

Impacts of photovoltaic distributed generators in a low voltage power distribution network

Impactos de Geradores Fotovoltaicos Distribuídos em uma Rede de Distribuição de Energia Elétrica de Baixa Tensão

Article Info:

Article history: Received 2022-04-03 / Accepted 2022-09-14 / Available online 2022-09-15

doi: 10.18540/jcecv18iss6pp14685-01i

Leonardo Pereira Castilhos

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0410-7801>

Fortlev Solar, Brasil

E-mail: leonardo.castilhos@fortlevsolar.com.br

Clainer Bravin Donadel

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3310-2762>

Instituto Federal do Espírito Santo (Ifes), Brasil

E-mail: cdonadel@ifes.edu.br

Resumo

Este trabalho tem como objetivo principal simular, por meio de uma ferramenta computacional, uma rede secundária de distribuição de energia elétrica e analisar os impactos observados em fatores de qualidade de energia elétrica após a inserção de geradores fotovoltaicos distribuídos na rede. Foi definido um caso base de referência que representa a rede original sem a presença de geradores distribuídos. Ao caso base foram inseridos geradores fotovoltaicos distribuídos formando, assim, seis casos que representam distintos cenários cuja diferença é a quantidade de geradores distribuídos ao longo da rede. Do cenário 1 ao cenário 6 aumenta-se a presença de geração distribuída na rede e, para cada caso, são analisadas grandezas como: perdas no transformador de distribuição, perdas totais nas linhas, energia elétrica ativa entregue à rede pelo transformador de distribuição, potência no secundário do transformador de distribuição e tensões nas barras. O sexto cenário de simulação representa um cenário crítico. Os resultados apontam problemas que não podem ser aceitos, tendo em vista a legislação brasileira. Portanto, são sugeridas mudanças na rede a fim de mitigar os impactos negativos da conexão de geradores distribuídos na rede, observados no cenário 6. Tais mudanças foram implementadas e o cenário 6 foi novamente simulado a fim de que fosse avaliada a eficiência de cada mudança proposta. As simulações e resultados apresentados neste trabalho mostram que a presença de geradores fotovoltaicos distribuídos nas redes secundárias de distribuição de energia elétrica pode causar impactos tanto positivos quanto negativos. Desta forma, é evidenciada a importância dos estudos acerca de tais impactos.

Palavras-chave: Geradores distribuídos. Geradores fotovoltaicos. Rede secundária de distribuição de energia elétrica.

Abstract

This paper aims to simulate, through a computational tool, a secondary power distribution network and to analyze the impacts observed in power quality factors after photovoltaic distributed generators are placed in the network. A base case was defined, representing the original network, without the presence of distributed generators. Distributed photovoltaic generators were placed in the base case, resulting in six cases that represent different scenarios whose difference is the number of generators distributed along the network. From scenario 1 to scenario 6 increases the presence of distributed generation in the network and, for each case, quantities are analyzed such as: losses in the distribution transformer, total losses in the lines, active power delivered to the network by the distribution transformer, power in the secondary of the distribution transformer and voltage in the

buses. The sixth simulation scenario represents a critical scenario. Results point to problems that cannot be accepted, given Brazilian law. Therefore, changes in the network are suggested in order to mitigate the negative impacts of the connection of generators distributed on the network, observed in scenario 6. Such changes were implemented and scenario 6 has been simulated again so that the efficiency of each proposed change was evaluated. Simulations and results presented in this work show that the presence of photovoltaic generators distributed in secondary power distribution networks can cause both positive and negative impacts. Thus, the importance of studies about such impacts are evidenced.

Keywords: Distributed generators. Photovoltaic generators. Secondary power distribution network.

1. Introdução

O conceito de geração distribuída levanta algumas questões que dizem respeito a seus impactos ambientais e na rede de distribuição de energia elétrica. Desde 17 de abril de 2012, quando a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) criou o sistema de compensação de energia elétrica, tornou-se possível ao consumidor brasileiro a geração de sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade (Brasil, 2012). A geração distribuída consiste na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia elétrica, conectadas à rede elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras (Brasil, 2012). As fontes renováveis de energia são aquelas consideradas inesgotáveis, pois suas quantidades se renovam constantemente ao serem usadas. Como exemplo, podemos citar as fontes solar, de biomassa e eólica (Brasil, 2018b).

Dentre as fontes renováveis cobertas pela legislação aplicável à micro e minigeração distribuída, destaca-se a solar fotovoltaica, com participação expressiva nas novas conexões. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) realizou estudos em 2014 que estimaram que em 2023 a capacidade total instalada de geração distribuída solar fotovoltaica brasileira será de aproximadamente 664 MW (Brasil, 2014). De acordo com o Balanço Energético Nacional de 2021, no ano de 2020 a micro e minigeração distribuída atingiram 9.810 GWh com uma potência instalada de 9.865 MW, com destaque para a fonte solar fotovoltaica, com 9.019 GWh e 8.771 MW de geração e potência instalada, respectivamente (Brasil, 2021). Segundo Brasil (2018a), a evolução da geração distribuída tem se dado em patamares superiores às projeções mais otimistas.

A geração distribuída, em especial a baseada em fontes renováveis, apresenta como vantagem a redução da energia gerada por grandes empreendimentos de geração de energia elétrica termoelétricos que utilizam combustíveis fósseis como fonte de energia primária. A redução da energia gerada tem por consequências a redução da emissão de poluentes (uma vez que houve a troca de combustíveis fósseis por renováveis e a redução das perdas no transporte), a postergação de investimentos em construção de novos empreendimentos de geração e transmissão, e a promoção da modicidade tarifária, implicando em um sistema elétrico mais sustentável, tanto do ponto de vista econômico quanto ambiental e social.

A geração distribuída muda o paradigma de operação das redes elétricas, já que agora ocorre a instalação de unidades de geração nos locais onde anteriormente só havia consumo. Além disso, reduz a energia gerada por grandes empreendimentos de geração de energia elétrica termoelétricos que utilizam combustíveis fósseis como fonte de energia primária. Diante desse cenário, o objetivo deste trabalho é explicitar a relevância dos estudos acerca dos impactos causados pela geração distribuída nas redes de distribuição de energia elétrica. As simulações e resultados apresentados neste trabalho mostram que a presença de geradores fotovoltaicos distribuídos nas redes secundárias de distribuição de energia elétrica pode causar impactos tanto positivos quanto negativos.

O restante deste artigo está organizado da seguinte forma: na seção 2 é apresentada a metodologia de análise proposta; na seção 3 são apresentados e discutidos os resultados encontrados; e, finalmente, na seção 4 são apresentadas as conclusões.

2. Metodologia

A Figura 1 mostra a metodologia adotada neste trabalho. Foi definido um modelo de referência da rede elétrica para ser simulado computacionalmente na ferramenta *OpenDSS*[®]. O modelo escolhido como referência para as simulações e análises foi desenvolvido por Lima (2015). Trata-se de um modelo cujo propósito é auxiliar estudos em redes de distribuição de energia elétrica de baixa tensão. O modelo, cuja topologia está mostrada na Figura 2, conta com um transformador de 45 kVA e uma rede com configuração radial, para o qual foram dispostos 29 postes que abastecem cargas desequilibradas, de natureza residencial, comercial e industrial (Lima, 2015). Os parâmetros de caracterização do transformador estão apresentados na Tabela 1. Os condutores utilizados no modelo de referência estão apresentados na Tabela 2.

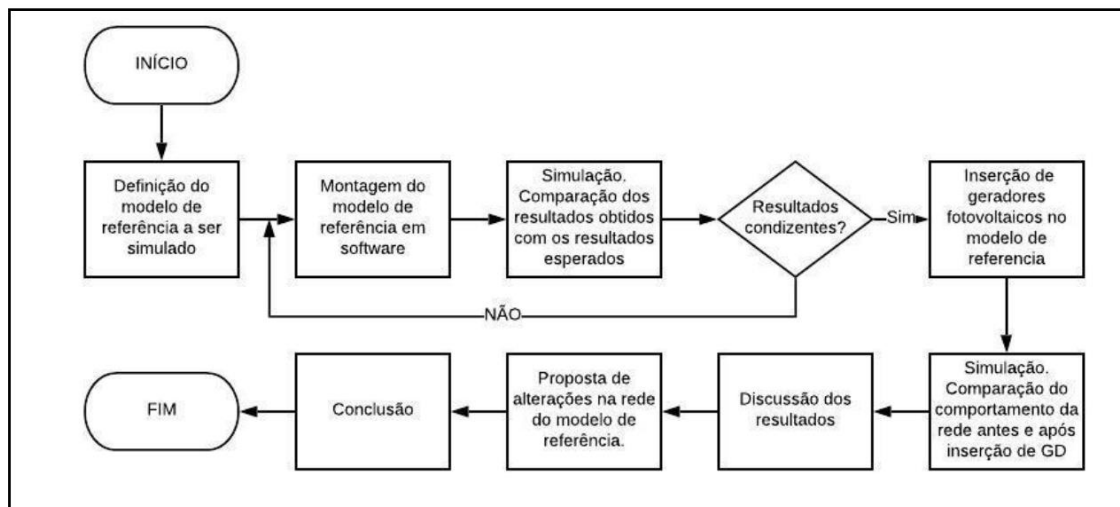


Figura 1 - Fluxograma da metodologia proposta. Elaborado pelos autores.

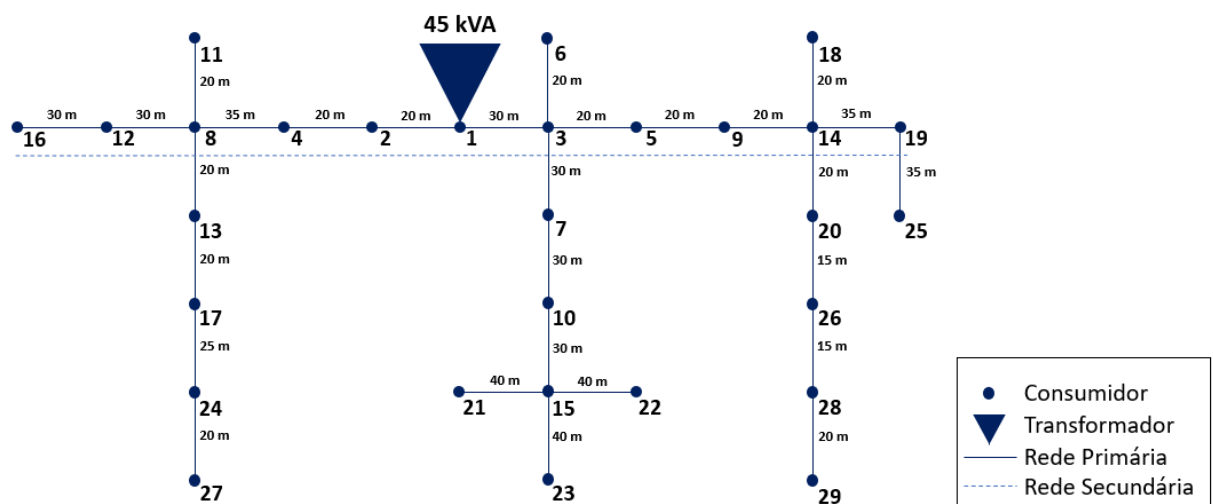


Figura 2 - Topologia do modelo de referência. Adaptado de Lima (2015).

Tabela 1 - Parâmetros do transformador.

| Parâmetro | Valor |
|-----------------|-------|
| Número de fases | 3 |

| | |
|------------------------|---------------|
| Número de enrolamentos | 2 |
| Potência nominal (kVA) | 45 |
| Tensão primária (kV) | 13,8 |
| Tensão secundária (kV) | 0,22 |
| Conexão | Delta/Estrela |
| Perda total (%) | 0,5 |
| Perda no ferro (%) | 0,2 |

Fonte: adaptado de Lima (2015).

Tabela 2 - Dados dos condutores do modelo de referência.

| Cabo (AWG) | Encordoamento | Corrente máxima (A) |
|------------|---------------|---------------------|
| 2 | CLASS A | 156 |
| 1/0 | CLASS A | 202 |
| 2/0 | CLASS A | 230 |

Fonte: adaptado de Kersting (2002).

O modelo de um gerador fotovoltaico no *software OpenDSS*[®] é a combinação de dois outros modelos: o painel fotovoltaico e o inversor de frequência. Tal combinação resulta no elemento *PVSystem* cujo diagrama de blocos está mostrado na Figura 3. Sob condições nominais de irradiação e temperatura, ou seja, 1 kW/m² e 25°C, respectivamente, cada painel fotovoltaico que compõe o sistema fotovoltaico modelado tem uma potência nominal de 330 W. As curvas diárias de irradiação e temperatura adotadas para a modelagem do sistema fotovoltaico estão mostradas na Figura 4 e na Figura 5, respectivamente.

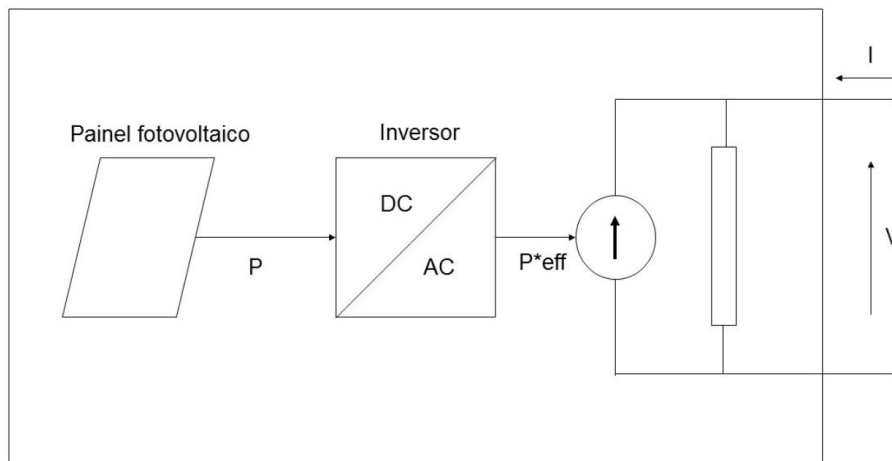


Figura 3 - Diagrama de blocos do elemento *PVSystem*. Adaptado de EPRI (2019).

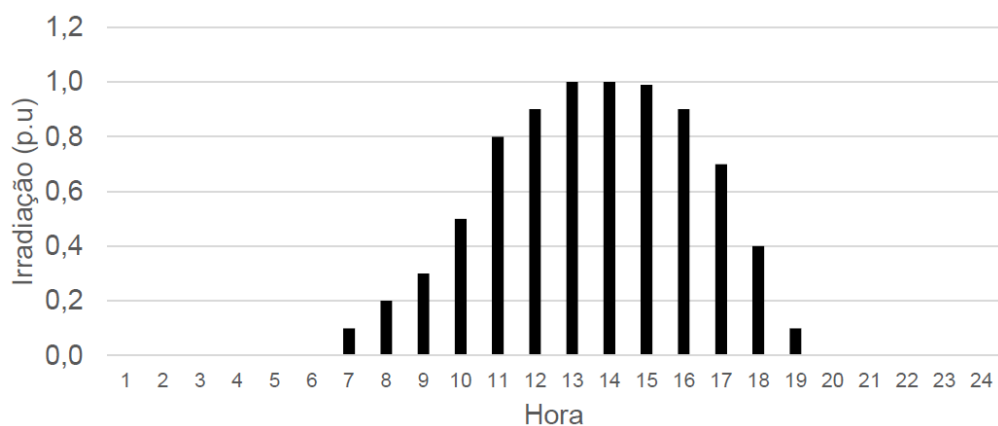
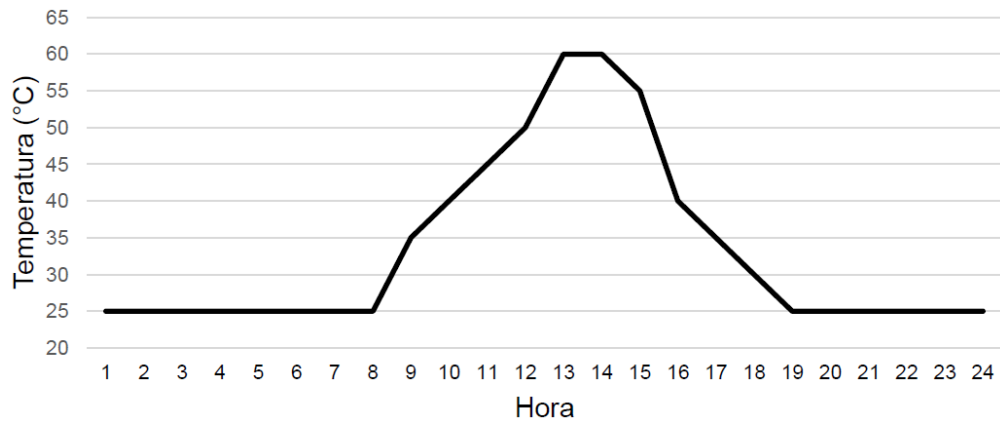


Figura 4 - Curva diária de irradiação. Adaptado de EPRI (2019).**Figura 5 - Curva diária de temperatura. Adaptado de EPRI (2019).**

A rede simulada e validada foi definida como o caso base. Foram inseridos geradores distribuídos à rede do caso base e, desse modo, foram construídos 6 cenários distintos. Para o caso base e para cada cenário de simulação foram analisadas as perdas no transformador e nas linhas, a potência do transformador e as tensões em todas as barras da rede no instante de maior potência gerada pelos geradores distribuídos. Vale ressaltar que o cenário 6 foi definido como um cenário crítico. Logo, para o cenário 6 esperava-se que o excesso de geradores fotovoltaicos pudesse causar impactos negativos. Assim, foram avaliadas mudanças na rede do cenário 6 a fim de mitigar possíveis problemas.

Foram avaliados seis níveis de penetração de geradores fotovoltaicos, distribuídos conforme Tabela 3. A escolha das barras para a conexão dos geradores para os 5 primeiros cenários foi realizada de maneira aleatória. Na Tabela 3, a segunda coluna indica a relação entre a potência fotovoltaica instalada no sistema elétrico e o máximo carregamento do sistema. Tal relação define uma porcentagem que, quando multiplicada pelo máximo carregamento do sistema, resulta no valor de potência fotovoltaica (FV) instalada no sistema. A última coluna da Tabela 3 representa a máxima potência fotovoltaica injetada no sistema para cada cenário. Tal valor é o resultado da multiplicação da quantidade de sistemas fotovoltaicos presentes em cada cenário pela máxima potência gerada por tais sistemas, isto é, 1,44 kW para os cenários de 1 a 5 ou 2,88 kW para o cenário 6. A quantidade de sistemas fotovoltaicos presentes em determinado cenário, por sua vez, é conhecida dividindo-se o valor de potência fotovoltaica instalada (coluna 4) pela potência nominal de cada sistema fotovoltaico, isto é, 1,65 kW para os cenários de 1 a 5 ou 3,3 kW para o cenário 6.

Tabela 3 - Cenários de simulação propostos.

| Cenário | Potência nominal FV instalada no sistema elétrico (%) | Máximo carregamento do sistema elétrico (kW) | Potência FV instalada no sistema elétrico (kW) | Máxima potência FV injetada no sistema elétrico (kW) |
|---------|---|--|--|--|
| 1 | 30 | 22,3 | 6,6 | 5,76 |
| 2 | 45 | 22,3 | 9,9 | 8,64 |
| 3 | 75 | 22,3 | 16,5 | 14,40 |
| 4 | 85 | 22,3 | 19,8 | 17,28 |
| 5 | 100 | 22,3 | 23,1 | 20,16 |

6

355

22,3

79,2

69,12

Fonte: Elaborado pelos autores.

3. Resultados e Discussão

O gráfico da Figura 6 mostra a soma das perdas em todas as linhas da rede em cada hora do dia. O caso base e todos os cenários de simulação são representados no gráfico. As perdas também são as mesmas para todos os cenários entre 1 e 10 horas e entre 18 e 24 horas. No intervalo de 10 a 18 horas, constata-se que quanto maior a presença de geradores distribuídos na rede de distribuição menores são as perdas na linha.

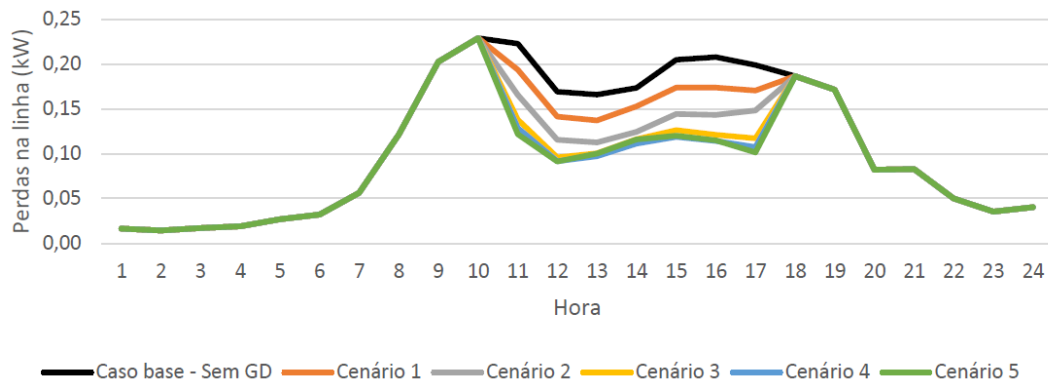
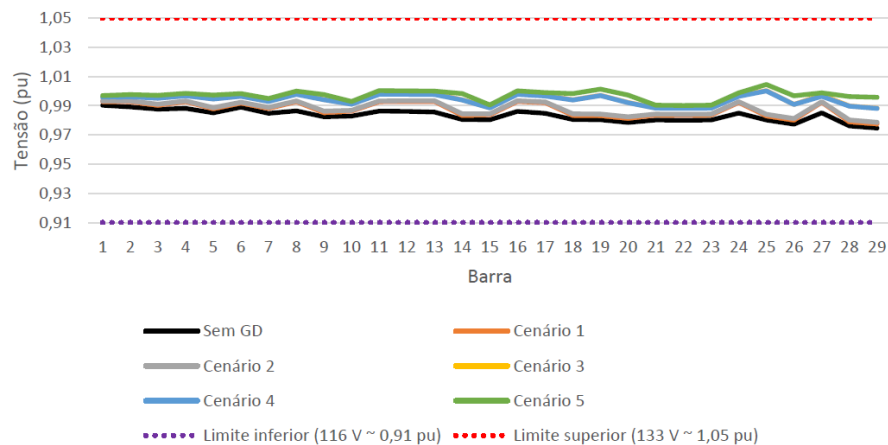


Figura 6 - Perdas nas linhas para os cenários de 1 a 5 e para o caso base. Elaborado pelos autores.

O gráfico da Figura 7 mostra as tensões das fases A, B e C em cada barra da rede e para todos os cenários de simulação às 15 horas. As linhas vermelhas pontilhadas representam o limite máximo e mínimo de tensão de fase permitido pela legislação brasileira. Caso houvesse excesso de potência fotovoltaica injetada na rede seria esperada a verificação de violação do limite superior. Entretanto, em nenhum dos casos houve alguma barra que apresentasse algum valor de tensão que não estivesse dentro do intervalo das linhas vermelhas pontilhadas.



(a)

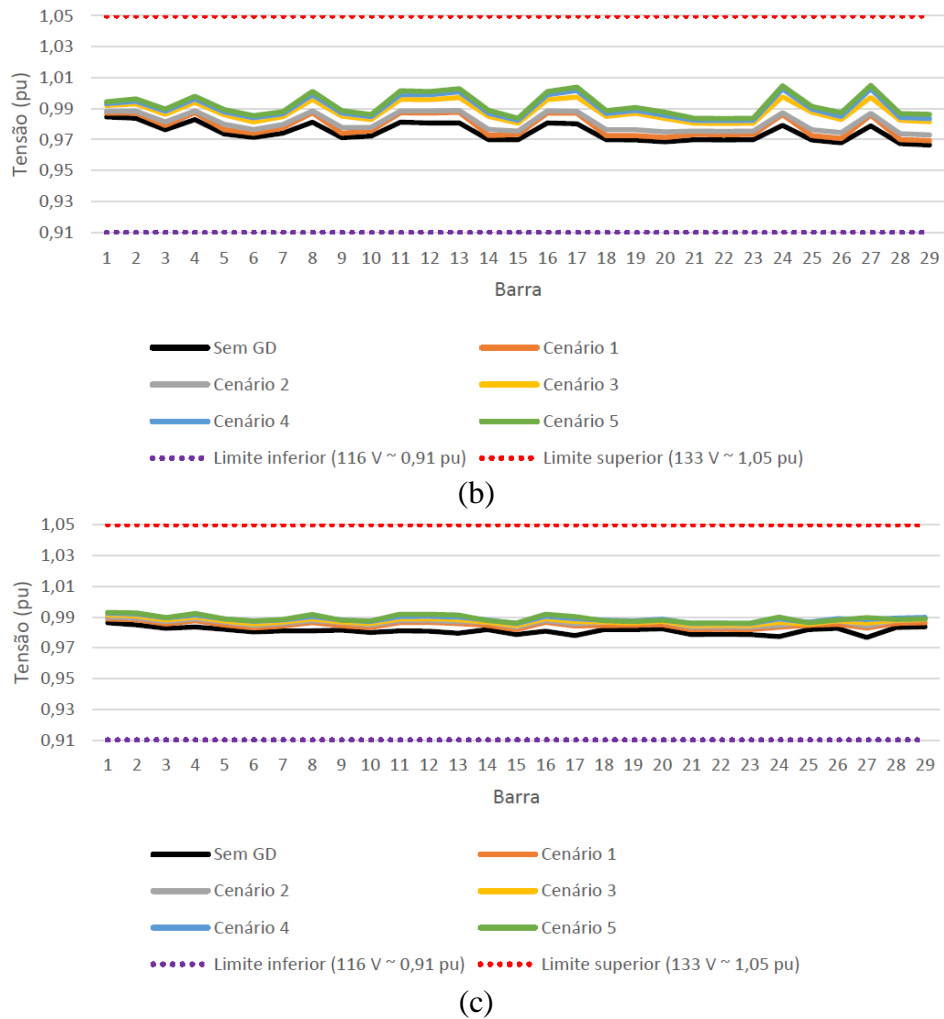


Figura 7 - Tensão nas barras da rede às 15 horas para os cenários de 1 a 5 e para o caso base: (a) fase A, (b) fase B e (c) fase C. Elaborado pelos autores.

A Figura 8 mostra, para cada hora do dia, as perdas na linha para o cenário 6. O valor máximo de perdas na linha para o cenário 6 foi de, aproximadamente, 0,9 kW às 14 horas. Nesse mesmo horário, as perdas na linha para o cenário 5 eram de, aproximadamente, 0,1 kW. Para todos os outros cenários de simulação, o intervalo de 11 a 17 horas apresentou perdas na linha sempre menores que 0,3 kW. Por outro lado, as perdas na linha para o cenário 6, no mesmo intervalo, são sempre maiores que 0,3 kW.

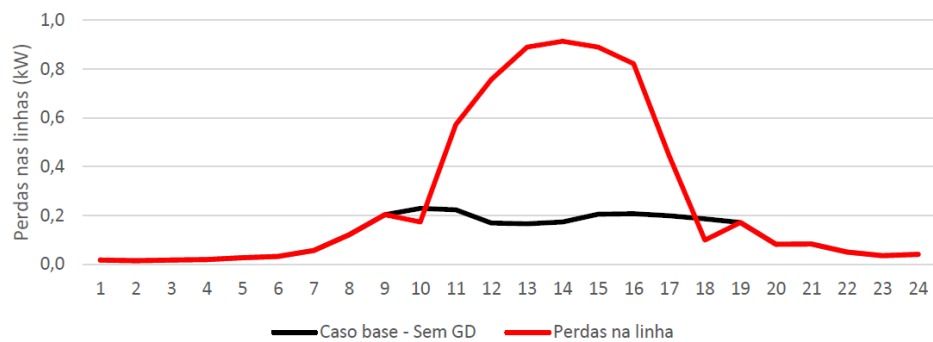


Figura 8 - Perdas nas linhas para o caso base e para cenário 6. Elaborado pelos autores.

A Figura 9 mostra as tensões por fase em todas as barras da rede para o cenário 6 às 15 horas. Constata-se que a tensão da fase A na barra 25 ultrapassa o máximo valor de tensão permitido. Tal fato era esperado devido ao excesso de potência fotovoltaica.

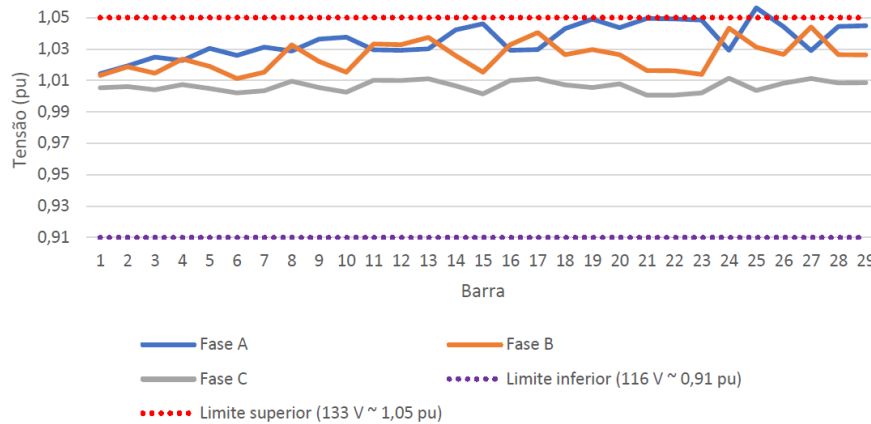
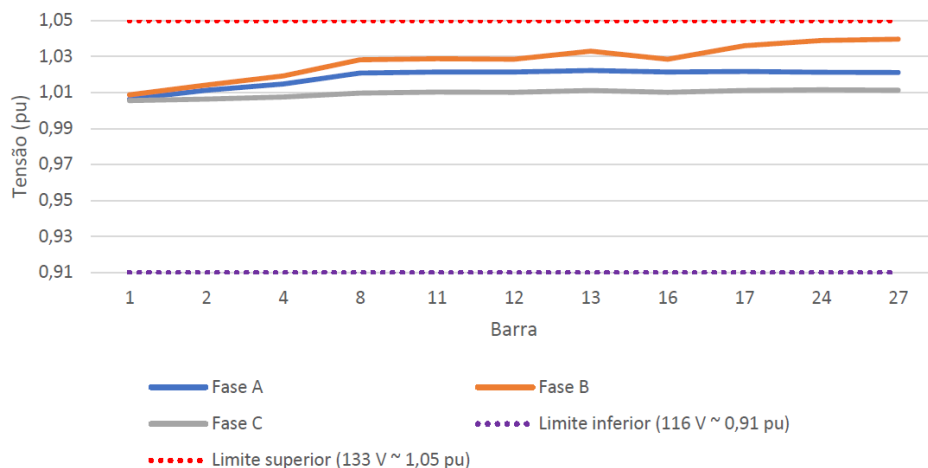


Figura 9 - Tensão por fase nas barras da rede às 15 horas para o cenário 6. Elaborado pelos autores.

De acordo com a análise dos resultados da simulação do cenário 6, ou cenário crítico, foram verificados três impactos do excedente de potência gerada pelos sistemas fotovoltaicos: aumento das perdas no transformador, aumento das perdas totais nas linhas e sobretensão em regime permanente. Dentre tais impactos, a sobretensão foi o único impacto que alcançou valores não permitidos.

A sobretensão causada pela introdução dos geradores fotovoltaicos nos sistemas elétricos é o impacto mais abordado em trabalhos da literatura técnica. Para solucionar tal problema, uma das mudanças propostas foi a alteração do fator de potência do sistema fotovoltaico para operação com potência ativa e reativa. Por meio da absorção ou injeção de potência reativa no sistema de distribuição seria possível regular a tensão no ponto de conexão do gerador fotovoltaico com o sistema (Paludo, 2014).

Além de tal mudança, foi proposta a divisão do circuito para solucionar o problema da sobretensão. O transformador já existente passou a alimentar apenas uma parte da rede – circuito A. Outro transformador de distribuição, com as mesmas especificações, passou a alimentar a outra parte da rede – circuito B. Como resultado disso, a rede do cenário 6 transformou-se em duas redes independentes. As tensões nas barras do circuito A e do circuito B, às 15 horas, após a divisão da rede original, são mostradas na Figura 10.



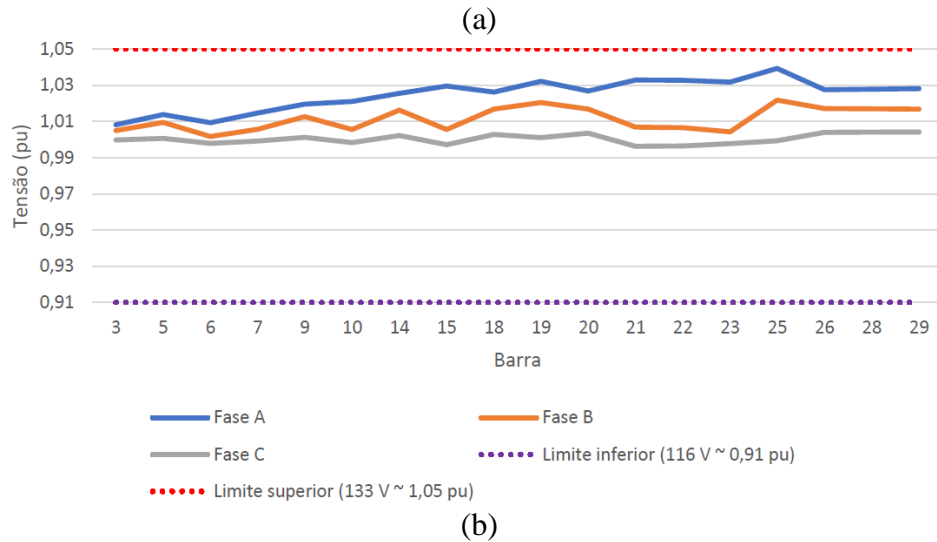


Figura 10 - Tensão às 15 horas nas barras dos circuitos (a) A e (b) B. Elaborado pelos autores.

Quanto às perdas nas linhas, foi proposta a troca dos condutores da rede (recondutoramento) a fim de reduzir as perdas por meio da diminuição da resistência dos condutores. Vale ressaltar que as empresas distribuidoras de energia elétrica normalmente utilizam o recondutoramento em situações de manutenção, aumento da demanda de energia elétrica ou no caso de crescimento vegetativo do consumo. Os custos do recondutoramento são baseados no preço dos materiais e na mão-de-obra e, muitas vezes, pode ser uma alternativa inviável economicamente. Vale ressaltar que o recondutoramento não é aplicado exclusivamente para reduzir perdas (Alves, 2014).

4. Conclusões

Este trabalho abordou a relevância dos estudos acerca dos impactos causados pela geração distribuída nas redes de distribuição de energia elétrica, que podem implicar em um sistema elétrico mais sustentável, tanto do ponto de vista econômico quanto ambiental e social. Foram simulados 6 cenários. Do primeiro ao sexto cenário foi aumentada a potência fotovoltaica instalada na rede. E para cada cenário foram analisados parâmetros como perdas no transformador, perdas totais nas linhas, potência do transformador de distribuição, entre outros. Diante de todas as análises e comparações observou-se que a presença de geradores distribuídos nas redes secundárias de distribuição de energia elétrica não causa impactos significativos.

Os resultados das simulações apontaram que o aumento da presença de geradores fotovoltaicos distribuídos na rede causou redução das perdas do circuito e, também, redução da energia elétrica demandada do transformador de distribuição. Por outro lado, houve aumento das magnitudes das tensões nas barras do sistema. Tais fatos foram verificados enquanto a potência fotovoltaica instalada era menor ou igual a 100% do máximo carregamento da rede. Quando tal potência instalada foi superior a 170% observaram-se impactos negativos como o aumento das perdas e aparecimento de sobretensões. Diante disso, foram propostas duas mudanças para solucionar o problema da sobretensão: alteração do fator de potência do sistema fotovoltaico e divisão do circuito. Por outro lado, para reduzir as perdas foi proposta uma mudança: o recondutoramento. Após as simulações, observou-se que cada mudança apresentou os resultados esperados.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao apoio institucional do Instituto Federal do Espírito Santo (Ifes).

Referências

- Alves, D. d. S. (2014). *Análise de eficiência energética em redes de distribuição de energia elétrica*. (Pós-graduação em Eficiência Energética aplicada aos Processos Produtivos), Universidade Federal de Santa Maria, Quaraí.
- Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de Abril de 2012, (2012).
- Empresa de Pesquisa Energética - Nota técnica DEA 12/16. Avaliação da Eficiência Energética e Geração Distribuída para os próximos 10 anos (2015-2024), (2014).
- Agência Nacional de Energia Elétrica - Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída - Resolução Normativa nº 482/2012, (2018a).
- Empresa de Pesquisa Energética - Plano Decenal de Expansão de Energia: 2027, (2018b).
- Empresa de Pesquisa Energética - Balanço Energético Nacional de 2021: Ano base 2020, (2021).
- EPRI. (2019). *Electric Power Research Institute - Reference Guide - The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*. Retrieved from <https://spinengenharia.com.br/wp-content/uploads/2019/01/OpenDSSManual.pdf>
- Kersting, W. H. (2002). *Distribution System Modeling and Analysis*: CRC Press.
- Lima, D. R. M. d. (2015). *Desenvolvimento de modelos de redes de baixa tensão para estudos de fluxo de potência*. (Graduação em Engenharia Elétrica), Universidade de São Paulo, São Carlos.
- 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*. (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica), Universidade de São Paulo, São Carlos.