

Abordagem de Controle para a Operação Descarregada de Plantas Fotovoltaicas de Grande Porte

Eric Bernard Dilger. Ricardo Vasques de Oliveira.

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

Abstract: The increasing integration of photovoltaic (PV) generation in power systems reduces the frequency regulation capability and deteriorates the frequency dynamic behavior, highlighting the importance of PV generation support to the grid ancillary services. The de-loaded operation is one of the control approaches which enable PV systems to participate in frequency regulation and inertial response support. However, the estimation of the maximum available power in large-scale PV power plants is a relevant technical challenge for the de-loaded operation. In this context, this work proposes a control approach to allow the de-loaded operation of large-scale PV power plants. The proposed approach enables real time estimation of the maximum available power by scanning the P-V curve of the PV array. The proposed control approach was evaluated and validated in a 100 MWac PV power plant, considering realistic irradiance variations generated by fractals that emulate the typical movement of clouds. The results have shown the effectiveness of the proposed strategy in estimating the maximum available power and tracking the power reference defined by de-loaded margin.

Resumo: O aumento da participação da geração fotovoltaica (GFV) nos sistemas elétricos de potência reduz a capacidade de regulação de frequência e deteriora o comportamento dinâmico da frequência do sistema, evidenciando a necessidade da participação da GFV nos serviços ancilares. A operação descarregada é uma das formas de habilitar a GFV para contribuir com a regulação de frequência e resposta inercial. Entretanto, a estimativa da máxima potência disponível em grandes plantas fotovoltaicas (FV) é um dos grandes desafios técnicos para viabilizar a operação descarregada. Nesse contexto, este trabalho propõe uma abordagem operacional e de controle para viabilizar a operação descarregada de grandes plantas FVs. A abordagem proposta viabiliza a operação descarregada por meio da estimativa da potência máxima disponível na planta de geração usando um processo de varredura da curva P-V. A abordagem proposta foi avaliada e validada em uma planta FV de 100 MWac, considerando variações de irradiância realistas geradas por meio de fractais que emulam o movimento típico das nuvens. Os resultados mostram a efetividade da abordagem de controle proposta em realizar a estimativa da máxima potência disponível e em seguir o valor de referência de potência definido pela margem de descarregamento.

Keywords: Utility-scale photovoltaic power plants, Control of large photovoltaic power plants, De-loaded operation, Ancillary services, Power output variability.

Palavras-chaves: Geração fotovoltaica centralizada, Controle de grandes plantas fotovoltaicas, Operação descarregada, Serviços ancilares, Variabilidade na potência gerada.

1. INTRODUÇÃO

A expansão das energias renováveis na matriz energética tem acarretado em desafios técnicos para a operação e controle de sistemas elétricos de potência (SEPs) (Zhu, Wen e Chu, 2020). Além da variabilidade estocástica da energia solar, o aumento da penetração da geração fotovoltaica nos SEPs degrada a reposta inercial e a regulação de frequência (Li *et al.*, 2019). Além disso, a maioria das plantas fotovoltaicas (FVs) são programadas para operar no modo de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT, do inglês, *maximum power point tracking*), de forma que nenhuma margem de potência é estabelecida para auxiliar nos serviços ancilares. A previsão de que nas próximas décadas a GFV se torne a principal fonte de geração em alguns países, tais como a China e a Alemanha, é um aspecto que agravaria os problemas técnicos operacionais

inerentes a esse tipo de geração (Peng *et al.*, 2020). Portanto, novas abordagens operacionais e de controle precisam ser estabelecidas para mitigar os problemas relacionados à resposta inercial e regulação de frequência, assim como permitir uma maior contribuição da GFV para outros diversos serviços ancilares.

Para que a GFV contribua com os serviços de suporte à rede é fundamental que as plantas FVs operem com uma margem de potência que possa ser usada durante desbalanços entre geração e carga (Zhong, Zhou e Yan, 2020). Bancos de bateria podem ser implementados nas plantas FVs para dar suporte aos serviços ancilares. No entanto, essa alternativa resulta em custo adicional de implementação e manutenção (Li *et al.*, 2019), além de aumentar a complexidade do sistema (Tarraso *et al.*, 2017). Uma alternativa para o suporte aos serviços

ancilares é a operação descarregada da planta FV, que corresponde à operação com potência de referência inferior à máxima potência disponível (MAP, do inglês, *maximum available power*). A operação descarregada requer o uso de abordagens de controle específicas, que são diferentes da clássica abordagem de controle MPPT (Batzelis, Kampitsis e Papathanassiou, 2017). No contexto do suporte à resposta inercial e regulação de frequência, a operação descarregada é uma abordagem mais simples e de melhor custo-benefício, quando comparada ao emprego de bancos de baterias (Sangwongwanich *et al.*, 2018).

Um dos problemas que dificulta a operação descarregada é a estimativa da MAP da planta FV (ou, equivalentemente, do MPP agregado das múltiplas unidades FVs que compõe a planta FV). A estimativa do MPP de grandes unidades FVs (UFVs) em condições não uniforme de irradiância solar, causadas geralmente por sombreamento parcial inerente à passagem das nuvens, não é uma tarefa trivial. O sombreamento parcial resulta em variações significativas do MPP global das múltiplas UFVs que compõem a planta FV (Windarko *et al.*, 2021). Essas variações do MPP global ocorrem em uma escala de tempo de curta duração, da ordem de segundos. A operação descarregada requer o conhecimento em tempo real do MPP global de cada UFV para determinar a MAP da planta FV e definir a referência de potência para a operação descarregada. Essa referência de potência é determinada considerando a margem de descarregamento solicitada pelo operador do sistema.

Muitas soluções para a determinação do MPP global foram propostas na literatura e são divididas, basicamente, em duas categorias: métodos baseados em medições e métodos baseados em estimativas (equivalentemente, métodos baseados em ajuste de curvas) (Zhong *et al.*, 2020). Alguns trabalhos propõem a estimativa da curva P-V por meio de equações analíticas que relacionam os picos de potência com a irradiância e a temperatura nos módulos FVs. Embora seja possível determinar a irradiância e a temperatura de forma direta ou indireta por meio de sensores, tais abordagens são inviáveis para a topologia do tipo inversor central, onde os arranjos FVs são compostos por milhares de módulos, pois seria necessário um número muito grande de sensores, além de uma elevada complexidade matemática atrelada às estimativas dos MPP globais.

Nesse contexto, esse trabalho propõe uma estratégia operacional e de controle que viabiliza a operação descarregada de grandes plantas FVs, de forma a permitir a prestação de serviços ancilares de suporte à resposta inercial e regulação de frequência. O foco do trabalho é a viabilização da operação descarregada de forma a assegurar uma desejada margem de potência para plantas FVs de grande porte. A abordagem de controle proposta permite estimar o MPP global das UFVs que operam descarregadas e operar a planta FV com o percentual de descarregamento de interesse para o operador do SEP. A abordagem de controle proposta neste trabalho é avaliada e validada por meio de simulações computacionais, considerando um cenário em que a variabilidade de irradiância é significativa. Uma planta FV de 100 MWac, composta por 25 UFVs, é considerada na validação da abordagem proposta.

O sombreamento parcial da planta FV é emulado por meio de fractais, que representam o movimento típico das nuvens (Cai e Aliprantis, 2013).

O trabalho é estruturado da seguinte forma: a Seção 2 apresenta os fundamentos sobre as características construtivas e a operação descarregada de grandes plantas FVs; na Seção 3 é apresentada a estratégia operacional e de controle proposta para viabilizar a operação descarregada da planta; os resultados obtidos são apresentados na Seção 4; a Seção 5 apresenta as conclusões.

2. PLANTAS FOTOVOLTAICAS DE GRANDE PORTE

As plantas FVs de grande porte são compostas geralmente por múltiplas UFVs operando em paralelo. Cada UFV é formada por um arranjo FV, com milhares de módulos FVs interconectados em série e em paralelo, e um inversor de frequência (Xiao, 2017). As potências nominais das UFVs geralmente são da ordem de centenas de *kilowatts* à alguns *megawatts*. As plantas FVs são geralmente formadas por dezenas à centenas de UFVs interligadas por meio de uma rede coletora, que conecta os transformadores de baixa e média tensão (BT/MT) de cada inversor ao transformador de média e alta tensão (MT/AT) da subestação de alta tensão (Tobar, 2018), conforme ilustrado na Figura 1.

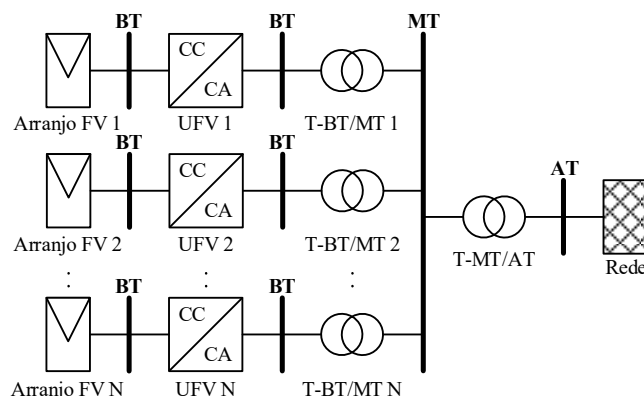


Fig. 1 Diagrama unifilar de uma grande planta FV.

2.1 Topologia das Unidades de Geração Fotovoltaicas

As topologias das UFVs são classificadas de acordo com a quantidade de estágios do sistema eletrônico de conversão utilizados para realizar o condicionamento da potência gerada. A topologia do tipo inversor central, que utiliza um único estágio de conversão, é dominante em plantas FVs de grande porte devido às características operacionais que resultam em menor custo (Tobar, 2018). A Figura 2 apresenta o diagrama construtivo de uma UFV com topologia do tipo inversor central com o controle MPPT, que determina a potência ativa a ser injetada na rede (Kouro *et al.*, 2014).

2.2 Operação Descarregada de Unidades Fotovoltaicas

Durante a operação no modo de controle MPPT, as variações de irradiância solar resultam em variações de potência e nenhuma margem de potência é reservada para auxiliar na

regulação de frequência. A operação descarregada possibilita ao inversor operar em um ponto de operação abaixo do MPP, assegurando que uma margem de potência (ou, equivalentemente, reserva de potência) seja estabelecida para ser usada na compensação de desbalanços típicos entre geração e carga. A Figura 3 ilustra a operação de uma UFV na região do lado direito do MPP, considerando uma margem de potência ΔP_{margem} e dois valores distintos de irradiância solar.

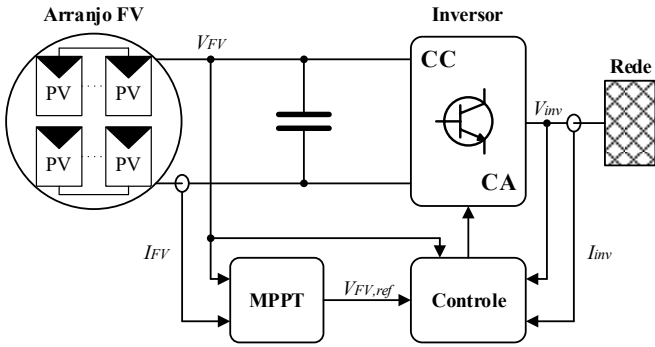


Fig. 2 UFV com topologia do tipo inversor central.

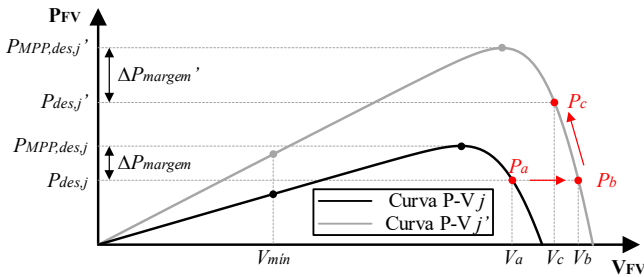


Fig. 3 Pontos de operação descarregados na curva P-V (Ainda não está padronizado. A variável correta seria $P_{MPP,des,j}$)

3. ABORDAGEM DE CONTROLE PROPOSTA

No modo de operação descarregada, a máxima potência disponível (MAP) na planta FV pode ser determinada pelo somatório dos MPPs dos inversores (ou, equivalentemente, UFVs) que operam no modo MPPT e inversores que operam descarregados, conforme mostrado em (1), onde m representa a quantidade de inversores que operam no modo MPPT e n representa o número de inversores que operam descarregados.

$$P_{MAP} = \sum_{i=1}^m P_{MPP,MPPT,i} + \sum_{j=1}^n P_{MPP,des,j} \quad (1)$$

Na operação descarregada de grandes plantas, uma margem de descarregamento D_{PFV} é fornecida pelo operador do sistema para estabelecer a margem de potência da planta de geração. O coeficiente D_{PFV} e a potência P_{MAP} são utilizados em tempo real para definir a referência de potência de saída da planta ($P_{PFV,des}$), dada por:

$$P_{PFV,des} = (1 - D_{PFV}) * P_{MAP} \quad (2)$$

A margem de descarregamento da planta, D_{PFV} , é diferente da margem de descarregamento média dos inversores que operam descarregados (D_{UFV}), pois apenas algumas das UFVs operam descarregadas. A margem de descarregamento média das

UFVs descarregadas pode ser determinada pela equação (3), que se configura como uma das contribuições desse trabalho.

$$D_{UFV} = \frac{P_{MAP} * D_{PFV}}{\sum_{j=1}^n P_{MPP,des,j}} \quad (3)$$

A margem de descarregamento média, D_{UFV} , é utilizada para definir a potência de referência (P_{des}) para cada UFV descarregada da planta FV. A referência de potência $P_{des,j}$, fornecida em tempo real à j -ésima UFV descarregada, é determinada em função da máxima potência estimada, $P_{MPP,des,j}$, e da margem de descarregamento média por:

$$P_{des,j} = (1 - D_{UFV}) * P_{MPP,des,j} \quad (4)$$

Avaliando as equações (1)-(4) é possível concluir que a estimativa da máxima potência disponível no j -ésimo inversor descarregado, $P_{MPP,des,j}$, é essencial para viabilizar a operação descarregada de grandes plantas. Enquanto a máxima potência disponível das UFVs que operam no modo MPPT pode ser facilmente medida, determinar a máxima potência disponível nos inversores que operam descarregados ($P_{MPP,des,j}$) não é uma tarefa trivial, pois esses inversores operam com potência inferior à $P_{MPP,des,j}$. Portanto, a determinação de $P_{MPP,des,j}$ com uma boa precisão é um dos grandes desafios da operação descarregada de plantas FVs.

3.1 Malhas de Controle e Modos de Operação das Unidades de Geração Fotovoltaicas Descarregadas

O controle convencional das UFVs que operam no modo MPPT normalmente regula a tensão do arranjo FV (V_{FV}), conforme ilustrado na Figura 2. O controle das UFVs que operam no modo descarregado geralmente regula a potência ativa a ser injetada na rede, $P_{des,j}$. Na abordagem de controle proposta neste trabalho, além de utilizar a clássica malha de controle de potência ativa, utiliza-se também uma segunda malha de controle que regula a tensão do arranjo FV. A malha de controle de tensão é utilizada para fazer uma varredura da curva P-V, para determinar a potência $P_{MPP,des,j}$, a ser utilizada em (4) no cálculo da potência descarregada de referência ($P_{des,j}$) da j -ésima UFV que opera descarregada. As malhas de controle de potência e tensão do arranjo FV das UFVs que operam descarregadas são apresentadas na Figura 4.

Um sistema de monitoramento de tensão e potência (SMTP) é utilizado para detectar as variações de MPP e determinar qual UFV deve realizar a estimativa de $P_{MPP,des,j}$ e qual UFV deve realizar a compensação do processo de varredura da curva P-V. Portanto, a abordagem proposta estabelece três possíveis modos de controle para cada UFV descarregada: 1) Modo descarregado convencional (operação com referência descarregada de potência, $P_{des,j}$); 2) Modo de varredura da curva P-V para estimar $P_{MPP,des,j}$ (operação com referência de tensão para o arranjo FV); 3) Modo de compensação da varredura da curva P-V (operação com referência de compensação de variação de potência, P_{comp}). Os três modos de operação são discutidos com mais detalhes nas próximas subseções. A abordagem de controle proposta utiliza as

informações do SMTP para definir em qual dos três modos de operação cada UFV deve operar.

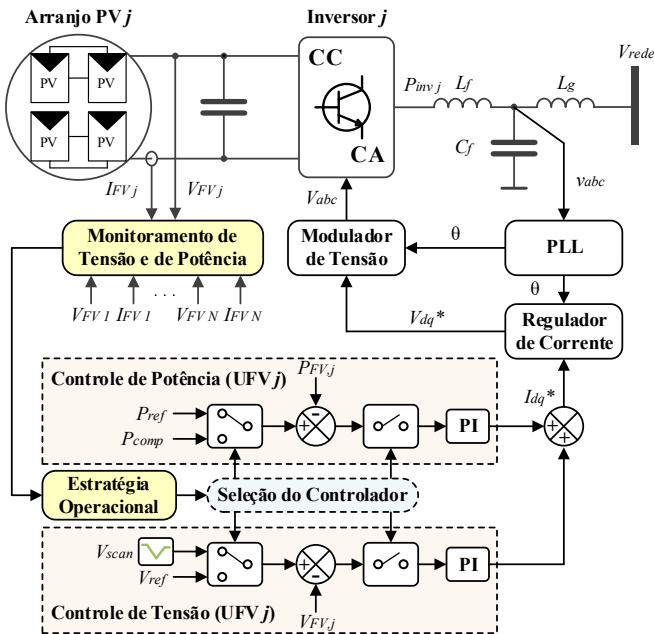


Fig. 4 Malhas de controle de tensão e potência das UFV que operam no modo descarregado.

3.2 Estimativa de $P_{MPP,des,j}$ para Cálculo da Referência Descarregada de Potência

O impacto do aumento da irradiância solar na tensão e máxima potência do arranjo FV é ilustrado na Figura 3, que apresenta duas curvas P-V para dois valores distintos de irradiância solar. Inicialmente, a UFV opera no ponto P_a , que é calculado em (4) usando D_{UFV} e $P_{MPP,des,j}$. O aumento no valor de irradiância desloca o ponto de operação do inversor para P_b . Embora o valor de MPP tenha aumentado de $P_{MPP,des,j}$ para $P_{MPP,des,j'}$, a regulação de potência continua sendo realizada de acordo com o valor de referência $P_{des,j}$, o que resulta em um aumento na tensão do arranjo FV, que varia de V_a para V_b . O monitoramento dessa tensão pelo SMTP é utilizado nesse trabalho para detectar variações de irradiação solar e, consequentemente, variações de MPP nas UFVs que operam descarregadas. Quando uma variação de irradiância (ΔG) é detectada, o modo de operação do inversor comuta para o modo de varredura da curva P-V, o que possibilita atualizar o valor de MPP para $P_{MPP,des,j'}$ e calcular o novo valor de referência de potência descarregada $P_{des,j'}$ para que o inversor opere no ponto P_c , ilustrado na Figura 3.

3.2.1 Varredura da curva P-V para determinação de $P_{MPP,des,j}$

A técnica de varredura da curva P-V consiste em variar a tensão do arranjo FV com o intuito de localizar o MPP e medir o valor de potência ativa nesse ponto da curva P-V (Batzelis, Papathanassiou e Pal, 2018). Contudo, essa técnica resulta em uma variação na potência do arranjo FV que é injetada na rede elétrica. No contexto de grandes plantas, a varredura da curva P-V pode acarretar variações de potência na escala de

megawatts, o que pode perturbar a tensão e a frequência do SEP. Portanto, este trabalho propõe a implementação da técnica de varredura da curva P-V, com compensação das variações da potência na saída das UFVs, para estimar o MPP das UFVs que operam descarregadas ($P_{MPP,des,j}$) e, consequentemente, possibilitar a operação descarregada de plantas FVs sem causar grandes perturbações na rede elétrica.

A varredura da curva P-V consiste em gerar um sinal de referência de tensão para o arranjo FV que varia em rampa, partindo de V_b até V_{min} e retornando para V_c , que corresponde à tensão do arranjo FV para o novo ponto de operação P_c , como ilustrado na Figura 3 e na Figura 5 (Batzelis, Papathanassiou e Pal, 2018). A tensão V_{min} corresponde à tensão mínima de operação do inversor da UFV. A variável P_{var} , ilustrada na Figura 5, representa a potência da saída da UFV durante a varredura da curva P-V e não deve ser confundida o valor de referência de potência para operação descarregada ($P_{des,j}$).

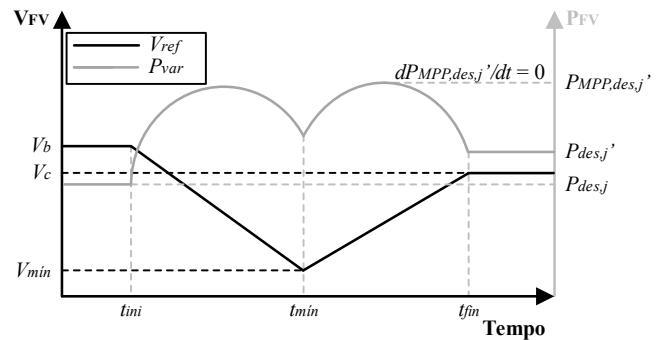


Fig. 5 Tensão e potência ativa do arranjo FV durante o processo de varredura da curva P-V.

Durante o processo de varredura, por meio da rampa de tensão de referência, o ponto de operação da curva P-V é deslocado para a região do lado esquerdo do MPP e em seguida retorna para a região do lado direito, o que possibilita ao SMTP realizar a leitura do MPP como o maior valor de potência que resulta em derivada igual a zero ($dP_{MPP,des,j'}/dt = 0$). Quando a varredura da curva P-V é finalizada, a estratégia operacional envia um sinal para comutar o sistema de controle do modo de regulação de tensão para o modo de regulação de potência, restabelecendo o modo de operação descarregada com a nova referência de potência ($P_{des,j'} = (1 - D_{UFV}) * P_{MPP,des,j'}$).

3.2.2 Compensação da varredura da curva P-V

Durante o processo de varredura em uma dada UFV da planta FV, uma segunda UFV que opera no modo descarregado é escolhida pelo sistema de controle para compensar a variação de potência inerente ao processo de varredura da curva P-V. A operação no modo compensação é realizada por meio da malha de controle de potência, ilustrada na Figura 4. A compensação da varredura consiste basicamente em regular a potência na saída da UFV compensadora de forma que a soma das potências da UFV no modo de varredura e UFV compensadora se mantenha constante durante todo o processo de varredura da curva P-V, conforme ilustrado na Figura 6. A compensação é feita por meio de uma referência de compensação de potência

(P_{comp}) adicionada à malha de controle de potência da UFV. A referência de potência de compensação (P_{comp}) é dada por:

$$P_{comp}(t) = P_{eq} - P_{var}(t), \quad (5)$$

Em (5), P_{eq} , que corresponde a uma potência constante definida pela soma da potência da UFV compensadora com a potência da UFV descarregada, no instante inicial do processo de varredura (t_{ini}), é dado por:

$$P_{eq} = P_{des,j} + P_{des,j+k}, \quad (6)$$

onde $P_{des,j+k}$ corresponde à potência da UFV compensadora no instante inicial do processo de varredura.

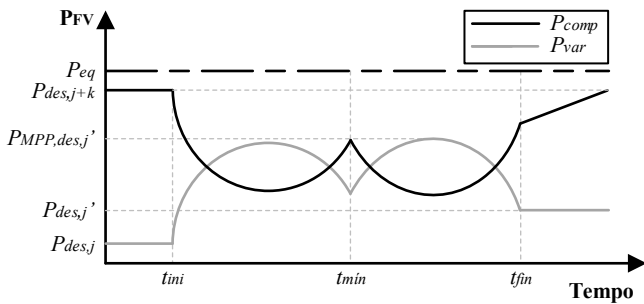


Fig. 6 Compensação da varredura da curva P-V.

O SMTP faz a leitura periódica da tensão e potência do arranjo FV de todas as UFVs descarregadas. Quando uma variação de tensão viola o valor definido como tolerância (tol), um sinal de *trigger* é gerado para que o sistema de controle escolha qual UFV descarregada deve realizar o processo de varredura e qual UFV descarregada deve atuar na compensação da varredura. O sistema de controle é implementado de forma que apenas uma varredura por vez seja executada. O Fluxograma da Figura 7 ilustra o processo de definição dos modos de controle para as UFVs que operam no modo descarregado.

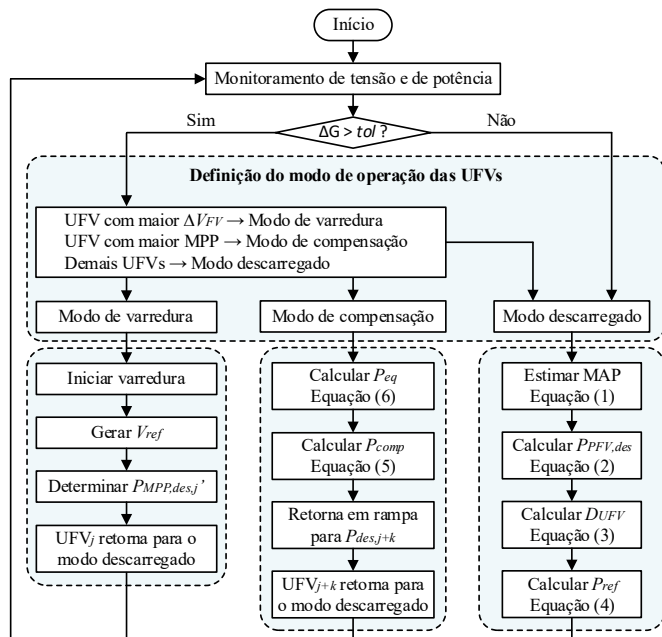


Fig. 7 Fluxograma dos modos de controle das UFVs descarregadas.

Nos casos em que a variação da irradiância (ΔG) é significativa, levando várias UFVs a apresentarem variações de tensão que excedem o valor de tolerância, a varredura é priorizada para a UFV com a maior ΔG .

4. RESULTADOS

A abordagem de controle proposta é avaliada por meio de simulações computacionais no *toolbox* Simulink do *software* Matlab®. O sistema teste adotado corresponde a uma planta FV de 100 MWac, composta por 25 UFVs de 4 MWac. A distribuição geográfica adotada para as UFVs é apresentada na Figura 8. A configuração geográfica adotada é baseada na configuração da planta Quaid-e-Azam Solar Power, no Paquistão, com potência nominal de 100 MWp e área de ocupação de aproximadamente 1,4 km² (Shah, Khan e Khan, 2019).

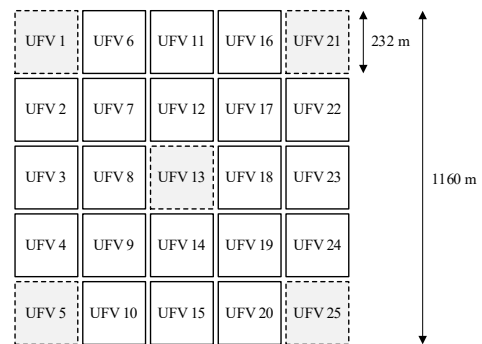


Fig. 8 Localização geográfica de cada UFV da planta FV.

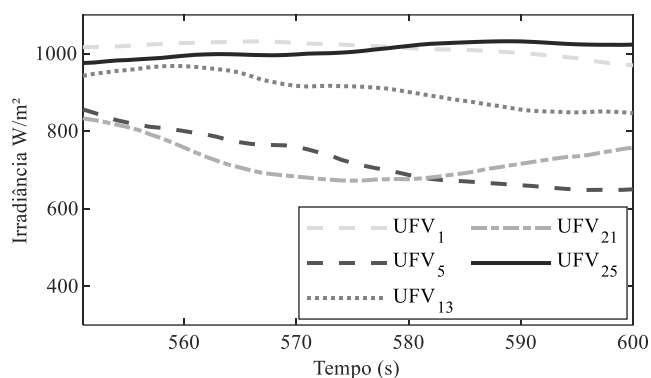
No sistema teste, um conjunto de 20 UFVs é configurado para operar no modo MPPT, enquanto as outras 5 UFVs operam descarregadas na região do lado direito do MPP. A temperatura dos módulos é considerada constante (50 °C), pois a variação da temperatura dos módulos é desprezível durante a escala de tempo envolvida nas análises realizadas.

Um algoritmo para geração de séries temporais de irradiância utilizando fractais foi implementado com base na abordagem apresentada por Cai e Aliprantis (2013) para emular o impacto das nuvens nas variações de irradiância. O uso dessa abordagem permite que condições realistas de operação sejam levadas em consideração na avaliação da abordagem de controle proposta. O algoritmo possibilita o ajuste de parâmetros climáticos e técnicos que interferem na variabilidade de potência como, por exemplo, o nível de cobertura de nuvens, a velocidade do vento e a área geográfica ocupada pelos módulos FVs. O algoritmo implementado gera as séries temporais de irradiância média para cada UFV da planta de geração.

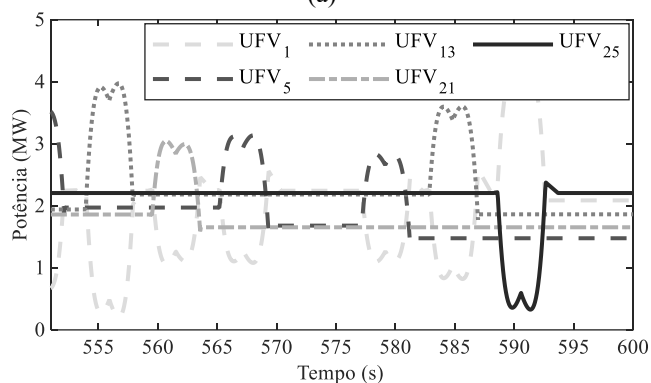
A efetividade da abordagem de controle proposta é avaliada para três cenários de sombreamento, considerando níveis de cobertura de nuvens de 10%, 50% e 90% da área total da superfície terrestre. A velocidade de deslocamento das sombras terrestres é ajustada no algoritmo para estar em conformidade com as medições obtidas por Kuhn *et al.* (2018) e Lappalainen e Valkealahti (2016).

4.1 Avaliação da Abordagem de Controle Proposta

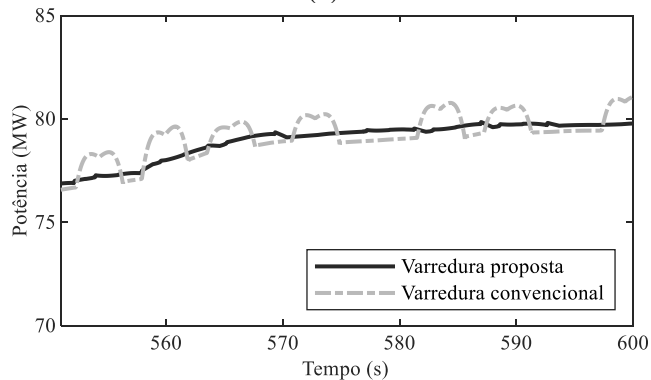
Essa seção avalia e valida a estratégia de varredura com compensação das variações de potência e realiza uma comparação com a estratégia de varredura utilizada em Batzelis, Papathanassiou e Pal (2018). Considera-se um cenário de sombreamento com 50% de cobertura de nuvens e uma margem de descarregamento de 10% para a planta FV ($D_{PFV} = 0,1$). O processo de varredura da curva P-V foi ajustado para ser realizado em 4 segundos. As análises foram realizadas para uma série temporal de 600 segundos de irradiância solar, entretanto, nessa subseção são apresentados apenas 50 segundos de simulação para facilitar o entendimento dos resultados obtidos. A Figura 9-(a) ilustra um intervalo de 50 segundos das séries temporais de irradiância média das cinco UFVs que operam descarregadas.



(a)



(b)



(c)

Fig. 9 Avaliação da abordagem de controle proposta: (a) Irradiância média sobre as UFVs que operam descarregadas;

(b) Potência de saída das UFVs que operam descarregadas; (c) Potência total de saída da planta.

Para o mesmo intervalo de tempo, a Figura 9-(b) exibe a potência de saída das UFVs que operam descarregadas, mostrando a operação coordenada dos inversores que executam a varredura da curva P-V e a compensação das variações de potência. No período avaliado são executadas 5 varreduras, para determinação do $P_{MPP,des,j}$, pelas UFVs 13, 21, 5, 5, 13 e 1, respectivamente. Inicialmente, a UFV 1 apresenta o maior valor de irradiância média e opera como unidade de compensação durante as 4 primeiras varreduras executadas na curva P-V pelas UFVs 5, 13 e 21. Em seguida, a UFV 25 apresenta a maior irradiância média entre todas as UFVs descarregadas e passa a operar como unidade de compensação para a varredura executada pela UFV 1.

A Figura 9-(c) mostra a comparação da potência total de saída da planta FV para a estratégia de varredura convencional (Batzelis, Papathanassiou e Pal, 2018) e para a estratégia de varredura compensada, proposta neste trabalho. Nota-se que a abordagem de varredura convencional resulta em variações significativas de potência na saída da planta FV, o que pode causar perturbações de tensão e frequência no sistema. A abordagem proposta, além de possibilitar a operação descarregada, a ser avaliada na próxima seção, mitigou as variações significativas de potência na saída da planta PV.

4.2 Avaliação do Impacto da Variabilidade da Irradiância na Margem de Descarregamento da Planta FV

As variações de irradiância alteram o MPP das UFVs do sistema e, consequentemente, impactam na máxima potência disponível da planta FV (MAP) e na potência de operação descarregada da planta. Com o intuito de avaliar o impacto da variabilidade da irradiância na efetividade da abordagem proposta, análises são realizadas considerando cenários de 10%, 50% e 90% de cobertura de nuvens e uma margem de 10% de descarregamento ($D_{PFV} = 0,1$) para a planta FV.

A Figura 10-(a) mostra a MAP e a potência de saída da planta FV para o cenário de 10% de cobertura de nuvens. A abordagem de controle proposta foi capaz de operar a planta FV com um descarregamento de aproximadamente 10% em toda faixa de operação avaliada. A margem de descarregamento apresentou um desvio máximo de 0,73% em relação à referência de 10%, devido às variações de irradiância, que impactam no valor da MAP estimada por meio do processo de varredura.

A Figura 10-(b) avalia a operação da planta FV para o cenário com 50% de cobertura de nuvens. O aumento da quantidade de nuvens resulta na redução da irradiância média em toda a planta FV e no aumento da variância da irradiância solar em comparação ao primeiro cenário. Nesse cenário, a margem de descarregamento, arbitrada em 10%, apresentou um desvio máximo de 1,19%, chegando à 8,81%. Essa maior variação da margem percentual de descarregamento ocorre devido à maior variância e maiores taxas de variação da irradiância solar nas UFVs. Quanto maiores a magnitude e taxas de variação da irradiância solar, maiores são os erros de estimativa dos MPPs

das UFVs, pois o processo de varredura é executado em apenas uma UFV por vez.

A Figura 10-(c) mostra o desempenho operacional da planta FV para o cenário com 90% de cobertura de nuvens. Esse terceiro cenário é caracterizado pelo menor valor de irradiância média em toda a planta FV e pela maior variância da irradiância solar. Por apresentar a maior variância e as maiores taxas de variação de irradiância, esse cenário apresenta a maior variabilidade da margem de descarregamento. A margem de descarregamento atinge um desvio máximo de 2,21%, chegando à 7,79%.

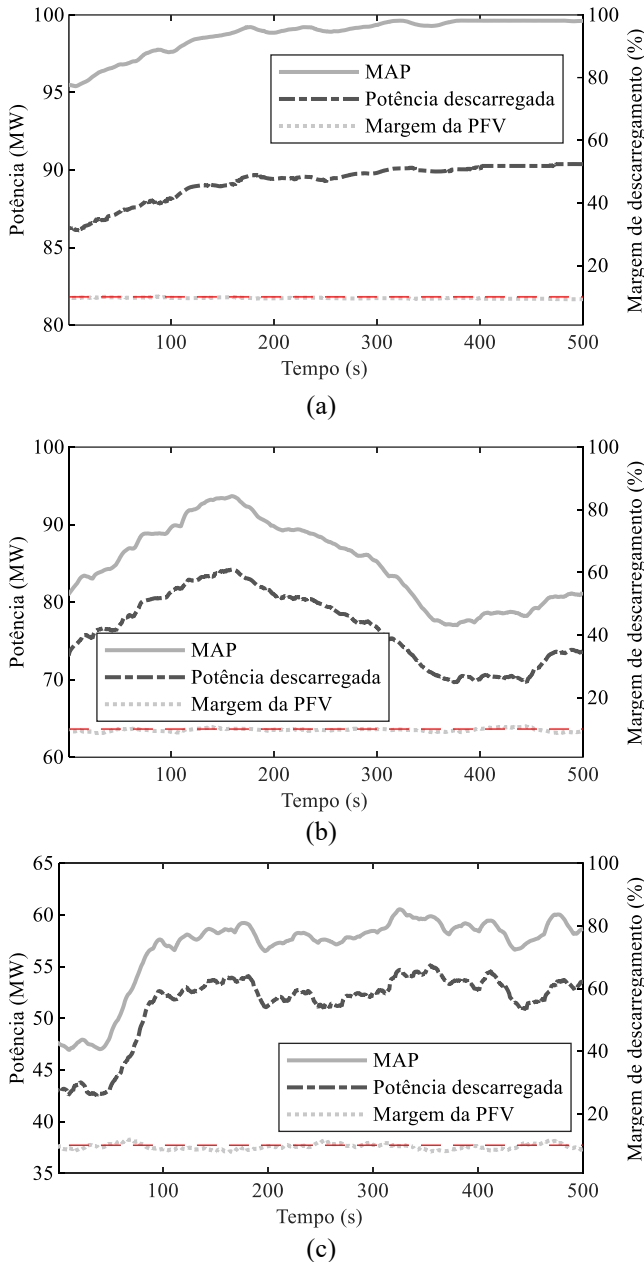


Fig. 10 Comportamento da MAP, potência descarregada e margem de descarregamento efetiva da planta para diferentes níveis de cobertura de nuvens: (a) 10% de cobertura; (b) 50% de cobertura; (c) 90% de cobertura.

A redução da variabilidade da margem de descarregamento pode ser reduzida por meio do aprimoramento futuro da

abordagem de controle proposta. A realização do processo de varredura simultaneamente em múltiplas UFVs é, por exemplo, uma das melhorias que podem ser implementadas.

4.3 Controle da Margem de Descarregamento Durante a Operação da Planta FV

As análises apresentadas nessa seção avaliam a capacidade da abordagem de controle proposta em controlar a margem de descarregamento (D_{PFV}) durante a operação da planta FV no cenário com 10% de cobertura de nuvens. A margem de descarregamento individual de cada UFV, D_{UFV} , definida em (3) e calculada com base na margem de descarregamento da planta e quantidade de UFVs que operam descarregadas (n), também é avaliada. Considera-se que o operador do sistema solicita inicialmente uma margem de descarregamento de 15% para a planta FV ($D_{PFV} = 0,15$), o que resulta em margem de descarregamento individual de aproximadamente 75% ($D_{UFV} = 0,75$) para as UFVs descarregadas. No instante de tempo $t = 195$ segundos, a margem de descarregamento da planta é alterada em rampa para 7,5%, o que resulta em margem de descarregamento individual de aproximadamente 40% ($D_{UFV} = 0,40$) para as UFVs descarregadas. Essa redução na margem de descarregamento implica no aumento da potência de saída da planta FV.

A Figura 11-(a) exibe a MAP e a potência de saída da planta FV, enquanto a Figura 11-(b) apresenta a margem de descarregamento da planta e a margem de descarregamento individual das UFVs descarregadas.

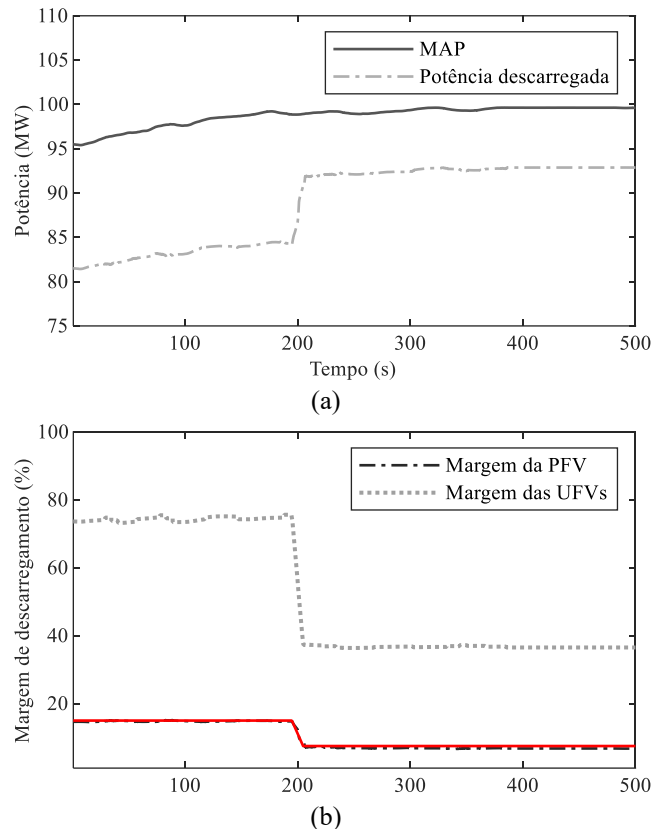


Fig. 11 Variação da margem de descarregamento definida pelo operador: (a) MAP e potência descarregada; (b) Margem de

descarregamento da planta e margem de descarregamento individual de cada UFV.

Os resultados mostram que a abordagem de controle proposta é capaz de controlar adequadamente a margem de descarregamento solicitada pelo operador. As pequenas variações da margem de descarregamento, em torno do valor solicitado pelo operador, são causadas pela variabilidade da irradiância solar.

5. CONCLUSÕES

O trabalho propôs uma abordagem de controle para viabilizar a operação descarregada de grandes plantas fotovoltaicas com UFVs do tipo inversor central. A abordagem proposta foi avaliada e validada em uma planta FV de 100 MWac com 25 inversores de 4 MWac, considerando variações de irradiância realistas geradas por meio de fractais que representam o movimento típico das nuvens. A abordagem proposta determina a potência de operação descarregada da planta a partir da margem de descarregamento solicitada pelo operador do sistema e estimativa da máxima potência disponível nas UFVs que operam descarregadas. A abordagem foi efetiva na viabilização da operação descarregada, eliminando as variações de potência típicas da abordagem convencional de varredura da curva P-V. A margem de descarregamento da planta FV apresentou pequenas variações aceitáveis em torno do valor solicitado pelo operador. Essas pequenas variações, que ocorreram devido à grande variabilidade e elevadas taxas de variação da irradiância solar, podem ser reduzidas com a melhoria futura da abordagem de controle proposta.

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

- Batzelis, E. I., Kampitsis, G. E. e Papathanassiou, S. A. (2017) “Power Reserves Control for PV Systems With Real-Time MPP Estimation via Curve Fitting”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 8(3), p. 1269–1280. doi: 10.1109/TSTE.2017.2674693.
- Batzelis, E. I., Papathanassiou, S. A. e Pal, B. C. (2018) “PV System Control to Provide Active Power Reserves under Partial Shading Conditions”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, 33(11), p. 9163–9175. doi: 10.1109/TPEL.2018.2823426.
- Cai, C. e Aliprantis, D. C. (2013) “Cumulus cloud shadow model for analysis of power systems with photovoltaics”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(4), p. 4496–4506. doi: 10.1109/TPWRS.2013.2278685.
- Kouro, S. *et al.* (2014) “Photovoltaic Energy Conversion Systems”, in *Power Electronics for Renewable Energy Systems, Transportation and Industrial Applications*. 1º ed, p. 160–198. doi: 10.1002/9781118755525.ch7.
- Kuhn, P. *et al.* (2018) “Field validation and benchmarking of a cloud shadow speed sensor”, *Solar Energy*, 173(March), p. 229–245. doi: 10.1016/j.solener.2018.07.053.
- Lappalainen, K. e Valkealahti, S. (2016) “Apparent velocity of shadow edges caused by moving clouds”, *Solar Energy*, 138, p. 47–52. doi: 10.1016/j.solener.2016.09.008.
- Li, X. *et al.* (2019) “A Novel Sensorless Photovoltaic Power Reserve Control with Simple Real-Time MPP Estimation”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, 34(8), p. 7521–7531. doi: 10.1109/TPEL.2018.2880461.
- Peng, Q. *et al.* (2020) “Event-Triggering Power Reserve Control for Grid-Connected PV Systems”, *Conference Proceedings - IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC*, 2020-March, p. 417–423. doi: 10.1109/APEC39645.2020.9124175.
- Sangwongwanich, A. *et al.* (2018) “Benchmarking of Constant Power Generation Strategies for Single-Phase Grid-Connected Photovoltaic Systems”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, 54(1), p. 447–457. doi: 10.1109/TIA.2017.2740380.
- Shah, S. F. A., Khan, I. A. e Khan, A. H. A. (2019) “Performance evaluation of two similar 100MW solar PV plants located in environmentally homogeneous conditions”, *IEEE Access*, 7, p. 161697–161707. doi: 10.1109/ACCESS.2019.2951688.
- Tarraso, A. *et al.* (2017) “Synchronous power control for PV solar inverters with power reserve capability”, *Proceedings IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2017-Janua, p. 2712–2717. doi: 10.1109/IECON.2017.8216456.
- Tobar, A. K. C. (2018) *Large scale photovoltaic power plants: configuration, integration and control*, doctoral thesis, Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona.
- Windarko, N. A. *et al.* (2021) “A New MPPT Algorithm for Photovoltaic Power Generation under Uniform and Partial Shading Conditions”, *Energies*, 14(2), p. 483. doi: 10.3390/en14020483.
- Xiao, W. (2017) *Photovoltaic Power System*, *Photovoltaic Power System*. Organizado por J. & S. Ltd. doi: 10.1002/9781119280408.
- Zhong, C. *et al.* (2020) “Flexible power-point-tracking-based frequency regulation strategy for PV system”, *IET Renewable Power Generation*, 14(10), p. 1797–1807. doi: 10.1049/iet-rpg.2020.0013.
- Zhong, C., Zhou, Y. e Yan, G. (2020) “A novel frequency regulation strategy for a PV system based on the curtailment power-current curve tracking algorithm”, *IEEE Access*, 8, p. 77701–77715. doi: 10.1109/ACCESS.2020.2989785.
- Zhu, Y., Wen, H. e Chu, G. (2020) “Active Power Control for Grid-Connected Photovoltaic System: A Review”, *2020 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia, I and CPS Asia 2020*, p. 1506–1511. doi: 10.1109/ICPSAsia48933.2020.9208459.