

Estudo da Estabilidade de Tensão em Sistemas de Distribuição com Alta Penetração de Geração Distribuída

Caroline M. de Lima.* Mariana Altoé Mendes.**
Oureste Elias Batista***

*Universidade Federal do Espírito Santo, Espírito Santo, Brasil
(Tel: 55 27 4009-2547; e-mail: caroline.m.lima@edu.ufes.br).

** Universidade Federal do Espírito Santo, Espírito Santo, Brasil (e-mail:
mariana.a.mendes@edu.ufes.br)

*** Universidade Federal do Espírito Santo, Espírito Santo, Brasil
(e-mail: oureste.batista@ufes.br)

Abstract: The increasing use of distributed generation (DG), mainly photovoltaic, as a way to supply the world demand for electricity has brought challenges in the planning and maintenance of electrical distribution systems. The possibility of allocation in different points of the network, as well as the variability of the generation capacity, have several impacts on the network, including voltage stability levels. In this article a study of the voltage stability of the IEEE 13 node feeder with insertion of distributed photovoltaic generation will be made. Some technical aspects were analyzed, such as the generation capacity and the location of the distributed generation. The PV curve of bus 675 was evaluated for different levels of penetration and DG locations in the feeder. It was found that, in general, there is an improvement in the voltage stability margin with the insertion of distributed generation in the system, however, the location of the generator can negatively influence the voltage levels of the feeder.

Resumo: A crescente utilização da geração distribuída (GD), principalmente a fotovoltaica, como forma de suprir a demanda mundial por energia elétrica trouxe desafios no planejamento e na manutenção dos sistemas elétricos de distribuição. A possibilidade de alocação em diferentes pontos da rede, assim como a variabilidade da capacidade de geração trazem diversos impactos à rede, inclusive nos níveis de estabilidade de tensão. Nesse artigo será feito um estudo da estabilidade de tensão do alimentador IEEE 13 nós com inserção de geração distribuída fotovoltaica. Foram analisados alguns aspectos técnicos, como a capacidade de geração e a localização da geração distribuída. Avaliou-se a curva PV da barra 675 para diferentes níveis de penetração e localidades da GD no alimentador. Constatou-se que, no geral, há melhora da margem de estabilidade de tensão com a inserção de geração distribuída no sistema, porém, a localização do gerador pode influenciar negativamente os níveis de tensão do alimentador.

Keywords: voltage stability; distributed generation; photovoltaic generation; IEEE13 node test feeder; electricity distribution network.

Palavras-chaves: estabilidade de tensão; geração distribuída; geração fotovoltaica; alimentador IEEE13 nós; redes de distribuição de energia elétrica.

1. INTRODUÇÃO

O aumento de demanda por energia elétrica verificado nas últimas décadas e o crescente interesse por fontes alternativas e renováveis de energia tem colocado a geração distribuída (GD) em evidência. Entre as fontes renováveis conhecidas, a geração fotovoltaica apresenta grande potencial para satisfazer o crescimento do consumo mundial.

Esse cenário trouxe uma série de novos desafios na gestão e planejamento das redes de distribuição de energia elétrica. Um deles é a manutenção da magnitude das tensões nodais de todo o sistema. Sabe-se que os geradores distribuídos podem ser bastante úteis nesse caso (Alves. 2016), no entanto, também podem causar impactos negativos, como a elevação

da corrente de falta, diminuição do fator de potência na barra da subestação e a possibilidade de fluxo de potência reverso (Paludo. 2014).

Ainda é pouco estudado a existência de uma máxima potência que pode ser injetada na rede por um gerador distribuído, mantendo os níveis de tensão dentro dos limites de operação aceitáveis. Até porque, acredita-se que, além da potência, outros fatores como localização podem impactar na variação da tensão e demais grandezas.

Dentro desse contexto, esse artigo tem o propósito de analisar o comportamento dos níveis de estabilidade de tensão de um alimentador frente a inserção de GD no sistema.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Estabilidade de tensão

A estabilidade de tensão é definida como a capacidade de um sistema elétrico em manter as tensões dentro de níveis aceitáveis em todas as barras da rede sob condições normais de operação e também após ser submetido a distúrbios. Um sistema elétrico deixa de ser estável quando uma perturbação, um aumento da demanda de carga ou outro tipo de alteração nas condições do sistema causa um declínio progressivo e incontrolável na tensão (Kundur. 1993).

Dentro da área de estudo da estabilidade de tensão, duas definições podem ser encontradas: instabilidade e colapso de tensão.

Instabilidade de tensão pode ser definida como o estado de operação do sistema onde a tensão permanece decaindo de forma brusca ou lenta, e as ações automáticas de controle ou dos operadores não evitam tal decaimento (Condega. 2013). Esse fenômeno pode ocorrer de diferentes formas, dependendo da configuração do sistema, modo de operação e, principalmente, do tipo de distúrbio.

O colapso de tensão é normalmente caracterizado pelo conjunto de eventos que acompanham a instabilidade de tensão nos barramentos, levando uma parte significativa do sistema para níveis muito baixos de tensão, sendo a última e mais complexa fase da instabilidade de tensão (Kundur. 1993).

2.2 Análise estática e dinâmica da estabilidade de tensão

É possível subdividir a análise da estabilidade de tensão em duas categorias: *small-disturbance* e *large-disturbance*. Essas subdivisões classificam o fenômeno entre aquele que pode ser analisado através da análise dinâmica e não-linear e aquele que pode ser examinado através da análise estática (Kundur. 1993).

A análise no caso de *large-disturbance* está interessada na habilidade do sistema de controlar a tensão após grandes faltas, como perda repentina de grandes blocos de carga ou de geração. A determinação dessa forma de estabilidade requer a análise dinâmica, durante o período transitório do sistema, por tempo suficiente para capturar interações entre os equipamentos como geradores, cargas, controladores de tensão e corrente (Kundur. 1993).

A análise no caso de *small-disturbance* está voltada para a habilidade do sistema em controlar a tensão durante a mudança gradual da carga. Essa forma de estabilidade pode ser estudada através da análise estática usando a linearização das equações do fluxo de potência do sistema em determinados pontos de operação (Kundur. 1993).

2.3 Curvas PV

Na análise estática, a estabilidade é determinada pelo cálculo repetitivo da tensão para valores crescentes de potência ativa

ou reativa que podem ser assumidos pela carga de uma barra do sistema. Desta forma, esses valores podem ser representados em curvas denominadas PV (Kundur. 1993).

A fig. 1 apresenta o formato clássico de uma curva PV, onde ponto de Máxima Transferência de Potência (MTP) corresponde à máxima carga ativa que pode ser atendida pelo sistema. Segundo Reis (2005), o colapso de tensão se desenvolve lentamente no início e rapidamente na parte final. Devido a isso, o ponto de MTP é muitas vezes designado por ponto de colapso de tensão ou de limiar da estabilidade e acontece à uma tensão denominada tensão crítica (V_{cr}).

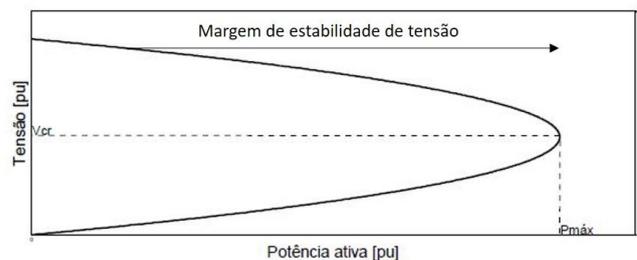


Fig 1 Exemplo de curva PV. Fonte: Adaptado de Alves (2016)

Ainda na fig. 1, está indicada a Margem de Estabilidade de Tensão (MET) definida como a distância entre o ponto de operação do sistema e o ponto de máxima transferência de potência. Nota-se que à medida que a MET diminui, o risco de perda de estabilidade de tensão aumenta.

Embora a utilização da curva PV seja uma das ferramentas mais comumente utilizadas na análise do fenômeno de estabilidade de tensão, a mesma possui limitações pelo fato de sua construção se basear na análise que considera o sistema elétrico de potência estático, não refletindo o comportamento dinâmico do mesmo. Além disso, requer que o fator de potência das cargas seja mantido fixo (Condega. 2013).

Conforme ilustrado pela fig. 2, a curva PV sofre variação de acordo com o aumento ou diminuição do fator de potência. O ponto de máximo carregamento para cargas indutivas é menor do que para cargas com característica capacitiva. Além disso, para cargas com $\phi < -30^\circ$ existe uma parte da curva PV onde a tensão aumenta com a potência da carga. Isso ocorre porque com $\text{tg } \phi$ negativo, quanto mais potência ativa é consumida pela carga, maior é a injeção de reativos na rede. Logo, aumenta-se a tensão na barra de carga e, ao mesmo tempo, libera-se capacidade de atendimento de demanda, já que os reativos consumidos pela linha passam a ser fornecidos pela carga. Concomitante a isso está o aumento do ponto de máxima transferência de potência (Alves. 2016).

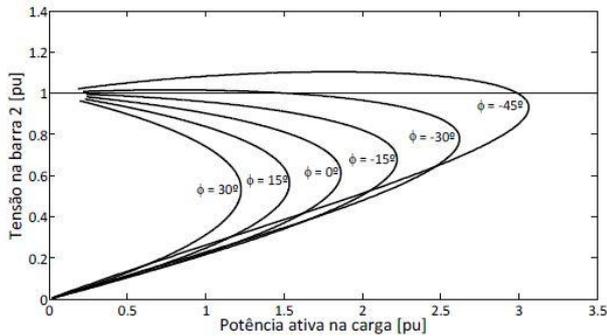


Fig 2 Curvas PV para diferentes valores de fator de potência. Fonte: Alves (2016).

Através da fig. 2 também é possível perceber que para alguns casos a tensão crítica no limite entre as duas regiões de operação pode estar situada dentro ou até mesmo acima da faixa nominal de operação. Deste modo, conclui-se que a tensão de uma barra não deve ser utilizada como único parâmetro de avaliação das condições de estabilidade de tensão de um sistema (Alves. 2016).

3. IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA ESTABILIDADE DE TENSÃO

Segundo a ANEEL (2014), a geração distribuída é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica.

Nas últimas décadas houve um aumento na utilização da geração distribuída, principalmente a fotovoltaica, por diversos países no mundo. No Brasil, até 2016 as unidades consumidoras com GD cresceram 4,4 vezes e a previsão é que em 2024 haja 3.024 MW de potência instalada (ANEEL. 2014).

Apesar das inúmeras vantagens, a implantação de GD na rede também pode ocasionar mudanças na tensão, corrente e fluxo de potência, que podem ser agravadas devido a intermitência inerente à geração elétrica fotovoltaica (Barker. 2000). Consequentemente, o aumento do nível de penetração deste tipo de geração também pode afetar a estabilidade de tensão do sistema, podendo variar de acordo com o fator de potência e a localização da GD na rede (Alves. 2016).

Em Alves (2016), um gerador distribuído modelado como uma barra PV foi alocado somente na barra 33 do alimentador IEEE 34 nós, conforme fig. 3. Todas cargas do sistema foram consideradas como potência constante e um fator multiplicador da carga foi aplicado tanto à componente ativa quanto à reativa da carga conectada na barra 33, mantendo o fator de potência fixo. Para cada cenário de carga obteve-se um ponto da curva PV para a barra 27. Não houve critérios para a escolha da barra com GD e a barra monitorada. Percebeu-se que a injeção de potência na rede pelo gerador distribuído aumenta os níveis de tensão da barra 27, como também o ponto máximo de carregamento de todo o sistema.

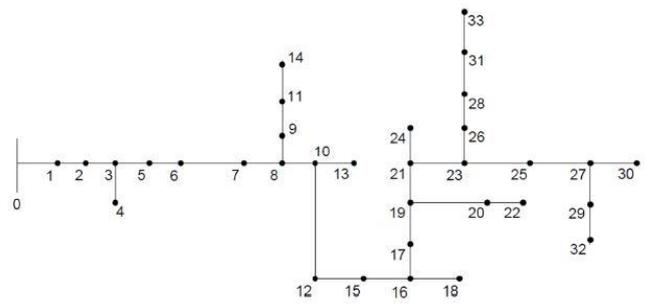


Fig 3 Diagrama unifilar do alimentador teste de 34 nós do IEEE

Também foi avaliado o comportamento do alimentador diante diferentes níveis de injeção de potência ativa e reativa e, notou-se que há melhora nas condições de estabilidade de tensão do sistema independentemente da relação entre potência ativa e reativa fornecida pelo gerador. Porém, a melhora na margem de estabilidade de tensão do sistema é maior quando há injeção simultânea de potência ativa e reativa pelo gerador distribuído (Alves. 2016).

Por outro lado, em Juanuwattanukul (2011), foi feita a análise da estabilidade de tensão no alimentador IEEE 13 nós, ilustrado na fig. 4, sem geração distribuída utilizando o software DIGSILENT PowerFactory. As barras do sistema foram categorizadas de acordo com sua sensibilidade, ou seja, a barra considerada mais fraca é a mais susceptível ao colapso de tensão quando tem os valores de potência da carga aumentados. Concluiu-se que as barras 675 (trifásica), 684 (bifásica) e 611 (monofásica) são as mais fracas do sistema.

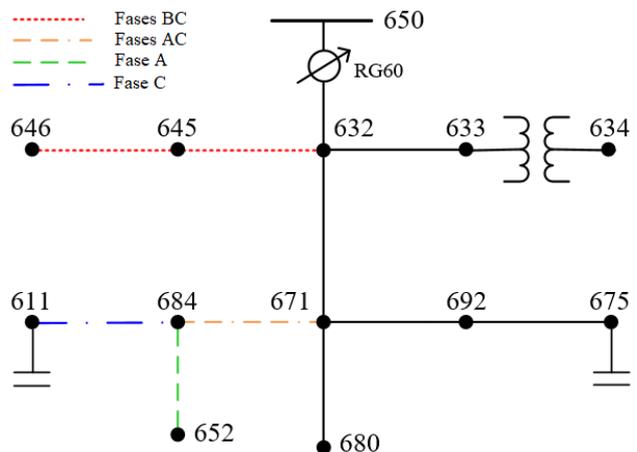


Fig 4 Diagrama unifilar do alimentador teste de 13 nós do IEEE. Fonte: adaptado de Vargas (2019).

Face ao exposto, neste artigo, foi utilizado um modelo de gerador distribuído fotovoltaico para demonstrar o efeito da GD sobre a estabilidade de tensão de um sistema. Foi utilizado o alimentador desbalanceado IEEE 13 nós, constituído de barras trifásicas (650, 632, 634, 671, 692 e 675), bifásicas (645, 646 e 684) e monofásicas (611 e 652).

Demais informações sobre o alimentador podem ser encontradas em Kersting (2001).

Foram feitas as seguintes simulações: acréscimo de uma GD na barra 675 em diferentes níveis de penetração; inserção da GD em todas as barras com carga, individualmente, com potência de geração igual à potência da carga na barra em questão; conexão da GD em todas as barras com carga simultaneamente em diferentes níveis de penetração. Para cada simulação variou-se o valor da potência ativa da carga somente na barra 675, gerando as respectivas curvas PV de interesse apresentadas no artigo. A escolha da barra 675 para as simulações deve-se aos resultados apresentados em Juanuwattanakul (2011), onde esta foi considerada a barra crítica trifásica do alimentador IEEE 13 nós.

Com o intuito de simplificar a simulação, foi utilizado o modelo de gerador fotovoltaico disponível em Mendes (2019), uma vez que demonstrou boa precisão, simplicidade e rapidez, chegando a ser quase 120 vezes mais rápido do que o modelo tradicional de sistema fotovoltaico presente no MATLAB/Simulink. De uma forma simplificada, Mendes (2019), sugere o uso de uma fonte de corrente controlada por tensão para representar o gerador distribuído fotovoltaico. Além disso, o regulador de tensão presente na barra 650 foi omitido, pois segundo Bhise (2017) a própria inserção da GD tende a promover uma melhoria no perfil de tensão.

As simulações tiveram a finalidade de detectar a variação da Margem de Estabilidade de Tensão com a inserção da GD em diferentes níveis de penetração e, se a localização da geração distribuída no sistema era capaz de influenciar os níveis estabilidade de tensão. É importante salientar que todas as curvas PV foram geradas considerando somente a fase A do sistema.

4. RESULTADOS

Sabendo que a barra 675 é a barra crítica do alimentador, ela foi utilizada como referência para análise da curva PV. Primeiramente, obteve-se a curva PV para a barra 675 sem nenhuma geração distribuída conectada.

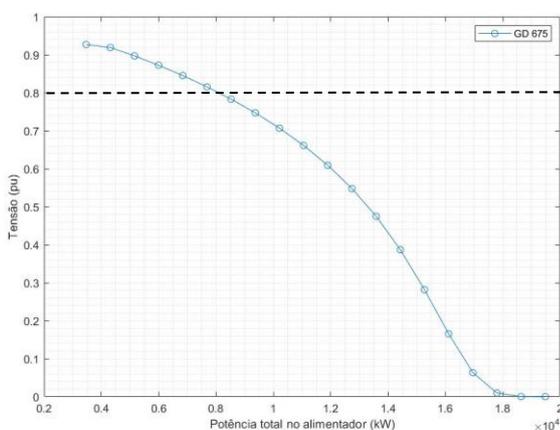


Fig 5 Curva PV da barra 675 sem geração distribuída

Na fig. 5, a potência da carga na barra 675 foi variada de 1 a 20 vezes o seu valor, gerando a curva PV. Observa-se que o ponto de máxima transferência de potência, ocorre a níveis inaceitáveis de tensão. De acordo com a norma IEEE 1159 (2019), o valor limite aceitável da tensão para períodos de tempo maiores que um minuto é 0,8 pu. Logo, para esse valor de tensão, a barra 675 suporta aproximadamente 8.000 kW.

Em seguida, foi inserido o bloco de geração distribuída, utilizando o modelo de gerador fotovoltaico apresentado em Mendes (2019) na própria barra 675, variando os níveis de penetração da GD e a potência na carga da barra 675, conforme apresentado na fig. 6.

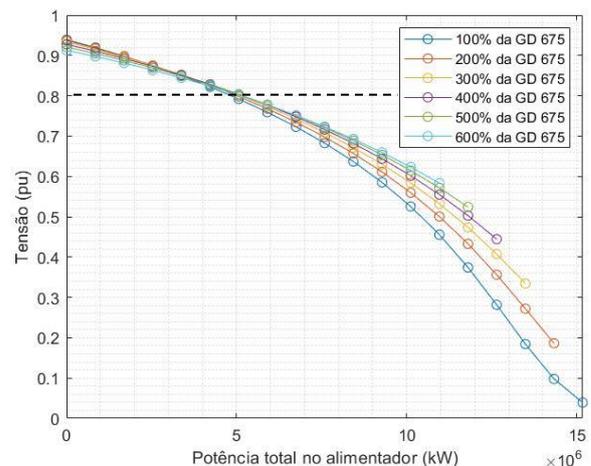


Fig 6 Curvas PV da barra 675 para diferentes níveis de penetração de GD

A potência da geração distribuída variou de 100 a 600% do valor da potência da carga na barra 675, simulando diferentes cenários de penetração da GD. Houve uma melhora na margem de estabilidade de tensão e um aumento no valor da tensão crítica. Além disso, para o valor limite de tensão 0,8 pu, a barra 675 suporta ao menos 5.000.000 kW.

4.1 Influência da localização da GD nos níveis de estabilidade de tensão

Com o objetivo de identificar se a localização da GD influencia nos níveis de estabilidade de tensão, foi inserida uma GD com capacidade de geração igual a potência da carga nas barras 611, 632, 634, 645, 646, 652, 671, 675 e 692, individualmente, e analisado o impacto de cada uma na barra 675.

Percebe-se, na fig. 7, que a geração distribuída localizada nas barras 611, 632, 634, 645, 646, 692, 671 e 692 teve um impacto negativo nos níveis de estabilidade de tensão da barra 675, quando comparado com os valores sem geração distribuída.

Em contrapartida, de acordo com a fig. 8, para as gerações localizadas nas barras 652 e 675 houve uma melhora sutil nos

níveis de estabilidade de tensão na barra 675.

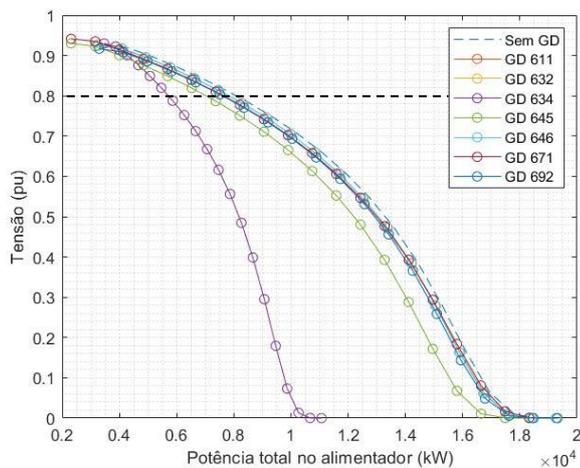


Fig 7 Curvas PV da barra 675 para diferentes localizações de GD

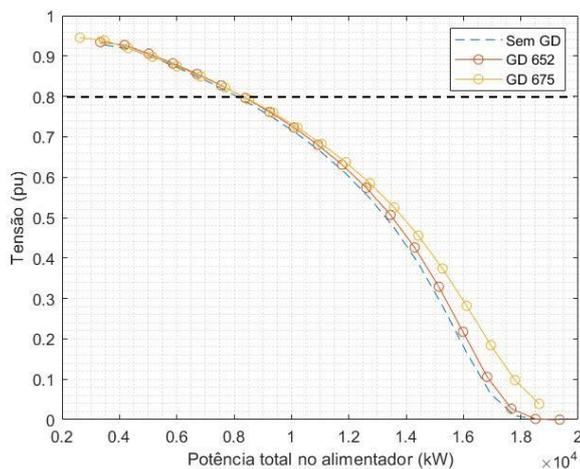


Fig 8 Curvas PV da barra 675 para diferentes localizações de GD

4.2 Influência dos níveis de penetração de GD na estabilidade de tensão

Após as análises acima, foi simulado a inserção de GD em todas as barras com carga simultaneamente. A potência de geração variou de 100 a 400% do valor da potência da carga correspondente. A fig. 9 ilustra a curva PV gerada na barra 675 para esse cenário.

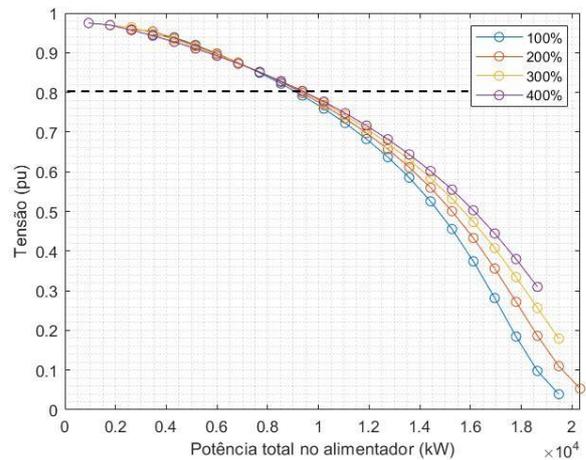


Fig 9 Curva PV da barra 675 com elevados níveis de penetração de GD inseridas em todas as barras que apresentam cargas.

Logo, com todas as gerações distribuídas conectadas simultaneamente, para o valor limite de tensão de 0,8 pu, a potência suportada pela barra 675 é de 9.500 kW.

Assim, é possível inferir que, nesse alimentador, a presença de GD nem sempre promove uma melhora na curva de estabilidade de tensão. Ou seja, em uma situação real, levando em consideração que não é possível ter o controle sobre a localidade da GD e sobre a potência que está sendo despachada pelo consumidor, o alimentador poderia ficar mais susceptível a variações de tensão.

Para alguns casos, como o apresentado na fig. 6, onde a GD é inserida na mesma barra onde é feita a análise da curva PV, o aumento da potência gerada, através da inserção de GD promove uma melhora nas curvas de estabilidade. Essa melhora é limitada, pois, na prática, não é possível inserir geração distribuída de maneira indeterminada na barra.

Ao observar as fig. 7 e 8, foi possível constatar que, a localidade da GD pode influenciar nos resultados da curva PV. Para os casos apresentados na fig. 7, houve uma redução da margem de estabilidade. Isso pode estar relacionado tanto a localidade da GD, quanto a potência da mesma. Ou até mesmo uma combinação dos dois fatores. Não foi possível inferir que GD monofásicas ou mais próximas ou distantes da barra analisada tem um comportamento específico, o que leva, mais uma vez, a hipótese de que as modificações geradas em uma rede devido a inserção de GD são uma combinação de diferentes fatores.

Por fim, quando a GD é inserida em todas as barras que possuem cargas (total de 9 barras), obteve-se uma melhora na margem de estabilidade.

5. CONCLUSÕES

Neste artigo foi estudado o impacto de geradores distribuídos fotovoltaicos na estabilidade de tensão de sistemas de energia elétrica. Foram apresentados os conceitos principais de estabilidade de tensão, com ênfase na utilização de curvas PV como indicativo dos níveis de estabilidade.

A barra 675 foi referência para as simulações, já que segundo Juanuwattanakul (2011) essa seria a barra mais sensível do alimentador IEEE 13 nós. Além disso, foi utilizado um modelo específico, que reduz toda a complexa estrutura da GD em uma fonte de corrente controlada por tensão, para simular os GD fotovoltaicos, diminuindo bastante a complexidade e tempo de simulação.

Concluiu-se que há uma melhora nos níveis de estabilidade de tensão quando a GD é inserida na própria barra 675. Independentemente do nível de penetração há um aumento na potência suportada pela barra dentro dos valores de tensão aceitáveis.

Além disso, quando a geração distribuída é inserida em outras barras do alimentador, também há alteração nos níveis de estabilidade de tensão na barra 675, porém, a alocação de GD em outras barras, em alguns casos, teve impacto negativo na margem de estabilidade de tensão na barra 675.

No entanto, quando é inserido GD em todas as barras com carga simultaneamente, os níveis de estabilidade de tensão na barra 675 aumentam e a capacidade de fornecer potência à carga aumenta dentro dos valores aceitáveis de tensão.

Embora as simulações realizadas nesse trabalho tenham levado a conclusões importantes do ponto de vista da estabilidade de tensão, outras ferramentas adaptadas para sistemas de distribuição, como a análise da sensibilidade VQ, serão úteis para a análise do alimentador como um todo, visto que somente a barra 675 foi monitorada.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Micro e Minigeração Distribuída - Sistemas de compensação de energia elétrica. 2014. 32 p. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigeraç~ao+Distribuida++2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Nota Técnica No. 0056/2017-SRD/ANEEL: Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-

2024. 2017. 26 p. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9>.

Alves, A. A (2016). Avaliação da Estabilidade de Tensão nos Sistemas de Distribuição Considerando a Injeção de Potência da Geração Distribuída. Dissertação de mestrado. Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE, Foz do Iguaçu, Brasil.

Barker, P. P.; De Mello, R. W. Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems. Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE, v. 3, n. c, p. 1645–1656 vol. 3, 2000.

Bhise, D. R.; Kankale, R. S.; Jadhao, S. Impact of distributed generation on protection of power system. In: 2017 International Conference on Innovative Mechanisms for Industry Applications (ICIMIA). Bangalore: [s.n.], 2017. p. 399–405. ISBN 978-1-5090-5960-7.

IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality," in IEEE Std 1159-2019 (Revision of IEEE Std 1159-2009) , vol., no., pp.1-98, 13 Aug. 2019, doi: 10.1109/IEEESTD.2019.8796486.

Juanuwattanakul P. and Masoum. M. A. S, "Voltage stability enhancement for unbalanced multiphase distribution networks," 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, MI, USA, 2011, pp. 1-6, doi: 10.1109/PES.2011.6039044.

Kersting, W.H. Radial distribution test feeders. 2001. 908–912 p. Disponível em: <<http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>.

M. A. Mendes, M. C. Vargas, O. E. Batista, Y. Yang and F. Blaabjerg, "Simplified Single-phase PV Generator Model for Distribution Feeders With High Penetration of Power Electronics-based Systems," 2019 IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC), Santos, Brazil, 2019, pp. 1-7, doi: 10.1109/COBEP/SPEC44138.2019.9065417

M. C. Vargas, M. A. Mendes and O. E. Batista, "Fault Current Analysis on Distribution Feeders with High Integration of Small Scale PV Generation," 2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Atlanta, GA, USA, 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM40551.2019.8973786.

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. Dissertação de mestrado. Universidade de São Paulo – USP, São Carlos, Brasil.