

## Análise do Impacto da Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica na Qualidade da Energia Elétrica utilizando o *software* OpenDSS

Leandro H. Nogueira da Silva\*. Mateus G. S. Sales\*. Benedito D. Bonatto\*. Cláudia E. da Matta\*. Conrado M. S. Silva\*. Guilherme M. Pereira\*. Livia P. Magalhães\*.

\*Instituto de Sistemas Elétricos e Energia, Universidade Federal de Itajubá, BR

(e-mail: leandrohenrique@unifei.edu.br, mateus\_gomes\_siqueira@unifei.edu.br, bonatto@unifei.edu.br, claudia.matta@unifei.edu.br, d2019014917@unifei.edu.br, guilherme\_marques@unifei.edu.br, liviapereira@unifei.edu.br).

---

**Resumo:** Este trabalho apresenta uma análise do impacto da inserção de geração distribuída fotovoltaica na qualidade da energia elétrica utilizando o *software* OpenDSS, em um sistema de distribuição típico do IEEE 13 barras. A partir das simulações, foram comparadas as grandezas elétricas em cada um dos cenários simulados, avaliando os possíveis impactos que a geração fotovoltaica pode causar na rede de distribuição e na qualidade do produto. Primeiramente será apresentado o contexto sobre a geração distribuída e o impacto causado por ela nas redes de distribuição. Em seguida os parâmetros e modelagem para as simulações serão apresentados, seguidos das simulações e conclusões. Os resultados mostram, de forma geral, que o sistema fotovoltaico pode produzir um efeito positivo ou negativo no sistema onde é conectado, sendo os fatores determinantes para os principais impactos o nível de potência injetada, a carga do sistema e o posicionamento correto da GD.

*Palavras-chaves:* Geração distribuída, sistema de geração fotovoltaica, OpenDSS, qualidade da energia elétrica.

**Abstract:** This work aims to present an analysis of the impact of the insertion of photovoltaic distributed generation on the quality of electrical energy using the OpenDSS software, in a typical IEEE 13 bus distribution system. Thus, using the OpenDSS program and the IEEE 13 bus circuit, simulations were performed at a point in time, static mode, and in periods, in time series, evaluating different scenarios with and without the insertion of distributed resources. The main concepts involved will be presented, as well as the comparisons in three different scenarios, depending on the penetration level and location of photovoltaic distributed generation, the impacts on the steady-state voltage profile. This work proposes to explore the OpenDSS program, seeking within its functionalities to understand the functioning of a distribution network with the contribution of distributed energy resources. Besides showing that the insertion of DG in transmission networks must be studied and evaluated in order to mitigate as much as possible the problems that a distribution network may face.

*Keywords:* Distributed Generation, Photovoltaic Generation System, OpenDSS, Power Quality.

---

### 1. INTRODUÇÃO

É notório o expressivo crescimento da Geração Distribuída (GD) no Brasil e no mundo, em função dos diversos benefícios socioeconômicos e ambientais proporcionados. Existem diversas definições usadas para definir uma GD, porém todas convergem para uma mesma explicação: uma geração de energia elétrica próximo à carga, com a utilização de fontes renováveis, normalmente geração fotovoltaica.

Além de auxiliar na descentralização da matriz energética e na inserção de novas tecnologias no setor elétrico, a GD contribui para a redução significativa de CO<sub>2</sub>, integrando, no contexto de redes elétrica inteligentes, conceitos de modernização, automação, telecomunicações etc.

Entretanto, com o aumento da quantidade de GD conectada à rede de baixa tensão, a preocupação com a qualidade da energia deve ser uma questão a ser discutida. Isso deve-se ao fato de que, com os atuais critérios regulatórios de acesso e conexão, ainda não há atuação ativa da GD para mitigar impactos na qualidade da energia, cabendo à concessionária ações de correção, por exemplo, na conformidade de tensão.

Este trabalho apresenta uma análise do impacto da inserção de geração distribuída fotovoltaica na qualidade da energia elétrica utilizando o programa OpenDSS, para a realização de simulações no modo estático analisando o fluxo de potência em um ponto no tempo e simulações em séries temporais, que analisa o fluxo de potência ao longo do tempo. São analisados dois cenários, com e sem a inserção de geração fotovoltaica, observando o comportamento da rede IEEE de 13 barras. A

partir das simulações, foram comparadas as grandezas elétricas em cada um dos cenários simulados, avaliando os possíveis impactos que a geração fotovoltaica pode causar na rede de distribuição e na qualidade do produto.

Primeiramente será apresentado o contexto sobre a geração distribuída e o impacto causado por ela nas redes de distribuição. Em seguida os parâmetros e modelagem para as simulações serão apresentados, seguidos das simulações e conclusões.

Os resultados mostram, de forma geral, que o sistema fotovoltaico pode produzir um efeito positivo ou negativo no sistema onde é conectado, sendo os fatores determinantes para os principais impactos o nível de potência injetada, a carga do sistema e o posicionamento correto da GD.

## 2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O principal sistema de geração distribuída é proveniente da energia fotovoltaica, ou seja, energia gerada a partir da irradiação solar. No Brasil cerca de 97% da GD total vem da energia fotovoltaica (ANEEL, 2021). A implementação desse sistema para os consumidores finais tem diversas vantagens, porém, com o grande aumento do número de novas conexões e da quantidade de energia injetada na rede, alguns impactos como a sobretensão e o fluxo reverso no pico de geração do sistema podem aumentar as perdas do sistema e prejudicar a sua estabilidade (PALUDO, 2014).

Dado esse contexto, mostra-se necessário o estudo da GD caracterizada pela geração fotovoltaica, pois tais impactos afetam diretamente a Qualidade de Energia Elétrica (QEE). O módulo 8 do Procedimento de Distribuição (PRODIST), define valores referenciais de tensão em regime permanente, fator de potência, desequilíbrio de tensão e corrente, flutuação de tensão e harmônicos, que serão explicados a seguir:

- A tensão em regime permanente é definida por um intervalo de tempo em que não ocorrem distúrbios de tensão que inviabilizam a medição.
- A relação entre a potência ativa e a potência aparente define o fator de potência e evidencia o quanto de potência ativa realmente está sendo convertida em trabalho, onde o valor ideal é 1. Nas diretrizes do módulo 8 do PRODIST, o valor deve estar entre 0,92 e 1 para distribuidoras ou unidades consumidoras.
- Quando a defasagem entre as fases de um sistema é diferente de 120° e ou os respectivos módulos são diferentes entre si, o sistema é considerado desequilibrado. O desequilíbrio de tensão e corrente é definido pela relação entre os módulos de sequência negativa (V-) e da tensão em sequência positiva (V+), conforme Equação 1.

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} * 100 \quad (1)$$

- A flutuação de tensão está ligada à variação da tensão eficaz de suprimento dentro de uma faixa que vai de 0,95 pu a 1,05 pu. Tais flutuações podem se manifestar de diversas formas, como por exemplo: fornos a arco, máquinas de solda, partida direta de motores de grande porte, entre outros (PAULILO, 2016).

- Distorções na forma de onda ou distorções harmônicas são definidas como a mudança no formato de onda senoidal de sua frequência fundamental (PAULILO, 2016).

## 3. IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTVOLTAICA

O sistema elétrico tradicional, regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e operado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema), foi criado e projetado de forma a seguir um padrão de fluxo unidirecional de energia elétrica (SOUZA, 2019). A GD, nesse sentido, gera alguns desafios, uma vez que, altera essa forma de operação radial. Entretanto, vantagens também são notadas através da inserção da GD, embora ainda não quantificadas explicitamente.

Em um determinado momento do dia, quando há um excedente de potência gerada pela geração distribuída fotovoltaica (GDFV), a mesma é injetada na rede de distribuição, podendo gerar um fluxo reverso. Essa mudança de direção do fluxo de potência pode provocar o aparecimento de possíveis problemas para o sistema elétrico como alterações no perfil de tensão na rede, valores diferentes de perdas e sobretensões (SOUZA, 2019).

A GD, como dito anteriormente, configura-se como uma geração de energia próxima ao consumidor, e tal configuração pode resultar na redução do fluxo de energia vindo da subestação, o que conseqüentemente, diminui as perdas técnicas e o carregamento do circuito (CORREA, 2020). Mas, o excesso dessa GD, pode ocasionar na situação contrária e, prejudicar a qualidade da energia.

Com o aumento da distância do consumidor até o centro de geração mais próximo, os níveis de tensão variam. Inserindo uma GD no sistema, o atendimento à carga pode ser suprido pela geração local, reduzindo as quedas de tensão. Porém, um limite de inserção de GD deve ser estabelecido, pois após um determinado nível (denominado capacidade de hospedagem) a rede não irá suportar o fornecimento de energia com os níveis de qualidade regulatória especificada.

Devido a esses impactos mostra-se necessária a realização de análises para avaliar os diversos fatores que a geração distribuída pode afetar, para que a rede de distribuição seja reprojeta (ou os sistemas GD reconfigurados) para suporte a todas as variações de tensão, corrente e fluxo de potência causadas pela inserção de GD.4. DADOS PARA A SIMULAÇÃO

Para a obtenção de resultados de simulação do sistema elétrico foi utilizado o programa de código aberto *OpenDSS*, pois dentre as inúmeras soluções oferecidas pelo *software*, tem-se: *Daily Power Flow* (fluxo de potência diário), *Snapshot Power Flow* (fluxo de potência instantâneo), *Yearly Power Flow* (fluxo de potência anual), *Harmonics* (estudo de harmônicos), *Fault study* (estudo de faltas ou falhas) entre outras.

Foi escolhido uma rede teste IEEE 13 barras, que embora seja uma rede pequena, possui diversas características típicas como linhas trifásicas aéreas e subterrâneas desbalanceadas, ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos, dois transformadores

trifásicos de distribuição, cargas localizadas e uma distribuída, dois bancos de capacitores *shunt* e um regulador conectado em estrela (FREITAS, 2015), que validam todas as análises a serem feitas no OpenDSS. A Fig. 1 apresenta o diagrama da rede de distribuição típica IEEE 13 barras.

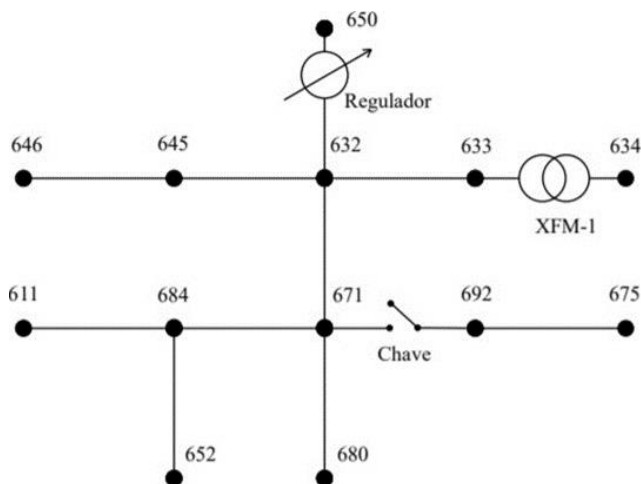


Fig. 1 Diagrama unifilar da rede teste IEEE 13 barras. Fonte: Silva (2021).

Para modelar o sistema fotovoltaico, parte-se para a definição dos parâmetros de uma célula fotovoltaica trifásica, utilizando o *PVSystem*. Os parâmetros a serem definidos são:

- Irradiância diária;
- Rendimento do painel em função da temperatura ideal de trabalho;
- Eficiência do inversor.

Para a irradiância diária utilizou-se a curva de irradiação média de um país tropical como o Brasil, assim como ilustra a Fig. 2.

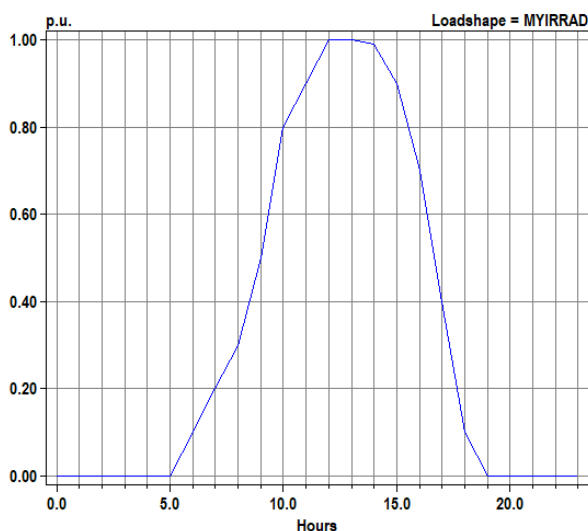


Fig. 2 Curva de irradiação diária. Fonte: Silva (2021).

O rendimento do painel é definido pela curva representada na Fig.3. O eixo das abscissas (*x*) é composto pela temperatura e

o eixo das ordenadas (*y*) por um fator de multiplicação, e com isso a potência nominal é atingida no instante em que a temperatura nominal se faz presente.

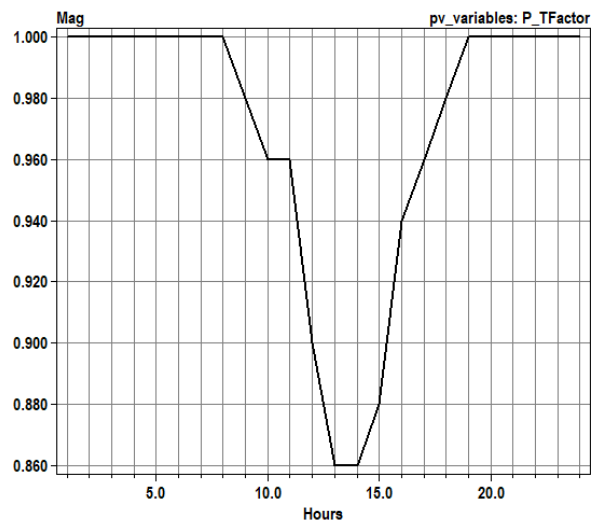


Fig. 3 Rendimento do painel em função da temperatura ideal de trabalho. Fonte: Silva (2021).

Por último, a eficiência do inversor é encontrada por meio da relação entre a potência CC e a potência CA, assim como mostra a Fig.4, o resultado da relação é multiplicado pelo valor da potência CC de saída resultando no valor da potência CA de saída.

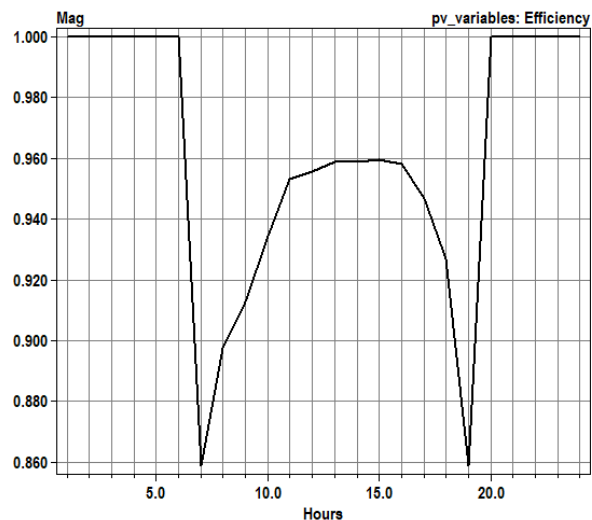


Fig. 4 Curva de eficiência do inversor. Fonte: Silva (2021).

O modelo matemático que expressa a relação entre as variáveis definidas é descrito a seguir:

$$P(t_0) = Pmp \left( \frac{1kW}{m^2} \right) \times irradiância(pu)(t_0) \times irradiância(base) \times Pmp(pu, T(t_0)) \quad (4)$$

Na qual:

- $P(t_0)$ : Potência na saída do painel no instante  $t_0$ .
- $Pmp \left( \frac{1kW}{m^2} \right)$ : Potência nominal no de máxima potência.
- Irradiância (pu) ( $t_0$ ): Valor da irradiância em pu no instante  $t_0$ .
- Irradiância (base): Valor máximo da irradiância no dia selecionado.
- $Pmp(pu, T(t_0))$ : Fator de correção do  $Pmp$  em função da temperatura no instante  $t_0$ .

$$Psaída(t) = P(t) \times eff(Psaída(t))$$

Na qual:

$eff(Psaída(t))$  representa a eficiência do inversor.

Os valores nominais do painel e do inversor são apresentados na Tabela 1.

**Tabela 1. Valores nominais do painel e inversor**

Tensão Nominal	480 V
Potência Nominal no ponto de máx. Potência	500kW
Potência Aparente Nominal do inversor	600kVA
FP do inversor	1
Temperatura Nominal	25 °C
Irradiação de Base	0.97 kW/m <sup>2</sup>

Fonte: Silva (2021).

A partir do sistema modelado, define-se as curvas de carga industrial e residencial, conforme Fig. 5 e Fig. 6, respectivamente.

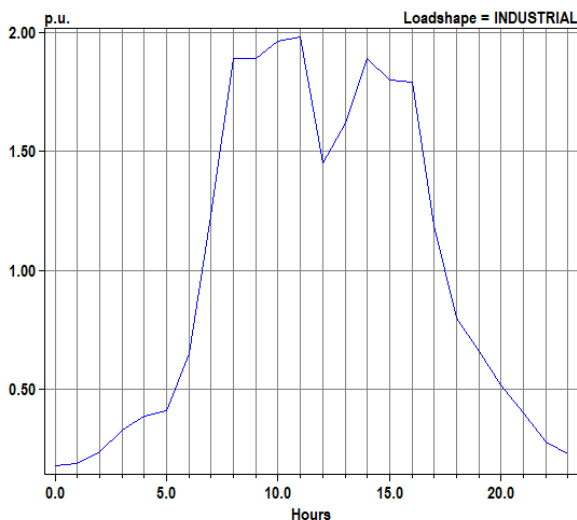


Fig. 5 Curva de Carga Industrial. Fonte: Silva (2021).

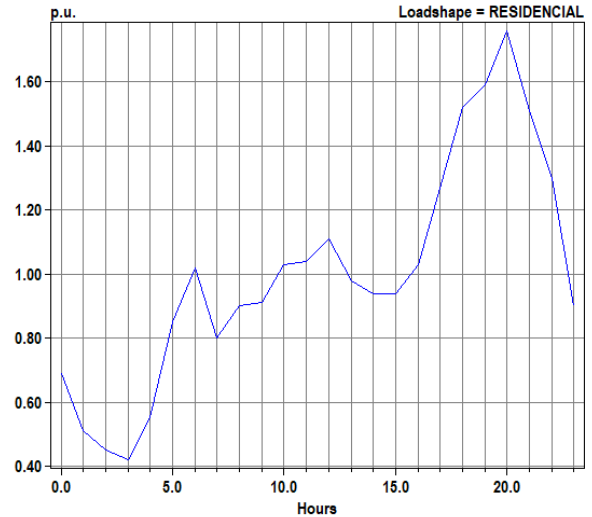


Fig. 6 Curva de Carga Residencial. Fonte: Silva (2021).

Definidas as curvas de carga, tem-se a classificação de cargas do sistema, para cada uma dessas cargas, conforme Tabela 2.

**Tabela 2. Cargas do sistema**

Carga	Classe
611	Residencial
634	Residencial
645	Residencial
646	Residencial
652	Residencial
670	Residencial
671	Industrial
675	Residencial
692	Residencial

Fonte: Silva (2021).

Tendo todos os dados necessários para as simulações, foram analisados diferentes cenários: o sistema sem GD, o sistema com diferentes níveis de potência de GD injetadas e o sistema variando as posições e quantidade de GD.

## 5. ANÁLISES UTILIZANDO O OPENDSS

Com a finalidade de validar o circuito modelado, o cálculo do fluxo de potência preliminar foi efetuado, usando os dados obtidos anteriormente e fornecidos pelo IEEE Test Case. A Tabela 3. mostra os resultados desta simulação.

**Tabela 3. Validação do circuito modelado**

Barras	OpenDSS	IEEE	Var [%]	OpenDSS	IEEE	Var [%]	OpenDSS	IEEE	Var [%]
	Va [pu]	Va [pu]		Vb [pu]	Vb [pu]		Vc [pu]	Vc [pu]	
SOURCEBUS	1,0000	1,0000	0,00%	1,0000	1,0000	0,00%	1,0000	1,0000	0,00%
650	1,0000	1,0000	0,00%	1,0000	1,0000	0,00%	1,0000	1,0000	0,00%
REG	1,0562	1,0600	0,36%	1,0375	1,0500	1,19%	1,0562	1,0700	1,29%
632	1,0145	1,0200	0,54%	1,0290	1,0400	1,06%	1,0044	1,0200	1,53%
670	X	X	X	1,0320	X	X	0,9899	X	X
671	0,9830	0,9900	0,71%	1,0404	1,0500	0,91%	0,9750	0,9800	0,51%
680	0,9830	0,9900	0,71%	1,0404	1,0500	0,91%	0,9701	0,9800	1,01%
633	1,0115	1,0200	0,83%	1,0271	1,0400	1,24%	1,0099	1,0200	0,99%
645	X	X	X	1,0201	1,0300	0,96%	1,0094	1,0200	1,04%
646	X	X	X	1,0184	1,0300	1,13%	1,0076	1,0100	0,24%
692	0,9828	0,9900	0,72%	1,0404	1,0500	0,91%	0,9650	0,9800	1,53%
675	0,9763	0,9800	0,38%	1,0427	1,0600	1,63%	0,9750	0,9800	0,51%
684	0,9810	0,9900	0,91%	X	X	X	0,9750	0,9800	0,51%
611	X	X	X	X	X	X	0,9730	0,9700	0,31%
652	0,9755	0,9800	0,46%	X	X	X	X	X	X
634	0,9873	0,9900	0,27%	1,0085	1,0200	1,13%	0,9899	1,0000	1,01%

Fonte: Silva (2021).

Os resultados produzidos pela simulação, quando comparados com os oferecidos pelo IEEE *Test Case*, não apresentam violações significativas. Mostram assim, que as simulações poderiam prosseguir com segurança. Primeiramente, foi considerado um cenário base para as simulações, com um período de análise diário, carregamento 100%, sem conexão de GD e desconsiderando o clima, como mostra a Fig. 7. Nota-se ainda que o fluxo de potência está 100% obedecendo o sentido radial, subestação-carga.

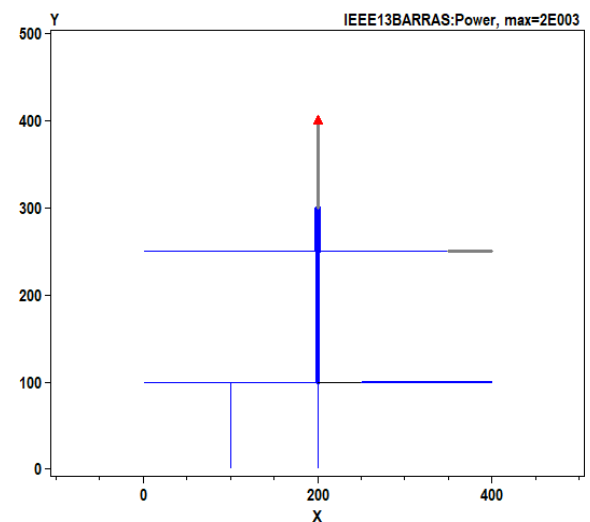


Fig. 7 Fluxo de potência sem a inserção de GD. Fonte: Silva (2021).

O carregamento do sistema obedece ao somatório das curvas de cargas residenciais com as cargas industriais, como ilustra a Fig 8.

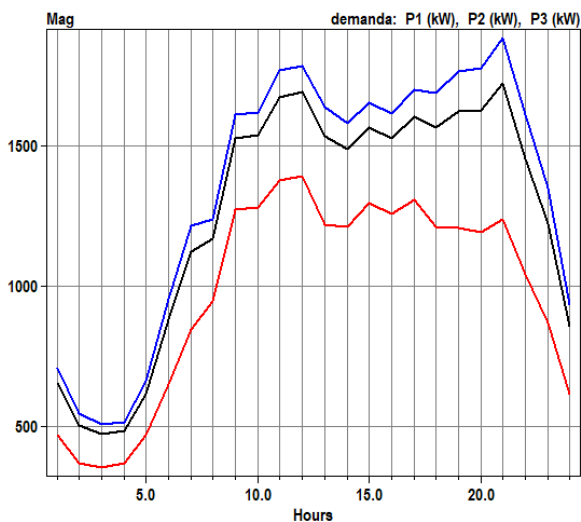


Fig. 8 Carregamento do sistema sem a inserção de GD. Fonte: Silva (2021).

Observa-se o perfil de tensão na Fig. 9, é possível verificar que há apenas uma sobretensão na fase C e que não há afundamento de tensão sem a inserção de GD.

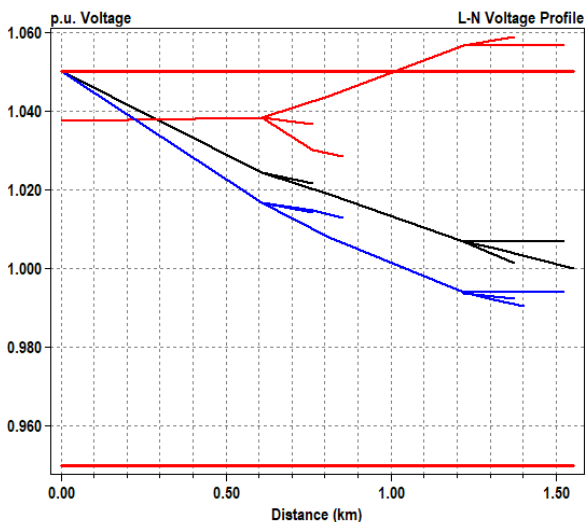


Fig. 9 Perfil de tensão do sistema sem inserção de GD no modo 24 horas. Fonte: Silva (2021).

Posteriormente, antes de introduzir uma GD, foram observados os pontos críticos ao longo do dia no carregamento do sistema. Com isso, as simulações no modo diário foram realizadas com o intuito de observar o comportamento do sistema, no intervalo de máxima contribuição do mesmo, considerando os pontos de máxima e mínima demanda e os diferentes cenários que variam a potência da GD de 0% a 150% da demanda do sistema e o carregamento variando entre 100% e 50% (simulando uma situação normal e outra em um final de semana ou feriado). A seguir os cenários evidenciando de maneira individual os resultados de cada variação supracitada.

### 5.1 Cenário 1

Ao se conectar o sistema fotovoltaico na barra 680, com a injeção de 50% da demanda de um horário específico (ponto de máxima demanda no perfil diário), nota-se que a GD tem grande contribuição em um dia normal da semana, como pode ser observado na Fig. 10.

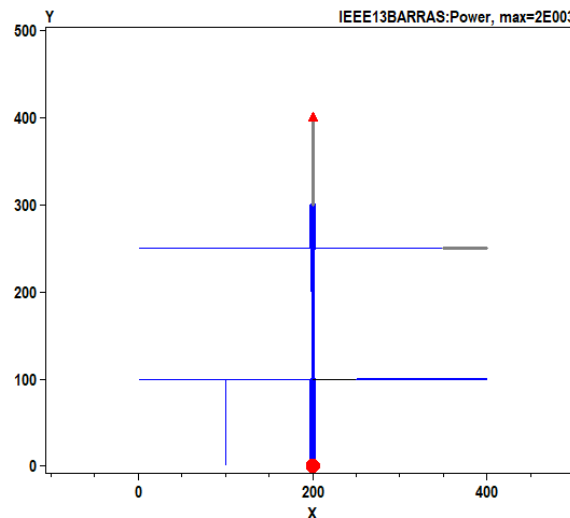


Fig. 10 GD atendendo 50% no ponto de máxima demanda de um final de semana. Fonte: Silva (2021).

Considerando um dia do final de semana, nota-se que a mesma geração é suficiente para atender quase 100% da demanda, como mostra a Fig. 11.

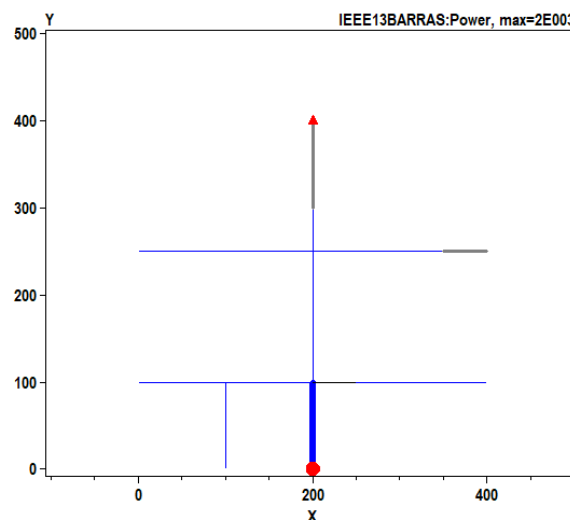


Fig. 11 GD atendendo 50% com carregamento de 50% que representa um dia do final de semana. Fonte: Silva (2021).

Observa-se a contribuição da GD para todo o sistema e que, durante o fim de semana, tal comportamento tem um efeito positivo nas perdas técnicas, uma vez que diminui a distância percorrida do ponto de geração até a carga.

Em um outro cenário, podemos observar que no ponto de máxima demanda do sistema, com 100% do carregamento e sem a inserção de GD, tem-se uma sobretensão no início do alimentador e afundamento de tensão em uma das fases. Após inserir a GD atendendo 50% da demanda, pode-se observar uma melhora considerável na sobretensão e a correção do

afundamento de tensão que deixa de existir, como mostram as Figs. 12.a) 12.b).

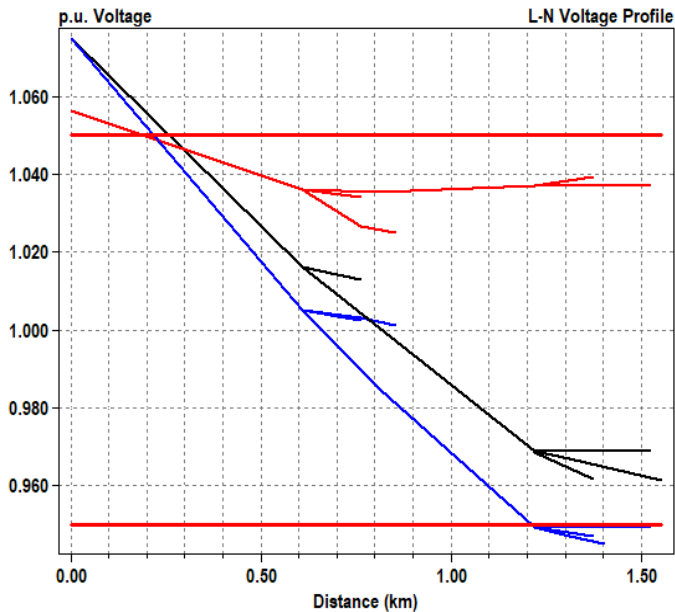


Fig. 12. a) Perfil de tensão no ponto de máxima demanda da curva diária sem a inserção de GD. Fonte: Silva (2021).

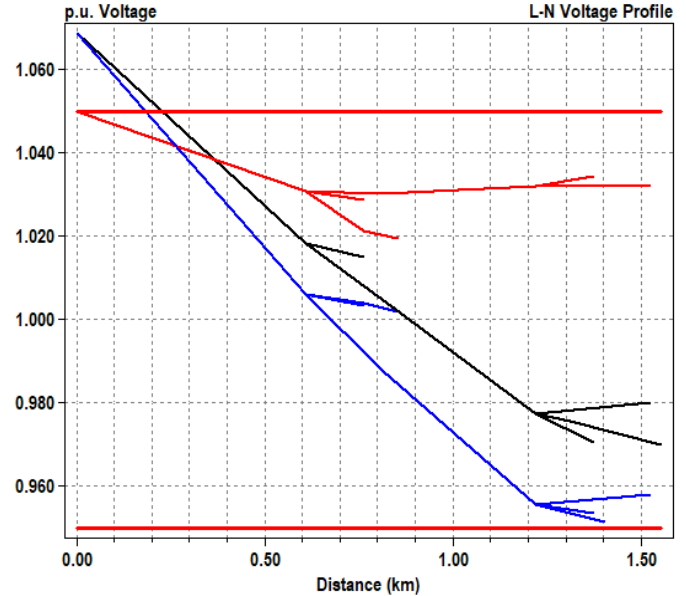


Fig. 12. b) Perfil de tensão com GD atendendo 50% da demanda no ponto de máxima demanda da curva diária. Fonte: Silva (2021).

Outro fator importante a se destacar é a sobrecarga do sistema. No ponto de máxima demanda e carregamento 100%, há uma melhora com relação à sobrecarga do sistema. Ao analisar o ponto de mínima demanda, com a GD atendendo 50%, há uma melhora nos mesmos aspectos: o perfil de tensão, a sobrecarga e diminuição das perdas técnicas. Com até 50% de suprimento de demanda a GD traz inúmeros benefícios ao sistema, porém aumentando a injeção de potência observa-se alguns problemas.

### 5.2 Cenário 2

Neste cenário, elevou-se a potência para um nível que atenda 100% da carga, e conseqüentemente a corrente também foi elevada a um nível para o qual as linhas não foram projetadas no ponto de conexão. Sendo assim, para que a carga fosse 100% suprida pela GD foi necessário inserir dois sistemas fotovoltaicos em pontos distintos. Além do sistema conectado na barra 680, foi adicionado também um sistema na barra 633, cada um contribuindo com 50% da demanda do sistema, como mostra a Fig. 13.

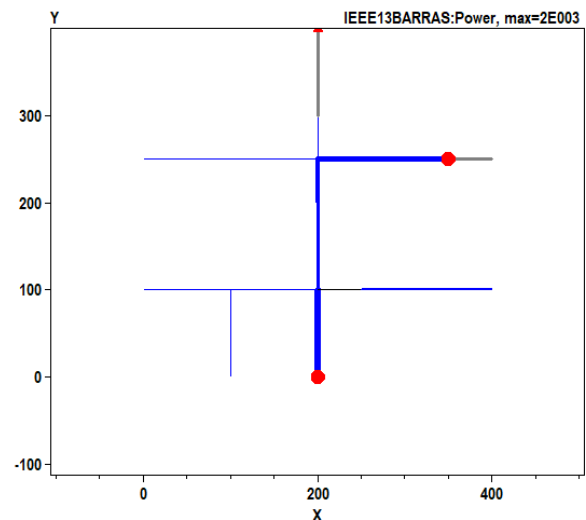
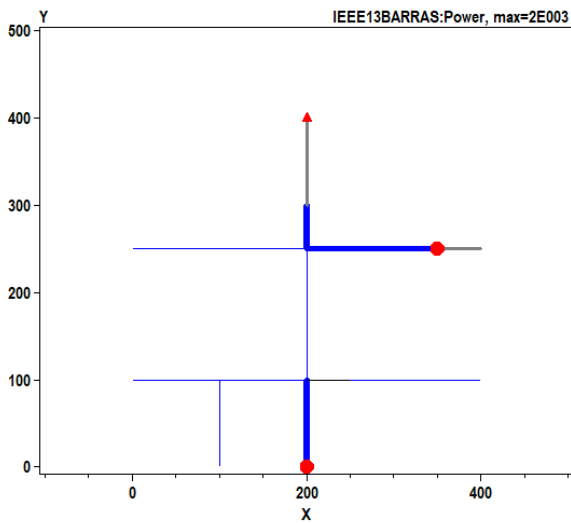


Fig. 13 Duas conexões de GD em dois pontos distintos atendendo 100% da carga com carregamento de 100% no ponto de máxima demanda. Fonte: (SILVA, 2021)

Com essas duas conexões, no mesmo nível de geração, porém em um final de semana, observe-se o surgimento do fluxo reverso, com a potência saindo das conexões de GD para a subestação, como observado na Fig. 14.



Mesmo com o surgimento deste fenômeno, é possível observar o perfil de tensão menos atenuado no início do alimentador, com a fase C deixando de ter sobretensão, assim como o afundamento de tensão deixando de existir, como pode ser observado nas Figs. 15. a) e 15.b).

Fig. 14 GD atendendo 100% da carga com carregamento de 50% no ponto de máxima demanda em dia de final de semana. Fonte: Silva (2021).

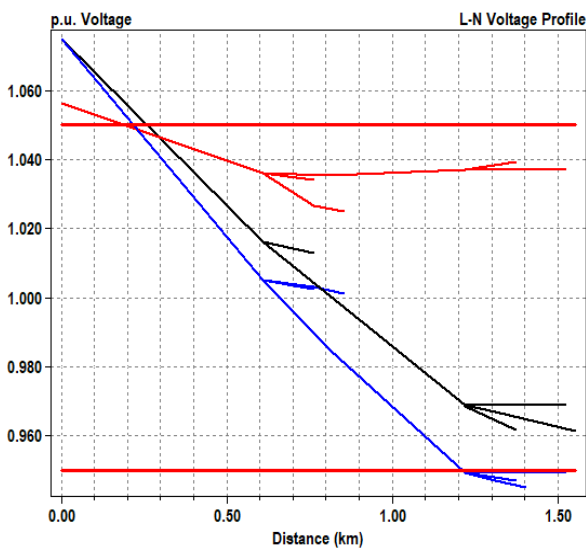


Fig. 15. a) Perfil de tensão no ponto de máxima demanda sem GD. Fonte: Silva (2021).

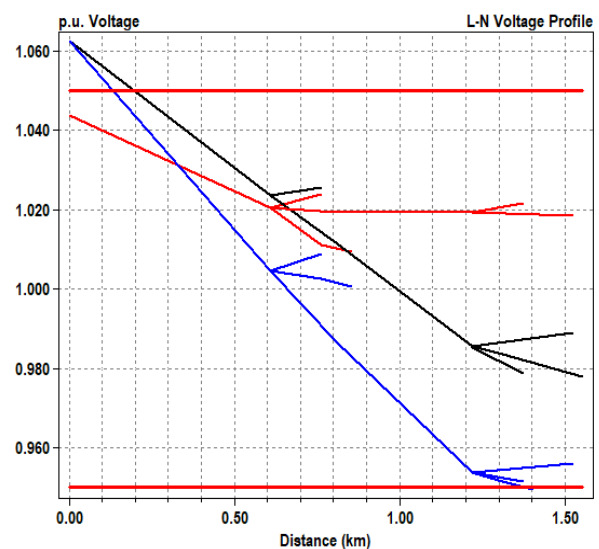


Fig. 15. b) Perfil de tensão no ponto de máxima demanda com GD atendendo 100% da carga. Fonte: Silva (2021).

### 5.3 Cenário 3

Ao injetar 150% de potência do sistema fotovoltaico, há um aumento da intensidade do fluxo reverso e consequentemente de sobrecarga e de perdas no sistema, tanto no ponto de máxima demanda quanto no ponto de mínima, como observado nas Figs. 16 e 17.



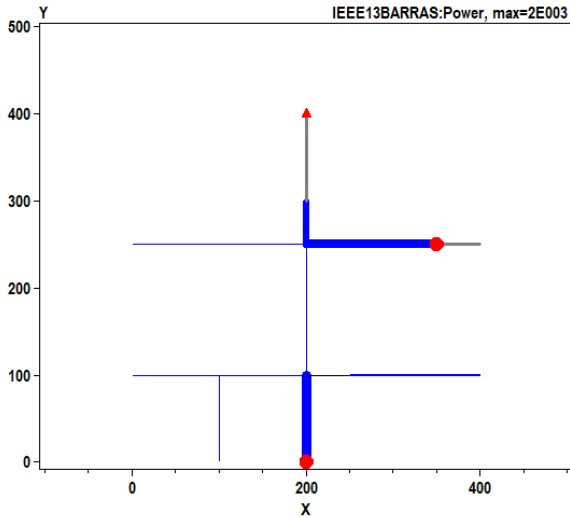


Fig. 16 GD atendendo 150% da carga com carregamento de 100% no ponto de máxima demanda. Fonte: Silva (2021).

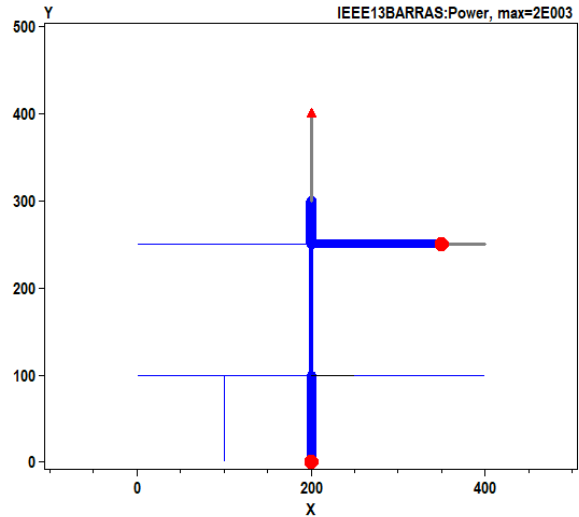


Fig. 17 GD atendendo 150% da carga com carregamento de 50% no ponto de mínima demanda. Fonte: Silva (2021).

O perfil de tensão é muito semelhante quando comparado com o ponto de mínima demanda, como mostram as Figs. 18 e 19.

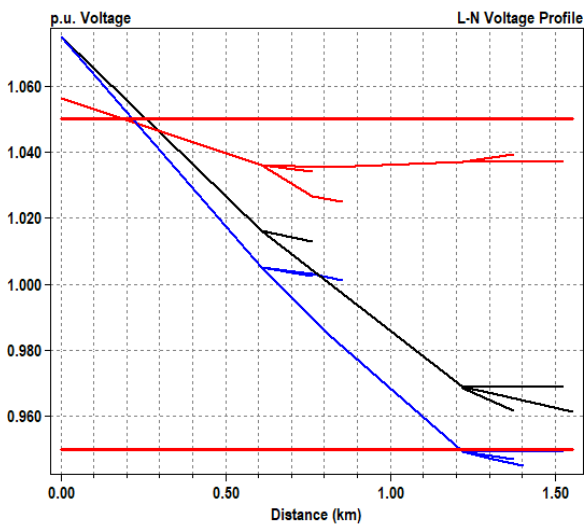


Fig. 18 Perfil de tensão no ponto de máxima demanda sem GD. Fonte: Silva (2021).

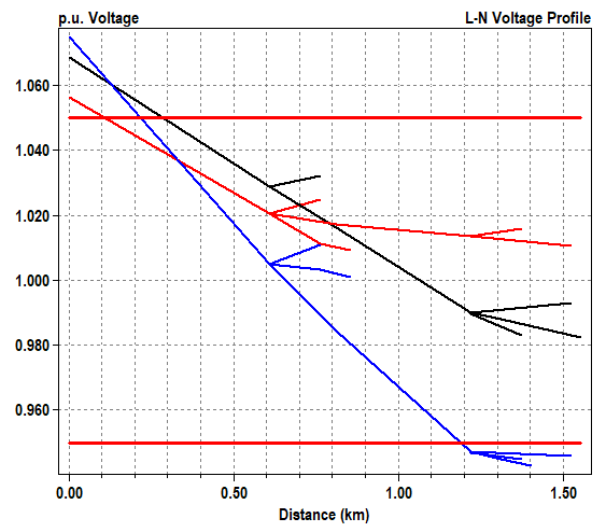


Fig. 19 Perfil de tensão no ponto de máxima demanda com GD atendendo 150% da carga. Fonte: Silva (2021).

Porém, como os cabos próximos à subestação não foram projetados para tal fluxo reverso de potência, observe-se sobrecarga e aumento das perdas elétricas em vários pontos do circuito. As Figs. 20 e 21 mostram como a sobrecarga do sistema aumenta após um certo nível de injeção de potência pela GD e como as perdas elétricas também se comportam nessa situação.

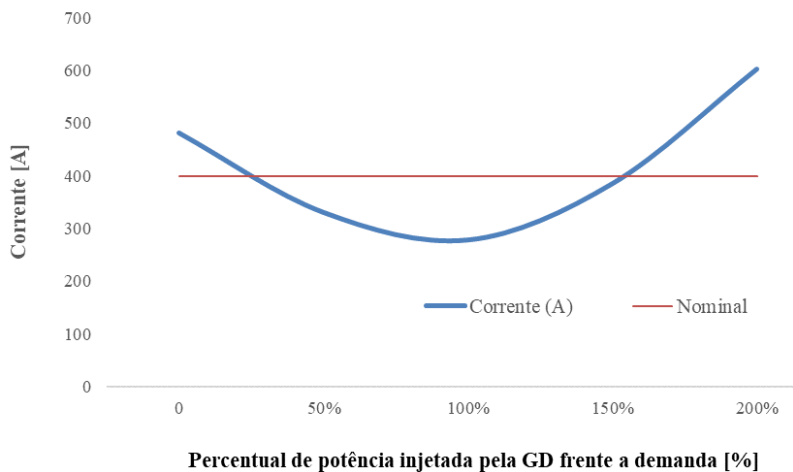


Fig. 20 Corrente do sistema para cada percentual de potência injetado pela GD com relação a carga. Fonte: Silva (2021).

Além dos pontos supracitados anteriormente, o aspecto locacional também deve ser analisado, uma vez que, um estudo prévio da rede levando em consideração esse aspecto, pode melhorar as suas deficiências e potencializar os seus benefícios. Afinal, a injeção de toda a potência em um mesmo ponto causa comprometimentos no sistema, principalmente para os elementos próximos ao ponto de conexão. Mas, quando bem avaliado a divisão dessa potência, melhoras significativas são observadas no sistema.

Também é possível, por meio de simulações no OpenDSS, avaliar as condições de sobrecarga em trechos da rede de distribuição, bem como o comportamento das perdas técnicas totais no sistema. Em função do fluxo de corrente nos ramais, as perdas técnicas podem ser reduzidas até certo nível de penetração de GDFV, beneficiando o sistema, e então aumentar, em caso de elevada penetração de GDFV não otimizada para cada tipologia de sistema e perfil de cargas e de geração distribuída.

## 6. CONCLUSÕES

Diante do exposto, evidencia-se que a inserção de uma GDFV em um sistema irá sempre produzir efeitos que devem ser estudados e analisados visando principalmente, mitigar os problemas que a rede possa vir a enfrentar. Observou-se que a GD melhora o perfil de tensão até o surgimento do fluxo reverso, além de que, quando em baixa intensidade, o mesmo não provoca aumento na corrente, mas com a alta intensidade surgem problemas de sobrecarga e aumento das perdas técnicas. Neste artigo fizeram-se presentes várias análises para entender uma rede de distribuição utilizando três cenários diferentes. A análise foi realizada no *software* OpenDSS, utilizado pela geração de todos os gráficos, tabelas e valores apresentados.

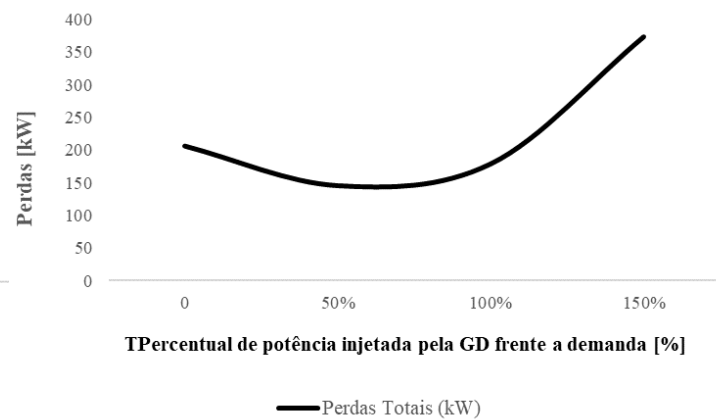


Fig. 21 Perdas do sistema para cada percentual de potência injetado pela GD com relação a carga. Fonte: Silva (2021).

Sendo assim, o campo de pesquisa que visa avaliar os impactos da inserção da GDFV na qualidade da energia permanece aberto diante desse grande universo a ser explorado, onde o grande desafio é a criação de uma metodologia para determinar um modelo que defina a alocação ótima dos geradores distribuídos, utilizando-se de parâmetros técnicos para definir o melhor custo-benefício em cada situação. A determinação de critérios técnicos, econômicos, regulatórios e ambientais que avaliem com validade estocástica os custos e benefícios da penetração de GDFV no sistema elétrico é tema de interesse da ANEEL, ONS, concessionárias, consumidores e toda a sociedade brasileira.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio da Universidade Federal de Itajubá (Unifei). Agradecem também o apoio financeiro em parte da Coordenação de Aperfeiçoamento Pessoal de Nível Superior (Capes) – Brasil – Código financeiro 001, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) – Brasil, INERGE e Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (Fapemig).

## REFERÊNCIAS

- Aurélio, M., De Oliveira, G. (2010). Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição.
- Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). Geração Distribuída. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OBYtN2IwZS00YjVlLTl1MjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzB1MSIsImMiOiR9>>.
- Bhadoria, V. S.; Pal, N. S., and Shrivastava, V. (2013). A Review on Distributed Generation Definitions and DG

- Impacts on Distribution System. International Conference on Advanced Computing and Communication Technologies (ICACCTM-2013), p. 1–7.
- Corrêa, C. S. (2020). Análise do Impacto da Geração Distribuída Fotovoltaica em Sistemas de Distribuição Utilizando Múltiplos Cenários de Geração. Repositório Poli Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).
- Da Silva Carneiro, M. Utilização do Software OpenDSS para Cálculos das Perdas Técnicas em Redes de Distribuição. [s.l: s.n.]. Disponível em: <[http://sites.florianopolis.ifsc.edu.br/eletrica/files/2020/01/2019-2\\_Marlon-da-SilvaCarneiro.pdf](http://sites.florianopolis.ifsc.edu.br/eletrica/files/2020/01/2019-2_Marlon-da-SilvaCarneiro.pdf)>
- Deckmann, S. M. Faculdade De Engenharia Elétrica E De Computação It - 012 Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica. 2020.
- Dugan, R. OpenDSS - Browse /OpenDSS at SourceForge.net. Sourceforge, n. June, p. 1– 218, 2020.
- Freitas, P. R. R. De. (2015). Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS. p. 1–189.
- Gonçalves, L. F. (2004). Contribuições para o Estudo Teórico e Experimental de Sistemas de Geração Distribuída. Repositório Digital - Universidade Federal Do Rio Grande Do Sul (UFRGS), P. 156.
- Nascimento, D. C. (2017). Monitoramento e análise da geração distribuída em sistemas de 65 distribuição de energia elétrica. [s.l.] Universidade de São Paulo (USP).
- 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. Biblioteca Digital Universidade de São Paulo (USP), p. 186.
- Paulilo, G. (2016). Conceitos gerais sobre qualidade da energia. O Setor Elétrico, p. 1–7.
- PRODIST – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/modulo-8>>.
- Silva, L. H. N. (2021). Análise do impacto da inserção de geração distribuída fotovoltaica na qualidade da energia elétrica utilizando o programa OpenDSS.
- Souza, M. B. De. (2019). Análise da qualidade da energia elétrica em uma rede com elevada integração de geração distribuída fotovoltaica.
- Vannucci, S. N. 1972. L'energia solare e le sue applicazioni. Solar Energy, v. 13, n. 4, p. 445.