

ESTUDO DA ELEVAÇÃO DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM ALTA CONCENTRAÇÃO DE GERADORES

Gabriel Luiz Silva Almeida – gabrielalmeida21@hotmail.com

Patrícia Romeiro da Silva Jota – prsjota@cefetmg.br

Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Departamento de Engenharia Elétrica

Resumo. A crescente demanda por energia elétrica juntamente com a pressão dos órgãos ambientais pela redução na emissão de poluentes são as principais causas da grande expansão que os sistemas de Geração Distribuída (GD) vêm passando nos últimos anos. Estes sistemas permitem que parte da geração de energia elétrica seja realizada junto aos consumidores, barateando o custo da energia elétrica para o consumidor final e acelerando o crescimento da participação das fontes de energia limpa na matriz energética. Apesar do exemplo alemão de uma rápida adesão à geração fotovoltaica de energia, os sistemas de Geração Distribuída ainda são pouco difundidos no mundo. As regulamentações sobre este tipo de serviço são recentes e muitas vezes não cobrem todas as especificidades, encontrando-se em constante evolução. No entanto, mesmo em mercados como o brasileiro, nos quais é baixa a concentração de geradores conectados às redes de distribuição, o crescimento relativo anual no número de conexões é significativamente alto. A alta concentração de geradores, conectados próximos às unidades consumidoras, no entanto, pode provocar problemas na operação e na estabilidade das grandezas do sistema elétrico. Alguns dos problemas possíveis de serem encontrados neste tipo de sistema são variações na tensão, injeção de harmônicos e danos aos equipamentos. Este trabalho apresenta a ocorrência da elevação de tensão em redes com alta concentração de geradores e sugere soluções técnicas que possam reduzir ou eliminar este efeito, demonstrando ser possível reverter o fluxo de potência ativa sem a presença de elevações de tensão para além dos limites legais.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Elevação de Tensão, Redes de Distribuição

1. INTRODUÇÃO

A legislação brasileira acerca do assunto é composta principalmente pelas resoluções normativas REN 482/2012 e REN 687/2015 elaboradas pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), além da seção 3.7 do módulo 3 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional). Esta legislação caracteriza e regulamenta a geração distribuída de energia elétrica no sistema elétrico brasileiro, além de apresentar os critérios de cobranças a serem aplicados pelas concessionárias. Desta forma, a legislação brasileira classifica a Geração Distribuída a partir de dois conceitos: microgeração distribuída e minigeração distribuída. Os cenários abordados neste trabalho são classificados como microgeração distribuída, uma vez que se tratam de fontes “com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras” (ANEEL, 2012).

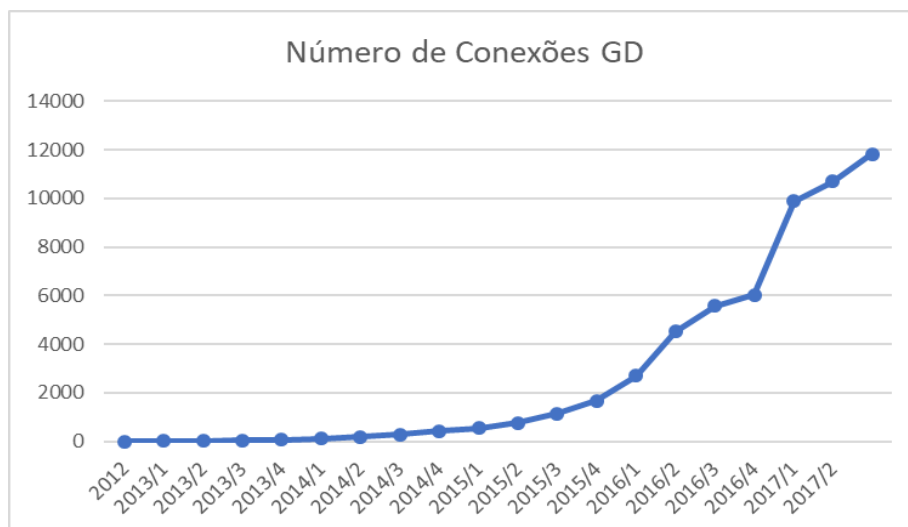


Figura 1- Número de conexões GD no Brasil (Astra Solar, 2017)

A geração distribuída de energia elétrica no Brasil é um tópico recente e apesar do crescente número de conexões apresentado pela Fig. 1, estas ainda representam uma parcela pouco significativa da matriz energética do país. No entanto, outros países, como a Alemanha, encontram-se em estágios mais maduros na adoção das GDs e das fontes alternativas de energia elétrica. De acordo com Stetz *et al.* (2015) em janeiro de 2012 a Alemanha contava com ao menos 978 mil plantas de geração fotovoltaica, o país apresentou um acelerado crescimento na capacidade fotovoltaica entre os anos de 2008 a 2012, com uma tendência de redução no ritmo de crescimento a partir de 2012. As experiências internacionais contribuíram para a elaboração de bibliografias sobre efeitos adversos na operação de sistemas com conexões GD, o que juntamente com as projeções de crescimento do número de conexões brasileiras são motivadores para que os órgãos reguladores e as distribuidoras de energia elétrica brasileiras elaborem diretrizes para conexão de geradores e operação das redes nesta nova realidade.

Diante dos dados e definições inicialmente apresentados este trabalho propõe-se a apresentar resumidamente os principais problemas causados pela alta concentração de geradores nas redes de distribuição, com uma abordagem mais completa do efeito de elevação de tensão a partir da simulação de cenários de GD conectada à uma rede real de distribuição de energia.

2. IMPACTOS DA ALTA CONCENTRAÇÃO DE GERADORES NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Atualmente o cenário brasileiro não apresenta uma alta concentração de geradores conectados às redes de distribuição. No entanto, a quantidade destes equipamentos e a respectiva potência instalada encontram-se em um estágio de crescimento acelerado. Assim, os impactos provenientes do aumento da potência injetada nas redes de distribuição devem ser considerados.

O exemplo alemão de grande concentração de geradores, bem como pesquisas realizadas acerca do assunto em diversas universidades ao redor do mundo (Patil *et al.*, 2014) apontam para a existência de impactos como alterações nos níveis de tensão da rede, desbalanceamento de fases, danos aos transformadores devido às constantes mudanças de taps, alterações no fator de potência, dentre outros impactos que serão apresentados nos tópicos seguintes.

2.1 Elevação de Tensão

A elevação de tensão nas redes de distribuição é o efeito mais notável da alta penetração de geradores conectados. Esta situação irá ocorrer quando a potência ativa dos geradores distribuídos for maior que a carga instantânea instalada na mesma rede e não será muito significativa quando a potência injetada pelos geradores distribuídos for inferior ou igual à carga conectada ao mesmo alimentador, de acordo com Coster *et al.* (2011). O aumento da tensão no ponto de acoplamento comum, ou PCC (do inglês, point of common coupling), irá reduzir a queda de tensão ao longo das linhas, podendo causar uma reversão no fluxo de potência. Esta reversão é uma condição anormal de operação, na qual o fluxo de potência vai da carga para a rede de distribuição, podendo causar danos aos equipamentos existentes (Patil *et al.*, 2014).

Atualmente este efeito é amplamente estudado nos meios acadêmico e industrial e sabe-se da importância de se estabelecer a capacidade máxima de penetração de GDs em uma rede. O estudo apresentado por Elrayyah *et al.* (2017) aponta que o efeito da elevação de tensão limita a máxima penetração de geração distribuída fotovoltaica em uma rede de distribuição devido aos limites de tensão estabelecidos, o estudo também apresenta a ocorrência do efeito em um modelo elétrico simplificado. Já o estudo de Hasheminamin *et al.* (2015) prova o efeito por meio da simulação de uma rede com penetração fotovoltaica variando de 20% até 100%.

Ao se considerar um modelo simplificado, apresentado pela Fig. 2, no qual a rede de distribuição é representada por uma impedância Z , U_N é a tensão no barramento de potência infinita, dU é o desvio no valor da tensão e I é a corrente do gerador conectado, pode-se calcular o desvio de tensão por meio da potência aparente S do gerador.

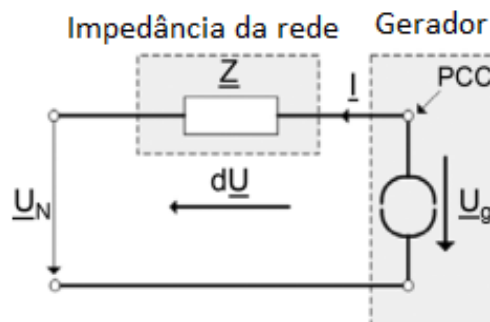


Figura 2 - Modelo simplificado de um gerador conectado à uma rede de distribuição (Stetz *et al.*, 2013), adaptado

Assim,

$$\frac{dU}{|U_N|} = \frac{Z \cdot I}{|U_N|} \quad (1)$$

A corrente I é calculada por

$$I = \left(\frac{S_{PV}}{|U_N|} \right)^* = \left(\frac{P}{|U_N|} - j \frac{Q}{|U_N|} \right) \quad (2)$$

$$Z = R + jX \quad (3)$$

nas quais S_{PV} , P e Q representam as injeções de potência, respectivamente, complexa, ativa e reativa. R e X descrevem a parte resistiva e a parte reativa da impedância da rede.

Realizando a substituição de Eq. (2) e Eq. (3) na Eq. (1), esta pode ser escrita como:

$$\frac{dU}{|U_N|} = \left(\frac{(P \cdot R) + (\pm Q \cdot X)}{|U_N|^2} + j \frac{(P \cdot X) - (\pm Q \cdot R)}{|U_N|^2} \right) = dU_D + jdU_Q \quad (4)$$

na qual dU_D representa o valor real do desvio de tensão e dU_Q o valor em quadratura, localizado no eixo imaginário.

No entanto, para a maioria dos sistemas de geração distribuída, constituídos por painéis fotovoltaicos, a parcela em quadratura terá um valor insignificante de contribuição na tensão do ponto de acoplamento, portanto, o desvio $\frac{dU}{|U_N|}$ no valor da tensão pode ser expresso pela Eq. (5).

$$\frac{dU}{|U_N|} = \frac{(P \cdot R) + (\pm Q \cdot X)}{|U_N|^2} \quad (5)$$

A Eq. (5) pode ser interpretada de forma a se verificar que a geração de potência ativa irá sempre contribuir para um desvio positivo (elevação) no módulo da tensão, este desvio será mais significativo para casos em que a parcela resistiva da impedância equivalente da rede assume valores mais elevados. Enquanto isso, a potência reativa poderá elevar ou reduzir o módulo da tensão, respectivamente nas condições de fator de potência capacitivo e indutivo no PCC (Stetz et al., 2013).

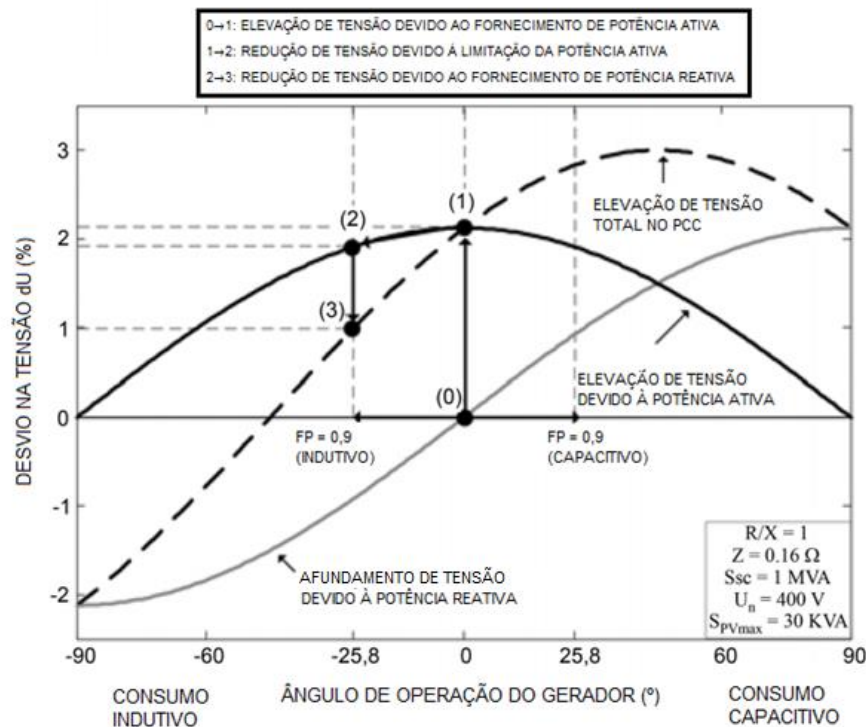


Figura 3 - Desvio no valor da tensão causado pelas potências ativa e reativa (Stetz et al., 2013), adaptado

A Fig. 3 permite confirmar as interpretações realizadas sobre a Eq. (5). Para a construção deste gráfico considerou-se uma rede com relação R/X unitária e um gerador com potência aparente máxima de 30 kVA. É possível verificar a contribuição de cada parcela de potência e o desvio total na tensão do PCC para diferentes condições de ângulo de operação e fator de potência (Stetz et al., 2013)

2.2 Outros Impactos

Apesar de o desvio de tensão ser o principal foco deste trabalho e de ser o impacto mais notável da alta concentração de geradores em uma rede de distribuição de energia, deve-se considerar também os demais impactos que podem aparecer e se intensificar conforme se eleva a presença de GDs na rede de distribuição.

O trabalho de Patil *et al.* (2014) aponta uma série de impactos causados pela alta penetração de geradores fotovoltaicos em uma rede de distribuição. Alguns destes positivos, como o aumento da vida útil e a melhoria do isolamento nos transformadores. Outros efeitos são negativos, além da elevação de tensão, há a possibilidade de ocorrência de desbalanceamento de fase, harmônicos, offset de tensão, alterações no fator de potência, cintilação de tensão, aumento das correntes de falta, falhas na proteção e ilhamento do sistema fotovoltaico.

2.3 Estratégias para redução dos impactos negativos da GD na tensão

Os trabalhos de Stetz et al. (2013) e de Cappelle et al. (2011) sugerem uma série de estratégias convenientes para a mitigação do efeito de elevação de tensão provocado pela alta penetração de GDs, tais estratégias encontram-se apresentadas na Tab. 1, que também apresenta de maneira resumida o status de implementação de cada estratégia. Nota-se que algumas destas estratégias encontram-se ainda em fase de pesquisa e desenvolvimento.

Tabela 1 - Status de implementação de estratégias para limitar os impactos do crescimento da capacidade dos sistemas fotovoltaicos na Alemanha

	Estratégia	Status de implementação
A	Reforços nas redes de distribuição	Medições e reforços nas redes são prática comum na Alemanha.
B	Limitação do fornecimento de potência ativa a 70% da capacidade instalada	Obrigatório a partir de 2012 para todos os geradores fotovoltaicos com capacidade inferior a 30 kWp e sem capacidade de serem remotamente controlados.
C	Controle de tensão via <i>buffer</i> de energia	Tecnologias de inversores encontram-se em desenvolvimento.
D	Fornecimento de potência reativa	A partir de 2012 distribuidoras podem solicitar aos geradores conectados às redes de baixa tensão o fornecimento de potência reativa.
E	Limitação automática de tensão limitado por um controle dinâmico de potência ativa	Não disponível comercialmente.
F	Limitação automática de tensão limitado por um controle dinâmico de potência ativa e reativa	Não disponível comercialmente.
G	Transformadores de distribuição com mudança de tap sob carga	Disponível somente em protótipos.

As simulações deste trabalho visam apresentar a implementação de algumas destas soluções: limitação do fornecimento de potência ativa; fornecimento de potência reativa pelos consumidores com conexão de GD; fornecimento de potência reativa pela distribuidora de energia e reguladores de tensão (em substituição à estratégia G da Tabela 1).

3. SIMULAÇÃO

A simulação é realizada a partir dos softwares OpenDSS e Matlab, com a utilização dos *scripts* desenvolvidos por Castro (2015) e Oliveira (2016) acrescidos de pontuais adaptações a fim de se obter os resultados necessários para a análise realizada neste trabalho.

A rede utilizada nesta simulação é baseada em uma rede de distribuição, de uma cidade de médio porte e perfis de consumidores majoritariamente residenciais e comerciais, com dados reais fornecidos pela concessionária local. A proporção adotada foi de 80% de consumidores residenciais, divididos em três perfis de consumo e 20% de consumidores comerciais. Cada transformador da rede é representado por uma curva horária de carga de acordo com a sua classificação de perfil de consumo. Também foram utilizadas curvas horárias para representar a produção de energia

elétrica pelos geradores. Considerou-se a tensão na barra 1 (V_θ - Subestação) como 1,05 pu, de forma que os clientes mais distantes não recebam valores de tensão fora dos limites de $\pm 5\%$ permitidos pela legislação brasileira.

3.1 Ausência de Geração Distribuída

A primeira condição simulada é a ausência de geradores conectados às unidades consumidoras desta rede de distribuição, permitindo que seja feita uma análise comparativa do estágio inicial com os demais cenários de simulação.

A Fig. 4 e a Fig. 5 caracterizam o funcionamento da rede de distribuição em função de módulo e ângulo da tensão, ao longo dos dias e em todas as barras. De maneira geral a numeração das barras cresce conforme a distância para a subestação, o que facilita a análise dos gráficos apresentados. Sabe-se que

$$P_{km} = \frac{V_k V_m}{x_{km}} \sin(\theta_k - \theta_m) \quad (7)$$

pode-se então verificar, que conforme esperado, o fluxo de potência na ausência de GDs segue da subestação para o fim da rede e que as quedas de tensão ocorrem também neste sentido.

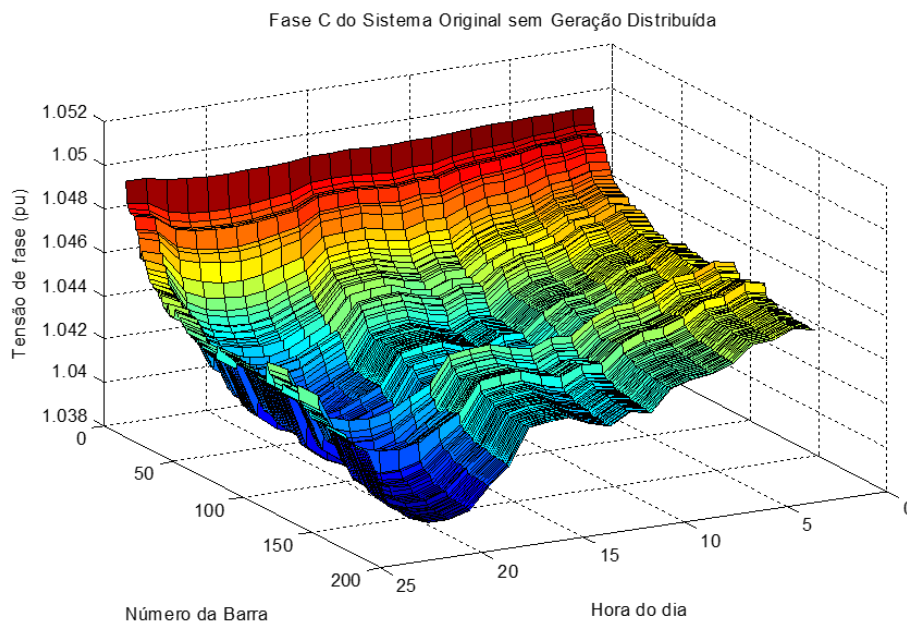


Figura 4 - Perfil de tensão para subestação ajustada a 1.05 pu

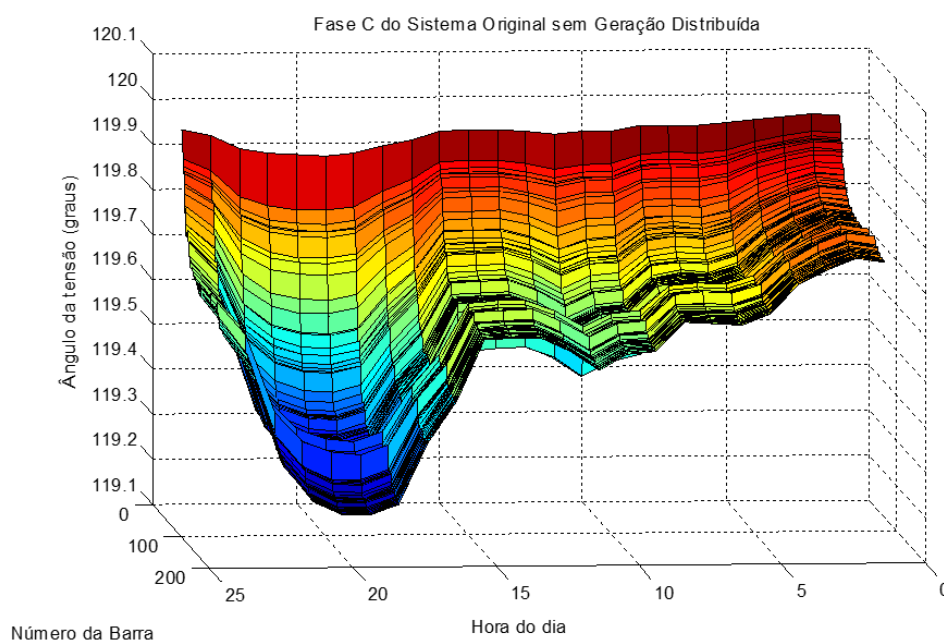


Figura 5 - Ângulos da tensão ao longo da rede e ao longo do dia

3.2 Presença de Geração Distribuída

A Geração Distribuída foi implementada na simulação em 2 cenários: presente em 75% das unidades consumidoras e presente em 100% das unidades consumidoras. Cada cenário com duas variações: geração máxima equivalente a 100% e a 120% da potência da carga. A Fig. 6 apresenta a situação mais extrema: geração distribuída equivalente a 120% da carga instalada em todas as unidades consumidoras. Nota-se valores consideráveis de elevação de tensão próximo ao meio-dia, tal evento é justificado pelo pico da geração fotovoltaica ocorrer em um momento diferente do pico de demanda de energia elétrica.

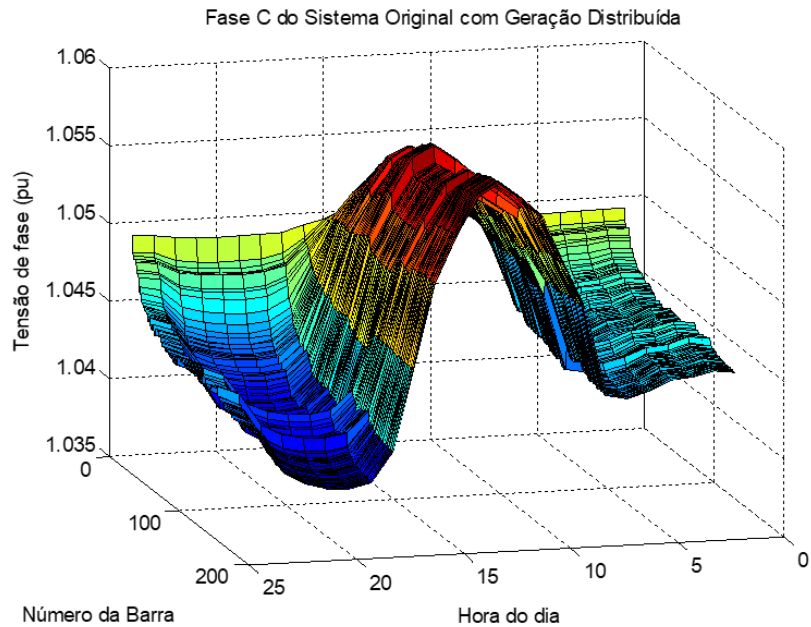


Figura 6 – Perfil de tensão com GD em 100% das unidades consumidoras

A Fig. 7 apresenta uma comparação dos quatro cenários simulados com o cenário inicial, apontando a ocorrência de inversão de fluxo de potência em todas os cenários.

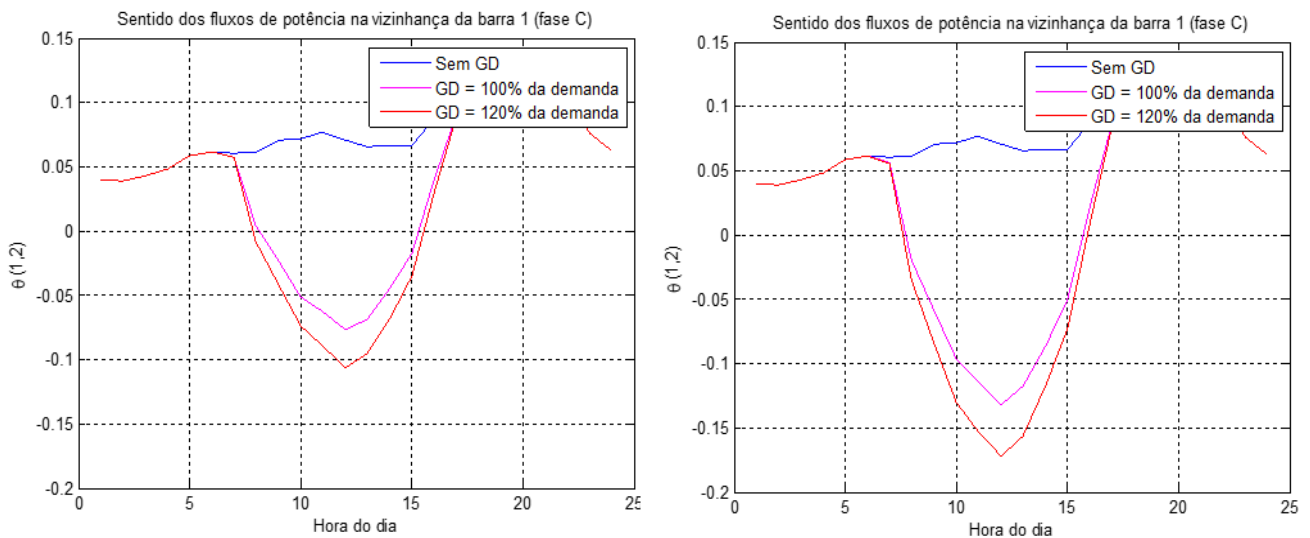


Figura 7 - Sentidos do fluxo de potência entre as barras 1 e 2 (à esquerda 75% de presença de GDs e à direita 100% de presença de GDs)

Em todos os cenários considerados, retratados na Tab. 2, verificou-se a elevação máxima de tensão na barra 161. Observa-se a relação direta do incremento das injeções de potência com a intensidade das elevações de tensão e adiantamento do ângulo de tensão, que se relaciona com o fluxo de potência.

Tabela 2 - Comparativo dos cenários analisados (Fase C)

Cenário	75% de penetração; 100% de P trafo	75% de penetração; 120% de P trafo	100% de penetração; 100% de P trafo	100% de penetração; 120% de P trafo
Barra	Barra 161	Barra 161	Barra 161	Barra 161
V (pu)	1,0514	1,0533	1,0548	1,0573
Ângulo (°)	120,547	120,744	120,907	121,174

3.3 Estratégias para mitigação da elevação de tensão

Todos os resultados sobre as estratégias para mitigar as elevações de tensão em sistemas com alta concentração de GDs foram obtidos a partir do cenário de 100% de penetração de GD, correspondente a 100% da carga instalada.

3.3.1 Limitação do fornecimento de potência ativa

A simulação foi realizada considerando um limite de geração fixado em 70% da capacidade instalada. Percebe-se pela Fig. 8 que a elevação de tensão provocada pela geração distribuída neste cenário não ultrapassa o limite de 1,05 pu, demonstrando que para a situação apresentada, a estratégia de se limitar o fornecimento de potência ativa pode ser considerada eficaz. Apesar da redução na geração e nos níveis de tensão dos PCCs, a rede de distribuição continua fornecendo potência ativa para a subestação, isso pode ser explicado principalmente pelas características da rede e pelas curvas não coincidentes de consumo e geração.

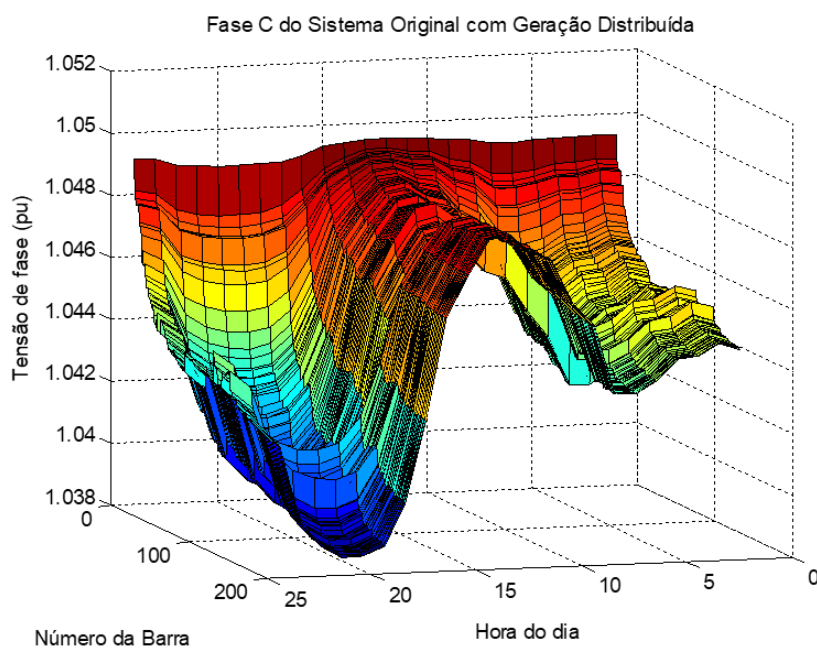


Figura 8 - Perfil de tensão para o sistema com GD correspondente a 70% da carga; 100% de penetração de Geração Distribuída

3.3.2 Compensação de potência reativa pelo consumidor

A estratégia de fornecimento de potência reativa em cada unidade geradora visando reduzir os efeitos de elevação de tensão consiste em alterar o fator de potência das unidades geradoras na simulação implementada. Desta forma, a geração de potência reativa terá a mesma curva característica da geração de potência ativa.

Cabe ressaltar que a maior parte dos geradores fotovoltaicos atualmente produzidos e já instalados não é capaz de gerar potência reativa. No entanto, a legislação alemã prevê a possibilidade de as distribuidoras de energia elétrica exigirem dos consumidores com conexão GD o fornecimento de potência reativa, conforme a Tabela 1. Os compensadores mais comuns não podem ser regulados de forma contínua. Desta forma, para se conseguir implementar uma curva de injeção de potência reativa com aspecto semelhante à curva de injeção de potência ativa, seria necessário implementar um complexo sistema de controle para compensação de reativos.

Os resultados apresentados pela Fig. 9 demonstram que a compensação de potência reativa junto ao ponto de acoplamento é eficaz na mitigação das elevações de tensão.

3.3.3 Compensação de potência reativa pela distribuidora de energia elétrica

Esta estratégia consiste na implementação de um ou mais compensadores de potência reativa conectados ao longo da rede de distribuição durante os horários de pico de injeção de potência ativa pelos geradores. O compensador implementado nesta simulação considera a idealidade de um banco indutivo, consumindo uma potência totalmente indutiva. O compensador foi conectado nas proximidades da barra com maior elevação de tensão e possui uma curva de funcionamento binária, fornecendo potência reativa somente nas horas de maior incidência solar e, conseqüentemente, maior geração fotovoltaica.

Observa-se pela Fig. 10 que a instalação de um compensador de reativos com característica indutiva foi suficiente para trazer os níveis de tensão para abaixo do limiar de 1,05 pu. Nota-se que nos horários próximos aos extremos da curva de geração fotovoltaica, nos quais a potência injetada é baixa, o compensador promove o surgimento de vales no perfil de tensão, no entanto estes vales não podem ser classificados como afundamentos visto que se encontram dentro do limite estabelecido de $\pm 5\%$.

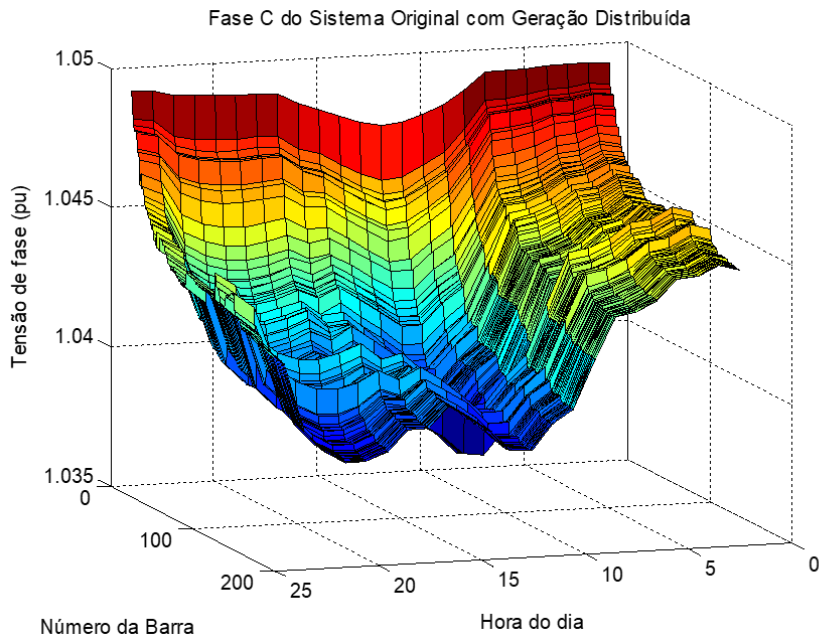


Figura 9 - Perfil de tensão do sistema com compensação de potência reativa pelas unidades geradoras

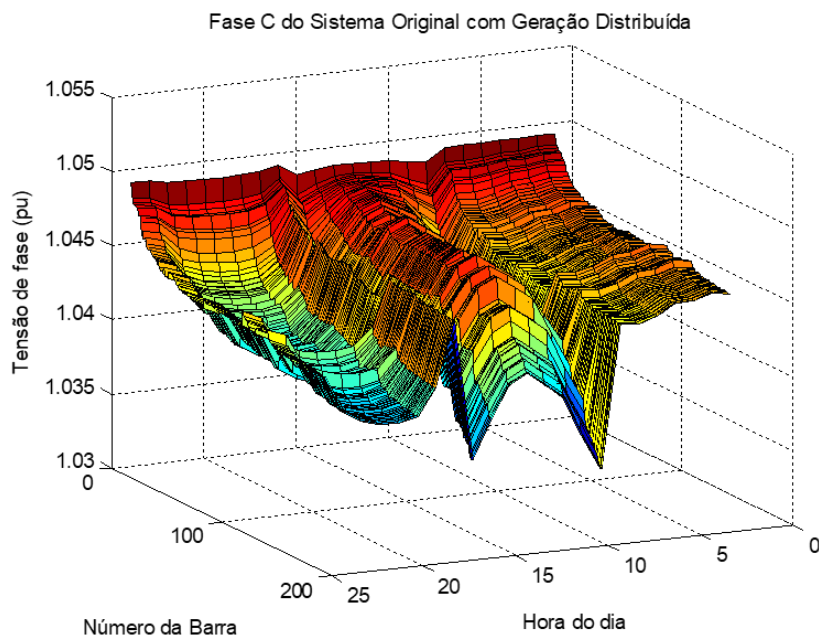


Figura 10 - Perfil de tensão com a instalação de compensação de reativos pela concessionária

3.3.4 Regulador de tensão

Esta estratégia consiste na implementação de reguladores de tensão conectados em três pontos da rede de distribuição simulada. Os reguladores de tensão foram alocados entre as barras 32 e 44; 127 e 134 que são conexões entre diferentes regiões da rede de distribuição e entre as barras 159 e 160 que estão próximas à região com maiores elevações de tensão nos cenários com a presença de geração distribuída.

O perfil de tensão apresentado pela Fig. 11 apresenta todos os módulos de tensão abaixo do limite de 1,05 p.u. desta forma verifica-se que a implementação dos reguladores de tensão foi eficaz para a mitigação da elevação de tensão.

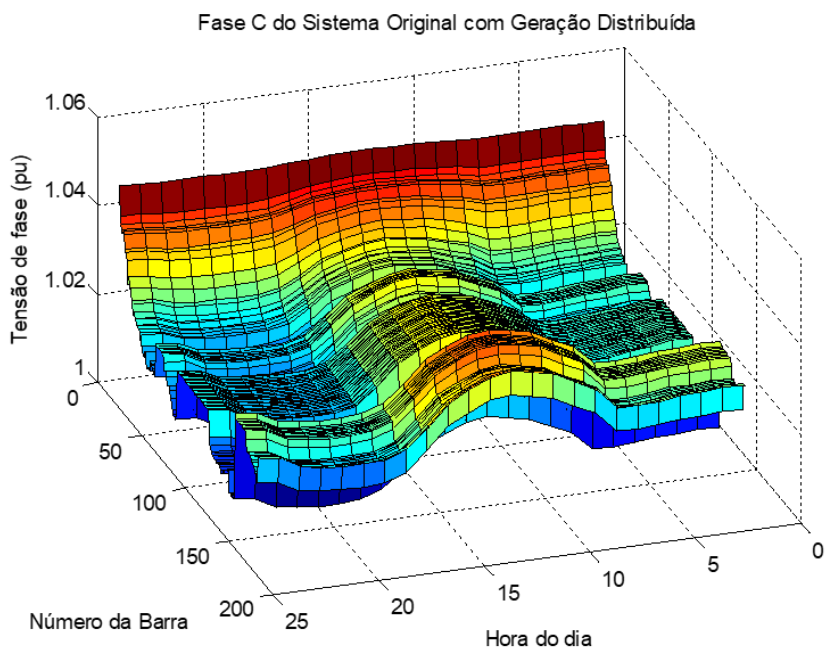


Figura 11 - Perfil de tensão com a instalação de reguladores de tensão

4. CONCLUSÕES

A Tab. 3 permite avaliar que as quatro estratégias implementadas via simulação se mostraram eficazes no controle da tensão do PCC de sistemas com muitas conexões de GDs.

Verifica-se, portanto, que é possível controlar os níveis de tensão em valores compatíveis com a regulamentação a partir de estratégias com pequeno grau de complexidade, como a limitação da injeção de potência ativa ou de estratégias mais complexas como a implementação de compensadores de reativos seguindo a curva de geração fotovoltaica.

Em todas as estratégias, apesar da redução nos valores de tensão, se comparadas ao cenário em que não havia a implementação da estratégia, a rede de distribuição continuou fornecendo potência ativa ao barramento da subestação. Todas as barras permaneceram com ângulos de tensão mais adiantados que a subestação durante os momentos de máxima geração fotovoltaica, portanto, fornecendo potência ativa à mesma.

A escolha da estratégia mais adequada para determinado sistema deve ponderar alguns aspectos, de cunho técnico e econômico. Em sistemas cuja concentração de geradores já é realidade, a limitação das injeções de potência ativa causaria perdas aos consumidores e queda na capacidade de geração. No entanto, a exigência de compensação de reativos pelo consumidor pode resultar na exigência de um investimento extra por parte do consumidor que deseja instalar GDs em suas unidades. A implementação de compensadores pela distribuidora ou a instalação de reguladores são estratégias que não envolvem a criação de custos diretos para os consumidores, aumentando a satisfação dos mesmos. Assim, a escolha da estratégia deve ser feita considerando seus prós e contras, bem como o custo de oportunidade da não implementação das demais possibilidades.

Tabela 3 - Comparativo das estratégias apresentadas

Estratégia	Eficácia no controle da tensão	Inversão do fluxo de potência ativa
Limitação das injeções de potência ativa	SIM	SIM
Compensação de reativos pelo consumidor	SIM	SIM
Compensação de reativos pela distribuidora	SIM	SIM
Regulador de tensão	SIM	SIM

Agradecimentos

Ao CEFET-MG, aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica, aos amigos e familiares que colaboraram e incentivaram as descobertas e aprendizados.

REFERÊNCIAS

- ANEEL, 2012, Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012, Brasília, Distrito Federal.
- ASTRA SOLAR. Geração Distribuída no Brasil. Disponível em: <http://astrasolar.com.br/energia-distribuida/geracao-distribuida-no-brasil/>. Acessado em 17 out. 2017.
- Cappelle, J. et al., 2011, “Introducing small storage capacity at residential PV installations to prevent overvoltages,” em Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2011 IEEE International Conference on.
- Castro, J. C. F., 2015, “Análise dos cenários de funcionamento de uma microrrede conectada à um alimentador”, Trabalho de Conclusão de Curso de Engenharia Elétrica - CEFET-MG, Belo Horizonte, 2015.
- Coster, E. J. et al., 2011, “Integration Issues of Distributed Generation in Distribution Grids,” Proceedings of the IEEE, pp. 28-39, Jan.
- Elrayah, A. Y. et al., 2017, “Simplified Approach to Analyze Voltage Rise in LV Systems With PV Installations Using Equivalent Power Systems Diagrams”, IEEE Transactions on Power Delivery (Volume: 32, Issue: 4, Aug. 2017)
- Hasheminamin, M. et. al., 2015, “Index-Based Assessment of Voltage Rise and Reverse Power Flow Phenomena in a Distribution Feeder Under High PV Penetration”, IEEE Journal of Photovoltaics (Volume: 5, Issue: 4, July 2015)
- Oliveira, N. D., 2016, “Análise dos cenários da integração de microrredes em um sistema real de distribuição de Energia Elétrica”, Trabalho de Conclusão de Curso de Engenharia Elétrica - CEFET-MG, Belo Horizonte.
- Stetz, T. et al., 2013 , “Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany,” em Power and Energy Society General Meeting (PES).
- Stetz, T. et al., 2015, “The Impact of Distributed Solar on Germany's Energy Transition,” IEEE power & energy magazine, pp. 50-61.
- Patil, A. et al., 2014, “Impacts of Increasing Photovoltaic Penetration on Distribution Grid – Voltage Rise Case Study,” em 2014 International Conference on Advances in Green Energy (ICAGE).

A STUDY OF VOLTAGE RISE IN DISTRIBUTION GRIDS WITH HIGH CONCENTRATION OF POWER GENERATORS

Abstract. *The growing demand for electric power together with the environmental agencies' pressure for decreasing polluting gases emission are the main causes of the big expansion that Distributed Generation systems have been lately undergoing. This kind of electric generation system allows to produce parts of the electricity power nearby the costumers making energy costs cheaper for final consumer and improving the share of clean sources on the energy matrix. Despite Germany's great experience with photovoltaic plants, Distributed Generation systems are not well widespread around the world. Most governmental regulations about the theme are recent and sometimes do not cover all the specificities, so it has been continuously rewritten. However, although Brazilian market has a small concentration of sources connected to the distribution grids, the annual relative growth is significant. High concentration of sources nearby the costumers may cause problems in the operation and in the stability of electric quantities. Some of these problems are voltage rises, harmonics and general damages to electrical equipment. This paper presents the voltage rise effect on distribution grids with high concentration of power generators, it also suggests mitigation techniques for this outcome. It becomes clear that is possible to reverse power flow without voltage rise beyond legal limits.*

Key words: *Distributed Generation, Voltage Rise, Distribution Grids*