Abordagem de Regulação de Tensão com Referência Adaptativa para Sistemas de Distribuição com Geração Fotovoltaica Operando sob Condições de Nuvens

Glorio A. Landbrug, Géremi G. Dranka, Ricardo V. de Oliveira

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, PR, Brasil, (e-mail: glorio@alunos.utfpr.edu.br, geremidranka@utfpr.edu.br, vasques@utfpr.edu.br).

Abstract: The integration of photovoltaic generation into electric distribution systems can deteriorate the dynamic behavior of the system voltage and the conventional voltage regulation process based on series voltage regulators. In the context of ancillary services for photovoltaic generation, this work proposes a voltage control approach for photovoltaic distributed generation units operating under shading conditions caused by clouds, which is a typical operating condition. The variable reactive power margin of the photovoltaic unit is used to determine an adaptive voltage reference for the voltage regulator. The proposed control performed better than a conventional control with a fixed voltage reference, mitigating voltage fluctuations caused by stochastic variations in load and photovoltaic generation. In addition to the superior performance, the proposed control reduced the number of tap changes by 90% compared to the base case.

Resumo: A inserção da geração fotovoltaica nos sistemas de distribuição de energia elétrica pode deteriorar o comportamento dinâmico da tensão do sistema e o processo de regulação de tensão convencional baseado em reguladores de tensão série. No contexto dos serviços ancilares para a geração fotovoltaica, esse trabalho propõe uma abordagem inovadora de controle de tensão para unidades fotovoltaicas de geração distribuída operando sob condições de sombreamento causado por nuvens, o que é uma condição operacional típica. A margem de potência reativa variável da unidade fotovoltaica é utilizada para determinar uma referência de tensão adaptativa para o regulador de tensão. O controle proposto apresentou um desempenho superior ao controle convencional com referência de tensão fixa, mitigando as flutuações de tensão causadas pelas variações estocásticas da carga e da geração fotovoltaica. Além do desempenho superior, o controle proposto reduziu o número de troca de tap em 90% em relação ao caso base.

Keywords: Photovoltaic distributed generation, distribution systems, operation under cloud conditions, voltage regulation.

Palavras-chaves: Geração fotovoltaica distribuída, sistemas de distribuição, operação sob condições de nuvens, regulação de tensão.

1. INTRODUÇÃO

As unidades fotovoltaicas de geração distribuída (UFGDs) impõem desafios técnicos para a operação e controle dos sistemas de distribuição de energia elétrica (Li et al. 2021, Cheng et al. 2022b). As UFGDs apresentam variações rápidas de potência (ou, equivalentemente, variações de curta duração) que podem ocorrer na escala de segundos a minutos. Essas variações rápidas são causadas pelo movimento das nuvens e influenciadas pela velocidade do vento, nível de cobertura de nuvens e opacidade das nuvens (Dilger et al. 2024; Chen et al. 2020). As variações da potência gerada pelas UFGDs resultam em variações no fluxo de potência ao longo da rede elétrica, resultando em flutuações de tensão e na atuação excessiva dos reguladores de tensão do tipo série (SVRs, do Inglês, *Step Voltage Regulators*) (Nakamura et al. 2021; Sharma et al. 2020). Essas flutuações de tensão podem ser mais acentuadas em redes com relação *R/X* elevada, pois a resistência *R* está predominantemente associada às variações de tensão devido ao fluxo de potência ativa (Tang et al. 2021). O aumento na frequência de atuação dos SVRs acelera o desgaste desses dispositivos e o número de variações abruptas de tensão, devido à natureza discreta da operação desses reguladores. Os SVRs tipicamente usados em redes de distribuição de média tensão são projetados para manter a tensão da rede em regime permanente dentro de uma faixa de referência especificada, mas não são adequados para lidar com variações rápidas de tensão. Isso se deve ao tempo morto de 30 a 60 segundos do relé de regulação de tensão, que impede uma resposta imediata às flutuações de tensão. Portanto, mesmo na presença de SVRs, as UFGDs causam variações rápidas de tensão (Nakamura et al. 2021).

No contexto da regulação de tensão e suporte à regulação de tensão em sistemas de distribuição, diversos métodos de controle foram propostos para mitigar as flutuações de tensão decorrentes das variações de potência causadas pelas UFGDs (Tang et al. 2021; Xu et al. 2022). As próprias UFGDs, que perturbam a tensão do sistema, podem ser utilizadas para regular a tensão ou dar suporte à regulação de tensão em redes de distribuição, evitando assim o uso de dispositivos adicionais, tais como banco de baterias e compensadores série

síncronos estáticos (SSSC, do inglês, *static synchronous series compensators*) (Qu et al. 2020; Heidari et al. 2022). As UFGDs são capazes de dar suporte à regulação de tensão ou efetivamente regular a tensão por meio do controle da potência ativa e reativa injetada na rede. Algumas abordagens de controle de tensão adotam o controle coordenado e simultâneo da potência ativa e reativa para otimizar o desempenho das UFGDs na regulação da tensão (Zhicheng et al. 2019).

Em Hu et al. (2022), propõe-se uma abordagem para a otimização coordenada de potência ativa e reativa em redes de distribuição com altos níveis de integração de UFGDs, visando minimizar as flutuações de tensão e melhorar a qualidade de energia elétrica. A abordagem proposta por Hu et al. (2022) é baseada no controle centralizado e foi avaliada por meio de uma análise estática de fluxo de potência com resolução de 1 minuto. Em Tang et al. (2022), propõe-se uma abordagem de controle distribuído para mitigar violações de tensão em redes de distribuição ativas. A abordagem proposta em Tang et al. (2022) utiliza uma abordagem estática de fluxo de potência, com resolução de 5 minutos e, portanto, também não considera as variações rápidas de potência das UFGDs. Uma abordagem de controle para mitigar violações e flutuações de tensão em sistema de distribuição por meio da atuação das UFGDs é proposta em Li et al. (2021). O controle proposto em Li et al. (2021) é avaliado considerando curvas de carga e geração com resolução de 15 minutos, o que é grande demais para capturar as rápidas variações de potência e tensão inerentes à operação das UFGDs sob condições de nuvens. Em Xu et al. (2022), propõe-se um controle de tensão multiobjetivo coordenado para UFGDs baseado em um regulador do tipo *droop*. O problema de otimização formulado visa minimizar o desvio médio de tensão e as perdas de potência na rede. A abordagem proposta é avaliada considerando uma formulação de fluxo de potência e, portanto, não considera as variações rápidas de potência gerada inerentes às UFGDs.

Observa-se que a maioria das abordagens de controle de tensão em sistemas de distribuição usando UFGDs são baseadas em análise de fluxo de potência ou em simulações computacionais que não consideram condições realistas de operação sob condições de nuvens (Hu et al. 2022; Tang et al. 2022; Li et al. 2021; Xu et al. 2022). Nesse contexto, o presente trabalho propõe uma abordagem de controle de tensão para sistemas de distribuição com UFGDs operando sob condições de nuvens. A abordagem proposta incorpora uma análise robusta e premissas operacionais realistas, aspectos que não são considerados simultaneamente em trabalhos encontrados na pesquisa realizada pelos autores. A abordagem de regulação de tensão proposta é local (ou, equivalentemente, descentralizada) e baseada na injeção de potência reativa excedente. A margem variável de potência reativa de cada UFGD é utilizada para determinar uma tensão de referência adaptativa para o regulador de tensão. A tensão de referência do regulador de tensão é automaticamente ajustada quando a demanda por potência reativa para regulação de tensão atinge 100% da margem disponível na UFGD. O sistema de distribuição com 34 nós do *IEEE* (*IEEE 34-Node Test Feeder*) é utilizado como sistema teste na avaliação e validação da abordagem de controle proposta (IEEE, 2010). O controle proposto é avaliado por meio de simulações computacionais no domínio do tempo considerando as malhas de controle típicas das UFGDs e uma abordagem para sintetizar o sombreamento causado por nuvens e gerar as séries temporais das irradiâncias incidentes sobre as UFGDs. A síntese dos padrões de sombreamento causados por nuvens é realizada por uma abordagem baseada na geometria fractal (Cai et al. 2013). Parâmetros meteorológicos, tais como nível de cobertura de nuvens, velocidade das nuvens e nível de opacidade das nuvens, são empregados para gerar as séries temporais de irradiância solar incidente em cada uma das UFGDs. Uma das contribuições inovativas deste trabalho consiste na metodologia de análise adotada, que considera condições operacionais tipicamente não consideradas simultaneamente em outros trabalhos, conforme descrito previamente.

O trabalho está estruturado da seguinte forma: a Seção 2 apresenta a topologia e as malhas de controle das UFGDs adotadas e a abordagem usada para gerar as sombras terrestres e irradiância solar incidente nas UFGDs; A abordagem de controle proposta é apresentada na Seção 3; na Seção 4 são apresentadas as análises de avaliação e validação da abordagem de controle proposta; a Seção 5 apresenta as conclusões das análises realizadas.

2. UNIDADE FOTOVOLTAICA E SOMBREAMENTO CAUSADO POR NUVENS

As UFGDs utilizadas no estudo apresentam topologia do tipo estágio único de conversão, conhecida também como topologia do tipo inversor central. Essa topologia é tipicamente encontrada em unidades fotovoltaicas comerciais com potência superior a 100 kW (Cabrera-Tobar et al. 2016). Cada unidade de geração é constituída por um único conversor estático CC-CA e um arranjo de módulos fotovoltaicos. O inversor apresenta um barramento CC, um filtro de saída e malhas de controle, conforme ilustrado na Fig. 1 (Cabrera-Tobar et al. 2016; Paduani et al. 2022). As malhas de controle de cada UFGD regulam a potência reativa injetada na rede e a tensão no barramento CC entre o arranjo fotovoltaico e o inversor (Paduani et al. 2022). O clássico algoritmo MPPT do tipo perturba e observa (P&O) é usado para definir a referência da tensão do barramento CC, conforme ilustrado na Fig. 1 (Haghighat et al. 2023).

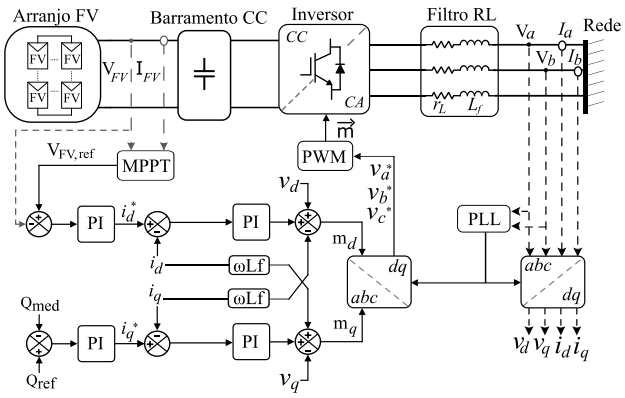

Fig. 1 Topologia e diagrama de controle geral das UFGDs.

O referencial girante síncrono *dq* é empregado no sistema de controle do inversor para fornecer um controle desacoplado da potência reativa e da tensão do barramento CC (Hassaine et al. 2014). O inversor é representado por um modelo médio clássico, desprezando o PWM e a dinâmica de chaveamento (Julien et al., 2022) e considerando as malhas de controle e o filtro de saída. O modelo do inversor é apresentado em (Paduani et al. 2022) e o modelo do arranjo fotovoltaico é apresentado em CC (Hassaine et al. 2014).

Um algoritmo para geração de séries temporais de irradiância, utilizando fractais (Beyer et al. 1994; Dilger, 2023), foi utilizado para emular o impacto das nuvens nas variações de irradiância sobre as UFGDs. O algoritmo implementado gera as séries temporais de irradiância média para cada UFGD e permite o ajuste de parâmetros climáticos e técnicos, como nível de cobertura das nuvens, velocidade das nuvens e opacidade das nuvens (Dilger, 2023).

A geração das sombras terrestres que emulam o comportamento das nuvens é dividida em duas etapas. Na primeira etapa, uma superfície fractal tridimensional, baseada no conceito do movimento browniano fracionário (fBm, do inglês, *fractional Brownian motion*), é sintetizada. Na segunda etapa, a síntese do plano de sombreamento é obtida pela intersecção entre a superfície fractal tridimensional e alguns planos horizontais com alturas diferentes. O plano que representa as regiões de sombreamento terrestre é produzido pela camada de intersecção entre a superfície fractal tridimensional e o plano horizontal de altura h no eixo Z, conforme ilustra a Fig. 2-(a).

A região de sombreamento gerada a partir do fractal da Fig. 2-(a) é ilustrada na Fig. 2-(b), onde a área A_p corresponde à área geográfica ocupada pelos módulos fotovoltaicos da UFGD. A superfície de sombras gerada é representada por uma matriz que armazenam o índice de transparência de cada pixel do plano de sombreamento. A quantidade total de pixels dessa matriz é determinada com base na resolução de cada pixel (m^2), na velocidade das sombras (v_w [m/s]), no tempo de simulação (t_s [s]) e na posição inicial da área A_p. A irradiância solar incidente em cada uma das UFGDs é determinada a partir do valor médio do índice de transparência da matriz de sombreamento. O índice de transparência médio ($I_{tm}(t)$) é representado por um valor entre 0 e 1, obtido pelo somatório de todos os pixels da área de cobertura do arranjo de módulos fotovoltaicos. Um índice $I_{tm}(t)$ igual a 0,4, por exemplo, significa que 40% da irradiância direta atravessa a nuvem e atinge o solo. O valor de $I_{tm}(t)$ é multiplicado pela componente direta da irradiância (G_{dir}) e em seguida somado à componente difusa (G_{dif}) para determinar o valor médio da irradiância global (G_{gm}) que incide sobre a área A_p (ou seja, $G_{gm}(t) = I_{tm}(t) \cdot G_{dir}(t) + G_{dif}$). A Fig. 2-(c), exibe o valor médio da irradiância global que incide sobre a área A_p. A determinação do valor médio da intensidade de sombreamento requer o conhecimento da posição geográfica do arranjo fotovoltaico no plano de sombreamento ou, equivalentemente, as linhas e as colunas da matriz que delimitam o contorno da área de ocupação dos módulos fotovoltaicos.

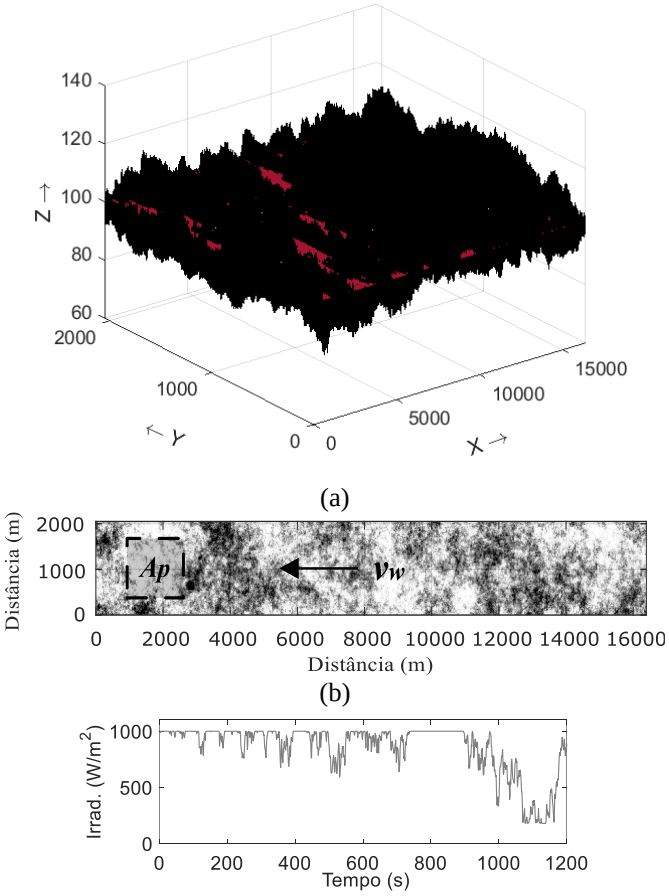

Fig. 2 Fractal tridimensional e superfícies de sombreamento geradas: (a) Superfície fractal tridimensional e plano horizontal de intersecção; (b) Sombreamento final gerado a partir do fractal; (c) Irradiância média na área A_p.

3. ABORDAGEM DE CONTROLE PROPOSTA

A abordagem de regulação de tensão proposta neste trabalho utiliza a injeção de potência reativa com base na margem de potência reativa disponível em cada UFGD ($Q_{disp,UFGD,i}(t)$). A máxima potência reativa disponível em cada UFGD, descrita em (1), pode variar significativamente em tempo real, na escala de segundos a minutos, pois depende da potência ativa gerada pela *i*-ésima UFGD ($P_i(G,T,t)$) e da potência nominal do inversor ($S_{nom,i}$).

$$Q_{disp,UFGD,i}(t) = \sqrt{S_{nom,i}^2 - P_i(G,T,t)^2}\,. \qquad (1)$$

A potência gerada por cada UFGD, $P_i(G,T,t)$, é definida pelo algoritmo MPPT e depende da irradiância solar G e da temperatura T dos módulos fotovoltaicos. Em condições de sombreamento, as UFGDs geralmente apresentam diferentes potências de saída (ou seja, $P_1(G,T,t) \neq P_2(G,T,t) \neq P_n(G,T,t)$, onde *n* é o número de UFGDs do sistema) devido ao movimento das nuvens. A estrutura do regulador de tensão proposto para cada UFGD é mostrada na Fig. 3.

A estrutura de controle proposta utiliza um saturador variável que satura a atuação do regulador de tensão quando a

potência reativa injetada pela UFGD para regular a tensão se torna igual à máxima potência reativa disponível na UFGD $Q_{disp,UFGD,i}(t)$. A atuação do saturador em uma dada UFGD implica perda da capacidade de regular tensão dessa unidade de geração. Quando o saturador atua, a tensão de referência adaptativa ($V_{ref,adap}$) varia em rampa para restabelecer a margem de potência reativa ($\Delta Q_i = Q_{disp,UFGD,i} - Q_{inj,UFGD,i}$) e, consequentemente, a capacidade de regulação de tensão da *i*-ésima UFGD. A tensão de referência adaptativa aumenta ou reduz em rampa até que a potência reativa injetada pela UFGD$_i$ se torne igual a 90% da potência reativa máxima disponível (ou seja, ΔQ_i igual à 10% de $Q_{disp,UFGD,i}$). Esse processo de restabelecimento da margem de potência reativa é ilustrado na Fig. 4. Em t_1, a UFGD$_i$ atinge o valor máximo da potência reativa positiva disponível, o que resulta no aumento da tensão de referência adaptativa. O aumento da referência de tensão faz com que a UFGD$_i$ reduza a potência reativa injetada até o ponto t_2. No ponto t_2, a margem de potência reativa é reestabelecida em 90% da potência reativa disponível. Em t_3, a UFGD$_i$ atinge o valor máximo da potência reativa negativa disponível, o que resulta na redução da tensão de referência adaptativa, que por sua vez reduz a potência reativa injetada até o ponto t_4, restabelecendo novamente a margem de potência reativa.

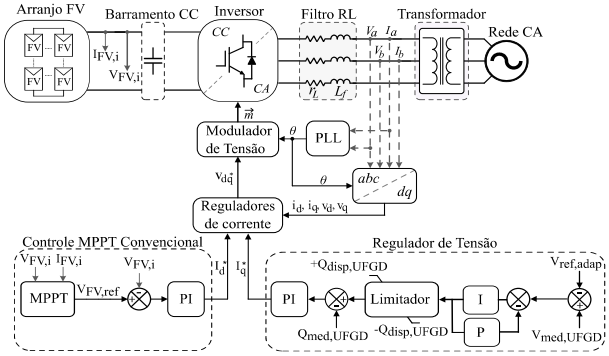

Fig. 3 Estrutura do regulador de tensão proposto.

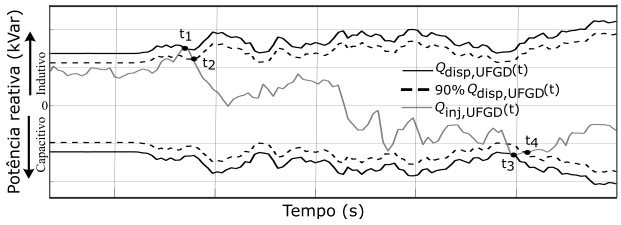

Fig. 4 Ilustração do restabelecimento da margem de potência reativa de uma dada UFGD.

Os reguladores de tensão série posicionados à montante de uma dada UFGD geralmente interfere de forma significativa na potência reativa injetada e na capacidade de regulação de tensão da UFGD. Uma troca de *tap* que resulte em elevação de tensão no sistema de distribuição, por exemplo, faz com que a potência reativa injetada pela UFGD apresente uma variação abrupta, pois a UFGD atua para manter a tensão constante no ponto de conexão. Portanto, as trocas de *tap* dos reguladores de tensão podem reduzir de forma significativa a margem de potência das UFGDs. Além da redução da margem de potência, a interação mútua entre o regulador de tensão série e as UFGDs no modo de regulação de tensão pode resultar em um processo antagônico de regulação de tensão, fazendo com ocorra um número excessivo desnecessário de trocas de *tap*, o que degradaria a qualidade da regulação de tensão efetiva no sistema de distribuição. Para evitar uma interação detrimental entre os reguladores de tensão série e as UFGDs e, também, mitigar o impacto das trocas de *tap* na redução da margem de potência das UFGDs, é necessário adotar uma coordenação entre as UFGDs e os reguladores de tensão série. A abordagem de coordenação proposta consiste em ajustar (aumentar ou reduzir) a tensão de referência adaptativa da UFGD quando uma troca de *tap* é identificada por meio de uma variação de tensão abrupta no ponto de conexão da UFGDs. A Fig. 5 ilustra conceitualmente o impacto das trocas de *tap* na potência reativa injetada por uma dada UFGD, considerando o sistema operando com e sem a abordagem de coordenação proposta. Pode ser observado que na ausência de coordenação, a potência reativa injetada pela UFGD aumenta de forma abrupta em cada uma das duas trocas de *tap* ilustradas na Fig. 5-(a), pois a tensão de referência adaptativa se mantém constante. Com a abordagem coordenada, as trocas de *tap* resultam na elevação da tensão de referência adaptativa, o que mitiga a redução da margem de potência reativa e a interação detrimental entre regulador série e a UFGD, como ilustrado na Fig. 5-(b).

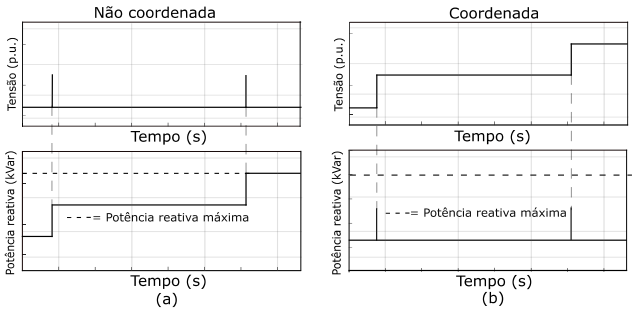

Fig. 5 Impacto da troca de *tap* na potência reativa das UFGDs: (a) Tensão e potência reativa sem coordenação; (b) Tensão e potência reativa com coordenação.

O fluxograma da Fig. 6 ilustra a abordagem geral de controle de tensão proposta para as UFGDs operando em condições de sombreamento. A tensão de referência adaptativa inicial pode ser escolhida como a tensão inicial de operação do sistema quando a magnitude da tensão estiver dentro da faixa de valores desejável.

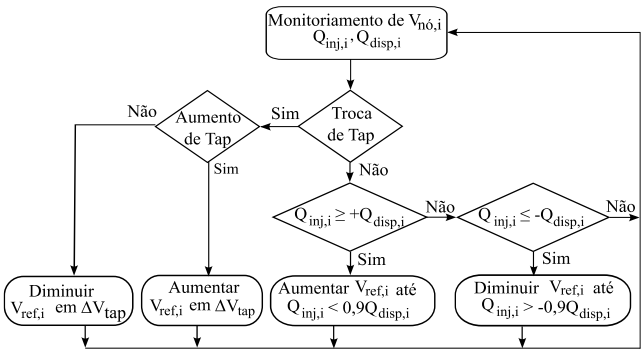

Fig. 6 Fluxograma da abordagem de controle proposta.

4. RESULTADOS

A abordagem de controle proposta é avaliada e validada por meio de simulações computacionais no domínio do tempo utilizando a ferramenta Simulink do software Matlab®. O sistema de distribuição teste adotado corresponde ao alimentador teste de 34 nós do IEEE (*IEEE 34-Node Test Feeder*) (IEEE, 2010), considerando a adição de três UFGDs, com potência nominal individual de 300 kW_{ac}. O diagrama unifilar do sistema teste, incluindo a localização das UFGDs e reguladores de tensão do tipo série, está ilustrado na Fig. 7.

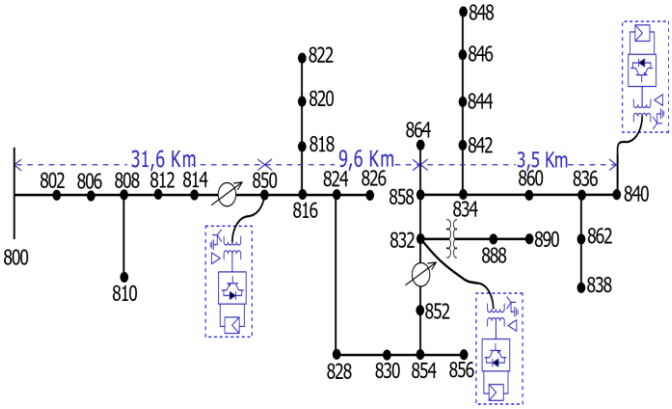

Fig. 7 Diagrama unifilar do sistema teste *IEEE 34* nós com 3 UFGDs.

A abordagem de controle é avaliada considerando o sistema de distribuição operando sob diferentes condições meteorológicas. O cenário base utilizado nas análises corresponde a um nível de cobertura de nuvens de 50%, uma opacidade de nuvens de 40%, uma velocidade de sombras de 7,7 m/s e uma irradiância global de 700 W/m². A carga inicial do alimentador corresponde à 1769 MW e 1044 MVAr. O alimentador tem também um conjunto de banco de capacitores com potência total de 750 kVAr. Este trabalho aprimora a avaliação da abordagem de controle proposta ao incorporar uma carga variável ao sistema de teste *IEEE 34* nós. Essa carga representa um cenário operacional mais realista, permitindo uma análise mais precisa do impacto das UFGDs no sistema de distribuição sob condições dinâmicas. A curva de carga apresentada em Islam et al. (2018) foi utilizada, considerando medições de carga com resolução de 5 s. Essa curva foi aprimorada pela adição de ruído branco gaussiano com nível de 10 dB e apresenta uma variação máxima de aproximadamente 5% em uma escala de aproximadamente 5 minutos, semelhante às variações observadas em Sepasi et al. (2017), Carvalho et al. (2018) e Eichkoff et al. (2023).

4.1 Análise do Impacto da Carga e Geração Fotovoltaica no Comportamento da Tensão da Rede

A análise do impacto da carga e geração fotovoltaica no comportamento da tensão da rede é crucial para garantir a operação segura e eficiente dos sistemas de distribuição de energia elétrica. A incorporação do comportamento dinâmico das UFGDs operando sob condições de nuvens e o uso de um perfil de carga variável aumentam o realismo das análises, conduzindo a uma melhor compreensão dos desafios emergentes enfrentados pelos sistemas de distribuição. A Fig. 8-(a) ilustra a potência ativa e reativa da carga utilizada nas análises. A carga apresenta um aumento inicial na potência ativa nos primeiros 400 segundos, seguido de uma diminuição entre 800 e 1000 segundos, demonstrando a natureza dinâmica dos perfis de carga reais. Na Fig. 8-(b), ilustra-se o fluxo de potência ativa entregue pela subestação ao alimentador, considerando as UFGDs conectadas ao sistema sob uma irradiância de 700 W/m² e cobertura de nuvens de 50%.

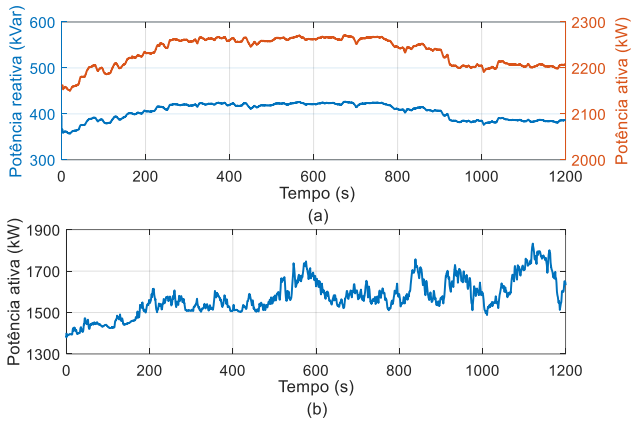

Fig. 8 Potência ativa e reativa entregue pela subestação ao alimentador: (a) Potência ativa e reativa do sistema sem UFGDs; (b) Potência ativa do sistema com UFGDs.

Na Fig. 9 pode ser observada a influência da carga variável isoladamente e a influência conjunta da carga variável e das UFGDs na tensão da fase A do nó 840. O impacto causado pelas UFGDs na magnitude da tensão é muito maior que o impacto da carga variável na tensão. As UFGDs aumentaram as taxas e as magnitudes das variações de tensão. As maiores variações de tensão são observadas no período entre 1000 e 1200 segundos, o que coincide com as maiores variações de potência das três UFGDs. Nesse cenário avaliado apenas os reguladores de tensão do tipo série estão atuando.

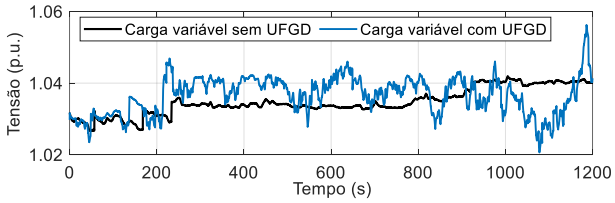

Fig. 9 Tensão no nó 840 com e sem a presença das UFGDs.

4.2 Regulação de Tensão com Referência de Tensão Fixa e Variável

Esta seção avalia a estratégia de regulação de tensão proposta comparando seu desempenho com uma abordagem de regulação de tensão convencional com referência de tensão fixa. Em ambas as abordagens, apenas a UFGD localizada no nó 840 regula a tensão, utilizando sua capacidade de potência reativa disponível. A Fig. 10 apresenta a tensão no nó 840 considerando a regulação de tensão por parte da UFGD conectada ao nó 840 operando com referência de tensão fixa convencional e referência de tensão variável proposta. Como mostra a Fig. 10-(a), a abordagem de regulação de tensão com referência fixa perde a capacidade de regular a tensão durante vários períodos pelo fato de a UFGD atingir o limite máximo

de potência reativa disponível. A abordagem de regulação de tensão com referência de tensão variável mantém a capacidade de regular a tensão durante todo o período, trocando a referência de tensão nos momentos em que a potência reativa injetada se torna igual à máxima potência reativa disponível. Além de melhorar o comportamento da tensão, a abordagem com tensão de referência variável resultou em 4 trocas de *tap*, enquanto a abordagem com tensão de referência fixa resultou em 5 trocas de *tap*. As trocas de *tap* no cenário da Fig. 10-(a) ocorreram nos tempos 191, 216, 222, 231 e 447 segundos, como indicam os pequenos transitórios de tensão no gráfico. No cenário da Fig. 10-(b), as trocas de *tap* ocorreram nos tempos 191, 216, 220 e 447 segundos. No cenário sem a regulação de tensão, apresentado na Fig. 9, ocorreram 38 trocas de tap.

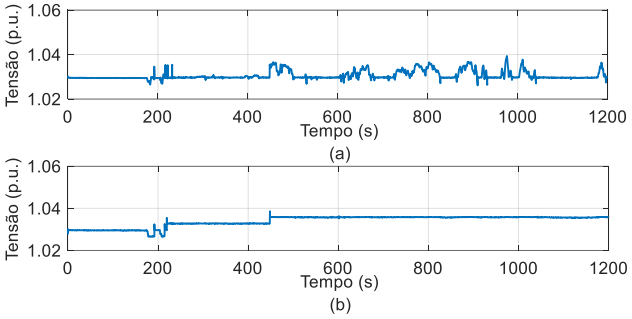

Fig. 10 Tensão no nó 840: (a) Abordagem com referência de tensão fixa; (b) Abordagem com referência de tensão variável.

A potência reativa diponível e injetada pela UFGD nas abordagems de regulação de tensão com tensão de referência fixa e variável são apresentadas na Fig. 11. Na abordagem de controle com referência de tensão fixa, ilustrada na Fig 11-(a), a potência reativa injetada varia signficativamente e atinge o limite máximo de potência reativa do inversor em torno de t = 300 s devido às trocas de taps dos reguladores de tensão série, pois não há coordenação entre a UFGD e os regualdores de tensão série. Em contraste, a abordagem de controle com referência de tensão variável, como ilustrado na Fig 11-(b), preserva a margem de potência reativa durante a maior parte do tempo, preservando a capacidade de regulação da UFGD.

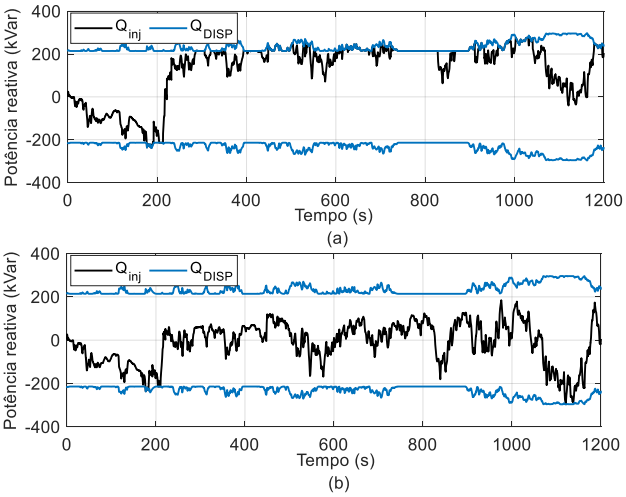

Fig. 11 Potência reativa disponível e potência reativa injetada: (a) Abordagem com referência de tensão fixa; (b) Abordagem com referência de tensão variável.

4.3 Avaliação da Coordenação do Controle de Tensão das UFGDs e Reguladores de Tensão Série

A efetividade da abordagem de coordenação entre os reguladores de tensão série e UFGDs é avaliada nessa subseção considerando as 3 UFGDs operando no modo de regulação com referência de tensão variável. A tensão no nó 840 é ilustrada na Fig. 12 e a Fig. 13 apresenta a potência reativa diponível e injetada pela UFGD conectada ao nó 840 para os dois cenários avaliados. No cenário sem a coordenação proposta, ilustrado na Fig. 12-(a), ocorrem sucessivas trocas de *tap* após t = 600 s. Essas sucessivas trocas de tap levam as UFGDs a perderem a margem de potência reativa disponível, o que resulta em uma variação excessiva da referência de tensão adaptativa das UFGDs, como ilustrado na Fig. 12-(a) e a Fig. 13-(a). No cenário sem coordenação, a potência reativa oscila entre os máximos valores positivo e negativo da potência reativa disponível devido à atuação antagônica entre os reguladores de tensão série e as UFGDs. No cenário com a abordagem de coordenação, a tensão no nó 840 se mantem mais constante e não resulta em variações ou oscilações de potência reativa, como ilustrado na Fig. 12-(b) e a Fig. 13-(b). Os resultados mostram que além de viabilizar a efetiva regulação de tensão por parte das UFGDs, a abordagem de controle proposta, que inclui a estratégia de coordenação, resulta em um bom desempenho na regulação de tensão do sistema.

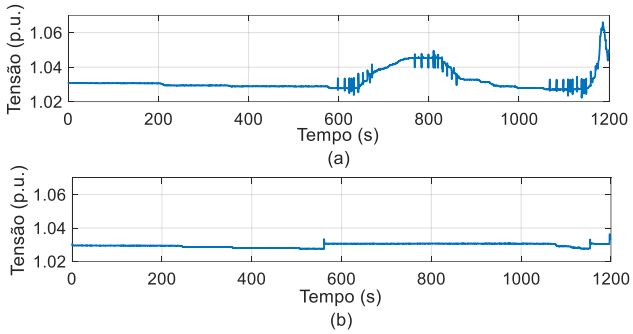

Fig. 12 Tensão no nó 840: (a) Referência de tensão variável sem coordenação; (b) Referência de tensão variável com coordenação.

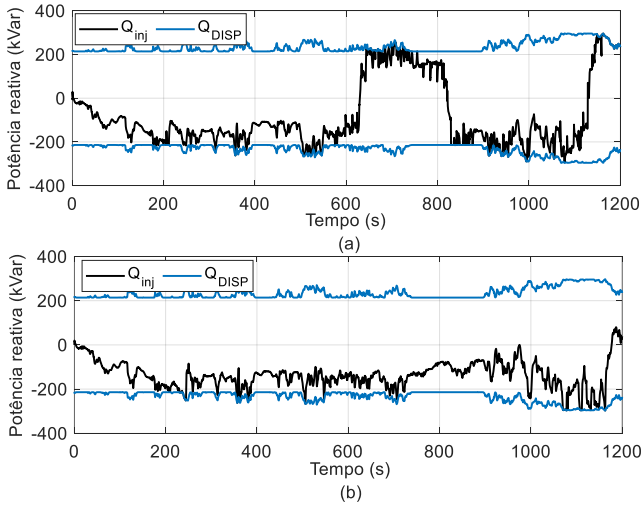

Fig. 13 Potência reativa disponível e potência reativa injetada no nó 840: (a) Referência de tensão adaptativa sem

coordenação; (b) Referência de tensão adaptativa com coordenação.

4.4 Desempenho da Regulação de Tensão em Função do Horário do Dia

O desempenho da estratégia de controle com referência de tensão adaptativa considerando as três UFGDs regulando a tensão é avaliado para três diferentes horários do dia. A hora do dia determina a magnitude da irradiância solar incidente no arranjo de módulos FV e, consequentemente, afeta a potência reativa disponível nas UFGDs. O perfil de irradiância solar diária obtido experimentalmente por Stein et al. (2012) é empregado na análise. São empregados três cenários operacionais considerando três períodos diferentes do dia: 1) Período da manhã, em torno das 8h00, quando a irradiância global é mais baixa (400 W/m²); 2) Período do meio-dia, em torno das 13h00, representando o período com maior valor de irradiância (1000 W/m²); 3) Período da tarde, em torno das 16h00, caracterizado por um valor intermediário de irradiância global (700 W/m²), que também é semelhante à irradiância observada em torno das 10h00.

A tensão no nó 840 é ilustrada na Fig. 14. Quanto menor a irradiância global, maior a margem de potência reativa e melhor é o desempenho da regulação de tensão por parte das UFGDs. Na medida que a irradiância aumenta, aumenta também o número de ajustes da tensão de referência adaptativa. No cenário com irradiância de 1.000 W/m², observa-se uma redução notável na eficiência da regulação de tensão, causada pela recorrente falta de margem de potência reativa, o que limita significativamente a capacidade de regulação de tensão. As limitações observadas no cenário de irradiância de 1.000 W/m² podem ser mitigadas com o sobredimensionamento do inversor ou operação descarregada das UFGD (redução da potência ativa gerada). Neste caso, os proprietários das UFGDs podem ser remunerados por esse serviço ancilar. Ao aumentar a capacidade do inversor ou reduzir a potência ativa gerada, a UFGD terá uma margem maior de potência reativa disponível para regulação de tensão. O impacto do sobredimensionamento do inversor na capacidade de regulação de tensão será avaliado em trabalhos futuros.

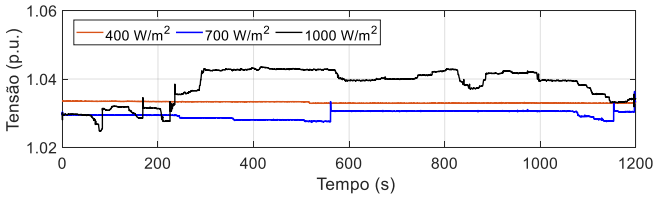

Fig. 14 Tensão no nó 840 para diferentes horários do dia: (a) irradiância de 400 W//m^2; (b) irradiância de 700 W//m^2; (c) irradiância de 1.000 W//m^2.

5. CONCLUSÕES

O trabalho propõe uma abordagem inovadora de regulação adaptativa de tensão para unidades fotovoltaicas de geração distribuída operando sob condições de sombreamento causado por nuvens em sistemas de distribuição. A abordagem proposta usa uma referência de tensão adaptativa para cada UFGD, que atua de forma coordenada com os reguladores de tensão do tipo série do sistema de distribuição. Essa coordenação garante uma regulação de tensão mais robusta e eficaz, mesmo em cenários desafiadores com variações de irradiância solar e/ou carga. A abordagem proposta foi avaliada no sistema teste de 34 nós do *IEEE*, considerando a adição de três unidades fotovoltaicas de geração distribuída, cada uma com potência nominal individual de 300 kW$_{ac}$, e levando em conta variações realistas de irradiância solar. As irradiâncias solares incidentes nas três diferentes UFGDs foram geradas por meio de uma abordagem baseada em fractais, capaz de emular as sombras geradas por nuvens. A comparação com a abordagem clássica de referência de tensão constante demonstra o desempenho superior da regulação adaptativa proposta. As análises realizadas mostraram que as unidades fotovoltaicas foram capazes de regular a tensão mesmo sob condições de sombreamento, nas quais as irradiâncias solares apresentaram variações rápidas na escala de tempo de segundos. A abordagem demonstrou efetividade na regulação de tensão diante das variações estocásticas de carga e geração, mitigando as oscilações de tensão e melhorando a qualidade da energia elétrica no sistema.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001, do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), da Fundação Araucária (FA), da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e da UTFPR – Campus Pato Branco.

REFERÊNCIAS

Beyer, G., Hammer, A., Luther, J., Poplawska, J., Stolzenburg, K., Wieting, P. (1994). Analysis and synthesis of cloud pattern for radiation field studies. *Solar Energy*, 52(5), p. 379–390. doi:10.1016/0038-092X(94)90115-I

Cabrera-Tobar, A., Bullich-Massagué, E., Aragüés-Peñalba, M., and Gomis-Bellmunt, O. (2016). Topologies for large scale photovoltaic power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, (309–319). doi:10.1016/j.rser.2015.12.362

Cai, C., Aliprantis, D. (2013). Cumulus cloud shadow model for analysis of power systems with photovoltaics. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28, (4496-4506). doi: 10.1109/TPWRS.2013.2278685.

Carvalho, P., Ferreira, L., Santana, J., Dias, A., Machado, J. (2018). Combined effects of load variability and phase imbalance onto simulated LV losses. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(6), (7031-7041). doi: 10.1109/TPWRS.2018.2851362

Chen, X., Du, Y., Lim, E., Wen, H., Yan, K., Kirtley J. (2020). Power ramp-rates of utility-scale PV systems under passing clouds: Module-level emulation with cloud shadow modelling. *Applied Energy*, 268. doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114980

Cheng, L., Zang, H., Wei, Z., Ding, T., Xu, R., and Sun, G. (2022a). Short-term solar power prediction learning directly from satellite images with regions of interest.

IEEE Transactions on Sustainable Energy, 13, (629–639). doi:10.1109/TSTE.2021.3123476

Cheng, R., Wang, Z., Guo, Y., Zhang, Q. (2022b). Online voltage control for unbalanced distribution networks using projected newton method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 37(6), (4747-4760). doi: 10.1109/TPWRS.2022.3144246

Dilger, E. (2023). Abordagem de controle para a operação descarregada de grandes plantas fotovoltaicas sob condições de sombreamento parcial causado por nuvens. *Dissetação (Mestrado em Engenharia Elétrica)* - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2023

Dilger, E., Oliveira, R., (2024). Power reserve control for utility-scale PV power plants under cloud conditions. *Electric Power Systems Research*, 229. doi: 10.1016/j.epsr.2023.110099

Eichkoff, H., Bernardon, D., Bitencourt, J., Garcia, V., Silva, D., Chiara, L., Butto, S., Barbosa, S., Pose, A. (2023). Tolerance-based demand-side management for load shifting in rural areas of southern Brazil. *Energies*, 16, (3395). https://doi.org/10.3390/en16083395

Haghighat, M., Niroomand, M., Tafti, H., Townsend, C., and Fernando, T. (2023). A review of state-of-the-art flexible power point tracking algorithms in photovoltaic systems for grid support: Classification and application. *Modern Power Systems and Clean Energy*, 12. doi:10.35833/MPCE.2022.000845

Hassaine, L., Olias, E., Quintero, J., Salas, V. (2014). Overview of power inverter topologies and control structures for grid connected photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, (796–807). doi:10.1016/j.rser.2013.11.005

Heidari, Y., Rahimi, T., Khadem H., Gharehpetian G., and Bagheri M. (2022). Over-voltage regulation of distribution networks by coordinated operation of PV inverters and demand side management program. *Frontiers in Energy Research*, 10. doi:10.3389 /fenrg.2022.920654

Hu, R., Wang, W., Wu, X., Chen, Z., Jing, L., Ma, W., Zeng, G. (2022). Coordinated active and reactive power control for distribution networks with high penetrations of photovoltaic systems. *Solar Energy*, 231 (809-827). https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.12.025

IEEE. IEEE 34 node test feeder (2010). *IEEE Power Engineering Society (PES)*. https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/

Islam Safak Bayram, Faraj Saffouri, Muammer Koc, Generation, analysis, and applications of high resolution electricity load profiles in Qatar. *Journal of Cleaner Production*, 183. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018. 02.084

Julien, S., Sajadi, A., Hodge, B. (2022). Hierarchical Control of utility-scale solar PV plants for mitigation of generation variability and ancillary service provision. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 13, (1383–1395). doi:10.1109/TSTE.2022.3149451

Li, Y., Sun, Y., Li, K., Zhuang, J., Liang, Y., Pang, Y. (2021). Analysis and suppression of voltage violation and fluctuation with distributed photovoltaic integration. *Symmetry*, 13, (1894). https://doi.org/10.3390/sym1310 1894

Nakamura, M., Yoshizawa, S., Ishii, H., Yasuhiro H. (2021). Advanced voltage control method for improving the voltage quality of low-voltage distribution networks with photovoltaic penetrations. *Energy Informatics*, 4. doi:10.1186/s42162-021-00149-5

Paduani, V., Yu, H., Xu, B., and Lu, N. (2022). A unified power-setpoint tracking algorithm for utility-scale PV systems with power reserves and fast frequency response capabilities. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 13, (479–490). doi:10.1109/TSTE.2021.3117 688

Qu, G., Li, N. (2020). Optimal distributed feedback voltage control under limited reactive power. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35 (1), (315-331). doi: 10.1109/TPWRS.2019.2931685

Ramasamy, V., Zuboy, J., O'Shaughnessy, E., Feldman, D., Desai, J., Woodhouse, M., Basore, P., Margolis, R. (2022). U.S. solar photovoltaic system and energy storage cost benchmarks, with minimum sustainable price analysis: Q1 2022. *National Renewable Energy Laboratory*.

Sepasi, S., Reihani, Abdul, E., Howlader, M., Leon, R., Roose, M. (2017). Very short term load forecasting of a distribution system with high PV penetration. *Renewable Energy*, 106. https://doi.org/10.1016/j.renene.2017. 01.019.

Sharma V., Aziz, S., Haque, M., Travis, K. (2020). Effects of high solar photovoltaic penetration on distribution feeders and the economic impact. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 131. doi:10.1016/j.rser.2020.110021

Stein, J., Hansen, C., and Reno, M. (2012). The variability index: A new and novel metric for quantifying irradiance and PV output variability. *World Renewable Energy Forum*

Tang, Z., Hill, D., Liu, T. (2021). Distributed coordinated reactive power control for voltage regulation in distribution networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 12(1), (312-323). doi:10.1109/TSG.2020. 3018633

Xu, R., Zhang, C., Xu, Y., Dong, Z., Zhang, R. (2022). Multi-objective hierarchically-coordinated volt/var control for active distribution networks with droop-controlled PV inverters. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 13(2), (998-1011). doi: 10.1109/TSG.2021.3126761

Zhicheng, X., Xiaochen, W., Jie, Y., and Fuqiang, Z. (2019). A review on voltage control for distribution systems with large-scale distributed photovoltaic power integration. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 371(5). DOI:10.1088/1755-1315/371/5/052027