

Uso de controle *volt-var* e *volt-watt* em uma rede de distribuição de baixa tensão com alta penetração fotovoltaica

Nyegirton Barreiros dos Santos Costa* Lenon Magalhães Andrade**
Daniel Barbosa***

* Instituto Federal do Sertão Pernambucano, PE (e-mail: nyegirton.costa@if-sertao-pe.edu.br).

** Universidade Federal da Bahia, BA (e-mail: lenon.magalhaes@ufba.br)

*** Universidade Federal da Bahia, BA (e-mail: dbarbosa@ufba.br)

Abstract: Insertion of distributed micro and mini-generation systems in the Electrical Power System has shown high growth in recent years, with emphasis on photovoltaic generation. However, it is necessary to ensure that the efficiency and electrical power quality indices are within acceptable limits, in view of high penetration of distributed generation can cause a lot of problems in the network, mainly voltage deviation. Therefore, several studies seek to understand the impacts caused and possible solutions to minimize them. Thus, this work aims to evaluate the performance of controls available in intelligent inverters: *volt-var* and *volt-watt*, to mitigate voltage deviations caused by the massive insertion of photovoltaic systems in the grid. The study used a real low voltage distribution network located in the northeast region of Brazil through simulations in the software OpenDSS. The results show that although the controls are able to correct most cases of voltage deviation, the isolated actuation may not be enough. An analysis of technical losses was also performed.

Resumo: A inserção de sistemas de micro e minigeração distribuída no sistema elétrico apresentou alto crescimento nos últimos anos, com destaque para geração fotovoltaica. Contudo, é necessário garantir que os índices de eficiência e Qualidade da Energia Elétrica (QEE) estejam dentro dos limites aceitáveis, visto que a alta penetração de geração distribuída pode provocar uma série de problemas na rede, principalmente o desvio de tensão. Por conta disso, diversos estudos buscam compreender os impactos causados e possíveis soluções para minimizá-los. Deste modo, este trabalho tem por objetivo avaliar a atuação de controles disponíveis em inversores inteligentes: *volt-var* e *volt-watt*, para mitigar desvios de tensão causados pela inserção massiva de sistemas fotovoltaicos na rede. O estudo foi realizado em uma rede real de distribuição de baixa tensão localizada na região nordeste do Brasil através de simulações no *software* OpenDSS. Os resultados mostram que embora os controles consigam corrigir a maioria dos casos de desvio de tensão, a atuação isolada pode não ser suficiente. Uma análise das perdas técnicas também foi realizada.

Keywords: *volt-var*; *volt-watt*; OpenDSS; photovoltaic generation; low voltage distribution network.

Palavras-chaves: *volt-var*; *volt-watt*; OpenDSS; geração fotovoltaica; rede de distribuição de baixa tensão.

1. INTRODUÇÃO

A geração de energia elétrica utilizando a fonte solar fotovoltaica apresentou grande aumento ao longo dos últimos anos no Brasil. Em 2021, o país atingiu a marca de 13.000 MW de potência instalada, sendo 64% destas em forma de Geração Distribuída (GD) (ABSOLAR, 2022). Os sistemas fotovoltaicos possuem vantagens econômicas e ambientais, visto que podem proporcionar independência energética através de uma geração limpa através de um recurso natural abundante: a radiação solar. Além disso, pode-se apontar que as resoluções nº 482 e 687 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) representam um

avanço regulatório, pois fomentaram a entrada de novos investidores com a criação de categorias de consumidores que podem gerar sua energia por incentivos financeiros através de um sistema de créditos com a distribuidora de energia para o excedente de energia produzida. Neste âmbito, é importante destacar que a lei nº 14.300 que institui o marco regulatório da micro e minigeração distribuída que visa promover o crescimento desse tipo de instalação de forma sustentável foi publicada em 2022 (BRASIL, 2022).

Dessa forma, a partir da presença dos prossumidores, os sistemas de distribuição de energia elétrica que são geralmente projetados em topologia radial e com fluxo unidirecional de energia, são alterados para redes com

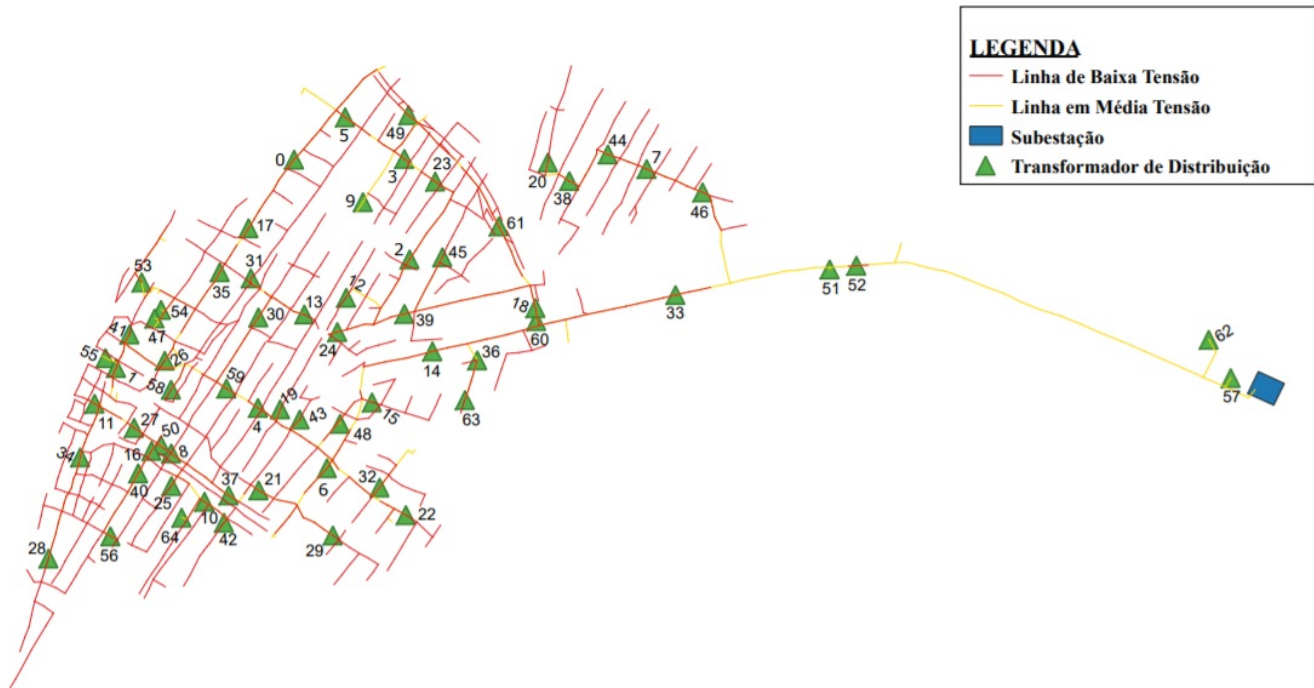


Figura 1. Diagrama unifilar do alimentador de distribuição estudado.

fluxo bidirecional, o que pode provocar problemas no controle da QEE, em especial nos níveis de tensão da rede (Naz et al., 2017; Ricciardi et al., 2018). Quando ocorre alta geração e baixo consumo, a rede pode sofrer um fluxo reverso de potência, onde a corrente flui no sentido contrário, podendo ocasionar o aumento da tensão nos pontos de acoplamento (Mortazavi et al., 2015). Esse comportamento coloca em risco a regulação de tensão da rede bem como a atuação e coordenação dos dispositivos de proteção Alcalá-Gonzalez et al. (2021).

Estes impactos negativos na rede de distribuição são agravados com o aumento da penetração da GD, como evidenciado por Chathurangi et al. (2018). Nesse trabalho foi realizada uma análise dos indicadores de QEE em uma rede de baixa tensão no Sri Lanka que possui penetração fotovoltaico (FV) de 40%. Para isso, utilizou-se o *software* de simulação *DigSILENT PowerFactory* para avaliar os efeitos de acréscimo de conexões fotovoltaicas e percebeu-se que novas conexões causariam violações de tensão inaceitáveis na rede elétrica estudada, além do aumento das perdas técnicas ocasionado pelo fluxo reverso de potência.

Cheng et al. (2015), por sua vez, estudaram os impactos da penetração da GD entre 100% e 300% da carga de pico anual de dois circuitos de distribuição, valores estes, que embora fora da realidade, foram escolhidos para avaliar as limitações da integração da GD fotovoltaica. As simulações foram conduzidas no *software* *Distribution Engineering Workstation* e apontaram problemas no desvio de tensão no ponto de interconexão dos geradores e reversão do fluxo de energia em dias críticos.

Visando então mitigar os efeitos indesejados, surge como proposta a utilização dos chamados inversores inteligentes. Seal and Ealey (2016) apresentam as diversas funções existentes nos inversores dos sistemas fotovoltaicos, com destaque para as funções *volt-var* e *volt-watt* que atuam

diretamente no fluxo de potência reativa e ativa para controlar os níveis de tensão no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) do sistema FV na rede de distribuição.

A partir do destaque das funções de controle citadas, surgem estudos na literatura que analisam seus impactos positivos e negativos. Rahimi et al. (2017), por exemplo, realizaram simulações na rede de 13 barras do IEEE e constataram que o controle *volt-var* atua melhor que a configuração de fator de potência fixa na regulação de tensão, além de diminuir a demanda de potência reativa nas barras. Lopes et al. (2021) fazem um comparativo entre às duas funções de controle supracitadas, concluindo que o *volt-var* apresenta maiores ganhos para o consumidor, dado que permite que a rede de distribuição funcione como uma espécie de bateria virtual para o excedente FV, ou seja, mesmo sem o prossumidor consumir toda energia gerada, a distribuidora a aproveita gerando descontos para consumos de energia futuros do proprietário do sistema FV; em contrapartida, o *volt-watt* aparece com um desempenho pior para o consumidor por conta do baixo autoconsumo e baixo excedente FV. Carlette (2019), por sua vez, destaca que o *volt-watt* diminui o retorno financeiro do sistema, enquanto que o *volt-var* é menos efetivo na diminuição da sobretensão, além de aumentar as perdas.

Apesar de muitos estudos já terem sido realizados, ainda é possível notar a necessidade de avaliar a atuação dessas funções inteligentes em redes reais, especialmente no Brasil. Além disso, observa-se a necessidade de estudar redes com múltiplos consumidores e prossumidores na presença de alta penetração FV, visando observar como os controles atuam diante de interação com sistemas vizinhos. Neste sentido, este trabalho objetiva analisar a operação das funções *volt-var* e *volt-watt* em uma rede real localizada no Nordeste brasileiro através de simulações com o *software*

OpenDSS. O estudo verifica os impactos destes controles na tensão em regime permanente e nas perdas técnicas.

2. METODOLOGIA

Nessa seção são apresentadas as considerações utilizadas para desenvolvimento das simulações realizadas, bem como os dados aplicados.

2.1 Rede Elétrica

A Figura 1 exibe o diagrama unifilar da rede de distribuição estudada. Trata-se de uma rede real localizada em perímetro urbano na região Nordeste do Brasil, com extensão de aproximadamente 4,5 km e com dados fornecidos pela Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) fornecido pela ANEEL. É importante destacar que as análises propostas aqui serão realizadas na baixa tensão.

O diagrama é composto por uma subestação com um transformador abaixador de 69kV/13,8kV e potência nominal de 10MVA, além de 65 Transformadores de Distribuição (TDs) enumerados que alimentam consumidores em 220V ou 380V, conforme o tipo de conexão, apresentando potência nominal variando entre 10 e 225 kVA. A numeração indicada nos transformadores também será utilizada para descrever o PAC das cargas e Sistemas Fotovoltaicos (PVSystems, do inglês *Photovoltaic System*). Os TDs são responsáveis por abastecer 5609 unidades consumidoras distribuídas ao longo dos barramentos.

2.2 OpenDSS

O *software* OpenDSS foi selecionado para simular os resultados deste trabalho, visto que além de ser recomendado pela ANEEL, também é vastamente utilizado na literatura (Vergara et al., 2020; Roberta et al., 2020; Lopes et al., 2021). O programa realiza simulações no domínio da frequência e permite o cálculo de fluxo de potência para sistemas de distribuição. Neste trabalho, as simulações foram executadas em conjunto com a linguagem de programação *Python* e realizadas no modo *Daily*, que exibe o comportamento dentro de 24 horas, com pontos de medição a cada 15 minutos.

2.3 Sistema Fotovoltaico

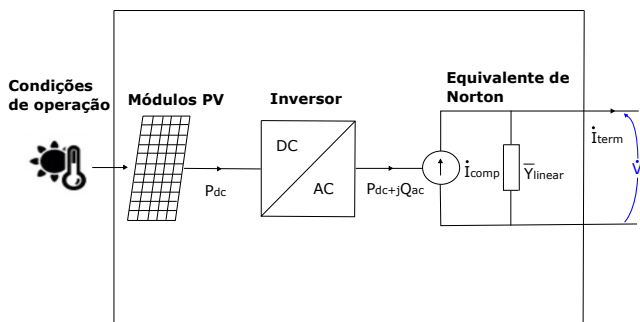


Figura 2. Modelo *PVSystem* do *OpenDSS* (Adaptado de Radatz et al. (2020)).

O sistema fotovoltaico é modelado no OpenDSS através do módulo PVSystems, conforme a Figura 2. O modelo necessita da entrada de valores das condições de operação, das propriedades dos módulos fotovoltaicos e das características do inversor DC/AC. A maioria das características e curvas necessárias para modelar o sistema foram retiradas do manual do PVSystem (Radatz et al., 2020), mas algumas particularidades foram definidas conforme descrições a seguir.

A curva de irradiância foi gerada a partir de medições reais realizadas na região em estudo pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) durante um dia ensolarado no ano de 2020, conforme a Figura 3 e aparece em pu tendo como base o valor de 1kWh/m². A temperatura ao longo do dia também foi obtida no mesmo banco de dados.

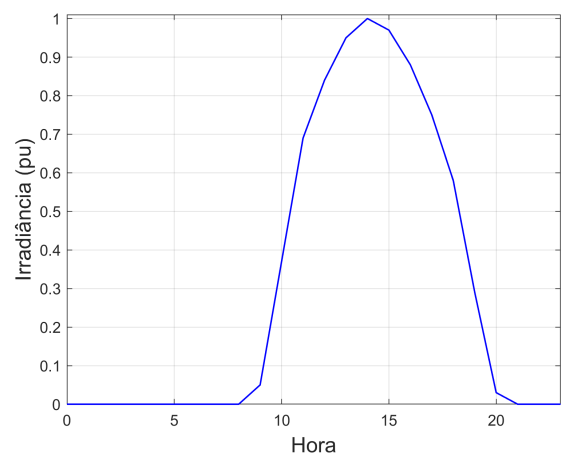


Figura 3. Curva diária de irradiância.

O dimensionamento da capacidade nominal máxima de produção (P_{mpp}) foi realizado por meio da divisão do consumo diário do consumidor (E_c) pela capacidade de geração existente no local (E_p), como pode ser observado em (1) (Leite, 2021):

$$P_{mpp} = \frac{E_c}{E_p} \quad (1)$$

Na qual, E_c é encontrada através da integral da curva do perfil de carga do consumidor, multiplicada pela potência nominal de cada carga; e E_p foi calculada pela integral da curva de irradiância mostrada na Fig. 3.

É importante destacar que os painéis fotovoltaicos comerciais disponíveis no mercado apresentam uma potência máxima de geração chamada Watt pico (Wp) e que esta varia bastante conforme o modelo e fabricante. O painel fotovoltaico selecionado para este trabalho possui a potência nominal de 330 Wp e é comercializado pela Canadian Solar (CanadianSolar, 2020a). Esse painel fotovoltaico foi escolhido por apresentar um potencial médio/baixo de geração, típico dos microgeradores residenciais de baixa tensão em análise. Sendo assim, todos os valores de potência obtidos na equação descrita foram anteriormente aproximados para valores imediatamente superiores a múltiplos de 330 Wp.

2.4 Percentual de Penetração

Para este estudo foram selecionados os níveis de penetração de 50 e 100% em relação à capacidade nominal do transformador da saída do alimentador (10 MVA), conforme descrito por Shayani (2010). Os valores foram selecionados com objetivo de verificar a atuação dos inversores na presença de alta penetração de geradores fotovoltaicos.

O aumento da penetração na rede foi realizado através da inserção de sistemas fotovoltaicos até alcançar o nível desejado (50% ou 100%), sendo esta realizada de modo decrescente de potência de cada sistema, simulando o que provavelmente ocorreria em uma rede comum, dado que os consumidores com maiores demandas de energia elétrica são os que procurariam primeiro a instalação de sistemas fotovoltaicos. Além disso, os sistemas trifásicos só foram inseridos para potência nominal igual ou superior à 15 kVA de modo a se adequar a modelos de inversores encontrados comercialmente (CanadianSolar, 2020b; SolarEdge, 2019).

2.5 Desvio de Tensão

O Módulo 8 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) regula os termos da QEE e estabelece que as instalações elétricas de até 1kV devem manter seus níveis de tensão entre 0,92 e 1,05 do valor nominal durante 97% do tempo (ANEEL, 2021). Além disso, ela traz a classificação dos desvios de tensão conforme a Tabela 1.

Tabela 1. Classificação da tensão de leitura (TL) em relação à tensão nominal (TN) para níveis de tensão inferiores a 1kV.

Classificação	Faixa de variação
Adequada	$0,92TN \leq TL \leq 1,05TN$
Precária	$0,87TN \leq TL < 0,92TN$ ou $1,05TN < TL \leq 1,06TN$
Crítica	$TL < 0,87TN$ ou $TL > 1,06TN$

2.6 Perdas Técnicas

O Módulo 7 do PRODIST define as perdas técnicas como a energia dissipada pelo sistema de distribuição devido a fenômenos físicos, tais como aquecimento das linhas e transformadores (ANEEL, 2018). Desta forma, para medição do percentual de perdas técnicas, foi utilizado o medidor *EnergyMeter* do OpenDSS que permite monitorar o fluxo de energia no elemento em que foi configurado, além de mostrar as medições de perdas técnicas no alimentador e nos transformadores por meio da diferença de energia que entra e sai de cada elemento do sistema em kWh.

Deste modo, para permitir uma medição ampla no alimentador estudado, o *EnergyMeter* foi implementado no transformador da subestação de distribuição de modo a medir toda energia que flui pela rede, bem como as perdas. O valor do percentual das perdas técnicas foi calculado pela divisão das perdas totais (soma das perdas nas linhas e nos transformadores do sistema) pelo fluxo de energia ativa total no transformador da subestação.

2.7 Curvas de Controle

A atuação dos inversores inteligentes ocorre através do uso de curvas de controle que atuam em face aos níveis de

tensão medidos no PAC. Para o controle *volt-var*, a curva selecionada para este estudo pode ser observada na Figura 4(a).

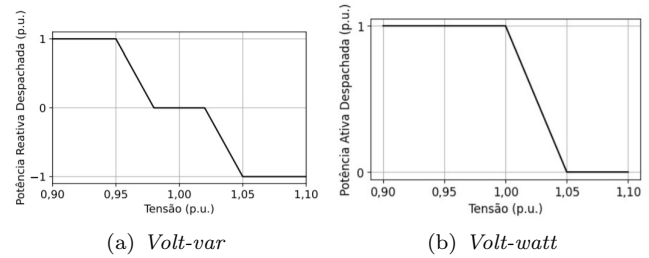


Figura 4. Curvas de controle dos inversores.

A curva apresenta uma zona morta (onde não há atuação do inversor) entre os valores 0,98 e 1,02 pu. Observa-se que a curva só atinge o valor máximo de despacho de potência reativa quando a tensão cai pelo menos até 0,95 pu. Apesar deste valor diferir do 0,92 pu admitido pelo PRODIST, tal escolha se deve para permitir que o inversor atue para valores próximos aos limites da norma e garanta um certo nível de segurança para a tensão.

Na zona indutiva, todavia, o valor máximo de potência reativa absorvida é alcançado quando a tensão atinge valores maiores ou iguais a 1,05 pu, representando o limite permitido pelo PRODIST. É importante destacar ainda que se espera que os níveis de tensão que excedam os limites superiores estabelecidos, após inserção dos sistemas PVSystems, sejam limitados pela atuação do inversor por meio da absorção da potência reativa.

Adicionalmente, conforme a NBR 16149/2013, os sistemas PVSystems que possuem potência nominal acima de 6kW devem limitar a absorção/injeção de potência reativa em 43,25% da potência ativa nominal (ABNT, 2013).

A Figura 4(b) apresenta a curva de controle *volt-watt* utilizada neste trabalho. Na curva é possível observar que o inversor permite a injeção máxima de potência ativa enquanto a tensão for menor ou igual a 1 pu. Quando a tensão for maior, o inversor começa a diminuir a quantidade de potência ativa despachada para rede elétrica de forma linear. Caso a tensão alcance um valor maior que 1,05 pu, o inversor corta qualquer despacho de potência ativa para rede de modo a evitar o aumento de tensão.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Figura 5 exibe o comportamento diário dos níveis de tensão das três fases em todos os PACs na rede sem a inserção dos Sistema Fotovoltaicos. Por se tratar de um sistema desequilibrado, nota-se diferença considerável entre as tensões nas fases, bem como nos diferentes barramentos do sistema. Apesar disso, verifica-se que todos os valores medidos estão nos limites estabelecidos pelo PRODIST, ou seja, entre 0,92 e 1,05 pu mostrando assim que o sistema está funcionando adequadamente antes da inserção dos sistemas PVSystems.

Após a verificação dos níveis de tensão da rede em regime, foram então inseridos os PVSystems na rede, conforme descrito na metodologia, até alcançar a penetração de 50%

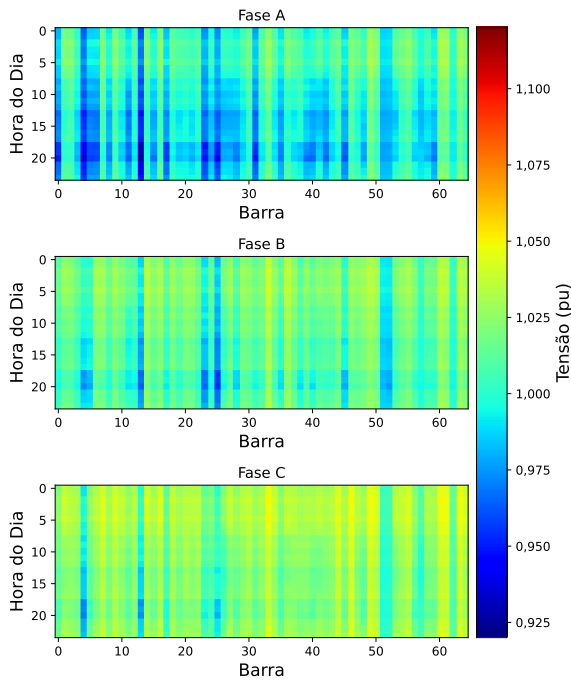


Figura 5. Tensão diária nos PACs da rede de distribuição sem a inserção de PVSystems.

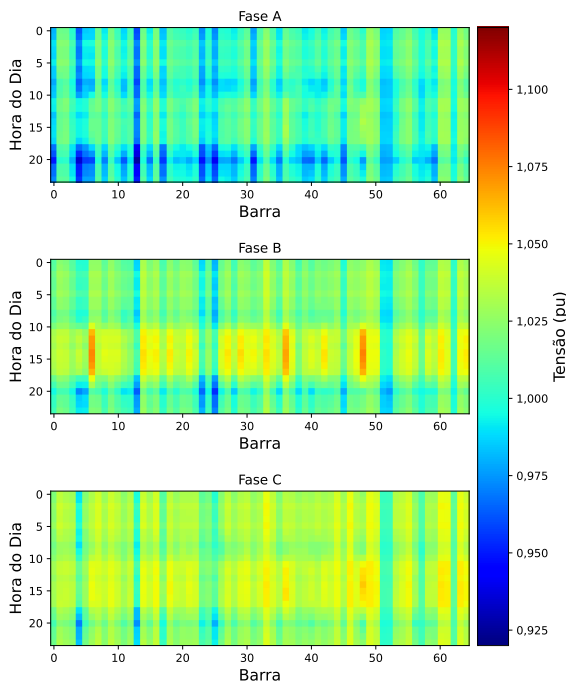


Figura 6. Tensão diária nos PACs da rede de distribuição com penetração FV de 50%.

e os resultados das medições da tensão diária podem ser observados na Figura 6.

A primeira mudança que pode ser observada é o comportamento da tensão ao longo do dia em cada barramento, onde se constata picos de tensão nos horários com as maiores ocorrências de irradiação solar, ou seja, a tensão encontrada está diretamente atrelada à geração fotovoltaica dos prossumidores. Nos consumidores residenciais, a geração

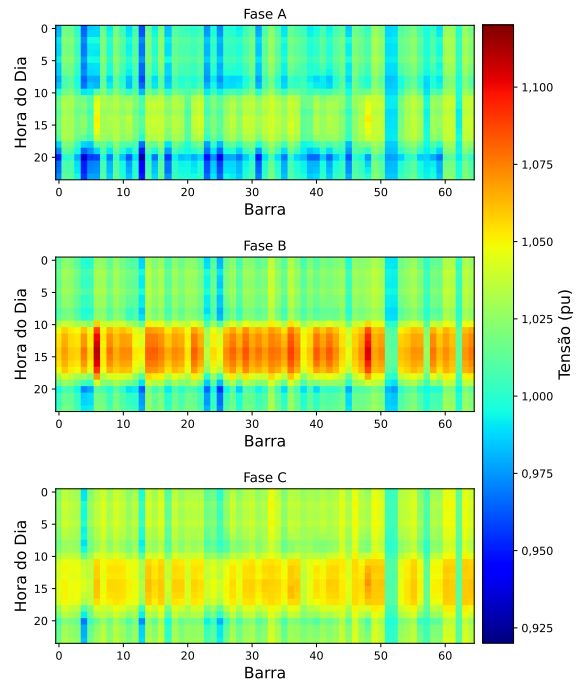


Figura 7. Tensão diária nos PACs da rede de distribuição com penetração FV de 100%.

de energia não ocorre nos momentos de maior consumo e, por isso, o excedente da potência ativa é injetado na rede causando aumento nos níveis de tensão. Além disso, é perceptível o surgimento de sobretensão em alguns barramentos nas fases B e C, alcançando valores acima do permitido pelo PRODIST.

Aumentou-se o nível de penetração para 100% e as medidas de tensão encontradas na rede de distribuição podem ser verificadas na Figura 7.

Conforme esperado, os níveis de tensão encontrados foram bem mais elevados que no caso anterior. Além disso, percebe-se que os valores medidos em todas as fases ultrapassam os limites estabelecidos pela norma vigente, representando um problema para o sistema de distribuição que está operando fora dos padrões de QEE.

Foram realizadas então simulações com os inversores atuando com a curva de controle *volt-var* proposta na metodologia para ambos os níveis de penetração. Os resultados obtidos podem ser observados nas Figuras 8 e 10, respectivamente.

Para a penetração de 50%, nota-se variação de comportamento nas tensões em todas as fases, mesmo onde não ocorreram transgressões dos limites de tensão estabelecidos pela norma, uma vez que a curva de controle já permite a ação do inversor quando a tensão ultrapassa 1,02 pu. Além disso, percebe-se que não há mais sobretensão acontecendo na fase C, porém eles ainda aparecem em alguns barramentos da fase B, verificando assim que o controle não foi completamente eficiente.

Na Figura 10, por sua vez, são exibidas as tensões medidas nos barramentos ao longo do dia após a atuação do controle *volt-var* no sistema com 100% de penetração. Observa-se que o controle inteligente conseguiu corrigir os desvios

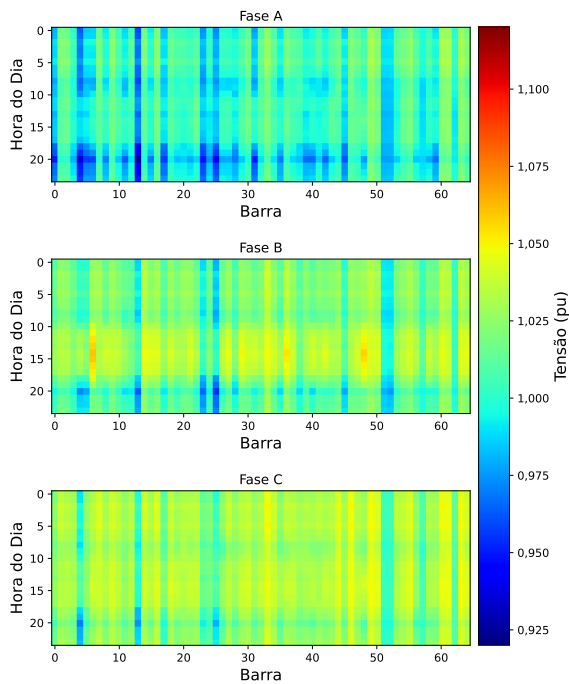


Figura 8. Tensão diária nos PACs da rede de distribuição com penetração de 50% e atuação do controle *volt-var*.

de tensão nas fases A e C dos barramentos, diminuindo os valores medidos para níveis próximos aos encontrados no sistema quando o mesmo operava sem a presença de sistemas FVs. Todavia, as tensões das barras na fase B ainda se encontram fora dos limites estabelecidos pelo PRODIST.

Mudou-se então a curva de controle dos inversores para atuarem com o *volt-watt* para penetração FV de 50% e 100%. Os resultados encontrados são exibidos nas figuras 9 e 11, respectivamente.

Verifica-se inicialmente que, assim como no controle *volt-var*, existe uma mudança de níveis de tensão em todas as fases, pois a curva de controle começa a atuar mesmo sem a presença de tensões fora dos limites estabelecidos pela norma. É importante salientar que a alteração da estratégia de controle dos inversores altera o comportamento da rede elétrica e, conseqüentemente, os valores das tensões obtidas.

Para o menor nível de penetração, se observa que o corte na injeção de potência ativa realizado pelos inversores foi capaz de eliminar todos os desvios de tensão presentes nos barramentos. Todavia, ainda é possível encontrar sobre-tensão em alguns barramentos na fase B quando a rede está operando com penetração de 100%.

Diante dos resultados apresentados pelos inversores associados às estratégias de controle utilizadas, pode-se notar que no caso do controle *volt-var*, o comportamento pode ser atribuído às limitações técnicas do inversor, que não consegue absorver toda a potência reativa necessária para um controle completamente eficiente devido à sua curva de capacidade.

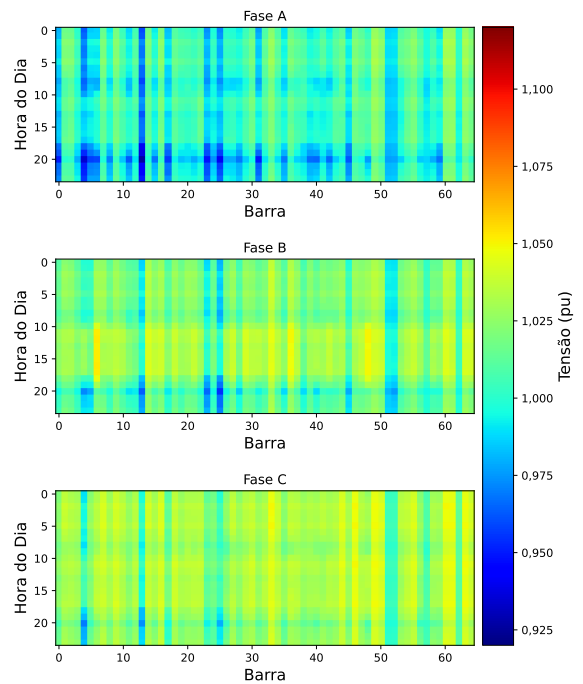


Figura 9. Tensão diária nos PACs da rede de distribuição com penetração de 50% e atuação do controle *volt-watt*.

Embora a limitação supracitada não seja verificada, e o comportamento geral seja similar, no controle *volt-watt*, percebe-se uma restrição na injeção de potência ativa que faz com que o alimentador tenda a se comportar como se não existissem inversores conectados. Tal fato se deve à atuação local dos dispositivos: uma vez que não existe uma comunicação entre eles, por isso não há correção de desvios de tensão causados pelo sistema FV em barramentos vizinhos.

Paralelamente ao estudo da atuação dos inversores no controle do desvio de tensão, verificou-se o comportamento das perdas técnicas e os resultados são exibidos na Tabela 2.

Tabela 2. Perdas técnicas totais no sistema de distribuição.

Penetração	50%	100%
Sem PVSystems	3,97	3,97
Com PVSystems	3,83	4,74
<i>Volt-var</i>	3,92	5,19
<i>Volt-watt</i>	3,72	3,66

Observa-se, inicialmente, que com uma menor penetração, as perdas técnicas percentuais foram reduzidas, porém, com 100% de penetração o valor observado cresceu. De fato, a inserção de GD na rede elétrica pode ocasionar diminuição nas perdas, como confirmado por um estudo da *International Energy Agency* (IEA), porém isto dependerá da boa alocação destes sistemas e do grau de penetração Skorupa and Rangel (2017). Todavia, como consequência da alta penetração e baixo consumo nos momentos de pico de geração, a potência gerada passa a ser inserida na rede criando um fluxo reverso e aumentando as perdas conseqüentemente.

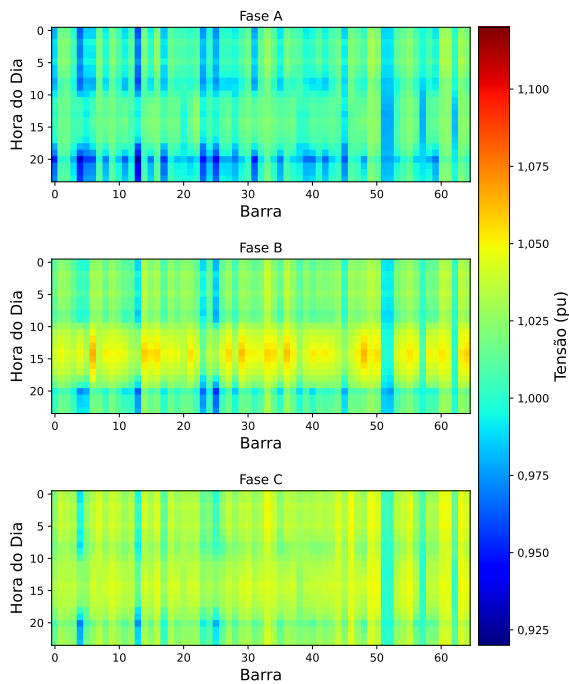


Figura 10. Tensão diária nos PACs da rede de distribuição com penetração de 100% e atuação do controle *volt-var*.

No caso da atuação do controle *volt-var*, observa-se o aumento das perdas técnicas no alimentador. Tal comportamento já era esperado e representa uma característica negativa dessa estratégia, conforme observado em outros trabalhos, como em Carlette (2019). Em contrapartida, o uso do controle *volt-watt* provocou uma queda nas perdas técnicas, pois atua diretamente no fluxo de potência ativa.

Além disso, o controle *volt-watt* pode representar um aumento no tempo de retorno do investimento realizado pelo consumidor, já que o controle atua na limitação da injeção de potência ativa gerada pelo sistema FV na rede de distribuição e, conseqüentemente, reduz o ressarcimento recebido pelo mesmo.

4. CONCLUSÃO

A atuação das funções inteligentes aplicadas na geração distribuída FV na rede de distribuição (*volt-var* e *volt-watt*) pode promover benefícios ao funcionamento operacional da rede elétrica. Assim, visando analisar esses impactos, foi realizado um estudo em um alimentador urbano de baixa tensão em uma cidade do Nordeste brasileiro com níveis de penetração de 50 e 100%, em que foram analisadas as tensões nos barramentos em regime permanente e as perdas técnicas.

A literatura aponta a eficiência do uso destes controles no combate ao desvio de tensão gerado pela inserção da GD na rede, porém, neste trabalho verificou-se que elas podem não ser suficientes para inibir totalmente o problema citado. No caso do controle *volt-var*, existem limitações técnicas que não permitem mitigar completamente o aumento da tensão. Além disso, a falta de comunicação entre os inversores pode ser um limitante, pois embora não haja transgressão de níveis de tensão no PAC onde o sistema

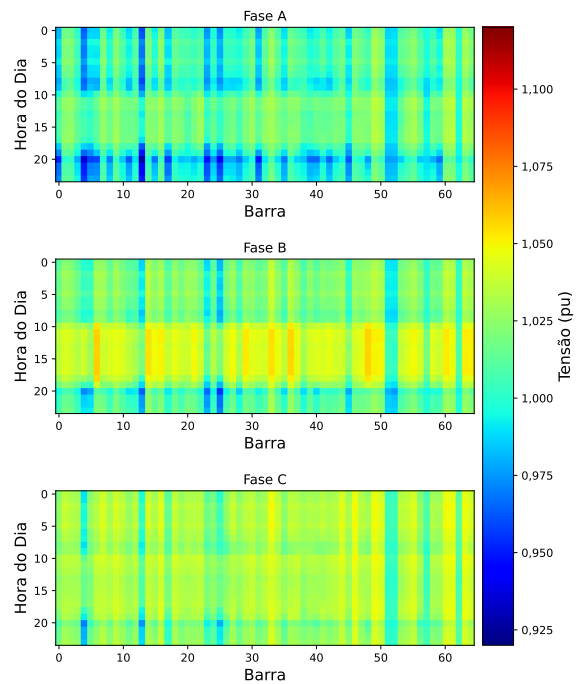


Figura 11. Tensão diária nos PACs da rede de distribuição com penetração de 100% e atuação do controle *volt-watt*.

FV está inserido, o fluxo de potência reverso pode gerar desvios de tensão em outros barramentos. Este comportamento foi observado especialmente no uso do controle *volt-watt*, pois mesmo que o inversor iniba toda inserção de potência ativa, o desvio de tensão ainda apareceu em alguns barramentos.

Além disso, este trabalho verificou que pode haver aumento das perdas técnicas no alimentador em face à adoção das funções inteligentes, visto que elas dependem do comportamento das cargas, ou seja, se há uma coincidência entre os picos de demanda e de injeção de potência pelos inversores.

Deste modo, pontua-se a importância de continuar os estudos relacionados ao uso das funções inteligentes, que apesar de se mostrarem eficientes na correção de desvios de tensão na maioria das vezes, ainda apresentam limitações que precisam ser superadas.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) por meio do processo nº 2021/04872-9.

REFERÊNCIAS

- ABNT (2013). *Sistemas fotovoltaicos – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição*. Associação Brasileira de Normas Técnicas, Rio de Janeiro.
- ABSOLAR (2022). *Energia solar fotovoltaica no Brasil infográfico ABSOLAR*. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica.
- Alcala-Gonzalez, D., García del Toro, E.M., Más-López, M.I., and Pindado, S. (2021). Effect of distributed

- photovoltaic generation on short-circuit currents and fault detection in distribution networks: A practical case study. *Applied Sciences*, 11(1). doi:10.3390/app11010405.
- ANEEL (2018). *PRODIST: Módulo 7– Cálculo de perdas na distribuição*. ANEEL.
- ANEEL (2021). *PRODIST: Módulo 8– Qualidade da energia elétrica*. ANEEL.
- BRASIL (2022). *Lei nº 14.300, de 6 de Janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS)*. Diário Oficial da União, Brasília.
- CanadianSolar (2020a). *KuPower: Módulo perc mono de alta eficiência CS3K-315|320|325|330|335MS*. Canadian Solar Brasil, São Paulo.
- CanadianSolar (2020b). *Portfólio de inversores*. Canadian Solar Brasil.
- Carlette, L.P. (2019). *Análise dos impactos de inversores inteligentes aplicados a redes de baixa tensão*. Mestrado em engenharia elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Chaturangi, D., Jayatunga, U., Rathnayake, M., Wickramasinghe, A., Agalgaonkar, A., and Perera, S. (2018). Potential power quality impacts on lv distribution networks with high penetration levels of solar pv. In *2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, 1–6. IEEE.
- Cheng, D., Mather, B.A., Seguin, R., Hambrick, J., and Broadwater, R.P. (2015). Photovoltaic (pv) impact assessment for very high penetration levels. *IEEE Journal of photovoltaics*, 6(1), 295–300.
- Leite, R.M. (2021). *Estudo investigativo da crescente integração de recursos de energia distribuídos à rede de distribuição de baixa tensão*. Mestrado em engenharia elétrica, Universidade de São Paulo.
- Lopes, A.C., Vieira, J.P., Sales, L.E., Alves, C.S., Monteiro, F.A.M., et al. (2021). Avaliação de desempenho de tecnologias emergentes para controle de tensão em redes de distribuição com elevada penetração de microgeração fotovoltaica. *Brazilian Journal of Development*, 7(1), 11163–11178.
- Mortazavi, H., Mehrjerdi, H., Saad, M., Lefebvre, S., Asber, D., and Lenoir, L. (2015). A monitoring technique for reversed power flow detection with high pv penetration level. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(5), 2221–2232. doi:10.1109/TSG.2015.2397887.
- Naz, M.N., Mushtaq, M.I., Naeem, M., Iqbal, M., Altaf, M.W., and Haneef, M. (2017). Multicriteria decision making for resource management in renewable energy assisted microgrids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 71, 323–341. doi:https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.059. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116311169>.
- Radatz, P., Rocha, C., Sunderman, W., Rylander, M., and Peppanen, J. (2020). *OpenDSS PVSystem and InvControl element models*. EPRI.
- Rahimi, K., Tbaileh, A., Broadwater, R., Woyak, J., and Dilek, M. (2017). Voltage regulation performance of smart inverters: Power factor versus volt-var control. In *2017 North American Power Symposium (NAPS)*, 1–6. IEEE.
- Ricciardi, T.R., Freitas, W., Taniguchi, F.K., Hax, G.R., Moya, R., and Archilli, G.B. (2018). Measurement based power quality analysis of real distribution networks with high pv penetration. In *2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, 1–6. IEEE.
- Roberta, R., Daniel, P., Eduarda, B., Juliano, A., et al. (2020). Estratégia de controle volt/var para redes de distribuição inteligentes. In *Congresso Brasileiro de Automática-CBA*, volume 2.
- Seal, B. and Ealey, B. (2016). *Common functions for smart inverters*.
- Shayani, R.A. (2010). *Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição*. Doutorado em engenharia elétrica, Universidade de Brasília.
- Skorupa, T. and Rangel, M.C. (2017). Alocação ótima de geração distribuída para redução de perdas de energia em sistemas de distribuição de energia elétrica. *CRICTE*.
- SolarEdge (2019). *Inversores trifásicos*. SolarEdge, São Paulo.
- Vergara, P.P., Salazar, M., Mai, T.T., Nguyen, P.H., and Sloomweg, H. (2020). A comprehensive assessment of pv inverters operating with droop control for overvoltage mitigation in lv distribution networks. *Renewable Energy*, 159, 172–183. doi:https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.05.151.