

Análise de Impactos na Qualidade de Energia devido à Inserção de Geração Distribuída na Microrrede do Campus da Universidade Federal de Itajubá

Fernanda A. Cardoso e Silva*, **Patrícia F. Silva***, **Benedito D. Bonatto***, **Victor E. de Mello Valério****, **Lívia P. Magalhães***, **Conrado M. S. Silva***, **Guilherme M. Pereira***

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

** *Instituto de Engenharia de Produção e Gestão, Universidade Federal de Itajubá, BR*

(e-mail: fernanda.scardoso@unifei.edu.br, patricia_silva1991@unifei.edu.br, bonatto@unifei.edu.br, victor.dmv@unifei.edu.br, liviapereira@unifei.edu.br, d2019014917@unifei.edu.br, guilherme_marques@unifei.edu.br)

Abstract: The decentralization of power generation has become a trend towards the creation of more promising energy markets, focusing on penetration of renewable sources and smart microgrids structures. In this work, a case study is presented with the modeling and computational simulation of the 13,8 kV distribution network of the campus Prof. José Rodrigues Seabra from the Federal University of Itajuba by using the software OpenDSS - Open Distribution System Simulator, in the Daily mode. Three scenarios are proposed, with different installed photovoltaic generation powers, under two load conditions. The analyzes consider the flow of active and reactive power, power factor and voltage profile of the loads in the campus network, comparing the results of the three proposed scenarios, thus allowing to identify impacts on the quality of electrical power with the insertion of more photovoltaic distributed generation in this microgrid.

Resumo: A descentralização da geração de energia elétrica vem se tornando tendência para a criação de mercados de energia mais promissores, colocando em foco a penetração de fontes renováveis e estruturas de microrredes inteligentes. Neste trabalho é apresentado um estudo de caso com a modelagem e simulação computacional da rede de distribuição em 13,8 kV do campus Prof. José Rodrigues Seabra da Universidade Federal de Itajubá usando o software OpenDSS - *Open Distribution System Simulator*, no modo *Daily*. São propostos três cenários, com diferentes potências de geração fotovoltaica instalada, em duas condições de carga. As análises consideram fluxo de potência ativa e reativa, fator de potência e perfil de tensão das cargas que compõem a rede do campus, comparando os resultados dos três cenários propostos e possibilitando identificar impactos na qualidade da energia elétrica com a inserção de mais geração fotovoltaica distribuída nesta microrrede.

Keywords: Distributed Generation; Photovoltaic Generation System; Microgrid; University Campus; OpenDSS.

Palavras-chaves: Geração Distribuída; Sistema de Geração Fotovoltaica; Microrrede; Campus Universitário; OpenDss.

1. INTRODUÇÃO

Com a evolução da indústria e dos serviços de eletricidade, viabilizou-se a implementação de sistemas centralizados e um mercado monopolista e regulado pelo Estado prosperou, dissuadindo os incentivos para os desenvolvimentos de sistemas do tipo microrrede. Atualmente, a descentralização da geração vem sendo uma das tendências para a criação de mercados de energia elétrica mais promissores, com maior penetração de recursos energéticos renováveis. Uma alternativa que vem sendo amplamente pesquisada e difundida é a Geração Distribuída (GD), com a proposta de promover uma expansão da capacidade de fornecimento de energia de maneira coordenada e flexível. Outro conceito que aparece com frequência vinculado a GD são as microrredes, que podem ser definidas como sistemas de potência em escala reduzida que agregam um conjunto de

cargas e fontes instaladas em um local operando como um único sistema controlável (Corrêa, 2006).

As tecnologias de GD renováveis são, em geral, sustentáveis, isto é, sua fonte de energia primária não se esgota e proporcionam poucos impactos socioambientais. Nesta categoria de tecnologia, pode-se destacar a energia solar fotovoltaica que tem sido amplamente empregada no Brasil (Kashin, 2019). Seguindo esta tendência, o campus universitário da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) vem empregando esforços para alcançar uma maior sustentabilidade energética investindo na instalação de sistemas fotovoltaicos (SFV) para geração através de energia solar em seus prédios. Além dos benefícios ambientais e financeiros promovidos pelos sistemas, também há um benefício educacional, uma vez que a microrrede do campus

tem se tornado um “Laboratório Vivo” possibilitando e incentivando estudos e pesquisas em campo.

Com a inserção dessas novas alternativas e tecnologias no setor elétrico ocorre uma alteração da estrutura tradicional da rede de distribuição, tornando o seu gerenciamento, operação e manutenção mais complexos (Bellido, 2018). Logo, surgem novos desafios a serem analisados e superados no nível técnico, econômico e regulatório, como por exemplo: variação do nível de curto-circuito e tensão nos circuitos, ajustes nos sistemas de proteção envolvidos, impactos na qualidade de energia elétrica e nos índices de continuidade de confiabilidade da rede, necessidade de novas proposições políticas, novos modelos de negócio e mercado e incentivos ao progresso tecnológico para consolidação dos novos sistemas.

2. METODOLOGIA

O *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) é um programa livre, ou seja, possui uma licença de código aberto, que foi adquirido e aprimorado pela empresa norte americana *Electric Power Research Institute* (EPRI) com a finalidade de modelar tecnologias de distribuição, recursos, ativos e controles tradicionais e avançados. Este software é capaz de analisar diferentes topologias de rede, inclusive sistemas com alto grau de modernização e com integração de Recursos Energéticos Distribuídos (Sexauer, 2016). Dessa forma, o OpenDSS vem se tornando uma ferramenta relevante para estudos relacionados às novas demandas de redes inteligentes e com elevado número de conexões de GD.

O OpenDSS apresenta outros diferenciais como possibilidade de consideração de sistemas com seções trifásicas e monofásicas, flexibilidade nos modelos de carga e introdução de parâmetros desbalanceados. E ainda possui modos de simulação de fluxo de potência com variações temporais como o diário (*Daily Power Flow*) e anual (*Yearly Power Flow*). Também apresenta uma simulação de fluxo de potência instantânea (*Snapshot Power Flow*). Atualmente, o software realiza todos os tipos de análise no domínio da frequência como tensão em regime permanente, perdas totais, harmônicos e estudos de curtos-circuitos. Entretanto, não suporta simulações de transitórios eletromagnéticos (Anzanello Júnior, 2016). Neste trabalho será utilizado o modo *Daily*, que realiza uma série de soluções se baseando na curva diária de carga definida (Dugan and Montenegro, 2020). O passo de cada solução pode ser alterado, sendo que o OpenDSS tem por padrão o passo de 1h e esta é a condição aplicada neste estudo.

Para o desenvolvimento da simulação da rede de distribuição do campus Prof. José Rodrigues Seabra da UNIFEI os elementos considerados foram: alimentadores, cabos condutores, segmentos de rede, cargas, transformadores e geradores fotovoltaicos. As características e informações técnicas dos transformadores, alimentadores e elementos que compõem a rede do campus foram cedidas pela prefeitura do campus da UNIFEI em Itajubá, e as considerações adicionais que foram necessárias para algumas variáveis da simulação são apontadas na seção 3. Os dados referentes a eficiência e outras características técnicas dos inversores dos sistemas

fotovoltaicos são apresentados nos *Datasheets* fornecidos pelas empresas fabricantes.

Para as simulações são considerados dois períodos sazonais e três cenários de configuração do sistema. Os períodos são referentes a um dia de janeiro e outubro. Janeiro corresponde a um mês com consumo menor de energia no campus, pois é período de férias escolares. Já em outubro o campus tem um consumo maior de energia. E as três configurações do sistema serão detalhadas na seção 3.3. As etapas de simulação computacional para o caso de estudo são ilustradas na Fig. 1.

No modo *Daily*, o período sazonal simulado é definido pelas curvas diárias que regem o comportamento das cargas. Para a definição das curvas das cargas foram utilizados dados de medição com intervalo de 1 hora de 2016 e 2019 de alguns edifícios do campus. Foram considerados dados para o mês de janeiro, com uma demanda de consumo mais baixa, e para o mês de outubro, que registra os maiores picos de consumo de potência ativa. Os dados selecionados são referentes ao primeiro dia de cada mês que apresentou os 24 pontos de medição completos. Para os prédios que não possuíam dados de medição, adotou-se a mesma curva de prédios com atividades análogas e com transformador de mesma potência.

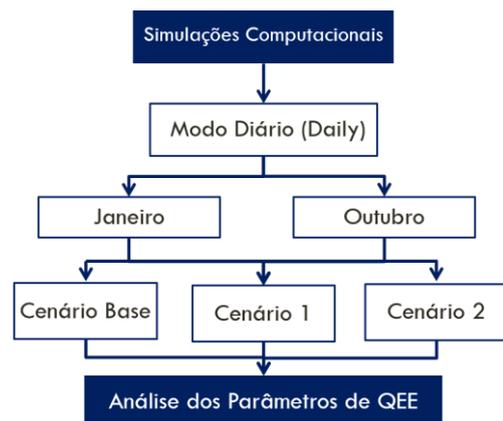


Fig. 1 Etapas de simulação computacional.

Além disso, para simulação da operação dos sistemas fotovoltaicos são necessárias curvas de irradiância e de temperatura nos módulos fotovoltaicos. Para a definição da curva de irradiância é considerado que o Sol disponibiliza a irradiância média de 1,3 kW/m² na atmosfera terrestre. Na superfície terrestre, em dia ensolarado ao meio-dia, a irradiância solar média é aproximadamente 1 kW/m² (Silva, 2019). Assim, adotou-se uma curva padrão, disponibilizada pelo EPRI (Electric Power Research Institute, 2011), de comportamento de irradiância solar média para esse estudo, devido à falta de dados de medição de irradiância em kW/m² ao longo de um dia em Itajubá. A curva diária de irradiação adotada é apresentada na Fig.2. Para a curva de temperatura nos módulos fotovoltaicos, adotou-se os dados padronizados, utilizados nos modelos também disponibilizados pelo EPRI. A Fig. 3 ilustra a curva de temperatura nos módulos fotovoltaicos adotada para um dia. Neste trabalho são elaborados scripts em *Python* utilizando o pacote *py-dss-interface* para *Windows*, que fornece acesso à versão

Dynamic Link Library (DLL) do OpenDSS e possui licença aberta, sendo o código de autoria do Paulo Radatz (Radatz, 2021).

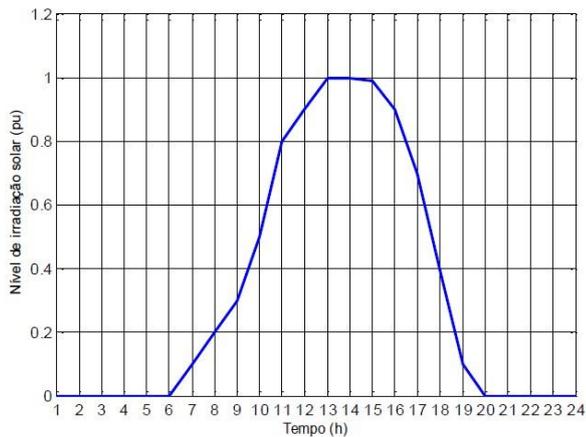


Fig. 2 Curva diária de irradiação (Paludo, 2014).

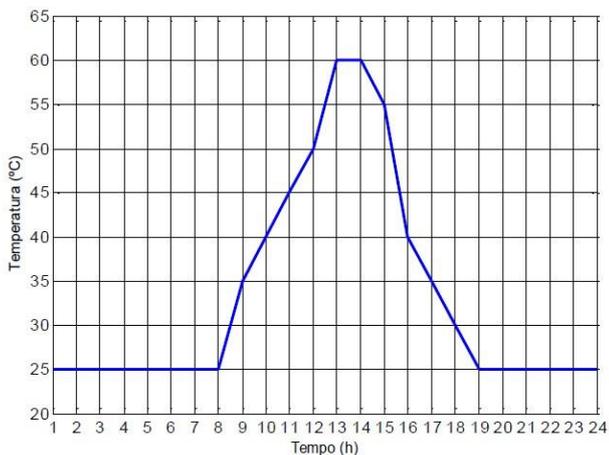


Fig. 3 Curva diária de temperatura nos painéis (Paludo, 2014).

3. ESTUDO DE CASO

3.1 Potencial Energético Solar da UNIFEI

Itajubá é um município brasileiro do estado de Minas Gerais, localizado na região sudeste do país. Sua população estimada é de 90.658 habitantes. A cidade está localizada nos limites meridionais da zona intertropical, e sob influência da elevada altitude da região, o clima de Itajubá é do tipo tropical e temperado, com oscilações bruscas de temperatura e predominância de ventos NE (Oliveira, 2019). De acordo com Oliveira (2019), a irradiação solar média, e a potência de saída esperada de um SFV, sofre pequenas alterações ao longo do território de Itajubá, conforme a Fig. 4.

3.2 Rede do Campus da UNIFEI

Atualmente o campus Prof. José Rodrigues Seabra está inserido na modalidade tarifária horosazonal Verde A4 e

possui uma demanda contratada de 1100 kW. A rede de distribuição da UNIFEI campus Itajubá, é atendida em média tensão (MT), no nível de tensão de 13,8 kV pela concessionária local CEMIG. Internamente, o campus possui uma rede de aproximadamente 4,2 km de extensão e é distribuída por 5 alimentadores principais. A Fig. 5 ilustra a localização geográfica dos 29 transformadores de distribuição presentes no sistema e dos alimentadores pelo campus.

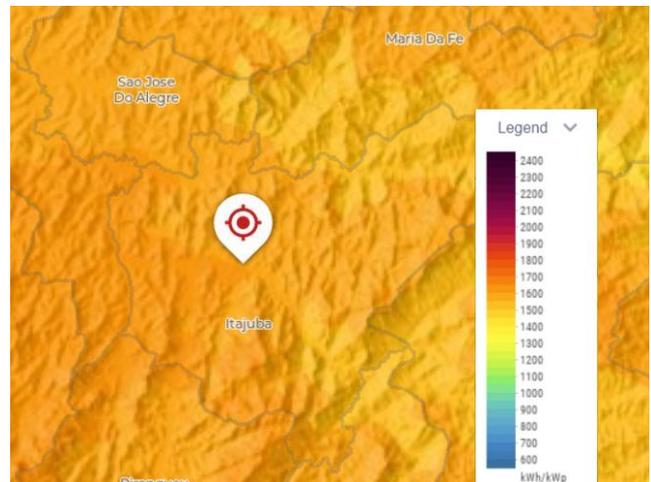


Fig. 4 Potência de Saída esperada de Sistemas Fotovoltaicos por ano em Itajubá (Global Solar Atlas, 2021).

Todos os transformadores que compõem o sistema são conectados em Delta – Y aterrada. Não foi possível obter dados dos cabos e instalações subterrâneas presentes na rede estudada. Assim, foi adotado o modelo de cabos subterrâneos apresentados no linecode.606 do sistema IEEE 13 barras (Radatz, 2015). Os dados do sistema de distribuição secundário também não foram identificados, limitando os estudos dos níveis de desbalanço de tensão e informações sobre o desbalanceamento das cargas. Por isso, o circuito modelado é trifásico e equilibrado. Além disso, a tensão do sistema foi definida em 1,02 pu devido aos dados de medições no ponto de conexão entre a CEMIG e a UNIFEI registrarem valores ligeiramente superiores a 13,8 kV, sendo esta uma prática comum entre as distribuidoras para manter um perfil de tensão adequado nos ramais mais distantes da subestação.

3.3 Configuração dos Cenários

Nos estudos realizados, um Cenário Base é considerado para comparação dos valores obtidos. Neste cenário a rede do Campus da UNIFEI não possui nenhum SFV. Atualmente a UNIFEI possui um SFV com potencial de geração de 27,44 kWp, e potência nominal CA de 28,5 kW, instalado no prédio do QMAP. Em 2020, a UNIFEI iniciou um projeto de aquisição e instalação de sistemas que totalizem juntos mais 609,84 kWp de potência, com uma potência instalada nominal CA de 502 kW, no campus. O primeiro cenário elaborado corresponde à rede da UNIFEI com os SFVs já instalados e os que ainda constam em fase de instalação. Assim, o Cenário 1 apresenta uma potência instalada nominal CA de 530,5 kW. Um diagrama do Cenário 1 é apresentado na Fig. 6.



Fig. 5 Localização geográfica dos transformadores e alimentadores no campus.

Considerando o potencial energético solar do campus da UNIFEI Itajubá e sua demanda contratada de 1100 kW, um Cenário 2 hipotético é elaborado para o estudo proposto. No Cenário 2 é proposta a adição de mais quatro SFVs conectados à rede do Campus, que totalizam uma potência de nominal CA de 569,5 kW. Assim, o Campus UNIFEI Itajubá teria uma capacidade instalada de geração de 1100 kW, ou seja, geraria o correspondente à sua demanda contratada. Os prédios com os SFVs adicionais e as potências instaladas em cada seguiram o estudo de um sistema fotovoltaico descentralizado nos telhados do Campus UNIFEI Itajubá elaborado por Oliveira (2019), sendo selecionado um conjunto que totalizasse os 569,5 kW restantes para chegar à capacidade instalada correspondente à demanda contratada. A Tabela 2 apresenta uma síntese da configuração da rede para cada cenário estudado.

Tabela 2. Resumo de cada cenário

	Cenário Base	Cenário 1	Cenário 2
Transformadores com SFV	0	4	8
Alimentadores com SFV	0	4	4
Quantidade de Módulos	0	1696	2912
Potência Nominal CA Instalada (kW)	0	530,5	1100

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Fluxo de Potência

Os perfis de potência ativa e reativa que serão apresentados são referentes à saída da subestação em função do tempo, a cada uma hora. A simulação do sistema em condições de baixo consumo de energia é relativa ao comportamento das cargas em um dia do mês de janeiro. Já o perfil de alto

consumo refere-se ao comportamento das cargas em um dia de outubro.

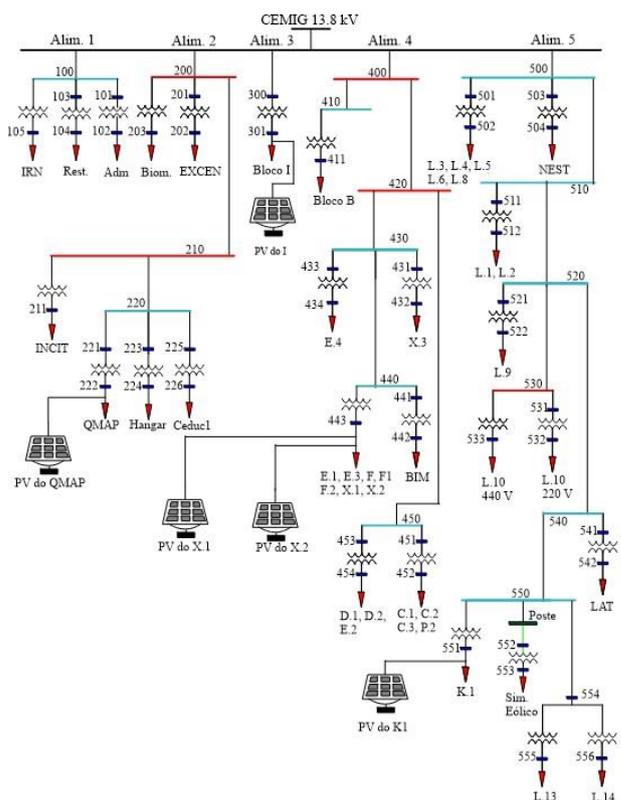


Fig. 6 Diagrama Unifilar UNIFEI – Cenário 1

Para comparar as duas condições de curva de carga empregadas e os três cenários, as Figs. 7 e 8 apresentam o fluxo de potência ativa, em kW. É interessante notar que, em ambas as condições, ocorre a inversão do fluxo de potência ativa. Mas para outubro, esse fenômeno só ocorre no Cenário 2, isso porque este cenário apresenta uma demanda de potência ativa maior, sendo necessária uma maior penetração

de potência fornecida pelas GDs para compensar totalmente o demandado pelas cargas. Essas novas características impostas à rede devido à inserção de GDs podem impactar negativamente o sistema de distribuição. Um fluxo de potência inverso impacta nas perdas, no sistema de coordenação e operação da proteção da rede e pode provocar o aumento da variação de tensão no ponto de conexão entre a geração fotovoltaica e a rede, podendo ultrapassar limites nominais e de padrões de qualidade.

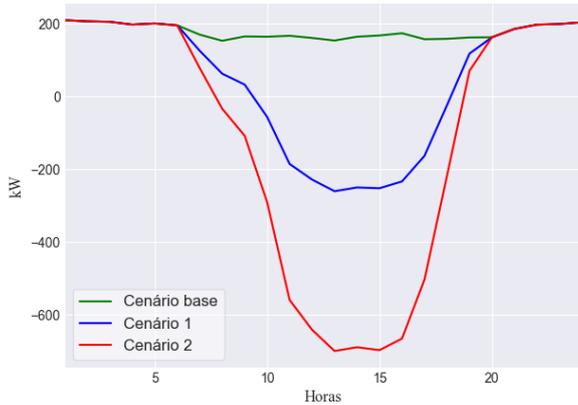


Fig. 7 Comparação de potência ativa entre os cenários em janeiro.

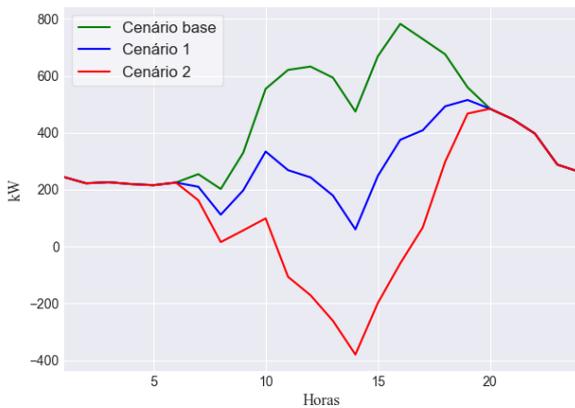


Fig. 8 Comparação de potência ativa entre os cenários em outubro.

As Figs. 9 e 10 exibem a comparação do perfil de potência reativa entre os cenários para as duas condições de curva de carga. Com relação à potência reativa, é importante uma ressalva: os sistemas fotovoltaicos modelados estão sendo projetados e instalados para operação com Fator de Potência (FP) unitário. Portanto, não injetam reativos na rede, sendo esperado que não houvesse impacto na curva de fluxo de potência reativa devido ao aumento da potência instalada de GD. É notável que a potência reativa mantém o mesmo perfil em todos os cenários nas duas condições. Mas identifica-se uma ligeira elevação do consumo de reativos no período de geração. Isso pode ser justificado devido ao aumento da potência que circula em regiões do alimentador onde a reatância possui um valor considerável, consumindo mais

reativos e, conseqüentemente, fazendo com que a subestação forneça mais reativos para a rede.

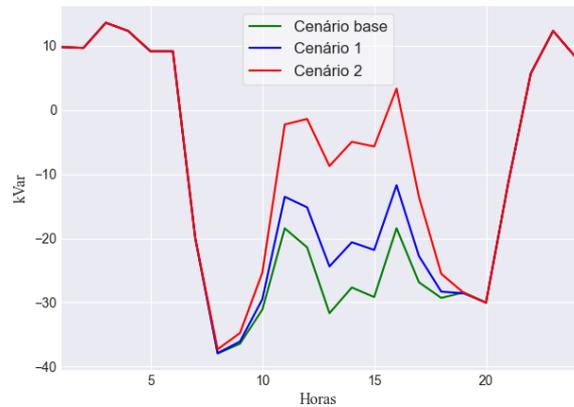


Fig. 9 Comparação de potência reativa entre os cenários em janeiro.

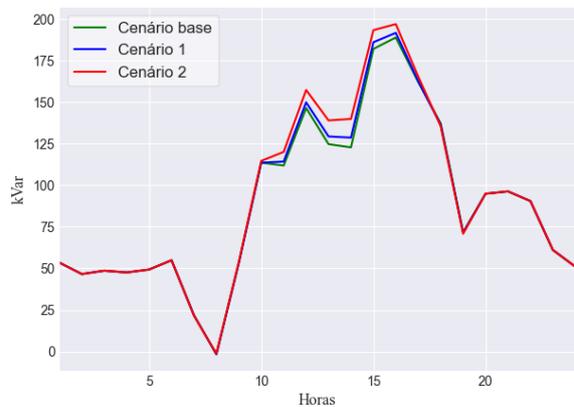


Fig. 10 Comparação de potência reativa entre os cenários em outubro.

4.2 Perfil de Tensão

Os perfis de tensão que serão apresentados são referentes à saída da subestação em função do tempo a cada 1 hora. A simulação do sistema em condições de baixo consumo de energia é relativa ao comportamento das cargas em um dia do mês de janeiro. Já o perfil de alto consumo refere-se ao comportamento das cargas em um dia de outubro. A ANEEL estabelece como limite valores de tensão até 5% acima ou 7% abaixo da tensão nominal (Agência Nacional De Energia Elétrica, 2018), sendo que no caso estudado o valor nominal é de 1,02 pu. O comportamento do perfil de tensão entre as duas condições de consumo e os três cenários foi similar.

Para facilitar essa comparação as Figs. 11 e 12 apresentam os perfis de tensão para cada cenário analisado. É perceptível que tanto em janeiro quanto em outubro, conforme ocorria o aumento da potência instalada de geração, a tensão também apresentava valores mais elevados. Esse comportamento é justificável, já que com um fluxo de potência inverso a tendência é ocorrer sobretensão nas barras. A intensidade desse impacto depende da quantidade de energia exportada e

do fator de carga no ponto de conexão entre geração e a rede. Nas duas condições de demanda, e em todos os cenários, ocorreu uma elevação de tensão, bem mais acentuada na condição de janeiro, justamente pelo baixo consumo das cargas. No Cenário 2 de janeiro, a tensão de pico ultrapassou o valor nominal de 1,02 pu.

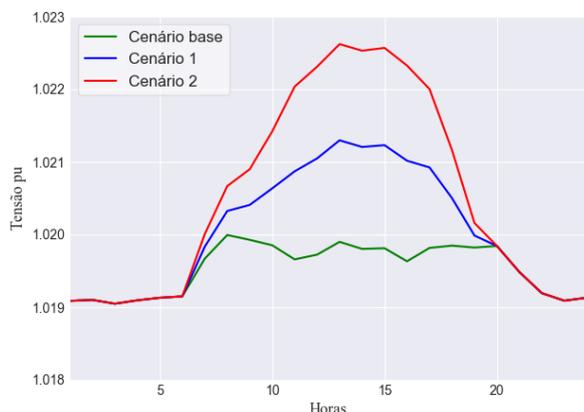


Fig. 11 Comparação de tensão entre os cenários em janeiro.

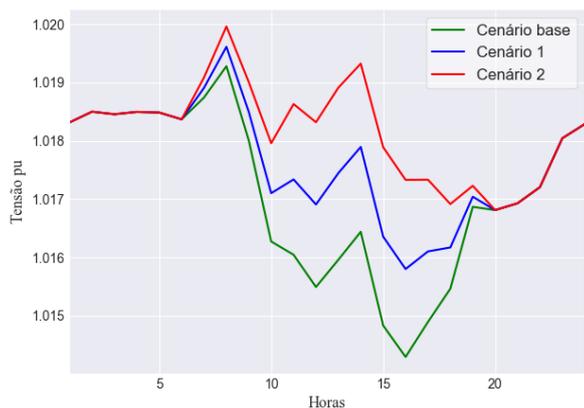


Fig. 12 Comparação de tensão entre os cenários em outubro.

Com relação a outubro, os sistemas fotovoltaicos acabaram atuando como reguladores de tensão, compensando as quedas de tensão, mantendo valores mais próximos do nominal. Entretanto, não houve infração dos limites estabelecidos pela ANEEL, que estipula valores 5% acima e 7% abaixo do valor nominal, em nenhuma das condições e cenários.

4.3 Fator de Potência

Sendo o FP calculado através da razão entre a potência ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das potências ativa e reativa consumidas num mesmo período especificado, os valores de potência ativa que assumiram valores negativos devido ao fluxo reverso de potência nas simulações anteriores, agora tem seus valores assumidos em módulo para expressar o comportamento do FP ao longo do dia.

4.3.1 Fator de Potência – Janeiro (Baixo Consumo)

Para o Cenário Base, sem GD, e na condição de carga de janeiro, o FP das instalações do campus da UNIFEI permanece com valores superiores a 0,92. O valor mínimo registrado nesse período é de aproximadamente 0,9704. Cabe ressaltar que das 6h até às 20h o comportamento do circuito da UNIFEI é predominantemente capacitivo. Levando-se em conta o estipulado pela Resolução Normativa nº 1000 (Agência Nacional De Energia Elétrica, 2021), nesse período só haverá faturamento de reativo excedente para fatores de potência abaixo de 0,92 indutivo, não sendo o caso das instalações da UNIFEI, ainda que estivesse com valores abaixo deste limite, já que que estão contribuindo com o sistema na questão reativa. Com a inserção de GDs no Cenário 1 é esperado uma queda no FP nos horários de geração devido à redução do kW fornecido diante da manutenção do kVar fornecido pela concessionária, conforme já fundamentado. A Fig. 13 mostra o comportamento do FP para o Cenário 1. Nessas condições com GD e baixa demanda, o FP das instalações do campus da UNIFEI tem uma queda considerável. Note que em alguns momentos do dia o valor tende a zero. Um FP igual a zero representa um fluxo de energia totalmente reativo, o que seria o momento em que o consumo é igual a geração. Esses picos de tendência a zero são justamente os pontos no gráfico do fluxo de potência ativa em que a curva cruza o eixo das abscissas, ou seja, potência ativa é igual a zero. Nos períodos em que o FP registra valores menores que 0,92 as instalações do campus mantêm o seu comportamento capacitivo, contribuindo com o sistema neste horário e não sendo apurado como reativo excedente.

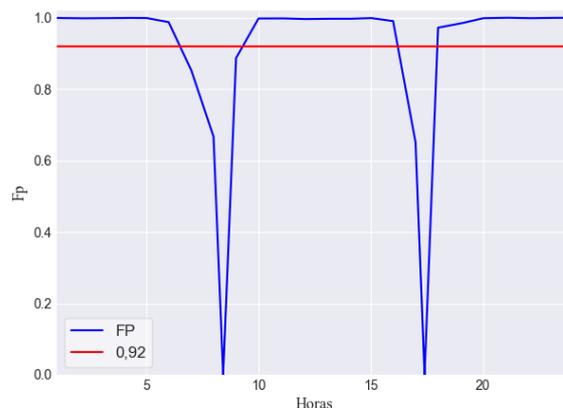


Fig. 13 Fator de potência para janeiro – Cenário 1

A Fig. 14 mostra o comportamento do FP para o Cenário 2. No Cenário 2, aumentando a potência ativa injetada pelas GDs na baixa demanda, a inversão do fluxo de potência, isto é, o instante em que a potência gerada supre totalmente as cargas, ocorre mais cedo e mais acentuadamente. Da mesma forma que no Cenário 1, as instalações do campus mantêm o seu comportamento capacitivo, contribuindo com o sistema neste horário e não sendo apurado como reativo excedente nos períodos em que o FP fica abaixo de 0,92.

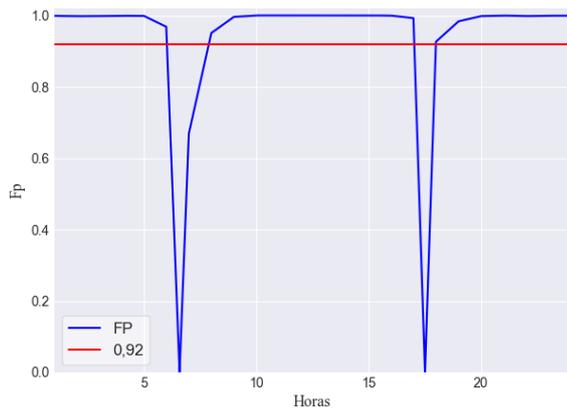


Fig. 14 Fator de potência para janeiro – Cenário 2

4.3.2 Fator de Potência – Outubro (Alto Consumo)

Na condição de análise de um dia para o Cenário Base diário de outubro, o FP das instalações do campus da UNIFEI permanece com valores superiores a 0,92 e com comportamento indutivo. O valor mínimo registrado nesse período é de 0,9649. A Fig. 15 mostra o comportamento do FP visto pela subestação ao longo de um dia para o Cenário 1 de outubro, com GD conectada ao sistema.

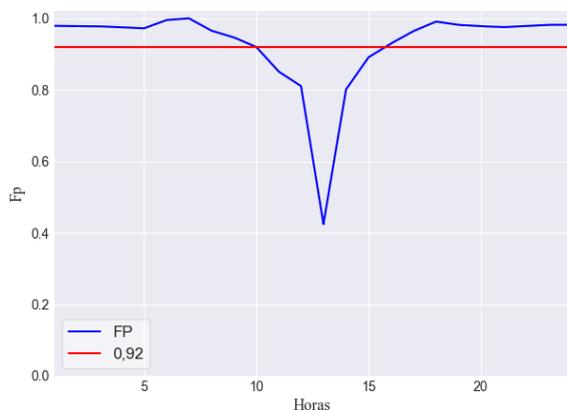


Fig. 15 Fator de potência para outubro – Cenário 1.

No Cenário 1, o FP das instalações da UNIFEI atinge um valor mínimo às 13h de 0,4245, correspondendo a uma redução de 56,15% do valor para o mesmo patamar no cenário anterior. Das 10h até às 16h os valores registrados para FP estão abaixo do limite de 0,92 indutivo estipulado pela ANEEL. Como neste dia de outubro o comportamento do circuito do campus é predominantemente indutivo, esses períodos seriam contabilizados como excedentes de reativos e gerariam multas na fatura de energia por representarem um impacto na QEE.

A Fig. 16 mostra o comportamento do FP visto pela subestação ao longo de um dia para o Cenário 2 de outubro, com mais potência fornecida ao sistema pelas GDs. Com a elevação da potência injetada na rede, o FP do circuito cai consideravelmente e novamente ocorre o fluxo de potência reverso com o FP tendendo a zero.

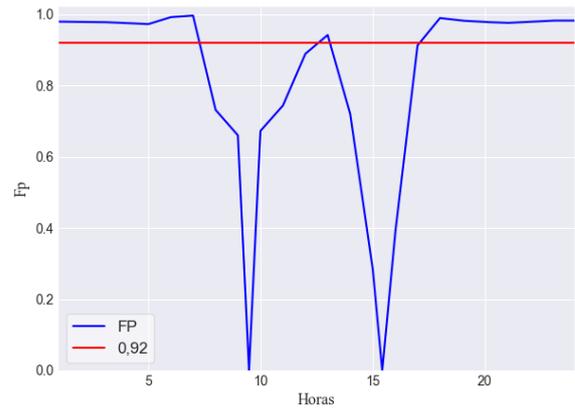


Fig. 16 Fator de potência para outubro - Cenário 2.

Além disso, nesse cenário a carga da UNIFEI tem um comportamento indutivo no período de geração. Logo, com o FP abaixo de 0,92, a violação de excedente reativo indutivo se inicia às 7h e vai até às 17h, compreendendo praticamente todo o intervalo de geração das usinas fotovoltaicas. Com exceção para o patamar das 13h que se mantém acima de 0,92, embora esse patamar esteja na condição de fluxo reverso, seu consumo é alto. Assim, é possível compreender que na medição da concessionária, não importa a condição de fluxo reverso ou consumo da energia ativa fornecida, o que define o FP é a amplitude da diferença entre a energia ativa e a reativa registrada pelo medidor.

5. CONCLUSÃO

No sistema do campus da UNIFEI com a inserção de geração fotovoltaica distribuída é realizada uma análise com parâmetros variáveis no tempo, na qual são fornecidos resultados gráficos do monitoramento das grandezas elétricas de interesse, sendo possível identificar a ocorrência do fluxo reverso e baixo FP ao longo de um dia útil. Não foi identificado o fenômeno de sobretensão. Para os três cenários simulados, nas duas condições de consumo analisadas, foram selecionados quatro tópicos relacionados à qualidade de energia dos sistemas de distribuição. As principais conclusões obtidas são listadas a seguir:

- Fluxo de potência ativa e reativa: com a curva do dia referente a janeiro é interessante notar o comportamento capacitivo da carga da UNIFEI durante o período da manhã e da tarde, o que poderia ser justificado por eletrônicos com comportamento capacitivo ou alguma compensação de reativos que possa existir na rede do campus e que devido ao baixo consumo, acaba suprindo toda a demanda reativa das cargas. Na condição de maior consumo em outubro, o comportamento da parcela reativa é indutivo. A inversão do fluxo de potência ativa ocorre no Cenário 2 para as duas condições de consumo estudadas, indicando que essa potência instalada supre totalmente o consumo da universidade.
- Perfil de tensão: o perfil de tensão da rede se mantém estável em todos os cenários e condições. Não foram identificados fenômenos de sobretensão ou subtensão na rede.

- Fator de potência: o FP deve ser um ponto de atenção com a inserção de GDs na rede do campus, visto que seu valor reduz consideravelmente nos períodos em que os sistemas fotovoltaicos estão gerando e suprindo praticamente todo o consumo das cargas.

Estes resultados fornecem informações relevantes, que podem auxiliar no planejamento e operação do sistema de distribuição do campus. Assim, é possível mitigar esses eventuais impactos negativos que são causados pela alta penetração de GD fotovoltaica, utilizando-se de possíveis soluções técnicas, como a compensação de reativos e o armazenamento de energia. Entretanto, cabe ressaltar as limitações do presente estudo, especialmente no que diz respeito à janela amostral considerada, que é apenas de 24 pontos, referentes a um dia do mês de janeiro e um dia do mês de outubro. E também as considerações genéricas que foram necessárias devido à falta de informações sobre os componentes da rede elétrica que é objeto de estudo deste trabalho.

Como propostas para trabalhos futuros, sugere-se a melhoria da modelagem do sistema, abordando todas as informações próprias da rede elétrica e dados de medição de temperatura e irradiação reais, sem a necessidade de considerações complementares, podendo assim ter uma maior validação das análises obtidas. Além disso, realizar uma análise temporal com curvas de carga de períodos diferentes, como mensal ou anual, onde seria possível efetuar uma análise com a variação de irradiação nos geradores fotovoltaicos e do comportamento do consumo ao longo do ano. Também sugere-se incluir na modelagem do sistema geradores com variação de FP através de inversores inteligentes ou a inclusão de sistemas de armazenamento e outras fontes de GD além da fotovoltaica.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Agradecem também o apoio financeiro em parte da CAPES – Coordenação de Aperfeiçoamento Pessoal de Nível Superior – Brasil – Código financeiro 001, CNPq – Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – Brasil, INERGE e FAPEMIG – Fundação de Apoio à Pesquisa no Estado de Minas Gerais.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica, (2021). *Resolução Normativa no 1000/2021 - Direitos e Deveres dos Consumidores e Distribuidoras*. Brasília.
- Agência Nacional de Energia Elétrica, (2018). Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*.
- Anzanello Júnior, J.D., (2016). Análise de Microgeração Fotovoltaica em um Sistema de Distribuição Utilizando o OpenDSS.
- Bellido, M.M.H., (2018). Microrredes Elétricas: Uma Proposta de Implementação no Brasil.
- Corrêa, J.M., (2006). Desenvolvimento e Implementação de uma Micro-Rede Avançada de Alta Frequência para Integração de Fontes Alternativas de Energia. Santa Maria, Rio Grande do Sul.
- Dugan, R.C., Montenegro, D., (2020). Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS). *Electric Power Research Institute* 232.
- Electric Power Research Institute, (2011). *OpenDSS PVSystem Element Model Version 1 10*.
- Global Solar Atlas, (2021). *Global Solar Atlas - Cidade Itajubá* [WWW Document]. URL <https://globalsolaratlas.info/map?c=-22.450142,-45.37999,11&m=site&s=-22.423851,-45.453186> (accessed 8.20.21).
- Kashin, A.M., (2019). Distributed Energy Generation Based on Advanced Technologies and Digital Systems. *Herald of the Russian Academy of Sciences* 89, 96–100.
- Oliveira, I.C., (2019). Análise Econômica da Inserção de Painéis Fotovoltaicos no Campus da UNIFEI - Itajubá com Simulação de Monte Carlo.
- 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.
- Radatz, P., (2015). Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS. São Paulo.
- Radatz, P., (2021). *py-dss-interface 1.0.1* [WWW Document]. URL <https://pypi.org/project/py-dss-interface/> (accessed 5.31.21).
- Sexauer, J., (2016). *Introdução ao OpenDSS*.
- Silva, A.A.C. da, (2019). Sistema Híbrido Eólico Solar Desenvolvido Pela Integração de Pás Eólicas ao Concentrador Solar de Sistema Dish-Stirling. Itajubá.