

**SMART ELECTRICITY MARKET USANDO O OPENDSS: MODELAGEM COMPUTACIONAL PARA ANÁLISE TÉCNICA DA MICRORREDE INTELIGENTE DO CAMPUS DA UNIFEI – ITAJUBÁ**

Guilherme Marques Pereira<sup>1</sup> (IC), Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto (PQ)<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Instituto de Sistemas Elétricos e Energia – ISEE  
Universidade Federal de Itajubá.

**Palavras-chave:** Energia Fotovoltaica. Geração Distribuída. Impactos técnicos. OpenDSS.

### Introdução

Atualmente, a Geração Distribuída (GD) adquiriu lugar de destaque e vem sendo amplamente inserida em diversas regiões do país. Grande parte dessa inserção é motivada pelo interesse na diversificação das fontes de energia, tendo como principal foco as fontes energéticas renováveis, pelo desenvolvimento de novas tecnologias e pela busca por maior confiabilidade no suprimento energético. Todavia, a inserção de geração distribuída, predominantemente a fotovoltaica, pode acarretar inúmeros impactos para a rede elétrica de distribuição, tais como, fluxo inverso de potência, elevações de tensão, redução do fator de potência, impacto (redução ou aumento) nas perdas técnicas, entre outros. Estes problemas, além de serem prejudiciais para os equipamentos conectados ao sistema, podem gerar mau funcionamento da coordenação de proteção da rede. Dessa forma, os estudos e análises técnicas sobre a GD tornam-se indispensáveis, pois estes vem crescendo muito ao longo dos anos e estão inteiramente ligados à segurança e QEE.

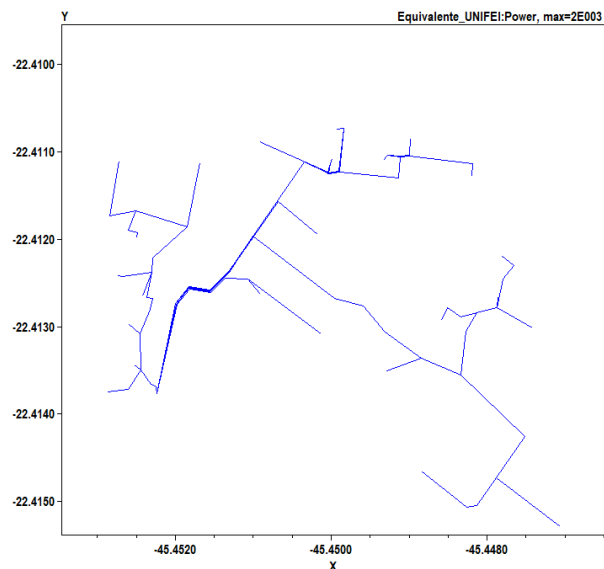
### Metodologia

Atualmente, o campus Prof. José Rodrigues Seabra da UNIFEI em Itajubá-MG se encontra inserido na modalidade tarifária THS Verde A4 e possui uma demanda contratada de 1100 kW. A rede de distribuição do campus é atendida em média tensão (MT) pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) no nível de 13,8 kV. A UNIFEI, apresenta uma rede de aproximadamente 4,2 km de extensão e é distribuída por cinco alimentadores principais denominados por: Alimentador 1, Alimentador 2, Alimentador 3, Alimentador 4 e Alimentador 5.

A simulação do campus foi realizada com base em trabalhos prévios e dados levantados por membros do grupo de pesquisa aPTIs SG<sup>2</sup>. Vale ressaltar também que o circuito modelado é trifásico e equilibrado, dado a

impossibilidade da obtenção dos dados do sistema de distribuição secundário. Além disso, a tensão do sistema foi definida em 1,02 pu devido aos dados de medição no ponto de conexão entre a CEMIG e a UNIFEI registrarem valores superiores a 13,8 kV.

Figura 1 – Microrrede UNIFEI - OpenDSS



A partir da modelagem da rede do campus será simulado o sistema de distribuição em dois cenários:

- Cenário Base: sem nenhum SFCR;
- Cenário 1: com SFCR do campus.

Além disso, são considerados dois períodos sazonais:

- Janeiro: período com menor consumo de energia no campus;
- Outubro: período com maior consumo de energia no campus.

### Resultados e discussão

A partir das simulações realizadas no OpenDSS, pode-se obter os perfis de potência ativa e reativa, referentes à

saída da subestação em função do tempo, para os cenários propostos.

Para comparar as duas condições de curva de carga empregadas e os três cenários, as Figuras 2 e 3 apresentam o fluxo de potência ativa em kW.

Figura 2 – Comparação de potência ativa entre os cenários em janeiro

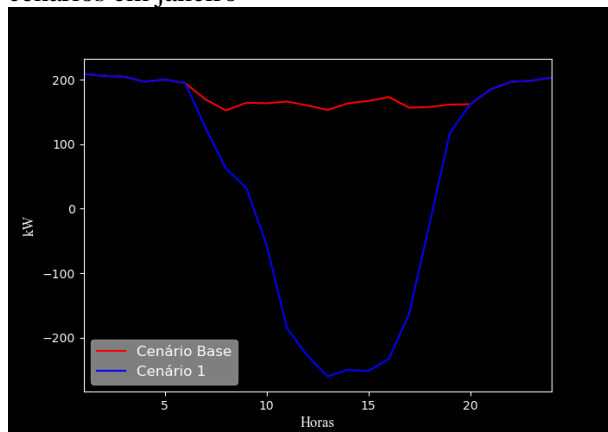
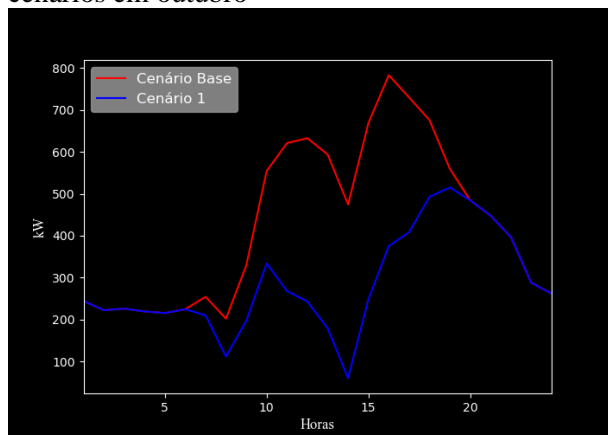


Figura 3 – Comparação de potência ativa entre os cenários em outubro



É interessante notar que, apenas em janeiro ocorre fluxo inverso de potência ativa. Em outubro, a inversão não ocorre devido à alta demanda de potência ativa. Como citado anteriormente, a inserção de GD pode impactar negativamente o sistema de distribuição. Um fluxo de potência inverso impacta no sistema de coordenação e operação da proteção da rede e pode provocar aumento de variações de tensão no ponto de conexão entre a geração fotovoltaica e a rede, podendo ultrapassar limites nominais e padrões de qualidade.

As Figuras 4 e 5 apresentam a comparação do perfil de potência reativa entre os cenários para as duas condições de curva de carga.

Figura 4 – Comparação de potência reativa entre os cenários em janeiro

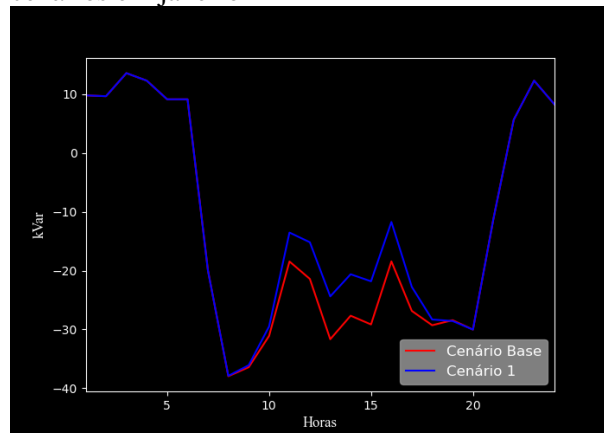
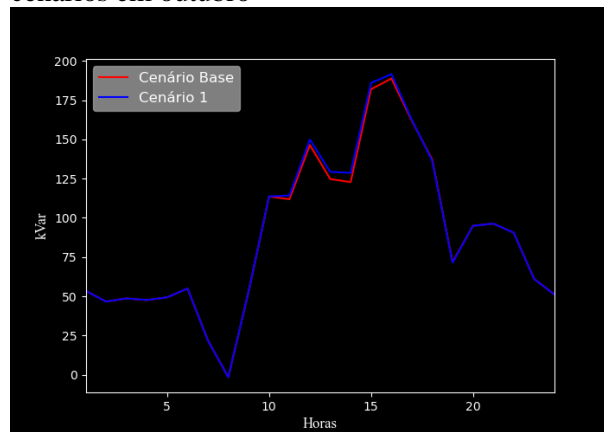


Figura 5 – Comparação de potência reativa entre os cenários em outubro



Os sistemas fotovoltaicos são projetados e instalados normalmente para operar com FP unitário. Logo, é esperado que não haja alteração da curva de potência reativa. A partir dos resultados obtidos nas Figuras 4 e 5, nota-se que a potência reativa mantém o perfil nas duas condições, mas identifica-se uma ligeira elevação do consumo de reativos no período de geração fotovoltaica.

Os perfis de tensão que serão apresentados são referentes à saída da subestação em função do tempo a cada 1 hora. A ANEEL estabelece como limites valores de tensão até 5% acima ou 7% abaixo da tensão nominal (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018b), 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 como pode ser observado nas Figuras 6 e 7.

Figura 6 – Comparação de tensão entre os cenários em janeiro

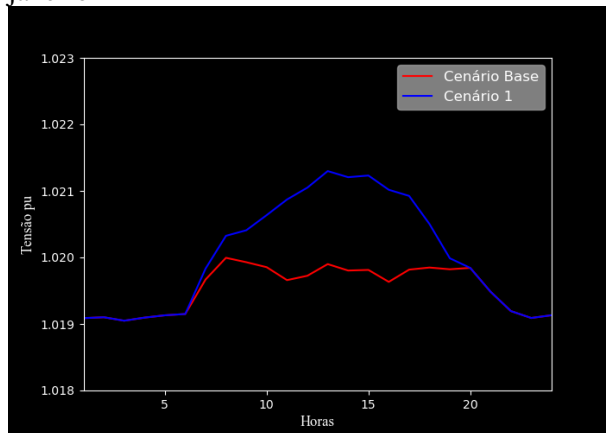
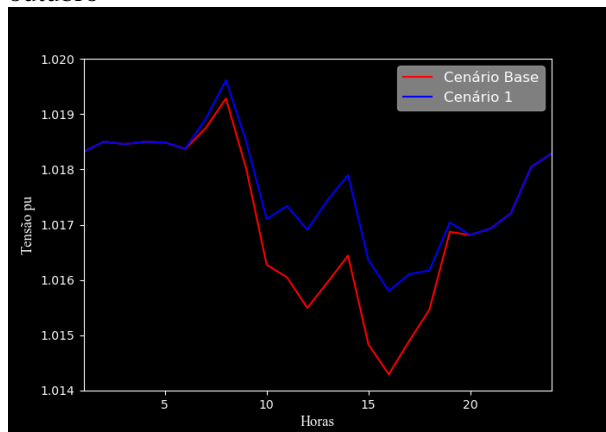


Figura 7 – Comparação de tensão entre os cenários em outubro



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.

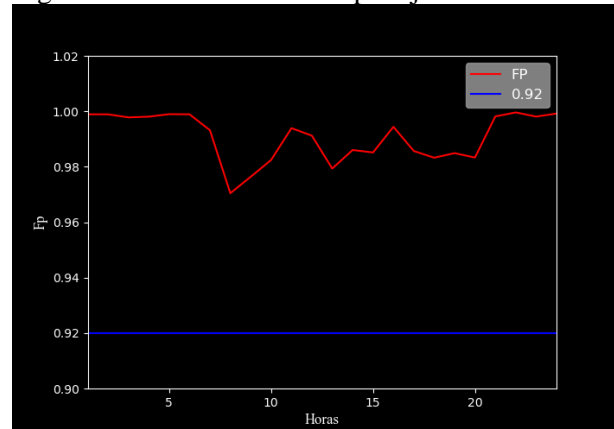
Ademais, em outubro, os sistemas fotovoltaicos acabaram atuando como reguladores de tensão, compensando as quedas de tensão, mantendo valores mais próximos do nominal.

O FP é 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, segundo definição da ANEEL. Vale ressaltar, que para os valores de potência ativa que

assumiram valor negativo devido ao fluxo reverso de potência nas simulações anteriores, seus valores serão assumidos em módulo para expressar o comportamento do FP ao longo do dia.

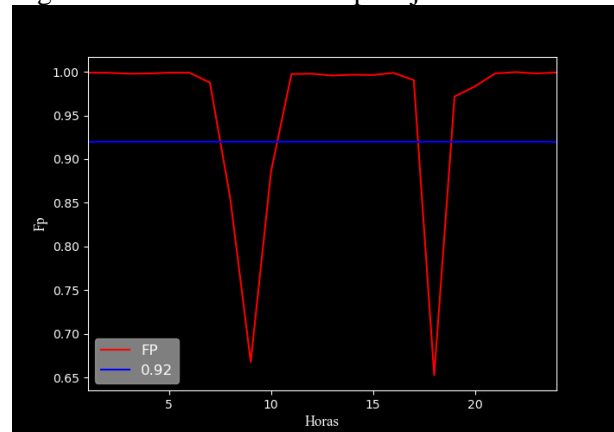
A Figura 8 apresenta o comportamento do FP visto pela subestação ao longo de um dia para o cenário base.

Figura 8 – Fator de Potência para janeiro – Cen. Base



Nesse cenário sem GD 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.

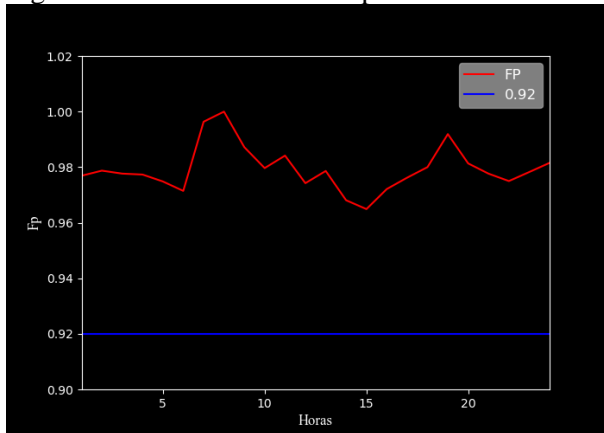
Figura 9 – Fator de Potência para janeiro – Cen. 1



Com a inserção da GDs no cenário 1 é esperado uma queda no FP nos horários de geração fotovoltaica devido à redução do kW fornecido diante da manutenção do kV fornecido pela concessionária, conforme já discutido. A partir da Figura 9, nota-se que o FP das instalações do campus da UNIFEI sofreu uma queda considerável com a inserção das GDs.

A Figura 10 mostra o comportamento do FP visto pela subestação ao longo de um dia para o cenário base diário de outubro.

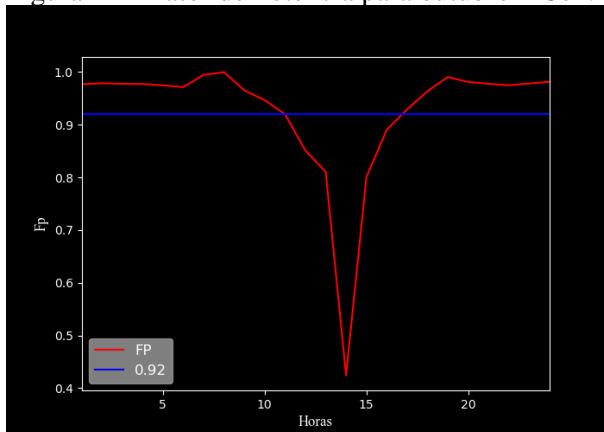
Figura 10 – Fator de Potência para outubro – Cen. Base



Na condição de análise sem GD 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 Figura 11 mostra o comportamento do FP visto pela subestação ao longo de um dia para o cenário 1 de outubro.

Figura 11 – Fator de Potência para outubro – Cen. 1



Neste cenário, 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 base. 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.

### Conclusões

Para os dois 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.
- **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.

### Agradecimento

Os autores agradecem o apoio financeiro proporcionado pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG), Coordenação de Aperfeiçoamento Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código Financeiro 001, Instituto Nacional de Energia Elétrica (INERGE) e Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI).

### Referências

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica 0057/2014** - SRD/ANEEL Brasil, 2014.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa no 687** Brasil, 2015a.