Análise Probabilística do Controle Volt-Watt em uma Rede de Distribuição Residencial

Vivian Lohanne do Nascimento Ferreira*. Carolina de Mattos Affonso. *

**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pará, PA, (e-mails: vivianlohanne03@gmail.com; carolina@ufpa.br).*

Abstract: This paper presents a probabilistic approach to evaluate the effectiveness of Volt-Watt control embedded in most inverters for voltage regulation in a low voltage residential feeder with high shares of photovoltaic generation. Monte Carlo Simulation is applied to consider the inherent uncertainties from residential demand and solar generation using real historical data. The distribution network used is representative of a residential condominium in the city of Belém, Pará. Two irradiance scenarios are considered in simulations, and results show in both cases Volt-Watt control can effectively reduce the probability of overvoltage problems and technical losses.

Resumo: Este artigo avalia de forma probabilística a eficácia do controle Volt-Watt presente nos inversores para regulação da tensão em uma rede de distribuição de baixa tensão com elevada penetração de geração fotovoltaica. A simulação de Monte Carlo é utilizada para considerar as incertezas presentes na demanda residencial e na irradiância solar utilizando dados de medições reais. A rede de distribuição utilizada é representativa de um condomínio residencial da cidade de Belém, Pará. Dois cenários de irradiância são considerados, e os resultados mostram que em ambos os casos o controle Volt-Watt reduziu a probabilidade de ocorrência de sobretensões na rede, além de reduzir as perdas técnicas.

Keywords: *Monte Carlo Simulation; voltage regulation; Volt-Watt control; smart inverters; photovoltaic generation.*

Palavras-chaves: Simulação Monte Carlo; regulação da tensão; controle Volt-Watt; inversores inteligentes; geração fotovoltaica.

1. INTRODUÇÃO

A transição energética global resultou no aumento de 43% da capacidade instalada de energia renovável no final de 2023. Nesse ano, as fontes renováveis compuseram 86% das adições globais de energia, sendo adicionados 346 GW de energia solar e 116 GW de energia eólica (IRENA, 2024). No Brasil, dados de 2024 mostram que a geração solar fotovoltaica representa 17,5% da matriz elétrica brasileira, ficando atras apenas da fonte hídrica (ABSOLAR; ANEEL, 2024).

Com o aumento global das fontes de energia renováveis, surge a necessidade de adaptação dos sistemas de distribuição para lidar com a crescente conexão dessas fontes, como a solar, que apresenta incertezas na geração decorrentes de fatores meteorológicos. Os principais desafios incluem o fluxo de potência reverso e a violação dos limites de tensão na rede (Singh et al. 2019). Atualmente os sistemas fotovoltaicos contam com inversores inteligentes ou "*smart inverters*". Esses dispositivos têm a capacidade de ajustar a tensão no ponto de conexão do inversor utilizando alguns métodos de controle, como o controle Volt-Watt (VW) que limita a geração de potência ativa dos geradores fotovoltaicos, com base nos valores de tensão medidos (Wanzeler *et al.*, 2022). Com isso, nos últimos anos, normas e códigos de rede foram revisadas a fim de permitir o uso de um conjunto de funções embarcadas nos inversores fotovoltaicos, como o Volt-Watt, para o controle da tensão (IEEE, 2018; IEC, 2023; CPUC, 2024).

Diversos estudos avaliaram o uso do controle Volt-Watt (VW) em inversores de sistemas fotovoltaicos. Em Costa et al. (2022), a eficácia dos controles dos inversores inteligentes, incluindo o Volt-Watt, foi avaliada para atenuar desvios de tensão em redes de distribuição com geração fotovoltaica. Embora os controles sejam eficazes, a atuação individual pode não ser suficiente para mitigar os problemas de sobretensão. Em Noh et al. (2019), os autores propõem um método para definir os parâmetros do controle VW, mostrando-se eficaz na prevenção do aumento da tensão. Em Almeida et al. (2020), os autores analisaram a eficácia do controle VW para regulação de tensão em uma rede de baixa tensão com alta conexão de geração fotovoltaica. Os resultados mostraram que esse controle ajudou a mitigar violações de tensão.

Embora esses estudos confirmem a eficiência do controle Volt-Watt na regulação da tensão, eles não investigam probabilisticamente os efeitos desse controle, e não consideram as incertezas presentes na geração fotovoltaica e na demanda dos consumidores. Abud et al. (2023), destacam a

importância dos métodos probabilísticos na análise de sistemas elétricos, especialmente com geração distribuída, e o papel essencial da Simulação Monte Carlo (SMC) para análises estocásticas. Jordehi (2018) discute as incertezas em sistemas de energia, como o comportamento das cargas e geração fotovoltaica, e a utilidade dos métodos probabilísticos, incluindo a SMC. Dubey (2017) utiliza a SMC para avaliar os impactos da geração fotovoltaica na rede de distribuição, aplicando métodos de controle de tensão, como os dos inversores inteligentes, para melhorar a integração dos sistemas fotovoltaicos na rede.

Assim, este artigo avalia probabilisticamente o desempenho do controle Volt-Watt de sistemas fotovoltaicos. Para tal utiliza-se a Simulação Monte Carlo, considerando uma rede de distribuição real modelada no OpenDSS, representativa de um condomínio residencial da cidade de Belém, PA, e dados reais de carga e de irradiância para essa localidade.

2. CONTROLE VOLT-WATT

A geração fotovoltaica em redes de baixa tensão pode causar fluxo de potência reverso e sobretensão quando a geração excede o consumo local das cargas. Isso pode ser minimizado com os inversores inteligentes, como o controle Volt-Watt, que limita a saída de potência ativa dos geradores com base na tensão no instante analisado (Noh *et al.*, 2019).

A atuação dos inversores ocorre através de uma curva, que relaciona a potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico com o nível de tensão no ponto de conexão à rede. Cada país adota valores diferentes para os parâmetros da curva do controle Volt-Watt. No Brasil ainda não há uma curva definida. Assim, neste trabalho, os parâmetros da curva de tensão e potência foram definidos seguindo os limites de tensão especificados no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), e o limite máximo de corte de geração fotovoltaica definido pela norma internacional IEEE 1547/2018 (IEEE, 2018; ANEEL, 2021). A Tabela 1 classifica tensão por faixa de valores. Para redes abaixo de 1kV, a tensão deve estar entre 0,92 pu e 1,05 pu.

A Fig. 1 ilustra a curva do controle VW usada neste trabalho. Quando a tensão na barra de geração fotovoltaica atinge níveis acima da faixa adequada de tensão, ou seja, acima de 1,05 pu (V_1), a potência ativa injetada pela geração é reduzida, chegando a 20% ($P_{mín}$) de sua capacidade nominal para valores de tensão acima de 1,06 pu (V_2). No *OpenDSS* a função de controle VW é implementada utilizando o elemento *PVSystem* (que representa o sistema fotovoltaico) e o objeto *XYCurve* (que representa a curva do controle VW) no dispositivo *InvControl* que controla o elemento *PVSystem* (Smith, 2017).

Tabela 1. Limites de tensão para tensão abaixo de 1kV

Classificação	Faixa de tensão V_L
Adequada	$0{,}92 \leq V_L \leq 1{,}05$
Precária	$0{,}87 \leq V_L < 0{,}92$ ou $1{,}05 < V_L \leq 1{,}06$
Crítica	$V_L < 0{,}87$ ou $V_L > 1{,}06$

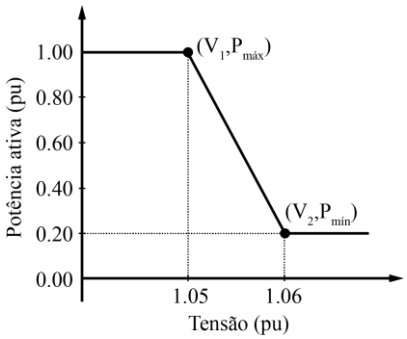

Fig. 1 Curva do Controle Volt-Watt.

3. METODOLOGIA

3.1 Metodologia Proposta

Este artigo avalia probabilisticamente os impactos da elevada conexão de sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição e a eficácia do controle Volt-Watt em mitigar violações de tensão. A Simulação Monte Carlo (SMC) foi utilizada para considerar as incertezas na demanda residencial e na irradiância solar. As simulações foram realizadas utilizando a interface COM do *software* OpenDSS com o ambiente de programação MATLAB, para solução do fluxo de carga, para um período de 24 horas com intervalo de demanda de 10 minutos, totalizando 144 pontos. A Fig. 2 apresenta a metodologia proposta.

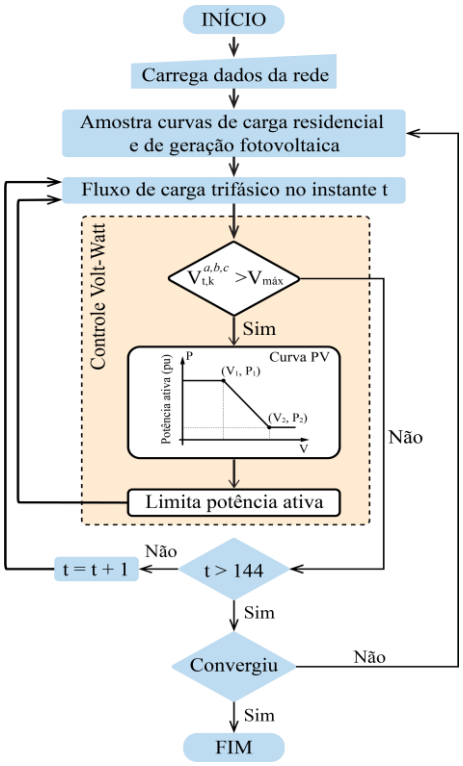

Fig. 2 Fluxograma da metodologia proposta.

3.2 Rede de Distribuição

É utilizada uma rede residencial real de baixa tensão da cidade de Belém, Pará, que atende 26 cargas trifásicas, 2 bifásicas

(220V) e 1 monofásica (127V). A rede é atendida por um transformador de distribuição de 112,5 kVA, conforme ilustra a Fig.3. Para avaliar a efetividade do controle VW, foram conectados seis sistemas fotovoltaicos trifásicos de 10 kWp cada, distribuídos em seis consumidores. Neste caso, o nível de penetração de geração fotovoltaica é de aproximadamente 53%, calculado de acordo com a potência fotovoltaica total instalada em kVA em relação a potência nominal do transformador.

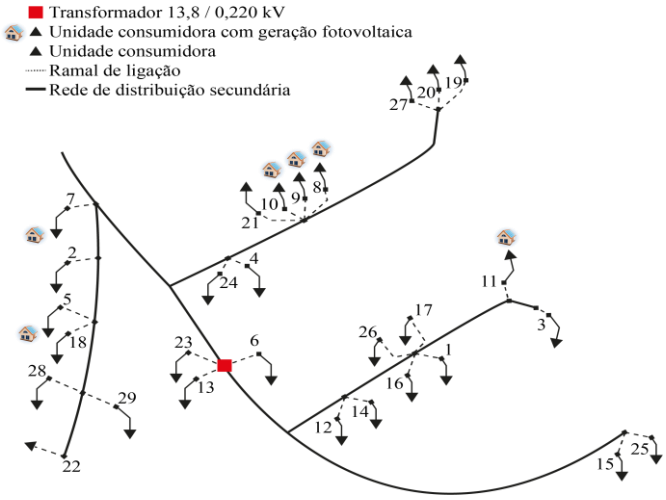

Fig. 3 Diagrama da rede.

A Fig. 4 mostra as curvas de perfis de consumo para dias úteis utilizadas neste trabalho, obtidas de dados disponibilizados na BDGD (Base de Dados Geográfica da Distribuidora) pela Equatorial-PA. A atribuição de cada perfil de consumo para seus respectivos consumidores foi feita de acordo com os dados importados da BDGD, onde constam informações das cargas, como o nome e seu perfil de consumo.

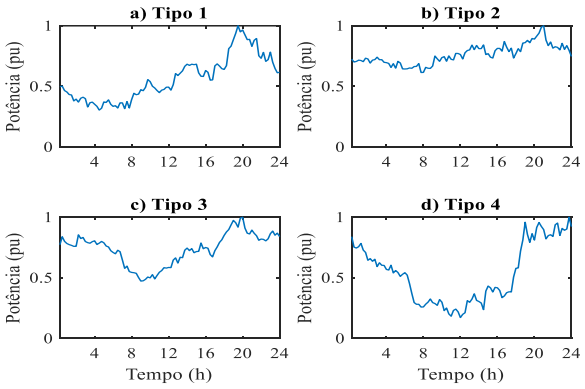

Fig. 4 Consumo. a) Tipo 1. b) Tipo 2. c) Tipo 3. d) Tipo 4.

3.3 Simulação Monte Carlo

A Simulação Monte Carlo (SMC) é um método muito utilizado para lidar com incertezas, como a demanda das cargas e a potência gerada por sistemas fotovoltaicos, devido a variabilidade do consumo e as incertezas inerentes a irradiância solar. Esse método associa uma função de densidade de probabilidade (FDP) às variáveis, modelando, assim, suas incertezas, gerando amostras aleatórias. Para a convergência da SMC foram consideradas 3000 iterações, que foi suficiente para atingir a convergência do método. A Fig. 5 apresenta a média acumulada da tensão às 12h:20 com intervalo de confiança de 95%. Nota-se que o valor médio da tensão varia bastante quando um número pequeno de simulações é adotado. Conforme o número de simulações aumenta, o valor médio da tensão estabiliza, indicando a convergência do método.

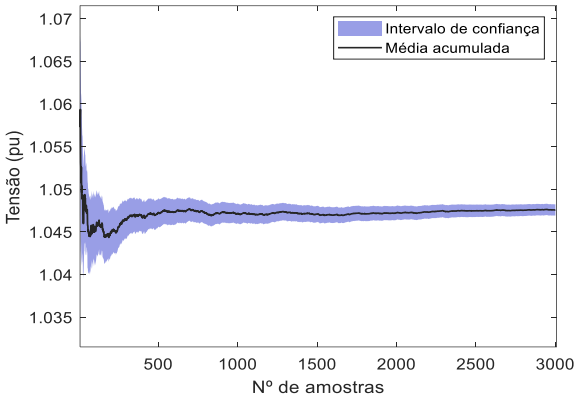

Fig. 5 Convergência da Simulação Monte Carlo.

3.3.1 Modelagem da Demanda Residencial

As curvas de consumo foram utilizadas para gerar amostras aleatórias de demanda pelo período de 24 horas com taxa de amostragem de 10 minutos, utilizando uma Função Distribuição de Probabilidade (FDP) normal conforme (1), sendo o valor médio o ponto da curva de perfil de consumo, com desvio padrão de 3% desse valor (Jordehi, 2018).

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}}\left(exp - \left(\frac{(x_t - \mu_t)^2}{2\sigma_t^2}\right)\right) \quad (1)$$

Onde x_t é a demanda no instante t, μ_t é a média calculada dos dados históricos, e σ_t é o desvio padrão calculado dos dados históricos.

3.3.2 Modelagem da Geração Fotovoltaica

As curvas de irradiância e de temperatura utilizadas foram obtidas a partir da base de dados do *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* para a cidade de Belém, Pará, dos anos de 2020 até 2022 (NREL, 2024). A Fig. 6 apresenta a média mensal das curvas de irradiância e temperatura dos dados. De junho a dezembro, observa-se um aumento em ambos os parâmetros, coincidindo com o período de maior incidência solar, com uma média de 8,62 horas de sol diárias. Em contraste, de janeiro a maio, os picos são menores, refletindo menos horas de sol diárias, com uma média de 6,82 horas (Climate Data, 2023). Assim, foram considerados para as análises dois cenários de irradiância:

- Cenário 1: período com as maiores horas de sol (junho a dezembro);

- Cenário 2: período com as menores horas de sol (janeiro a maio);

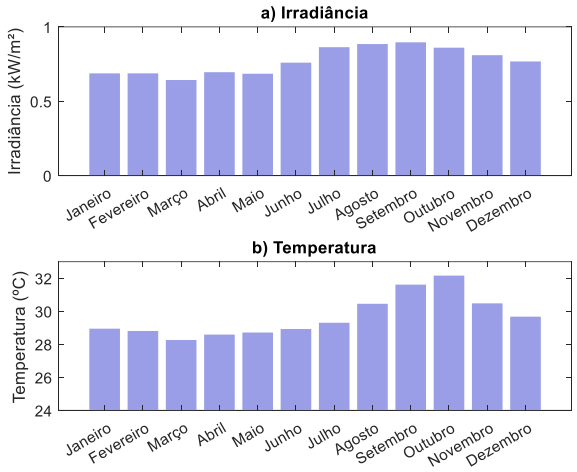

Fig. 6 Valores médios. a) Irradiância. b) Temperatura.

Como as amostras dos dados não se ajustaram a uma única função distribuição, foi definido um modelo não paramétrico para modelagem das curvas de irradiância, obtido utilizando uma kernel gaussiana com largura de banda de 0,001. Após estimação deste modelo, foi utilizado o teste de aderência *Kolmogorov-Smirnov (KS)*. A Fig. 7 mostra o histograma e a FDP dos dados às 12h:20 obtidos do modelo. Observa-se que esta modelagem representa adequadamente as incertezas das curvas de irradiância utilizadas neste trabalho. A Fig. 8 ilustra a média e o desvio padrão dos dados de irradiância para cada cenário após a modelagem não-paramétrica.

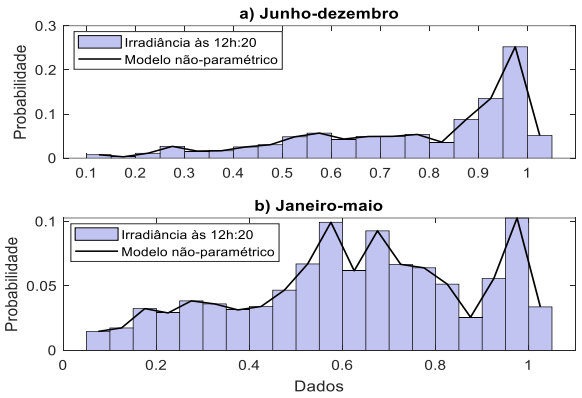

Fig. 7 FDP e histograma. a) Junho-dezembro. b) Janeiro-maio.

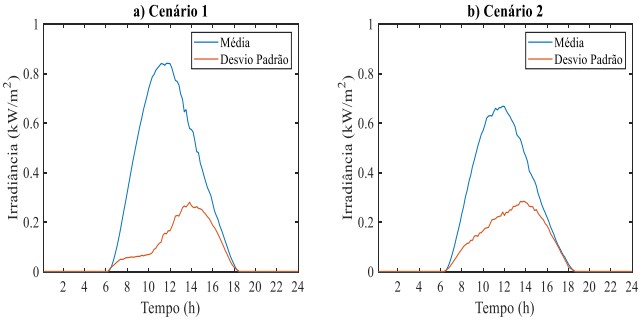

Fig. 8 Média e desvio padrão. a) Cenário 1. b) Cenário 2.

4. RESULTADOS

Os resultados foram obtidos considerando os dois cenários de irradiância mencionados anteriormente, e três casos foram analisados:

- Caso Base (para fins de comparação);
- Caso com a conexão da geração fotovoltaica;
- Caso com a atuação do controle Volt-Watt.

4.1 Caso Base

No caso base, as simulações foram realizadas sem a conexão da geração fotovoltaica para comparação com os demais casos. A Fig. 9 apresenta a média da potência no alimentador e a média das tensões na fase 1 ao longo do dia para todos os cenários da SMC. Apenas a tensão na fase 1 é apresentada, pois as tensões nas fases 2 e 3 possuem valores próximos aos da fase 1. Nota-se que as tensões nas barras permanecem dentro dos limites mínimos e máximos exigidos pelo PRODIST.

4.2 Caso com a Conexão da Geração Fotovoltaica

Este caso apresenta os resultados obtidos com a conexão da geração fotovoltaica na rede conforme os dois cenários de irradiância já apresentados. A Fig. 10 mostra o fluxo reverso de potência, que ocorre quando há excesso de geração de energia que retorna para a rede, representado pela região negativa nos gráficos. O fluxo reverso de potência ocorre nos dois cenários, sendo mais pronunciado no Cenário 1.

Para avaliar o comportamento da tensão, ela foi monitorada na barra 8, fase 1, que possui maior elevação da tensão dentre as barras com geração fotovoltaica conectada. A Fig. 11 apresenta essa tensão, sem o controle Volt-Watt. Nota-se que a probabilidade de sobretensão é elevada, sendo maior no Cenário 1 em que a irradiância solar é maior.

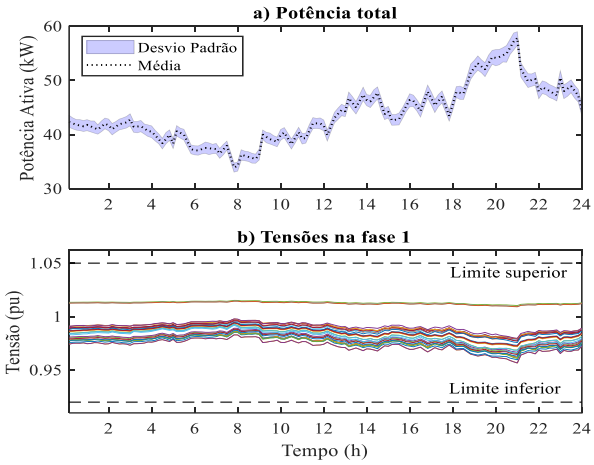

Fig. 9 Caso base. a) Potência total. b) Tensões na fase 1.

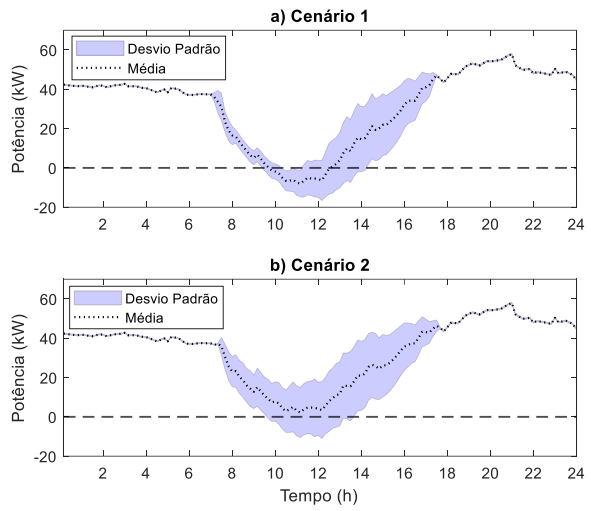

Fig. 10 Fluxo Reverso. a) Cenário 1. b) Cenário 2.

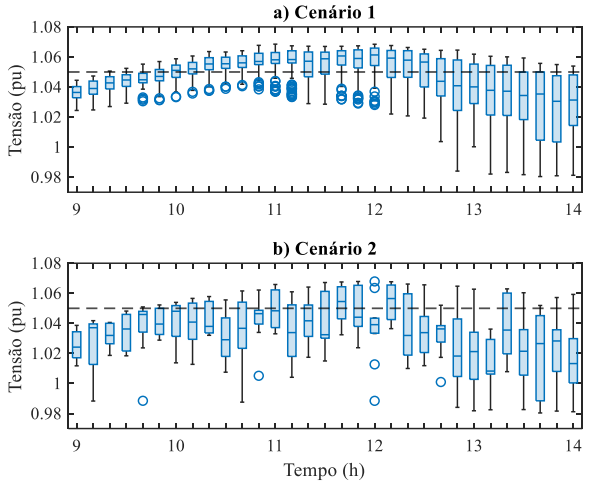

Fig. 11 Tensão na barra 8 fase 1. a) Cenário 1. b) Cenário 2.

4.3 Caso com a Atuação do Controle Volt-Watt

Este caso apresenta os resultados obtidos com a conexão da geração fotovoltaica e atuação do controle Volt-Watt para os dois cenários de irradiância. A Fig. 12 apresenta o fluxo reverso. Nota-se que em ambos os cenários, o fluxo reverso de potência foi reduzido com a atuação do controle, em consequência do corte de potência ativa do sistema fotovoltaico. A Fig. 13 apresenta a tensão na fase 1 da barra 8 após a aplicação do controle VW. Nota-se que o controle reduziu a probabilidade de ocorrência de sobretensão nos dois cenários. Vale ressaltar que o controle VW aplicado limita o corte de potência ativa em até 20% da capacidade nominal do sistema fotovoltaico. Portanto, caso o corte seja completo, as ocorrências de sobretensão serão ainda menores.

A Fig. 14 mostra a Função Distribuição Acumulada (FDA) da tensão na fase 1 da barra 8 em um dos horários de máxima geração com a atuação do controle VW. No Cenário 1, a probabilidade de violação de tensão é 56,3%, e o controle VW foi capaz de reduzir essa probabilidade para 29,9%. Já no Cenário 2, com menor irradiância, a probabilidade de sobretensão é inicialmente de 27,66%, sendo reduzida para 15,46% com a atuação do controle Volt-Watt.

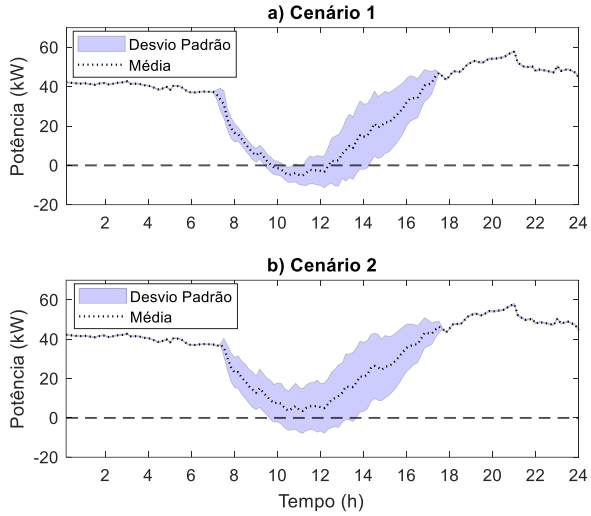

Fig. 12 Fluxo reverso com VW. a) Cenário 1. b) Cenário 2.

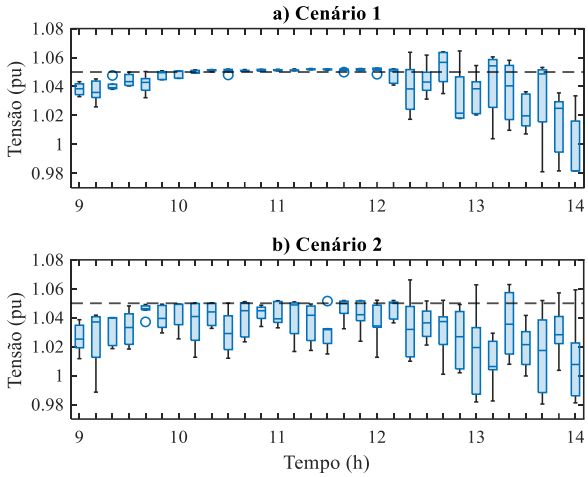

Fig. 13 Tensão na barra 8 fase 1 com VW. a) Cenário 1. b) Cenário 2.

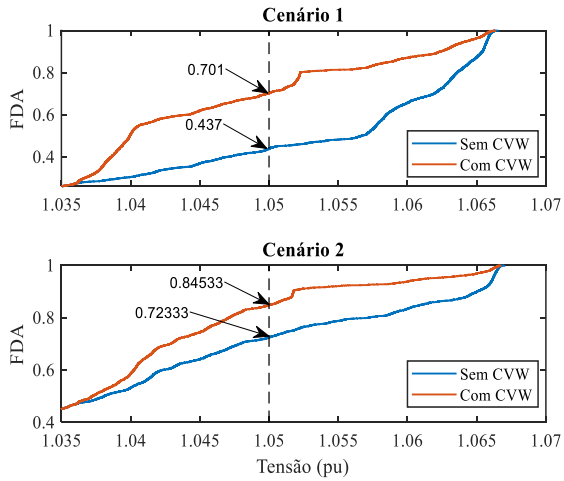

Fig. 14 FDA da tensão na barra 8 às 12h:20. a) Cenário 1. b) Cenário 2.

A Fig. 15 mostra o boxplot das perdas diárias em kWh no cenário de maior irradiância. Percebe-se que a geração fotovoltaica amenizou as perdas ao suprir a demanda das cargas localmente, diminuindo o fluxo de potência da subestação até os consumidores. Com o controle VW, as perdas foram ainda mais reduzidas, devido ao corte da potência ativa excessiva.

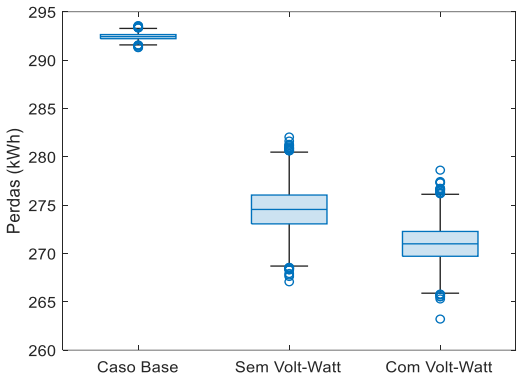

Fig. 15 Perdas diárias para o Cenário 1.

5. CONCLUSÕES

Este trabalho avaliou o desempenho do controle Volt-Watt em mitigar violações de tensão ocasionadas pela conexão massiva de geração fotovoltaica em uma rede de distribuição residencial. A Simulação Monte Carlo foi empregada para considerar as incertezas relacionadas à irradiância solar e ao consumo das cargas residenciais. Foi utilizada uma rede real da cidade de Belém, Pará, modelada no OpenDSS. Dois cenários de irradiância foram utilizados, considerando os meses com os picos de irradiância mais altos e mais baixos, baseados em dados meteorológicos reais.

Conforme os resultados, conclui-se que:

- A conexão da geração fotovoltaica com nível de penetração de 53% ocasiona sobretensão na rede, com probabilidade de ocorrência de 56,3% no cenário com maiores níveis de irradiância e 27,66% no cenário com menores níveis de irradiância, durante um dos horários de máxima geração;
- O controle Volt-Watt reduziu a probabilidade de ocorrências de sobretensão para os dois cenários avaliados, em torno de 26% no cenário com maiores níveis de irradiância e 12% no cenário com menores níveis de irradiância;
- A geração fotovoltaica reduziu as perdas de energia ao atender a demanda localmente. O controle VW amenizou a probabilidade de sobretensão e diminuiu ainda mais as perdas diárias de energia.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES).

REFERÊNCIAS

ABSOLAR and ANEEL (2024) *Energia Solar Fotovoltaica no Brasil - Infográfico ABSOLAR*.

Abud, T.P. *et al.* (2023) 'State of the Art Monte Carlo Method Applied to Power System Analysis with Distributed Generation', *Energies*. MDPI.

Almeida, D., Pasupuleti, J. and Ekanayake, J. (2020) 'Assessing the Performance of Smart Inverter Functionalities in PV-Rich LV Distribution Networks', in *2020 IEEE Student Conference on Research and Development, SCOReD 2020*. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.

ANEEL (2021) 'PRODIST – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica', p. 70.

Climate Data (2023) *Climate Data*. Available at: https://pt.climate-data.org/america-do-sul/brasil/para/belem-4299/ (Accessed: 19 December 2023).

Costa, N.B. dos S., Andrade, L.M. and Barbosa, D. (2022) 'Uso de controle volt-var e volt-watt em uma rede de distribuição de baixa tensão com alta penetração fotovoltaica', in *IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE 2022*. SBA Sociedade Brasileira de Automática.

CPUC (2024) *California Public Utility Commission - Electric Rule 21*. Available at: https://www.cpuc.ca.gov/Rule21/ (Accessed: 11 March 2024).

Dubey, A. (2017) 'Impacts of voltage control methods on distribution circuit's photovoltaic (PV) integration limits', *Inventions*, 2(4).

IEEE (2018) 'IEEE - 1547-2018- Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces.'

IRENA (2024) *RENEWABLE CAPACITY STATISTICS 2024*. Available at: www.irena.org.

Jordehi, A.R. (2018) 'How to deal with uncertainties in electric power systems? A review', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96(July), pp. 145–155.

Noh, J. *et al.* (2019) *A Study on Volt-Watt Mode of Smart Inverter to Prevent Voltage Rise with High Penetration of PV System*. IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Atlanta, GA, EUA, 2019.

NREL (2024) *National Renewable Energy Laboratory—NREL*. Available at: https://nsrdb.nrel.gov/data-viewer (Accessed: 14 January 2024).

Singh, R., Tripathi, P. and Yatendra, K. (2019) *Impact of Solar Photovoltaic Penetration In Distribution Network*.

Smith, J. (2017) *Modeling High-Penetration PV for Distribution Interconnectionn Studies - Smart Inverter Function Modeling in OpenDSS, Rev. 3*. Available at: www.epri.com.

Wanzeler, T.M. *et al.* (2022) 'Efeitos das funções de controle Volt-Watt e Volt-Var na regulação de tensão em redes de distribuição com presença de sistemas fotovoltaicos', *Brazilian Journal of Development*.