

Avaliação das Violações dos Limites de Tensão em uma Rede de Distribuição de Energia Após Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica

Izadora Soares Cardoso* Edson Guedes da Costa**
Jalberth Fernandes de Araujo***

* Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande/PB
Brasil (e-mail: izadora.cardoso@ee.ufcg.edu.br).

** Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande/PB
Brasil (e-mail: edson@dee.ufcg.edu.br; jalberth@dee.ufcg.edu.br).

Abstract: This paper presents an evaluation of the voltage values at the common coupling point of a secondary electricity distribution network after the insertion of a photovoltaic distributed generation unit. With the evaluation it was possible to verify whether after the insertion of photovoltaic distributed generation there was a violation of the voltage limits determined by the National Electric Energy Agency. To evaluate the voltage values, computer simulations of a real distribution network were carried out, considering its constructive characteristics, as well as the power demand of the consumer units connected to the network, the installed power of the generation unit and the local solar power and temperature. The simulations were carried out considering the months of the year to analyze the influence of seasonality on the change in the simulated voltage values. With the results, it was found that the insertion of photovoltaic distributed generation can cause more than 20 violations of the voltage limit over the months, causing financial damage to the energy concessionaire. Voltage limit violations occurred 45.83% of the time at 1 pm, indicating that the occurrences are recurrent at times of high generation and low consumer demand, increasing the voltage value at the common coupling point of the distribution network. From the results obtained, it is possible to identify the instants in which the operation of the protection system of the distribution network is compromised, so that later it is possible to propose methods to regulate the voltage at the point of common coupling.

Resumo: Neste artigo é apresentada uma avaliação dos valores da tensão no ponto de acoplamento comum de uma rede de distribuição de energia elétrica secundária após a inserção de uma unidade de geração distribuída fotovoltaica. Com a avaliação foi possível verificar se após a inserção da geração distribuída fotovoltaica ocorreu violação dos limites de tensão determinados pela Agência Nacional de Energia Elétrica. Para avaliar os valores da tensão foram feitas simulações computacionais de uma rede de distribuição real, considerando suas características construtivas, bem como a demanda de potência das unidades consumidoras conectadas à rede, a potência instalada da unidade de geração, a incidência solar do local e a respectiva temperatura ambiente. As simulações foram realizadas considerando os meses do ano para analisar a influência da sazonalidade na alteração dos valores de tensão simulados. Com os resultados, constatou-se que a inserção da geração distribuída fotovoltaica pode provocar mais de 20 violações do limite de tensão ao longo dos meses, acarretando danos financeiros à concessionária de energia. As violações do limite de tensão ocorreram 45,83% das vezes às 13 horas, indicando que as ocorrências são recorrentes nos instantes de elevada potência de geração e baixa demanda dos consumidores, aumentando o valor da tensão no ponto de acoplamento comum da rede de distribuição. A partir dos resultados obtidos é possível identificar os instantes nos quais o funcionamento do sistema de proteção da rede de distribuição fica comprometido, para que posteriormente seja possível propor métodos de regular a tensão no ponto de acoplamento comum.

Keywords: photovoltaic distributed generation; voltage limits; distribution network; electric power quality, voltage evaluation.

Palavras-chaves: Geração distribuída fotovoltaica; Limite de tensão; Rede de distribuição; Qualidade de energia elétrica, Elevação de tensão.

1. INTRODUÇÃO

Na década de 1990, o setor elétrico brasileiro passou por mudanças significativas com relação à desverticalização das suas ações. As ações de gerar, transmitir e distribuir energia elétrica deixaram de ser monopolizadas pelo Estado e passaram a receber investimentos de outras empresas. Com a abertura do setor elétrico brasileiro para atuação de novas empresas, tem-se verificado um aumento significativo de investimentos no setor, principalmente na área da geração de energia elétrica em locais mais próximos aos centros de consumo [LEONARDO, 2014].

As gerações de energia elétrica localizadas próximas aos centros de consumo são definidas como gerações distribuídas, contando com a possibilidade de geração de energia provenientes de fontes renováveis [GUEDES, 2006]. Dentre as possibilidades de gerações distribuídas existentes, a que vem ganhando mais espaço na matriz energética mundial é a Geração Distribuída Fotovoltaica (GDF). No Brasil, estima-se que a capacidade instalada de unidades de geração distribuída fotovoltaica continue crescendo a uma taxa média de 230% ao ano [ABSOLAR, 2019]. O crescimento da geração distribuída fotovoltaica pode proporcionar muitos benefícios, com destaque para a viabilidade econômica para os consumidores. No ano de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, por meio do qual o consumidor brasileiro passou a ter o direito de gerar sua própria energia e fornecer o excedente para a rede de distribuição da sua localidade [ANEEL, 2016].

Apesar dos benefícios, existem desvantagens associadas ao aumento da quantidade de unidades geradoras de pequeno e médio porte na rede de distribuição, aumentando a necessidade de analisar as possíveis modificações no sistema elétrico [JENKINS *et al.*, 2000]. É possível que após a inserção de novas unidades geradoras haja a modificação do fluxo de potência do sistema elétrico, podendo ocasionar dificuldades de regulação da tensão da rede [TRICHAKIS, 2008].

A dificuldade de regular a tensão da rede ocorre devido às unidades que antes eram apenas consumidoras passarem a ser unidades geradoras da própria energia, injetando parte da energia gerada na rede. A injeção de energia pode acarretar no aumento do valor da tensão nos condutores da rede de distribuição de energia elétrica [GUEDES, 2006].

O aumento do valor da tensão da rede de distribuição de energia pode provocar a queima ou redução da vida útil de equipamentos elétricos das unidades consumidoras e da rede de distribuição, bem como prejuízos financeiros para a concessionária de energia devido ao não fornecimento de tensão nos valores adequados [PVUPSCALE-PV, 2008]. Além disso, o aumento do valor da tensão fornecida pode influenciar diretamente na qualidade de energia elétrica que é entregue e na segurança dos usuários e operadores do sistema elétrico, fazendo com que o sistema perca confiabilidade [FREITAS *et al.*, 2006]. Para que se torne possível propor soluções para a elevação do valor de tensão acima do

permitido pela ANEEL, é necessário que sejam feitas análises dos valores de tensão no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) antes e depois da inserção da geração distribuída fotovoltaica, de modo que sejam identificáveis os principais instantes em que o aumento do valor da tensão ocorre e avaliar se os limites de tensão da rede de distribuição secundária são violados.

As análises apresentadas no estado da arte têm sido feitas via simulações computacionais das redes de distribuição de energia elétrica com o objetivo de se conhecer os valores de tensão antes e após a inserção das unidades de geração. Um dos *softwares* bastante utilizados para realização de simulações computacionais das redes de distribuição de energia elétrica é o OpenDSS, caracterizado como ferramenta de auxílio nas etapas de planejamento, expansão e análise da qualidade de energia, permitindo criar modelos de simulação mais próximos dos reais.

Neste contexto, no presente trabalho é apresentada uma avaliação, a partir de um caso real, dos valores de tensão de uma rede de distribuição de energia elétrica de baixa tensão antes e depois da inserção de uma unidade geração distribuída fotovoltaica. A análise foi feita a partir das simulações da rede de distribuição utilizando o *software* OpenDSS e foi realizada variação da potência de geração da unidade de geração distribuída e variação da potência demandada pelas unidades consumidoras ligadas à rede ao longo de todos os dias do mês e em todos os meses do ano. A partir dos resultados das simulações, foi possível analisar os valores de tensão da rede de distribuição, indicando os pontos nos quais os valores obtidos ultrapassam os limites determinados pela ANEEL, bem como as estações do ano, dias e horários das ocorrências. As análises com destaque para as estações do ano e horários das ocorrências de elevação de tensão tinham por objetivo relacionar a variação da geração de energia com a variação do consumo de energia, de modo a identificar um perfil de sazonalidade das ocorrências. Com os resultados obtidos torna-se possível identificar os instantes nos quais o funcionamento do sistema elétrico fica comprometido para que se torne possível propor métodos de regulação de tensão no ponto de acoplamento comum.

Nas seções seguintes estão apresentadas a metodologia abordada no desenvolvimento do trabalho, os resultados e discussões das análises feitas, as conclusões obtidas e as referências bibliográficas utilizadas.

2. PROCEDIMENTO PARA SUBMISSÃO

O estudo foi realizado com base nos dados reais de uma rede de distribuição de energia elétrica de baixa tensão localizada em uma cidade da região Nordeste do Brasil. O estudo está caracterizado pela simulação computacional da rede de distribuição de energia para que fossem conhecidos os valores de tensão no PAC antes e depois da inserção de uma unidade de GDF. O objetivo da simulação antes e depois da inserção da unidade era identificar as principais modificações ocorridas nos valores de tensão, analisando se após a inserção da GDF os limites máximo e mínimo determinados eram violados. Um fluxograma das etapas necessárias para a

realização da metodologia de obtenção de resultados é apresentado na Figura 1. Uma descrição detalhada de cada etapa é fornecida nas subseções seguintes.

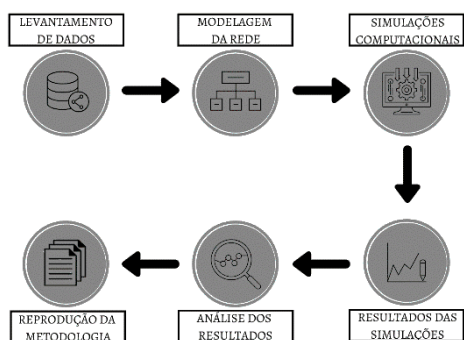


Fig. 1 Metodologia adotada para obtenção dos resultados.

2.1 Levantamento de Dados

A realização da etapa de levantamento de dados teve como objetivo coletar informações suficientes para modelar a rede de distribuição de energia por meio de um diagrama unifilar. Inicialmente foram coletados dados da rede de distribuição de energia, como os dados de consumo de energia elétrica das unidades consumidoras. As informações de quantidade de unidades consumidoras conectadas à rede de distribuição de energia elétrica são dados reais, obtidos por meio de levantamento em campo feito pelos autores deste trabalho. No levantamento de campo foi constatada a existência de 118 unidades consumidoras ligadas na rede de distribuição, dentre elas 117 unidades consumidoras residenciais e 1 unidade consumidora comercial. Dentre as unidades consumidoras residenciais, 113 possuíam fornecimento de energia em categoria monofásica e 4 possuíam fornecimento de energia em categoria trifásica. A unidade consumidora comercial possuía fornecimento de energia em categoria trifásica e era a unidade que continha a GDF. Os dados de demanda de potência das unidades consumidoras durante os dias da semana foram determinados a partir de modelos típicos de demanda de potência propostos por [FRANCISQUINI, 2006] e apresentados na Figura 2.

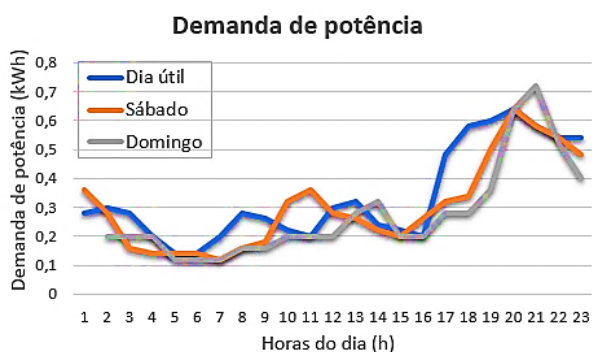


Fig. 2 Demanda de potência dos dias típicos (Adaptado de [FRANCISQUINI, 2006]).

Na Figura 2 estão apresentados os valores de potência demandada equivalentes às unidades consumidoras que possuem demanda de potência abaixo de 300 kWh/mês. Para

compor o perfil de carga de uma unidade consumidora, foram utilizados os dados de demanda de um dia útil, um sábado e um domingo, considerados como dias típicos. Os dias típicos são suficientes para determinar o perfil de carga por que são os dias nos quais existe alteração entre a potência demandada pela unidade consumidora.

Além disso, no levantamento de campo também foram obtidas as informações do transformador abaixador que compunha a rede de distribuição, bem como dos condutores elétricos. O transformador abaixador da rede de distribuição possuía ligação trifásica, com tensão nominal de operação no enrolamento primário de 13,8 kV e 380 V de tensão nominal de operação no enrolamento secundário, com uma potência nominal de 75 kVA. Os condutores elétricos utilizados eram do tipo multiplexados de alumínio (multiplex) com seção transversal de 35 mm² ou de alumínio com alma de aço com seção transversal de 4 AWG. Na Tabela 1 estão apresentadas as características dos condutores.

Tabela 1 – Parâmetros dos condutores da rede (Adaptado de [ALUBAR, 2019]).

Parâmetros	4 AWG	Multiplex – Fase	Multiplex - Neutro
Rd a 20°C (Ω)	1,35	0,868	0,868
Diâmetro (mm)	6,36	6,75	7,50
Corrente máx (A)	159	116	116

Obtidas as informações das características construtivas da rede de distribuição, foi necessário obter as características climáticas da localidade a fim de que se torne possível modelar o sistema do estudo de caso deste trabalho. Dentre os dados coletados, destacam-se os valores de incidência solar e temperatura ambiente durante os dias do ano, os quais são dados reais da localidade no ano de 2020 medidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), que podem ser acessados por meio de [INMET, 2021]. Os valores de incidência solar utilizados são da ordem de kW/m² e os valores de temperatura ambiente foram utilizados em graus celsius, medidos em intervalos de uma hora em uma base do INMET em todos os 365 dias do ano. Estes dados foram essenciais para que o estudo tivesse uma característica baseada na sazonalidade, visto que a mudança das estações do ano e, conseqüentemente da incidência solar, impactam diretamente na geração e no consumo de energia elétrica. Uma amostra destes dados para um dia útil de janeiro está apresentada na Figura 3, em destaque estão apresentados os valores de incidência solar e temperatura da localidade no intervalo de horas do dia. A incidência solar atinge seu valor máximo próximo às 13 horas.

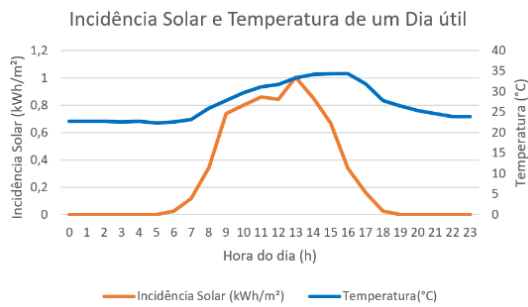


Fig. 3 Incidência solar e temperatura de um dia de janeiro (Adaptado de [INMET, 2021]).

Coletadas as informações da rede e das características climáticas, tornou-se possível criar o modelo da rede de distribuição por meio do diagrama unifilar que está apresentado na subseção a seguir.

2.2 Modelagem da rede

Para se fazer a modelagem da rede de distribuição de energia elétrica foi feito um diagrama unifilar da rede de distribuição, destacando o tipo de condutor utilizado entre cada ponto de conexão das unidades consumidoras, bem como a identificação da quantidade de unidades consumidoras conectadas em cada ponto específico. No diagrama também foi indicado o local de instalação do transformador abaixador da rede de distribuição (representado por T). Na Figura 4 está apresentado o diagrama da rede de distribuição do estudo de caso.

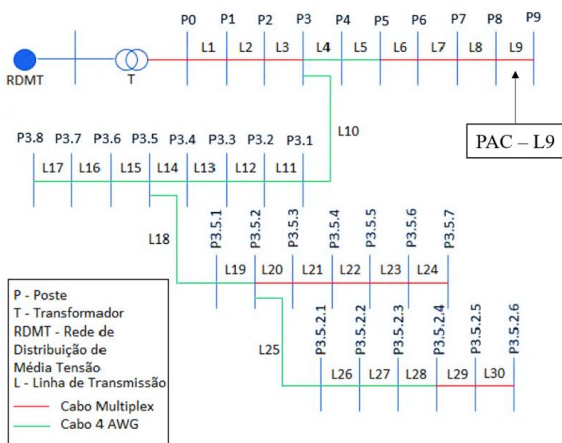


Fig. 4 Diagrama da rede de distribuição do estudo de caso.

Os traços verticais representam os pontos de conexão da rede de distribuição, ou seja, as barras do sistema que estão distantes umas das outras em 40 m. Os traços horizontais representam os condutores que conectam as barras, dos quais os traços em verdes representam os trechos nos quais são utilizados condutores do tipo 4 AWG e em vermelho os condutores do tipo multiplexados. Foi indicado na figura o local de conexão do transformador abaixador da rede, a sua linha de conexão (L1) e a linha que conecta a barra na qual a unidade de geração distribuída fotovoltaica é inserida (L9), sendo este o PAC. A modelagem de rede de distribuição foi feita após o levantamento de campo para gerar o diagrama

unifilar apresentado na Figura 4. Com isso tornou-se possível fazer as simulações no *software*, obter os resultados mais próximos da realidade e, posteriormente, realizar as análises necessárias. A metodologia adotada para as simulações computacionais está apresentada na subseção a seguir.

2.3 Simulações computacionais

Nesta etapa, o diagrama unifilar desenvolvido na etapa foi descrito no OpenDSS para que a rede de distribuição pudesse ser simulada e para que fossem obtidas as informações de tensão na linha L9. Inicialmente foi simulada a rede de distribuição antes da inserção da unidade de GDF e os valores de tensão no PAC da rede de distribuição foram obtidos. Posteriormente foi feita a simulação após a inserção da unidade de GDF e os valores de tensão no PAC da rede de distribuição foram obtidos. Na simulação que continha a unidade de GDF foi necessário indicar os valores de potência nominal de cada módulo fotovoltaico instalado na unidade geradora do estudo de caso (380 Wp), potência de geração instalada (10,29 kWp), tensão nominal de operação da unidade (220 V) e fase na qual a unidade estava conectada (fase B). Após a simulação das duas situações foi feita a etapa de obtenção dos resultados das simulações.

2.4 Resultados das simulações

A partir da realização das simulações computacionais, os dados que compõem os resultados são obtidos de forma numérica por meio do *software* OpenDSS, o qual fornece os valores de tensão por fase em diversos pontos do modelo da rede de distribuição simulada. De modo a filtrar os resultados, foi feita a aquisição dos dados de valores de tensão na linha ligada ao transformador de distribuição (L1) e no PAC das cargas, ou seja, na barra na qual a unidade de GDF está conectada (L9), conforme indicado na Figura 4. Com o objetivo de comparar os valores de tensão nos pontos da rede de distribuição antes e após a inserção da unidade de GDF, a primeira obtenção de resultados foi feita a partir da simulação da rede antes da inserção da unidade geradora. Os valores de tensão obtidos nos pontos L1 e L9, por fase, a cada hora dos dias típicos foram obtidos e utilizados para gerar gráficos de valores de tensão em função das horas do dia. O mesmo procedimento foi feito para os pontos L1 e L9 após a inserção da unidade de GDF obtendo-se assim um novo conjunto de gráficos de valor de tensão em função das horas do dia. De posse dos gráficos obtidos nesta etapa, é feita a etapa de análise dos resultados para identificar os instantes em que ocorre a elevação da tensão do PAC, a qual está descrita na subseção a seguir.

2.5 Análise dos resultados

Nesta etapa foram feitas as análises dos gráficos obtidos na etapa anterior da metodologia. Para analisar os impactos causados pela inserção da unidade de GDF, foram feitas comparações dos gráficos de cada ponto simulado para os dias típicos nas situações de antes e depois da inserção da unidade geradora. Este procedimento se repetiu para os três

dias típicos escolhidos. Inicialmente foi feita a comparação dos gráficos referentes ao ponto L1 e posteriormente foi feita a comparação dos gráficos referentes ao ponto L9. Na comparação, foi analisado se os valores de tensão antes da inserção da unidade de GDF se mantinham dentro dos limites determinados pela ANEEL e se após a inserção da unidade de GDF ocorria elevação dos valores de tensão com relação aos valores obtidos na situação anterior. Nos casos de ocorrência da elevação de tensão, foi observado também o valor de tensão obtido e a hora na qual a elevação de tensão ocorreu, obtendo o perfil de tensão da rede. Além disso, foi analisado se o valor de tensão obtido na ocasião da elevação ultrapassava o limite determinado pela ANEEL, os quais são equivalentes a 202 V de tensão mínima permitida e 231 V de tensão máxima permitida, explicitados no Módulo 8 do PRODIST da ANEEL [ANEEL, 2016]. Após a etapa de análise dos resultados é feita a etapa de reprodução da metodologia.

2.6 Reprodução da metodologia

Nesta etapa é feita a reprodução da metodologia de geração e análise dos resultados para os demais meses do ano. Esta etapa é realizada com o objetivo de se ter um panorama geral dos valores de tensão da rede de distribuição durante todo o ano de modo que se torne possível observar as variações de tensão ocorridas de acordo com as modificações de incidência solar nas estações do ano e de demanda de potência das unidades consumidoras. Para reproduzir os gráficos para todos os meses do ano, foram utilizados os mesmos passos citados nas etapas anteriores no que diz respeito aos valores de incidência solar e temperatura ambiente [INMET, 2021]. Para obter os valores de demanda de potência das unidades consumidoras foi feita uma previsão dos valores. A metodologia para previsão dos valores de demanda consistiu em utilizar os valores de demanda de potência dos dias típicos de janeiro como base e multiplicá-los por índices dos demais meses, de modo que se obtivesse uma previsão de demanda para cada mês. Os índices dos demais meses foram obtidos a partir dos valores de demanda mensal média do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), para a classe econômica B2 [PROCEL, 2020]. Com base nos valores da demanda mensal média disponibilizados pela PROCEL, foram obtidos os valores de demanda diária média ao dividir pela quantidade de dias do respectivo mês. Os valores obtidos são divididos pelo valor de referência do mês de janeiro considerado como base, obtendo assim os coeficientes de demanda multiplicativos para cada mês do ano. A equação utilizada para obtenção dos índices multiplicativos dos demais meses do ano está apresentada na Equação 1.

$$DP_{mês} = D_{base} \times \frac{DM_{mês}/N_{mês}}{DM_{jan}/N_{jan}} \quad (1)$$

Em que,

$DP_{mês}$ – Demanda de potência do mês em questão [kWh];

D_{base} – Demanda de potência base – dias típicos de janeiro [kWh];

$DM_{mês}$ – Demanda média do mês em questão – PROCEL [kWh];

$N_{mês}$ – Quantidade de dias do mês [dias];

DM_{jan} – Demanda média de janeiro – PROCEL [kWh];

N_{jan} – Quantidade de dias de janeiro [dias];

Com base nos valores da demanda mensal média disponibilizados pela PROCEL, foram obtidos os valores de demanda diária média ao dividir pela quantidade de dias do respectivo mês. Os valores obtidos são divididos pelo valor de referência do mês de janeiro considerado como base, obtendo os coeficientes de demanda multiplicativos para cada mês do ano. Os valores obtidos estão apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Valores obtidos a partir da Equação 1.

Mês	$DM_{mês}$	$DM_{mês}/N_{mês}$	Índice
Janeiro	184,55	5,95	1,00
Fevereiro	185,35	6,62	1,11
Março	185,71	5,99	1,01
Abril	186,29	6,21	1,04
Mai	181,06	5,84	0,98
Junho	185,55	6,19	1,04
Julho	178,13	5,75	0,97
Agosto	202,93	6,55	1,10
Setembro	185,81	6,19	1,04
Outubro	183,87	5,93	1,00
Novembro	190,59	6,35	1,07
Dezembro	190,74	6,15	1,03

Após conhecer os coeficientes multiplicativos, os valores de demanda das unidades consumidoras dos dias típicos de janeiro apresentados na Figura 2 foram multiplicados pelos respectivos coeficientes para gerar as curvas de demanda dos meses subsequentes, fazendo assim o ajuste das curvas. A partir do ajuste de curvas feito, foi possível obter os valores de demanda dos consumidores de um dia útil, um sábado e um domingo de cada mês do ano nas 24 horas do dia. Ao se obter os valores de demanda dos consumidores para os demais meses do ano, a metodologia de obtenção dos valores de tensão nos pontos L1 e L9 foi reproduzida. Deste modo, foram obtidas as informações de valores de tensão para todos os meses do ano. Os resultados obtidos com as análises realizadas estão apresentados na seção de resultados e discussões a seguir.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção estão apresentados os resultados obtidos após a realização das etapas descritas na seção 2. Na Figura 5 estão apresentados os valores de tensão de L9 adquiridos a partir das simulações computacionais na situação da rede de distribuição de baixa tensão antes da inserção da unidade de GDF e na Figura 6 estão apresentados os valores de tensão no mesmo ponto de conexão após a inserção da unidade de GDF.

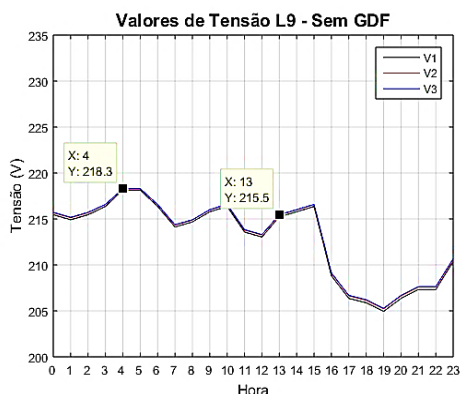


Fig. 5 Tensão no ponto L9 para dia útil típico de janeiro – Sem GDF.

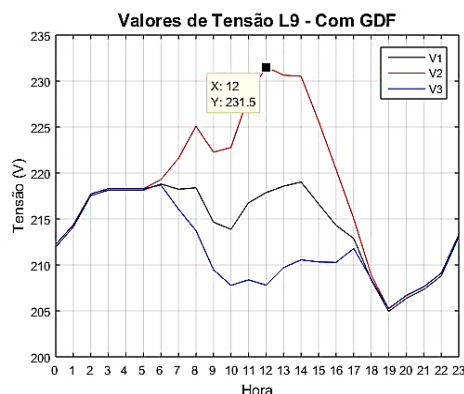


Fig. 7 Tensão no ponto L9 para sábado típico de janeiro – Com GDF.

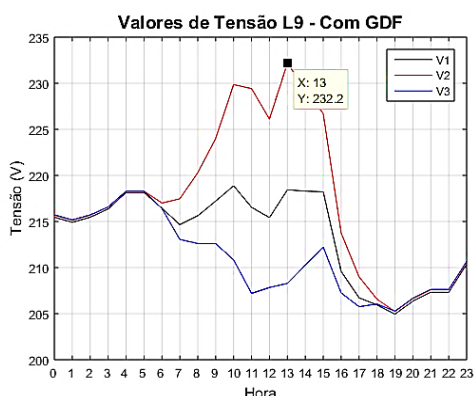


Fig. 6 Tensão no ponto L9 para dia útil típico de janeiro – Com GDF.

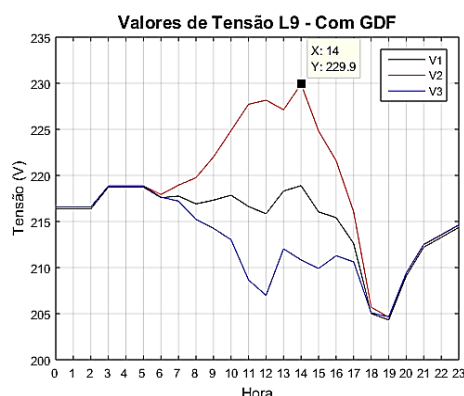


Fig. 8 Tensão no ponto L9 para domingo típico de janeiro – Com GDF.

Na Figura 5 e Figura 6 estão apresentados os valores de tensão na linha L9, na qual a unidade de geração distribuída fotovoltaica é conectada. É possível constatar que no intervalo de tempo entre às 06 horas e às 18 horas o valor da tensão na fase B (V2) após a inserção da unidade de geração foi maior do que na situação antes da inserção da GDF. Conforme destacado na Figura 5, o maior valor de tensão na barra antes da inserção da unidade de GDF para este dia foi equivalente a 218,3 V. Já após a inserção da unidade de geração distribuída fotovoltaica, conforme apresentado na Figura 6, o maior valor de tensão na barra foi equivalente a 232,2 V, ocorrido às 13 horas, horário no qual a incidência solar atinge o seu valor máximo do dia, como destacado na Figura 3, e conseqüentemente a potência de geração atinge o seu valor máximo do dia. Para este mesmo horário, anteriormente o valor de tensão da barra era equivalente a 215,5 V, a inserção da unidade de geração acarretou em uma elevação de tensão em 16,7 V para este horário. Desta forma, é possível constatar que a inserção da unidade de GDF causou elevações de tensão na barra de conexão (L9), atingindo valores que ultrapassaram o limite máximo determinado pela ANEEL. O mesmo procedimento foi realizado para os dias típicos dos finais de semana de janeiro e os resultados estão apresentados na Figura 7 e Figura 8.

Na Figura 7 e Figura 8 estão apresentados os valores de tensão na barra de conexão L9 depois da inserção da unidade de GDF nos dias de sábado e domingo, respectivamente. É possível constatar que os valores de tensão de V2 também se elevaram com relação à situação de antes da inserção da GDF, enquanto que as variações de tensão das demais fases não foram altas o suficiente para ultrapassar os limites determinados pela ANEEL. Dessa maneira, é constatado que o problema da elevação de tensão da rede de distribuição de energia aconteceu também nos finais de semana, mesmo existindo modificação nas características de demanda de potência das unidades consumidoras. Afim de observar se a elevação se repete ao longo de todos os dias do mês de janeiro, o procedimento foi repetido para os 31 dias do respectivo mês e os resultados estão apresentados na Figura 9.

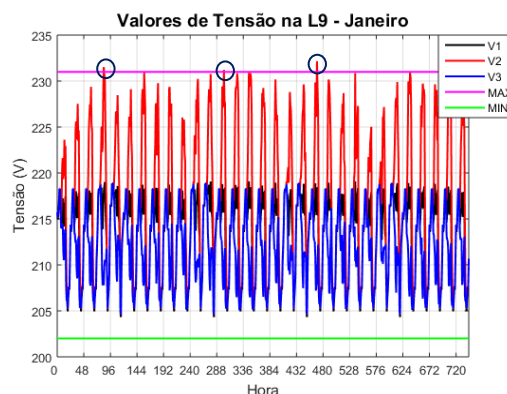


Fig. 9 Tensão no ponto L9 para todos os dias de janeiro – Com GDF.

Com base nas informações obtidas por meio da Figura 9, foi possível constatar que o problema da elevação dos valores de tensão da fase V2 se repete ao longo de todo o mês, as quais estão destacadas na Figura com círculos azuis, indicando que a elevação de tensão não ocorreu apenas em um dia isolado. Com o objetivo de verificar se a elevação de tensão continua ocorrendo nos demais meses que se seguem, o procedimento de geração de resultados foi repetido para todos os meses do ano. Nas figuras 10, 11, 12 e 13 estão apresentados os meses de março, maio, agosto e outubro como demonstração dos resultados obtidos, pois indicam meses nos quais as estações do ano são diferentes e torna-se possível observar se a elevação de tensão sofre alterações a partir da sazonalidade proveniente da mudança das estações do ano.

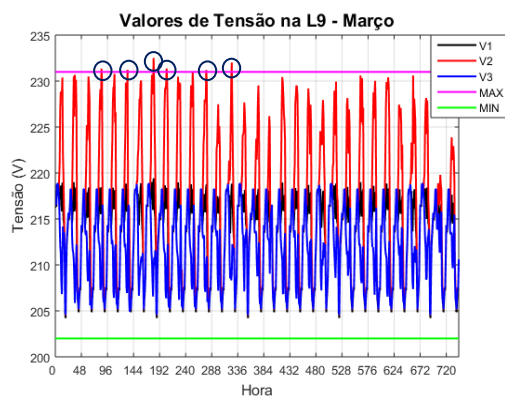


Fig. 10 Tensão no ponto L9 para todos os dias de março (verão).

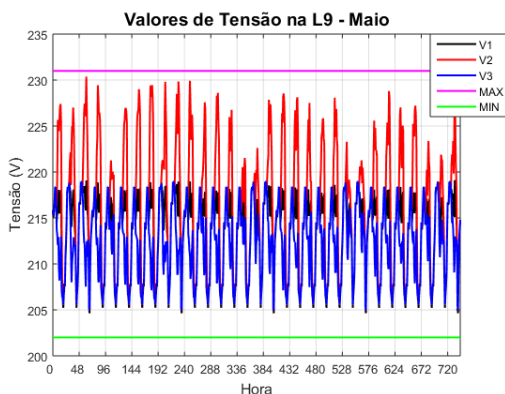


Fig. 11 Tensão no ponto L9 para todos os dias de maio (outono).

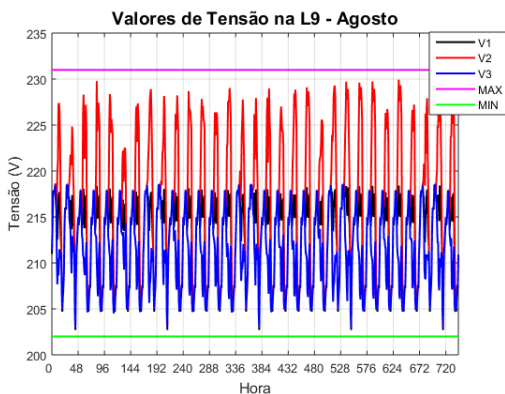


Fig. 12 Tensão no ponto L9 para todos os dias de agosto (inverno).

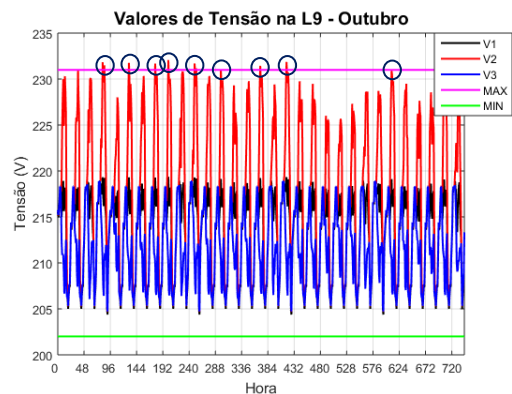


Fig. 13 Tensão no ponto L9 para todos os dias de outubro (primavera).

A partir da análise dos dados apresentados na Figuras de 10 a 13, foi possível constatar que em todos os meses a elevação da tensão na fase V2 após a inserção da unidade de GDF ocorreu ao longo dos dias, quando comparado com as simulações antes da inserção da unidade de GDF. Porém, foi possível verificar que nos meses de maio e agosto, representados na Figura 11 e 12, apesar de a elevação de tensão ter continuado ocorrendo, os valores de tensão obtidos não ultrapassaram o limite de 231 V determinado pela ANEEL em nenhuma das ocasiões. Isso se dá pelo fato de que nestes meses a incidência solar é menor devido às estações de outono e inverno respectivamente. Apesar disso, foi possível constatar que a inserção de uma unidade de GDF em uma rede de distribuição de baixa tensão causa alteração nos valores de tensão da rede, quando comparados com os valores de tensão antes da inserção da unidade geradora, confirmando o que foi explicitado anteriormente neste trabalho. Além disso, nos meses escolhidos como amostras de verão e primavera, março e outubro respectivamente, os valores de tensão obtidos ultrapassaram o limite de tensão em mais de uma ocasião. No mês de março foram observadas 6 violações do limite superior de tensão e no mês de outubro foram observadas 9 violações do limite superior de tensão, comprovando o perfil de sazonalidade das violações de tensão acima do determinado pela ANEEL. Com os resultados dos demais meses do ano, foram constatadas mais de 20 violações do limite superior de tensão ao longo do ano, sendo estas 45,83% das vezes às 13 horas. Neste horário a demanda de potência é baixa, conforme pode ser observado na Figura 2, e a incidência solar é elevada, como pode ser observado na Figura 3, ocasionando no aumento de tensão no PAC. São nestes instantes críticos que o funcionamento do sistema de proteção da rede de distribuição fica comprometido. As conclusões deste trabalho estão apresentadas na seção a seguir.

4. CONCLUSÕES

A partir dos resultados apresentados, é possível concluir que a inserção da unidade de GDF ocasiona eventos de elevação de tensão no PAC da rede de distribuição, atingindo valores de tensão que ultrapassam os valores limites, quando a rede de distribuição não está planejada para receber novas unidades de geração. Em 45,83% das vezes a elevação de tensão ocorre em horários em que se tem o pico geração de energia, devido ao pico de incidência solar, e baixo valor de demanda de energia das unidades consumidoras, instantes

críticos do funcionamento da rede de distribuição. Além disso, a partir das análises comparativas feitas entre os meses do ano, também foi possível concluir que nos meses de outono e inverno a elevação de tensão continuou ocorrendo, porém os valores de tensão atingidos se mantiveram dentro dos limites determinados pela ANEEL. Já nos meses referente à primavera e ao verão as elevações de tensão ultrapassaram os valores determinados pela ANEEL. Com isso é possível concluir que os valores de tensão no PAC podem ser maiores os menores ao longo dos meses do ano a depender das modificações de estações do ano, bem como das características de consumo das unidades consumidoras ligada à rede. Por fim, é possível afirmar que a partir dos resultados obtidos é possível identificar os instantes nos quais o funcionamento do sistema de proteção da rede de distribuição fica comprometido, para que posteriormente seja possível propor métodos de regular a tensão no PAC.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR, Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (2019). R\$ 60 Bilhões serão investidos até 2027 no Sistema de Geração Distribuída. São Paulo, Brasil.
- ALUBAR, Aluminum Electrical Conductors (2019). Catálogo Técnico: Condutores Elétricos de Alumínio. Pará, Brasil.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2016). *Caderno Temático: Micro e Minigeração Distribuída. Sistema de Compensação de Energia Elétrica*. 2ª edição. Brasília, Brasil.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8. Revisão 5, resolução normativa nº 602/2014. Brasília, 2015.
- FRANCISQUINI, A. A. (2006) Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição. Dissertação de Mestrado (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira - SP, Brasil.
- FREITAS, W.; VIEIRA JÚNIOR, J. C. M.; MORELATO, A.; DA SILVA, L. C. P.; COSTA, V. F.; LEMOS, E F. A. B. (2006) Comparative Analysis between Synchronous and Induction Machines for Distributed Generation Applications. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 1, pp. 301-311.
- GUEDES, L. M. (2006) Localização e Dimensionamento de Unidades de Geração Distribuída em Redes de Distribuição Radiais. *Tese de Doutorado (Doutorado em Engenharia Elétrica)*, Universidade de Brasília, Brasília, Brasil.
- INMET (2019), Instituto Nacional de Meteorologia. Disponível em: <<https://portal.inmet.gov.br/>>. Acesso em 08/2021.
- JENKINS, N; ALLAN, R; CROSSLEY, P; KIRSCHEN, D; STRBAC, G (2020). Embedded Generation. *The Institution of Electrical Engineers*, London.
- LEONARDO, Murilo Henrique Santos (2014). Análise do impacto da geração distribuída nas perdas e no carregamento de linhas de um sistema de subtransmissão. *Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica)*, Universidade de São Paulo, São Carlos, Brasil.
- PROCEL, Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (2020). *Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos Elétricos na Classe Residencial 2019*. Brasília, Brasil
- PVUPSCALE – PV in Urban Policies (2008) – Strategic and Comprehensive Approach for Long-term Expansion. *Case-studies: Jyosai Town PV Demonstration Area*.
- TRICHAKIS, P.; TAYLOR, P. C.; LYONS, P. F.; HAIR, E. R. Predicting the Technical Impacts of High Levels of Small-Scale Embedded Generators on Low-Voltage Networks. *IET Renewable Power Generation*, vol. 2, no. 4, pp. 249-262, 2008.