

Análise do efeito da utilização de controles volt-var e volt-watt em redes de distribuição de energia elétrica com geração distribuída

Affonso Ribeiro * Sérgio Haffner * Bibiana Petry Ferraz *

* Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, RS

E-mails: affonso.ribeiro@ufrgs.br, haffner@ieee.org, bibiana.petry@ufrgs.br

Abstract: Distributed generation (DG), particularly solar photovoltaic, has grown significantly in Brazil, from having no representation in the internal energy supply in 2012 to accounting for 4,4% in 2022. While this growth is positive for energy diversification, it also presents operational challenges, such as the need for infrastructure improvements and adaptations in protection and control systems. The expansion of DG has introduced challenges for the operation of electrical systems, including voltage rise and power flow reversal. This study proposes the use of intelligent controls in photovoltaic inverters, specifically volt-watt and volt-var, to mitigate these issues, allowing for more efficient DG integration into the grid. Distributed generation, especially with volt-var control, can be an effective tool for voltage regulation, offering a rapid and localized response to voltage fluctuations. Although volt-watt control helps in reducing voltage overshoots, it can be highly restrictive for consumers, significantly impacting the financial return on investment.

Resumo: A geração distribuída (GD), especialmente a solar fotovoltaica, tem crescido significativamente no Brasil, não tendo representatividade na oferta interna de energia em 2012 para 4,4% em 2022. Este crescimento, embora positivo para a diversificação energética, traz desafios operacionais, como a necessidade de melhorias na infraestrutura e adaptações nos sistemas de proteção e controle. Sua expansão tem apresentado desafios para a operação dos sistemas elétricos, como elevação de tensão e inversão do fluxo de potência. Este trabalho propõe o uso de controles inteligentes no inversores fotovoltaicos, volt-watt e volt-var, para mitigar esses problemas, permitindo uma integração mais eficiente da GD na rede. A geração distribuída, especialmente com o controle volt-var, pode ser uma ferramenta eficaz para o controle de tensão, oferecendo uma resposta rápida e local às variações de tensão. O controle volt-watt, embora auxilie na diminuição das ultrapassagens de tensão, acaba sendo muito restritivo para o consumidor, alterando significativamente o retorno financeiro do investimento.

Keywords: Distributed Generation, volt-var control, volt-watt control, distribution networks.

Palavras-chaves: Geração Distribuída, controle volt-var, controle volt-watt, redes de distribuição.

1. INTRODUÇÃO

Ao longo dos anos é possível observar que a eletricidade, com sua versatilidade e capacidade de transmissão, tornou-se essencial para o desenvolvimento social e econômico. Em meio à crise climática, mudanças são exigidas em todo o mundo, visando o uso de fontes renováveis de energia elétrica como forma de reduzir a emissão de gases que contribuem para o efeito estufa. No Brasil, a matriz elétrica tem se diversificado, especialmente por meio das fontes eólica e solar. A geração distribuída (GD), principalmente a partir da energia solar fotovoltaica, tem ganhado cada vez mais espaço, passando de um cenário sem representatividade alguma na oferta interna de energia, em 2012, para

4,4% da oferta total, em 2022 (EPE, 2023). A expansão da GD, prevista para dobrar de tamanho até 2028 (EPE, 2024), embora positiva sob ponto de vista de diversificação das fontes geradoras, apresenta desafios para a operação dos sistemas elétricos. Especialmente, porque no caso da energia solar fotovoltaica, a sua característica intermitente, com picos de produção durante o dia, pode causar flutuações de tensão e inverter o fluxo de potência nas redes de distribuição, exigindo assim, adaptações nos sistemas de proteção e controle, além de novas estratégias para garantir a operação adequada do sistema. Tal intermitência, pode inclusive afetar a vida útil de equipamentos, uma vez que os taps dos transformadores e as chaves dos bancos de capacitores podem ser acionados com maior frequência (de Castro et al., 2018).

Um estratégia para aumentar a qualidade do serviço e reduzir a ultrapassagem dos limites de tensão causada pela

* O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

intermitência da GD, consiste no controle da injeção de potência ativa e controle da injeção/absorção da potência reativa nos inversores de frequência do sistema fotovoltaico, por intermédio das funções de controle volt-watt e volt-var, respectivamente (Wanzeler et al., 2018).

A parametrização da operação da GD pode ser estabelecida conforme os limites das curvas de controle dos inversores utilizando o padrão IEEE (2022b). Pesquisas evidenciam o impacto desta parametrização, influenciando inclusive na determinação da capacidade de acomodação de GD em redes de distribuição (Santos et al., 2023). No mesmo contexto, Ibrahim and Hossain (2022) mostram que é possível perceber que a aplicação de técnicas de controle volt-var e volt-watt de maneira exclusiva, sem considerar o emprego de outros equipamentos de controle, pode trazer prejuízos ao controle dos limites operacionais estabelecidos à medida que o nível de penetração da GD aumenta. Por outro lado, os resultados apresentados corroboram a ideia geral de que o controle volt-var é mais efetivo no controle de variação de tensão, mas onera o sistema aumentando suas perdas. Por fim, Ullah et al. (2023) salienta que a utilização do controle volt-var junto de um sistema de armazenamento pode auxiliar mais em relação à violação de tensão, e evitar o corte de potência injetada.

Tendo em vista a importância da GD para o futuro do abastecimento energético nacional, aliado ao seus desafios de implementação, o presente trabalho objetiva analisar o impacto da utilização de controles volt-var e volt-watt nos inversores fotovoltaicos, de maneira que a regulação de tensão dentro dos limites operacionais seja possível.

2. FUNDAMENTOS DE CONTROLE DE TENSÃO

De maneira a manter os níveis de tensão dentro dos limites operacionais, pode-se adotar uma série de ações nas redes de distribuição com inserção de GD, sendo as mais utilizadas: alteração dos taps dos transformadores e compensação reativa com bancos de capacitores. Além disso, pode-se utilizar o próprio inversor fotovoltaico como um controlador local de tensão, alterando a injeção de potência ativa e a injeção/absorção de potência reativa.

2.1 Elevação de tensão

Tradicionalmente, as redes de distribuição sem GD são modeladas por uma rede passiva, com topologia radial, em que o fluxo de potências se dá no sentido geração (Nó 1) à carga (Nó 2), conforme ilustra a Figura 1. De maneira geral, tem-se que o fluxo de potência ativa de um rede se dá no sentido do maior para o menor ângulo dos fasores de tensão. Já o o fluxo de potência reativa ocorre no sentido da maior para a menor amplitude dos fasores de tensão. Desta forma, aplicando a lei de Kirchhoff para tensões no nó alimentador, tem-se que:

$$V_1 = V_2 + I_{12}(R_{12} + jX_{12}). \quad (1)$$

Analisando a potência aparente entregue, tem-se a relação entre a tensão no Nó 1 e do conjugado da corrente que flui na linha de distribuição igual à:

$$S_{\text{carga}} = P_{\text{carga}} + jQ_{\text{carga}} = V_1 I_{12}^*. \quad (2)$$

Com isso, é possível observar que a corrente passa a ser definida por:

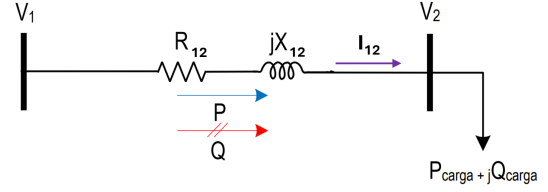


Figura 1. Fluxo de potência de um sistema de distribuição passivo.

$$I_{12} = \frac{S^*}{V_1^*} = \frac{P_{\text{carga}} - jQ_{\text{carga}}}{V_1^*}. \quad (3)$$

Substituindo (3) em (1), tem-se o resultado da tensão no nó 1 em função das tensões, impedância da linha e potência da carga:

$$V_1 = V_2 + \frac{P_{\text{carga}}R_{12} + Q_{\text{carga}}X_{12}}{V_1^*} + j\frac{P_{\text{carga}}X_{12} - Q_{\text{carga}}R_{12}}{V_1^*}. \quad (4)$$

Baseado nas considerações de Kersting (2017), tem-se que a queda de tensão entre os nós pode ser dada por

$$|\Delta V_{12}| \approx \frac{P_{\text{carga}}R_{12} + Q_{\text{carga}}X_{12}}{|V_1|}. \quad (5)$$

Já para um sistema com mais nós, Mahmud et al. (2011) especifica que a queda de tensão pode ser dada por:

$$|\Delta V_{ij}| \approx \frac{P_{ij}R_{ij} + Q_{ij}X_{ij}}{|V_i|}, \quad (6)$$

onde $|\Delta V_{ij}|$ representa a variação de tensão no circuito ij , R_{ij} e X_{ij} representam os valores da resistência e reatância série do circuito ij , P_{ij} e Q_{ij} são a potência ativa e reativa que fluem entre os Nós i e j , e V_i é o fasor tensão no Nó i , todos em valores por unidade. No momento em que há conexão de GD em algum nó da rede elétrica, a mesma deixa de ser passiva, somente com cargas, e passa a ser ativa, podendo injetar potência na rede. Desta forma, a rede (ilustrada pela 1) passa a ter as características ilustradas na Figura 2.

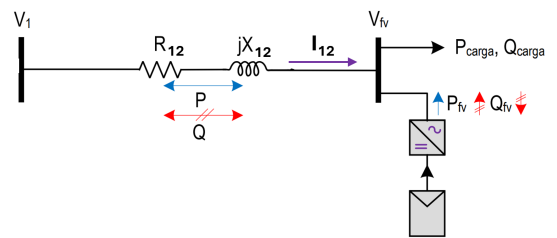


Figura 2. Fluxo de potência de um sistema de distribuição ativo (com GD).

Com isso, a variação de tensão entre dois nós passa a ser:

$$|\Delta V_{ij}| \approx \frac{(P_{\text{carga}} - P_{Gj})R_{ij} + (Q_{\text{carga}} - Q_{Gj})X_{ij}}{|V_i|}, \quad (7)$$

em que P_{Gj} e Q_{Gj} são as potências ativa e reativa geradas no nó, em valores por unidade, conforme Souza et al. (2017). Desta forma, a queda de tensão em um circuito qualquer $|\Delta V_{ij}|$ pode assumir valores positivos ou negativos, conforme os valores dos termos $(P_{\text{carga}} - P_{Gj})$ e $(Q_{\text{carga}} - Q_{Gj})$ no Nó j . Sempre que a potência ativa gerada superar o valor da carga, o primeiro termo de (7) será negativo. Sempre que a potência reativa gerada superar o

valor da carga, o segundo termo de (7) será negativo. A combinação do efeito destes dois termos irá definir o sinal e a amplitude da queda de tensão, o que pode ocasionar em uma inversão de fluxo de potência. O fluxo reverso de potência ocorre portanto, quando a geração de energia solar fotovoltaica conectada em nó da rede, exceder a demanda local. Em termos práticos, esta situação operacional implica necessidade de limitar a capacidade de conexão de GD na rede, já que no Brasil, por exemplo, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) restringe o escoamento da potência com inversão de fluxo, imposto em uma recente aprimoramento regulatório (ANEEL, 2023).

2.2 Estratégias de controle de tensão da rede

Ao ajustar a relação de transformação do transformador, é possível modificar os valores de operação tanto no lado de baixa quanto no lado de média tensão, conforme necessário. Por exemplo, ao reduzir a tensão do lado de média tensão, o lado de baixa tensão pode permanecer dentro dos limites operacionais durante a inserção de GD, evitando ultrapassagens de tensão ao longo do dia. Em redes com grandes variações de carga, o ajuste de taps permite melhorar a qualidade do produto, minimizando a ocorrência de sobretensão ou subtensão.

Outra técnica de controle é a compensação reativa, realizada por bancos de capacitores, crucial para manter os níveis de tensão dentro dos limites aceitáveis. Esses bancos corrigem o fator de potência e evitam sobrecarga dos transformadores, sendo instalados em locais específicos para solucionar problemas operacionais da rede (Kersting, 2017).

2.3 Estratégias de controle de tensão da GD

Dentre as possibilidade operacionais de inversores fotovoltaicos, abordadas pelo IEEE (2022b), destacam-se: (i) controle volt-watt, e (ii) controle volt-var. O controle volt-watt consiste no corte da injeção de potência ativa na rede à medida que a tensão medida ultrapassa os limites estabelecidos na curva de capacidade do inversor (IEEE, 2022a), ilustrada pela Figura 3.

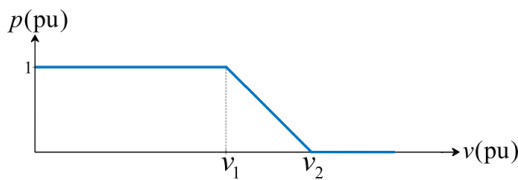


Figura 3. Curva de controle volt-watt (Ibrahim and Hossain, 2022).

Neste tipo de controle, o consumidor acaba sendo onerado financeiramente, pois no momento em que a tensão medida excede o limite “ v_1 ” estabelecido, a potência ativa injetada na rede começa a ser cortada linearmente, até que não haja injeção de potência ativa, quando a tensão medida for igual a “ v_2 ”. Desta forma, o retorno financeiro estimado para a implementação da unidade de geração distribuída pode ser seriamente afetado.

Já o controle volt-var baseia-se na absorção/injeção de potência reativa da rede elétrica, podendo transformar a GD em um dispositivo de regulação de tensão no seu nó de conexão. Essa função altera a maneira como o inversor trabalha, podendo operar na região capacitiva, injetando potência reativa na rede e, por consequência, aumentando a tensão nodal, ou na região indutiva, absorvendo potência reativa da rede e, por consequência, diminuindo a tensão nodal (IEEE, 2022a).

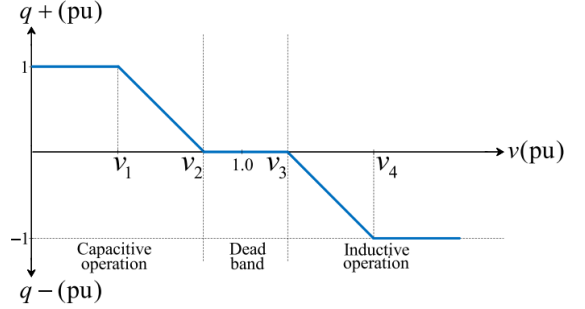


Figura 4. Curva de controle volt-var (Ibrahim and Hossain, 2022).

Sua utilização apresenta uma série de benefícios operacionais, possibilitando uma maior integração dos sistemas de GD com a rede elétrica, como é possível verificar nos trabalhos de Wanzeler et al. (2018) e de Freitas (2020). Apesar disso, pode-se perceber o aumento de perdas técnicas da rede com sua utilização, a partir de certos níveis de inserção da GD na rede.

3. METODOLOGIA PARA CONTROLES VOLT-VAR E VOLT-WATT COM GD

Para a análise do efeito de diferentes tipos de controles da GD conectada a redes de distribuição de energia elétrica, este trabalho foi dividido em quatro etapas: (i) definição dos indicadores utilizados, (ii) delimitação do caso base, (iii) cálculo dos indicadores (sem atuação dos controles); (iv) acálculo dos indicadores (com atuação dos controles)

3.1 Etapa 1: Definição dos indicadores

Visando avaliar o impacto operacional da rede com inserção de GD, considerando os controles volt-var e volt-watt, foram utilizados cinco parâmetros: índice médio de violação de tensão, compensação por violação de tensão, perdas totais, potência total demandada pela rede e potência total fornecida pela GD.

O cálculo do índice médio de violação de tensão (Z) é realizado comparando a tensão coletada com os limites operacionais de ultrapassagem de tensão (v_{\min} e v_{\max}) para cada nó com carga, a cada intervalo de tempo (t):

$$\Delta v[t] = \begin{cases} v_i[t] - v_{\max}, & \text{se } v_i[t] > v_{\max} \\ 0, & \text{se } v_{\min} < v_i[t] < v_{\max} \\ v_{\min} - v_i[t], & \text{se } v_i[t] < v_{\min}, \end{cases} \quad (8)$$

onde os valores de tensão ($v_i[t]$) são expressos em pu. Com isso, gera-se o histórico de violações de tensão, o qual

servirá de base para determinar o índice médio de violação de tensão (Z), dado por:

$$Z = \frac{1}{N} \times \frac{1}{T} \times \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \Delta v_i[t], \quad (9)$$

onde N corresponde ao número de nós com carga do sistema, e T ao número de horas analisadas, conforme de Freitas (2020). Neste trabalho, não foi considerada a divisão pelo número de nós da rede, uma vez que não estão sendo comparadas redes com diferentes números de nós.

Para o cálculo das compensações, foi adotada a metodologia do Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2022). Inicialmente, são contabilizadas as medidas que violam os limites crítico e precário de tensão (nlc e nlp , respectivamente). Posteriormente, são calculados o índice DRP (duração relativa da transgressão para tensão precária) e DRC (duração relativa da transgressão para tensão crítica), os quais são utilizados para verificar se os níveis de tensão fornecidos pela distribuidora estão de acordo com os limites regulados pela ANEEL. Por fim, calcula-se a compensação de tensão total para cada nó com carga (E_{CT}^i), considerando o consumo mensal de cada carga (E_{mes}), dado em kWh, dado por:

$$E_{CT}^i = \left(\frac{DRP - DRP_{limite}}{100} K_1 + \frac{DRC - DRC_{limite}}{100} K_2 \right) E_{mes}, \quad (10)$$

sendo $K_1 = 3$ e $K_2 = 7$, $DRP_{limite} = 3\%$, $DRC_{limite} = 0,5\%$. Caso esteja disponível o valor da Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição ($TUSD$), e os dados de consumo, pode-se calcular o valor da compensação equivalente em R\$, multiplicando o valor obtido em (10) pelo valor da $TUSD$ do mês, dada em R\$/kWh.

Por fim, as perdas são calculadas por meio de um estudo de fluxo de potência da rede de distribuição.

3.2 Etapa 2: Delimitação do caso base

Para realizar a análise proposta, será utilizado um sistema de distribuição de energia elétrica detalhado para os níveis de média e baixa tensão, incluindo a modelagem dos transformadores de distribuição. Com o objetivo de estabelecer um cenário operacional inicial, podem ser usadas estratégias de controle de tensão como a alteração dos taps dos transformadores, uso de bancos de capacitores e reguladores de tensão. A alteração de taps pode ocorrer tanto no enrolamento primário quanto no secundário, dependendo da necessidade. Bancos de capacitores ajudam a controlar a tensão em nós específicos. A verificação dos níveis de tensão serve como parâmetro inicial para consolidar o caso base da rede.

3.3 Etapa 3: Cálculo dos indicadores (sem atuação dos controles)

Por intermédio de um estudo de fluxo de potência executado para a rede de distribuição, propõe-se, inicialmente, o cálculo dos indicadores descritos na Etapa 1 (seção 3.1). Observa-se que caso o sistema de distribuição não contemple GD, o sua inclusão pode ser feita dimensionando a sua potência como um percentual da potência das cargas conectadas no mesmo nó, evitando assim, que a potência instalada em cada nó de baixa tensão ultrapasse a capacidade nominal do transformador.

3.4 Etapa 4: Cálculo dos indicadores (com atuação dos controles)

Por fim, nesta etapa, é definido o esquema de controle da GD, para rodar novamente o fluxo de potência e calcular os indicadores operacionais. Para isso, define-se as curvas de capacidade do inversor, que podem alterar significativamente a atuação dos controles nos limites operacionais da rede. No controle volt-watt, é necessário estabelecer a tensão em que o corte de potência começa (v_1) e a tensão em que a potência é totalmente cortada (v_2), conforme mostrado na Figura 3. Para o controle volt-var, é crucial definir as tensões que delimitam as regiões em que o inversor absorve (v_3 e v_4), injeta (v_1 e v_2), ou permanece inoperante, conforme ilustrado na Figura 4.

4. ESTUDO DE CASO E RESULTADOS

Visando avaliar o impacto da metodologia proposta neste estudo, foi modelado um sistema teste, a seguir detalhado. Para as simulações de fluxo de potência, foi utilizado o software OpenDSS (Dugan, 2018), integrado à linguagem de programação Python.

4.1 Delimitação do caso base

Para simular a rede de média tensão, utilizou-se o sistema de 23 nós proposto por Haffner et al. (2009). Este sistema originalmente não contém o detalhamento da rede de baixa tensão. Deste modo, para a inclusão da rede de baixa tensão, foi adotado o modelo europeu de redes residenciais, comerciais e industriais, descrito no relatório “Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources” (Force et al., 2014). Na Figura 5 ilustra a disposição das redes de baixa tensão, onde “I” corresponde à rede industrial, “C” à rede comercial e “R” à rede residencial. A conexão das linhas de baixa tensão com a rede de média tensão foi feita utilizando-se a especificação de transformador de 500 kVA disponibilizada pelo mesmo relatório do CIGRE.

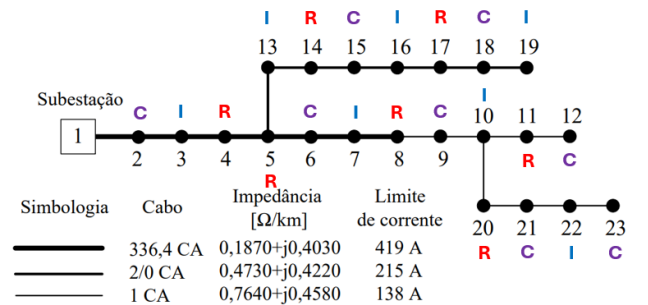


Figura 5. Sistema em média tensão com 23 nós (Haffner et al., 2009).

Tendo em vista os problemas de tensão observados na rede proposta por Haffner et al. (2009), foram ajustados os taps dos transformadores dos nós de média tensão, com exceção dos nós “3”, “7” e “13”. Com isso, a tensão de operação do lado de média tensão do transformador passou de 13,8 kV para 13,2 kV nos nós com tap alterado. Também constatou-se a necessidade de compensação reativa em alguns nós, de forma que o perfil de tensão diário pudesse

operar dentro dos limites aceitáveis. Foram inseridos dois bancos de capacitores automáticos, de 600 kVA cada um, nos nós “8” e “21”. Ambos são controlados por tempo, sendo ativados às 8h e 10h, respectivamente, e desativados às 23h e 22h, respectivamente. Além disso, adicionou-se um banco de capacitor fixo de 600 kVA no nó “9”.

Com todas as redes de baixa tensão modeladas e conectadas conforme ilustrado na Figura 5, as unidades de GD foram parametrizadas, considerando a potência aparente de cada carga como referência, para que 100% da carga fosse suprida pela GD. Em relação às curvas características do modelo fotovoltaico do OpenDSS, foram utilizadas as curvas padrão descritas por de Freitas (2020), sendo elas a curva diária de temperatura, o fator de correção da potência gerada pelo painel em função da sua temperatura e a eficiência do inversor, junto da curva de irradiação descrita por Scheid (2022), para um mês típico de verão.

4.2 Resultados obtidos sem atuação dos controles

Para a análise operacional do caso base, sem atuação dos controles, em (8), foram adotados $v_{\max} = 1,05$ pu e $v_{\min} = 0,9211$ pu, e representam os limites superior e inferior de ultrapassagem de tensão conforme ANEEL (2022), para o nível de baixa tensão ($TN < 2,3$ kV).

Em termos de compensação de tensão total para cada nó com carga (E_{CT}^i), obteve-se de 1.172 MWh, enquanto o índice médio de violação de tensão resultou em aproximadamente $Z = 0,1039$ pu. Haja vista que tais resultados foram obtidos com a rede sem atuação dos controles, é possível perceber que à medida que a presença da GD aumenta, a sua interferência na operação da rede aumenta também, dificultando o controle de tensão ao longo do dia. Isso se dá, pois as curvas de carga não acompanham o mesmo comportamento da curva de GD, uma vez que ela depende principalmente da irradiação do sol. Esse efeito é perceptível no meio da tarde, em que há presença de cargas, mas a geração passa a ser muito representativa, aumentando o nível de tensão. Já ao final do dia, em que há um afundamento abrupto de tensão, as cargas residenciais começam a atuar de maneira mais representativa e a geração distribuída para de gerar.

Na Figura 6 é possível perceber que à medida que a geração distribuída fornece potência à rede, a potência solicitada no nó alimentador é reduzida substancialmente. A energia ativa total injetada ao longo do dia foi de 35,8 MWh, enquanto a energia reativa total injetada foi de 44,53 kvarh. Por fim, as perdas totais registradas resultaram em 1,9 MWh.



Figura 6. Perfil diário de potência ativa entregue pela GD e no nó alimentador, sem controles atuando.

4.3 Resultados obtidos com atuação dos controles

Para o controle volt-watt utilizou-se a curva com valor inicial de tensão igual a $v_1 = 1,02$ pu, onde inicia-se o corte de potência gerada nos painéis, até o valor máximo de $v_2 = 1,05$ pu, em que há o corte total da potência gerada, conforme de Freitas (2020).

O controle volt-var, por outro lado, que altera o modo com que o inversor injeta/consume potência reativa, foi modelado de maneira que, entre os valores de tensão nodal medidos de $v_1 = 0,92$ pu e $v_2 = 0,98$ pu, a operação seja no modo capacitivo, fornecendo potência reativa à rede. Já as tensões nodais medidas entre os $v_3 = 1,02$ pu e $v_4 = 1,08$ pu, a operação seja no modo indutivo, consumindo potência reativa da rede. Entre os valores de tensão de $v_2 = 0,98$ pu e $v_3 = 1,02$ pu há uma faixa de tensão em que não há injeção ou absorção de potência reativa, simulando uma banda morta de operação (IEEE, 2022a).

Para o modo combinado, foram utilizadas as mesmas curvas descritas anteriormente. Na Tabela 1 é possível verificar todos os valores obtidos para os demais indicadores utilizados.

Tabela 1. Resultados obtidos com atuação dos controles.

Classificação	E_{CT} [MWh]	Z [pu]	Energia injetada [MWh] [kvarh]		Perdas [MWh]
volt-watt	162,1	0,0039	39,8	267,30	2,00
volt-var	-	-	35,3	7.615,06	1,96
volt-watt/volt-var	-	-	35,4	8.370,39	1,97

Em relação à ultrapassagens de tensão, somente o controle volt-watt não conseguiu eliminar os valores de ultrapassagem, resultando em um valor a ser compensado total de 162,1 MWh, junto de um índice de violação de tensão médio de 0,0039. Na Figura 7 é possível verificar o perfil diário de potência ativa entregue à rede, pelo nó alimentador.

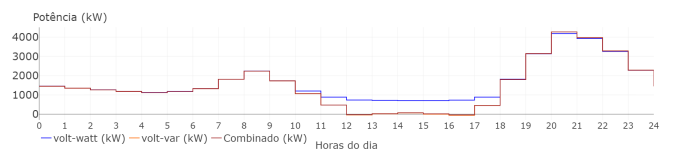


Figura 7. Perfil diário de potência ativa entregue pelo nó alimentador, com controles atuando.

Com isso, verifica-se que o comportamento do controle combinado é muito semelhante ao volt-var. Esse efeito ocorre, pois os valores estabelecidos na curva de capacidade, tornam a curva do controle volt-var como predominante no controle de tensão do nó. Pode-se verificar também que a inserção dos controles, principalmente dos modo volt-var e do controle combinado, ocasionaram em um aumento da injeção de potência reativa na rede, por parte do nó de referência, conforme é possível verificar na Figura 8. Isso se dá, pois à medida que ocorre o aumento do nível de tensão nos nós, os inversores atuam com comportamento indutivo, absorvendo o reativo gerado e mantendo assim, os níveis de tensão locais. Desta forma, exige-se mais da fonte alimentadora a injeção de potência reativa. Esse

comportamento não é tão significativo no controle volt-watt, pois neste controle, ocorreu simplesmente o corte da potência ativa injetada no momento em que o nível de tensão foi ultrapassado.

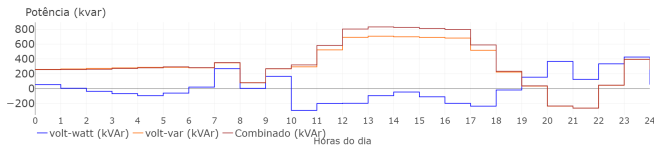


Figura 8. Perfil diário de potência reativa entregue pelo nó alimentador, com controles atuando.

5. CONCLUSÃO

A GD tem se tornado cada vez mais relevante no setor energético brasileiro, impulsionada principalmente por novas regulamentações e subsídios governamentais. No entanto, a integração dessas tecnologias pode apresentar desafios, como o aumento de tensão e o fluxo reverso de potência nas redes. Este trabalho investiga como as funções de controle inteligentes em inversores fotovoltaicos podem mitigar esses problemas.

O estudo analisou o impacto dos controles volt-watt e volt-var na operação da rede após a geração máxima ser alcançada. O controle volt-watt reduziu as ultrapassagens de tensão de forma significativa, mas não foi totalmente eficaz, dada a sensibilidade do controle em relação ao ajuste do ponto de corte de potência, definido para 1,02 pu. Ajustar esse valor limitaria mais a potência gerada, mas aumentaria também as ultrapassagens de tensão. O controle volt-var, por outro lado, manteve a tensão dentro dos limites aceitáveis sem ocasionar em um corte representativo da potência ativa, resultando em uma redução das perdas totais da rede, considerando o cenário apresentado neste trabalho. O controle combinado não apresentou benefícios adicionais em relação ao volt-var.

Considerando os resultados, percebe-se que a GD pode ser uma ferramenta eficaz para a diversificação da matriz energética e suprimento de energia, além também de poder ser utilizada como um controlador de tensão local, por meio da inserção dos controles nos próprios inversores. Para isso, é necessário um bom ajuste nas curvas de capacidade, para que o consumidor não seja penalizado demais, com cortes de potência, ou para que ele não precise utilizar um inversor dimensionado para usos específicos ao longo do tempo. Por fim, como proposta futura, sugere-se que os controles propostos, viabilizem a análise do impacto de usinas solar fotovoltaicas voltadas a serviço de ancilares.

REFERÊNCIAS

ANEEL (2022). Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – prodist: Módulo 8 - qualidade do fornecimento de energia elétrica. Technical report, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Rio de Janeiro.

ANEEL (2023). Resolução normativa n. 1059.

de Castro, N., Castro, G., Ferreira, D., Tommasso, F., and Moraes, R. (2018). Impactos sistêmicos da micro e minigeração distribuída. In *Texto de Discussão do Setor Elétrico Nº 79*. GESEL, UFRJ, Rio de Janeiro.

de Freitas, P.R.R. (2020). *Impacto de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos na operação de redes de distribuição de energia elétrica*. Master's thesis, Universidade de São Paulo, São Paulo.

Dugan, R.C. (2018). *Software OpenDSS (version 7.6.5.52)*. Electric Power Research Institute (EPRI).

EPE (2023). Balanço energético nacional. Technical report, Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro.

EPE (2024). Previsão de carga para o planejamento anual da operação energética do sistema interligado nacional 2024-2028. Technical report, Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro.

Force, T. et al. (2014). Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources. *no. April*, 63.

Haffner, S., Pereira, L.A., Gasperin, L.V., and Barreto, L. (2009). Alocação de bancos de capacitores em redes de distribuição de energia visando eliminar violações de tensão. *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, 20, 546–563.

Ibrahim, I.A. and Hossain, M. (2022). A benchmark model for low voltage distribution networks with pv systems and smart inverter control techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 166, 112571.

IEEE (2022a). Guide for using ieee std 1547 for interconnection of energy storage distributed energy resources with electric power systems. Technical report, IEEE, New York.

IEEE (2022b). Ieee 1547.9: Ieee guide for using ieee std 1547 for interconnection of energy storage distributed energy resources with electric power systems.

Kersting, W.H. (2017). *Distribution System Modeling and Analysis*. Taylor and Francis, CRC Press, Boca Raton, 4^o edition.

Mahmud, M.A., Hossain, M.J., Pota, H.R., and Nasiruzzaman, A.B.M. (2011). Voltage control of distribution networks with distributed generation using reactive power compensation. In *IECON 2011*, 985–990. IEEE, Melbourne. doi:10.1109/IECON.2011.6119329.

Santos, B.L., Barros, L.S., Barbosa, D., and Moreira, F.A. (2023). Assessing distributed energy resource hosting capacity under different grid-tie inverter control strategies. In *2023 Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS)*, 1–7. IEEE, Brasília.

Scheid, D.S. (2022). *Metodologia para desagregação energética de prossumidores e estimação de indicadores horários de operação de sistemas de distribuição de energia elétrica*. Master's thesis, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS.

Souza, V.C.d. et al. (2017). *Controle local de potência reativa em geradores fotovoltaicos para a melhoria da regulação de tensão em redes de distribuição*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Pará, Belém, Brasil.

Ullah, S.S., Ebrahimi, S., Ferdowsi, F., and Barati, M. (2023). Techno-economic impacts of volt-var control on the high penetration of solar pv interconnection. *Cleaner Energy Systems*, 5, 100067.

Wanzeler, T.M. et al. (2018). *Avaliação do desempenho das funções de controle volt-watt e volt-var em inversores fotovoltaicos integrados nas redes de distribuição*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Pará, Belém, Brasil.