltaic power generation systems on short-term voltage stability. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(6), 3416–3424.
- Kundur, P., Balu, N.J., and Lauby, M.G. (1994). *Power system stability and control*, volume 7. McGraw-hill New York.
- Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., Hatziargyriou, N., Hill, D., Stankovic, A., and Taylor, C. (2004). Definition and classification of power system stability. *IEEE transactions on Power Systems*, 19(2), 1387–1401.
- ONS (2001). Submódulo 23.3 - diretrizes e critérios para estudos elétricos. URL <http://www.ons.org.br/>.
- Paludo, J.A. (2014). *Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente*. Master's thesis, Universidade de São Paulo.
- Taylor, C., Balu, N., and Maratukulam, D. (1994). *Power system voltage stability*. The EPRI Power System Engineering Series. McGraw-Hill Ryerson, Limited.
- Vilela, A.O.R. (2014). *Margem de Estabilidade de Tensão no Planejamento dos Sistemas Elétricos-Análise do Impacto do Despacho da Geração*. Master's thesis, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte.
- Yao, T., Tang, Y., and Ayyanar, R. (2014). High resolution output power estimation of large-scale distributed pv systems. In *2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 4620–4627. IEEE.