

# Análise das Variações de Potência em 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:** Output power fluctuation is one of the biggest concerns in photovoltaic (PV) generation. The power variability of short time scale, which is mainly caused by ground shadows generated by cloud movement, can deteriorate the frequency and voltage magnitude of power systems. Besides affecting the power quality, the typical output power fluctuations impose some challenges to the planning, operation and control of power systems. Thus, the understanding of the aspects that affect the power variability and the typical magnitude of these variations is fundamental to the proposition of operational and control approaches to mitigate the adverse effects caused by utility-scale PV systems. In this context, this work evaluates the impact of multiple meteorological conditions and technical parameters on the output power variability of PV power plants. Fractals are used to formulate an approach capable of synthesizing the global irradiance time series necessary to evaluate the output power variability. The results obtained from a case study of a 100 MWac PV power plant have showed that the meteorological conditions and the plant rated power play an important role in the magnitude of the output power fluctuations. The proposed approach and its outcomes may contribute to the proposition of new operational and control approaches to mitigate the adverse effects caused by PV power plants.

**Resumo:** A elevada variabilidade da potência gerada é um dos grandes problemas da geração fotovoltaica. A variabilidade da potência de curta escala de tempo, causada principalmente pelo sombreamento resultante do movimento das nuvens, pode degradar de forma significativa a magnitude da tensão e a frequência dos sistemas elétricos de potência. Além de afetar a qualidade da energia, as variações típicas da potência gerada dificultam o planejamento, a operação e o controle dos sistemas elétricos de potência. Portanto, a compreensão dos principais fatores que afetam a variabilidade da potência e as magnitudes típicas dessas variações é fundamental para a proposição de abordagens operacionais e de controle que mitiguem os impactos negativos da geração fotovoltaica de médio e grande porte. Nesse contexto, este trabalho avalia o impacto de múltiplas condições meteorológicas e de parâmetros técnicos que influenciam na variabilidade de potência em uma planta fotovoltaica de grande porte. A geometria fractal é utilizada para formular uma abordagem capaz de emular séries temporais de irradiância solar necessárias para o estudo das variações de potência. Os resultados obtidos a partir de um estudo de caso de uma planta fotovoltaica de 100 MWac mostraram que as condições climáticas, assim como a potência nominal da planta de geração, exercem uma influência considerável na magnitude das variações de potência gerada. A abordagem proposta e os resultados obtidos podem contribuir significativamente para a proposição de novas abordagens operacionais e de controle que visem mitigar o impacto negativo da variabilidade de potência em plantas fotovoltaicas.

**Keywords:** Utility-scale photovoltaic Generation, Power output variability, Partial shading, cloud shadow modeling, Fractals

**Palavras-chaves:** Geração fotovoltaica centralizada, Variabilidade na potência gerada, Sombreamento parcial, modelagem das sombras de nuvens, Fractais.

---

## 1. INTRODUÇÃO

O crescimento expressivo da geração fotovoltaica (GF) é uma tendência em todo o planeta. Todavia, a característica intermitente da irradiância solar na superfície terrestre impõe desafios técnicos para os operadores dos sistemas elétricos devido às variações de potência gerada. Essa característica da GF pode causar variações de tensão e frequência nos sistemas elétricos de potência (SEPs) (Kini *et al.*, 2020). Tais desafios evidenciam a necessidade de abordagens e estudos que

auxiliem na compreensão dos fenômenos que impactam na variabilidade da potência gerada (Inacio e Borges, 2018).

As variações de potência da GF, causadas predominantemente pelas variações de irradiância, podem ser classificadas de acordo com a escala de tempo em que elas ocorrem. As variações de longa duração, por exemplo, devem-se às características sazonais impostas pelos movimentos de rotação e translação do planeta em torno do sol. Os dados históricos das variações sazonais previsíveis são utilizados para planejar com antecedência a operação dos SEPs. Por outro lado, as

variações de curta duração ocorrem principalmente devido à obstrução dos raios solares pela movimentação das nuvens. Dessa forma, as variações de curta duração estão atreladas a uma maior imprevisibilidade, o que demanda maior diligência do ponto de vista operacional em comparação com as variações de longa duração (Al-Hilfi, Shahnia e Abu-Siada, 2020). Além do impacto causado pelas condições climáticas e sazonais, a variabilidade da potência gerada também é influenciada por parâmetros técnicos das plantas de geração fotovoltaicas (PFVs), como, por exemplo, a potência nominal e a dispersão geográfica das PFVs (Marcos *et al.*, 2011).

Abordagens computacionais, baseadas em medições, propostas para o estudo da variabilidade da potência gerada geralmente utilizam dados de irradiância obtidos por meio de sensores, imagens de satélites ou dados de medição de potência em outras plantas fotovoltaicas (Lave, Ellis e Stein, 2013). Quando se utiliza dados de irradiância, é necessário ajustar a resolução dos dados de medição para a escala de tempo e de espaço adequadas, para que se obtenha o valor médio de irradiância global que incide sobre a superfície dos arranjos fotovoltaicos. Esse ajuste pode ser realizado por meio de abordagens que calculam um índice para suavização do sinal de irradiância medido em um único ponto, como, por exemplo, a transformada *wavelet* e funções de transferência que descrevem o efeito de um filtro passa-baixa. Quando se utiliza imagens de satélites, que normalmente são disponibilizadas em uma escala de tempo da ordem de minutos, é necessário o uso de abordagens que possibilitem derivar o deslocamento das nuvens durante o intervalo entre uma imagem e outra para aumentar a resolução temporal dos sinais de irradiância utilizados como dados de entrada. Para os casos em que se utiliza dados de medição de potência obtidos por meio do monitoramento de outras PFVs, é necessário que as condições operacionais de ambas as plantas sejam similares e fatores de correção podem ser necessários para corrigir a orientação e a temperatura dos módulos para que o resultado da simulação seja congruente.

Embora alguns trabalhos investiguem o impacto das variações de irradiância na potência de saída de PFVs (Stein, Hansen e Reno, 2012), análises quantitativas individuais dos aspectos climáticos e técnicos que impactam as magnitudes das variações de potência em PFVs não foram realizadas.

Considerando que as PFVs com topologia do tipo inversor central apresentam milhares de módulos conectados a um único inversor, o uso de abordagens para estudo da variabilidade de potência baseadas em medição de irradiância torna-se dispendioso ou inviável. Além disso, abordagens baseadas na medição de potência de outras plantas não possibilitam derivar e analisar de maneira independente o impacto dos parâmetros climáticos e técnicos da PFV.

A abordagem baseada na geometria fractal, introduzida por Beyer *et al.* (1994), se configura como uma alternativa simples e eficaz para a geração das séries temporais de irradiância necessárias para a realização de estudos de variabilidade baseados em simulações computacionais. Tal abordagem proporciona a geração de sinais realísticos de irradiância na resolução temporal e espacial de interesse, levando em consideração os padrões irregulares dos contornos das

sombras terrestres. Abordagens baseadas em fractais também permitem o ajuste dos parâmetros climáticos e técnicos que descrevem as condições naturais típicas nas quais as PFVs são submetidas, possibilitando o estudo do impacto individual de cada parâmetro. Beyer *et al.* (1994) propõem aplicar o algoritmo *midpoint displacement* para gerar uma região de área quadrada que representa as sombras geradas na superfície terrestre. Cai e Aliprantis (2013) contribuíram com uma modificação no algoritmo convencional, possibilitando a união de múltiplas áreas quadradas, a fim de constituir um único plano de sombreamento retangular com área estendida. Chen *et al.* (2020) utilizam o algoritmo *random midpoint displacement*, para realizar um estudo quantitativo da taxa de variação de potência em rampa de grandes PFVs, no entanto, esse trabalho não avalia a magnitude das variações de potência em diferentes escalas de tempo.

A abordagem baseada em fractais permite gerar a irradiância sobre uma dada área de superfície terrestre de interesse, considerando uma resolução da ordem de centímetros ou metros quadrados que é representada por um *pixel*. O estudo de Kuszamul *et al.* (2010) mostra que existe um elevado valor de correlação linear entre o valor médio da irradiância e a potência de saída da planta. Assim, neste trabalho, a potência máxima produzida por cada unidade de geração fotovoltaica (UFV) da PFV é definida a partir do valor médio da irradiância sobre o conjunto total de módulos conectados à UFV.

Nesse contexto, este trabalho propõe uma análise das variações de potência de curta duração em PFVs de grande porte. O impacto dos parâmetros climáticos e técnicos são avaliados quantitativamente de maneira individual. O estudo pode ser utilizado pelo operador do sistema para definir estratégias operacionais e de controle, de acordo com as condições climáticas locais durante a operação de PFVs de grande porte, de forma a mitigar os efeitos da variabilidade na tensão e frequência do SEP. A contribuição complementar deste trabalho é a abordagem proposta para gerar as séries temporais de irradiância média, onde o valor de irradiância individual de cada *pixel* é utilizado para determinar a irradiância média sobre o arranjo fotovoltaico de cada UFV que compõe a PFV.

O trabalho está estruturado da seguinte forma: a Seção 2 discute os fundamentos utilizados para a geração das sombras terrestres; a Seção 3 apresenta a abordagem proposta para realizar a síntese das séries temporais de irradiância; na Seção 4 são apresentados os resultados e discutidas as análises sobre o impacto independente dos parâmetros climáticos e técnicos nas variações de potência de curta duração; a Seção 5 apresenta as conclusões das análises realizadas.

## 2. SÍNTESE DAS SOMBRAS TERRESTRES

A geração das sombras terrestres 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.

### 2.1 Síntese da Superfície Fractal Tridimensional

A quantidade de *pixels* ( $N+1$ ) contidos na aresta de um único *frame*, a velocidade do vento ( $v_w$ ), a largura da PFV ( $L_{PV}$ ) e o tempo total de simulação ( $T$ ) são parâmetros inicialmente definidos para sintetizar a superfície fractal tridimensional. Cada *frame* é composto por uma área quadrada constituída por  $(N+1)^2$  *pixels*, conforme ilustrado no plano cartesiano da Fig. 1. Tais parâmetros são utilizados para definir o tamanho do plano de sombreamento ou, equivalentemente, a quantidade necessária de *frames* ( $F$ ) para gerar a série temporal de irradiância desejada.

A síntese da superfície fractal tridimensional é exemplificada na Fig. 1, que ilustra um plano cartesiano de 25 pontos definido previamente na forma vetorial, onde cada ponto representa um *pixel*. O algoritmo *midpoint displacement* consiste no cálculo de deslocamentos perpendiculares sobre o ponto central de cada quadrado e sobre o ponto médio de cada aresta dos quadrados. Os círculos pretos representam valores de deslocamento perpendicular que já são conhecidos pelo algoritmo e os círculos azuis representam os valores de deslocamentos determinados na etapa atual do processo iterativo. Os deslocamentos perpendiculares ao plano definem uma superfície tridimensional, como ilustrado na Fig. 2-(a).

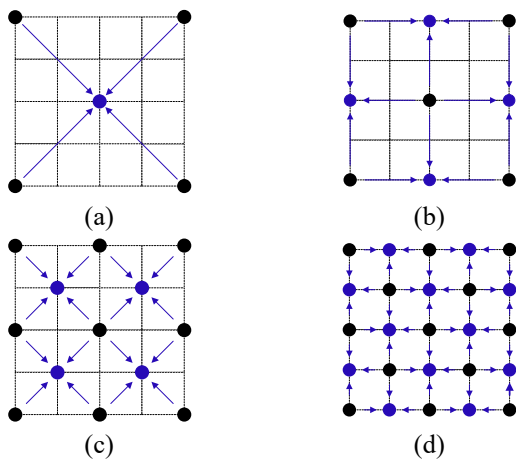


Fig. 1 Etapas para o cálculo recursivo de um *frame*.

O algoritmo recursivo necessita de  $M=\log_2(N)$  estágios para finalizar as etapas de cálculo da superfície (Cai e Aliprantis, 2013). A rugosidade definida no fBm é ajustada alterando o índice de Hurst ( $H$ ) ou, equivalentemente, a dimensão do fractal ( $D$ ). O estudo de Beyer *et al.* (1994) apresenta uma análise sobre a faixa adequada de valores para a representação das sombras geradas por nuvens do tipo Cumulus, sugerindo que se utilize  $D=1,9$  na primeira metade de estágios de cálculo e  $D=1,33$  nos estágios restantes.

Após a conclusão do processo ilustrado na Fig. 1, o valor do deslocamento perpendicular aplicado sobre cada *pixel* é armazenado em uma matriz de dimensão  $(N+1)\times(N+1)$ , que contém todos os pontos necessários para a representação de um único *frame* do fractal tridimensional. Para gerar uma superfície fractal alongada, um número maior de *frames* é calculado e armazenado em uma nova matriz  $\mathbf{P}$ , com o mesmo número de linhas ( $N+1$ ), porém com quantidade de colunas que depende do número de *frames* ( $F$ ) adotados  $((N+1)\times F)$ .

### 2.2 Síntese do Plano de Sombreamento

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 camada de intersecção é definida para gerar uma matriz de sombreamento  $\mathbf{S}$ , composta por números binários que definem as regiões sombreadas, conforme pode ser visualizado na Fig. 2-(b). Cada posição do plano cartesiano da superfície fractal (ou, equivalentemente, cada *pixel*) apresenta um único ponto no espaço tridimensional. Cada ponto está posicionado acima ou abaixo de um dado plano horizontal com altura  $h$ . No plano de sombreamento ilustrado na Fig. 2-(b), o valor 1 é atribuído para os pontos da superfície fractal que estão abaixo da camada de intersecção, para representar os *pixels* sombreados, enquanto o valor 0 é definido para os pontos do fractal que estão acima da camada de intersecção, para representar os *pixels* não sombreados. Quanto maior for a altura do plano horizontal, maior será o percentual de *pixels* com valores unitários na matriz de sombreamento e, conseqüentemente, maior será o nível de cobertura do sombreamento ( $N_c$ ).

Com o intuito de representar o efeito da espessura das nuvens, são utilizadas camadas de intersecção adicionais, definidas com alturas inferiores à altura que resulta no nível de cobertura de sombreamento desejado. Cada camada de intersecção resulta em uma matriz de intersecção diferente e a média ponderada de todas as matrizes produz a matriz final de sombreamento ( $\mathbf{S}_f$ ), composta por valores que variam na faixa entre 0 e 1, caracterizando *pixels* com diferentes intensidades de sombras ( $I_s$ ). A matriz final de sombreamento retrata a opacidade mais acentuada na parte central das nuvens e a menor opacidade de suas bordas, conforme ilustra a Fig. 2-(c).

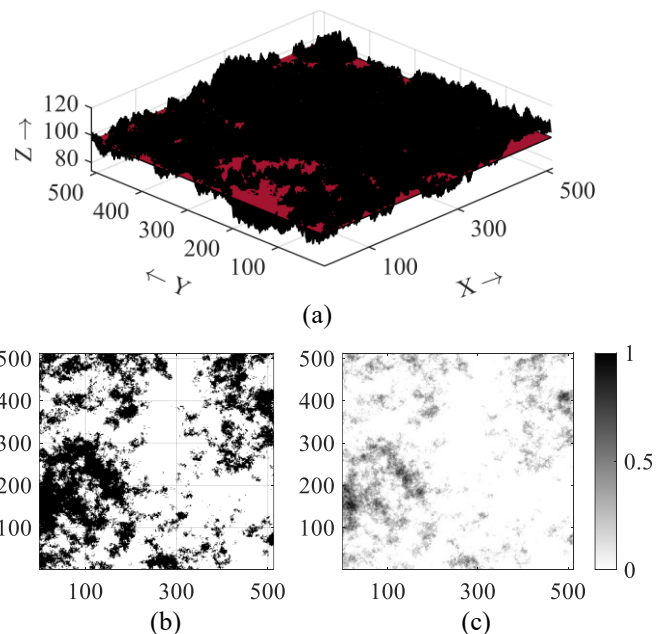


Fig. 2 Síntese do plano de sombreamento: (a) Intersecção entre a superfície fractal e o plano horizontal; (b) Camada de intersecção principal; (c) Plano de sombreamento final.

### 3. SÉRIES TEMPORAIS DE IRRADIÂNCIA

A irradiância global é composta por uma componente direta ( $G_{dir}$ ) e por uma componente difusa ( $G_{dif}$ ). A componente direta é responsável pela maior parcela da irradiância global e varia de acordo com o ângulo entre a direção dos raios solares e a superfície terrestre, sendo consideravelmente afetada pela movimentação das nuvens (López, Palancar e Toselli, 2012). Por outro lado, a componente difusa representa os raios solares que são refletidos na atmosfera e dependem de fatores que envolvem o tipo e o nível de cobertura das nuvens. Cai e Aliprantis (2013) sugerem definir um valor fixo para a irradiância difusa.

Para gerar as séries temporais de irradiância, a matriz final de sombreamento ( $S_f$ ), que resulta no plano de sombreamento representado na Fig. 3-(a), é subtraída de uma matriz unitária, para gerar a matriz de transparência ( $T_f$ ), que indica a intensidade de transparência de cada *pixel*. Um índice de transparência ( $I_t$ ) igual a 0,4, por exemplo, significa que 40% da irradiância direta atravessa a nuvem e atinge o solo. Dessa forma, a irradiância global sobre cada *pixel* é calculada multiplicando-se o índice de transparência do *pixel* pela irradiância direta e, posteriormente, somando seu resultado ao valor estabelecido para a componente difusa.

Para gerar a série temporal de irradiância global média, calcula-se a média do conjunto de índices de transparência ( $I_{tm}$ ) dos *pixels* contidos dentro da área geográfica ocupada pelos módulos fotovoltaicos ou, equivalentemente, área  $A_p$  ilustrada na Fig. 3-(a). A área  $A_p$  é representada por uma fração da matriz  $T_f$  que é utilizada na leitura dos elementos internos ( $t_{f,ij}$ ) que armazenam o índice de transparência de cada *pixel* do plano de sombreamento. A cada iteração, a área  $A_p$  é deslocada horizontalmente na direção contrária à direção do vento, para representar a movimentação das sombras sobre a superfície terrestre. A quantidade de colunas deslocadas na matriz  $T_f$  é calculada com base na resolução de cada *pixel*, na velocidade do vento ( $v_w$  [m/s]), no tempo de simulação ( $t_s$  [s]) e na posição inicial da área  $A_p$ . O valor médio da intensidade do sombreamento resulta em um valor entre 0 e 1, que é obtido pelo somatório de todos os elementos da área  $A_p$  na matriz  $T_f$ , ponderado pela quantidade total de *pixels* que compõem a área  $A_p$  ( $N_p$ ). 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  $T_f$  que delimitam o contorno da área  $A_p$ , formada entre a linha inicial ( $L_i$ ), a linha final ( $L_f$ ), a coluna inicial ( $C_i$ ) e a coluna final ( $C_f$ ). A transparência média da área  $A_p$ , no tempo  $t$  da série temporal ( $I_{tm}(t)$ ), é determinada por (1).

$$I_{tm}(t) = \frac{1}{N_p} \sum_{i=L_i}^{L_f} \sum_{j=C_i+(t_s-1)v_w}^{C_f+(t_s-1)v_w} t_{f,ij} \quad (1)$$

O valor de  $I_{tm}(t)$  é multiplicado pela componente direta da irradiância e em seguida somado à componente difusa para calcular o valor médio da irradiância global ( $G_{gm}$ ) que incide sobre a área  $A_p$ , conforme apresentado em (2).

$$G_{gm}(t) = I_{tm}(t) * G_{dir}(t) + G_{dif} \quad (2)$$

A Fig. 3-(b) exibe o sinal de irradiância global sobre um único *pixel* do plano de sombreamento, enquanto a Fig. 3-(c) ilustra o valor médio da irradiância global que incide sobre a área  $A_p$ , obtido por meio das equações (1) e (2).

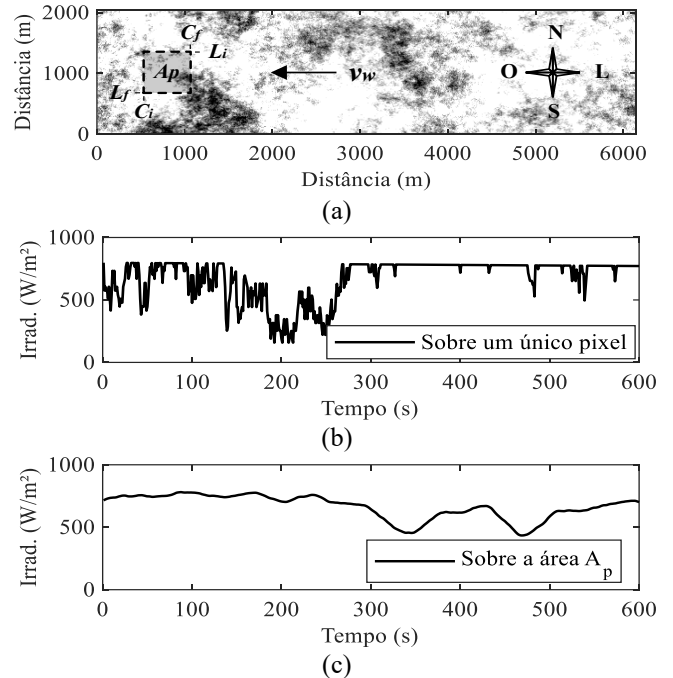


Fig. 3 Síntese das séries temporais de irradiância: (a) Movimentação das sombras sobre a PFV de área  $A_p$ ; (b) Irradiância em um único *pixel*; (c) Irradiância média na área  $A_p$ .

### 4. RESULTADOS

A análise das variações típicas de potência em grandes PFVs é realizada utilizando-se o algoritmo para síntese das séries temporais de irradiância discutido na seção anterior e um sistema teste que corresponde a uma PFV de 100 MWac, composta por 25 UFVs de 4 MWac operando no MPPT (do inglês, *Maximum Power Point Tracking*), adotando-se a distribuição geográfica apresentada na Fig. 4.

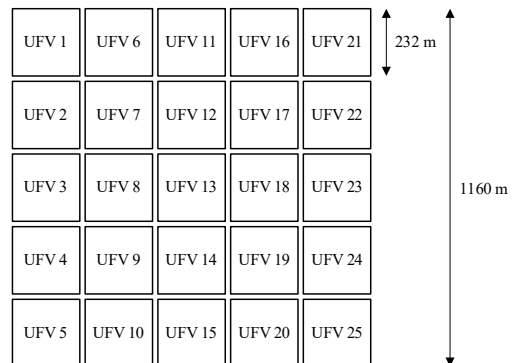


Fig. 4 Posicionamento geográfico das UFVs.

As séries temporais de irradiância média de cada UFV são obtidas utilizando a mesma superfície fractal tridimensional

para gerar os planos de sombreamento com níveis de cobertura de sombras de 15%, 40%, 65% e 90%, conforme mostra a Fig. 5. A potência nominal da PFV ( $P_{nom}$ ), a escala de tempo das variações de potência ( $\Delta t$ ), o nível de cobertura de nuvens ( $N_c$ ), a velocidade do vento ( $v_w$ ), o horário de operação da planta e a intensidade das sombras ( $I_s$ ) são os parâmetros climáticos e técnicos analisados no estudo realizado.

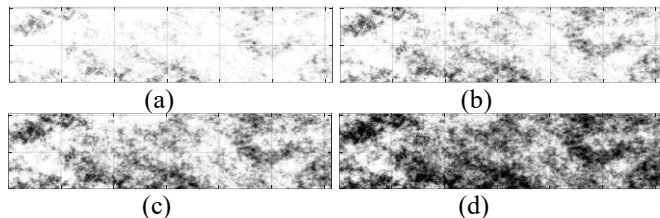


Fig. 5 Regiões de sombreamento com diferentes percentuais cobertura de sombras: (a) Cobertura de 15%; (b) Cobertura de 40%; (c) Cobertura de 65%; (d) Cobertura de 90%.

Na primeira etapa do estudo, as séries temporais de irradiância para um intervalo de tempo de 6000 segundos são geradas por meio de códigos de programação no *workspace* do *software* Matlab®. Na segunda etapa, as séries temporais de irradiância são exportadas para o *toolbox* Simulink e servem como sinais de entrada de irradiância média para cada uma das 25 UFVs que compõem a PFV. Cada UFV é representada por um modelo médio, que despreza as dinâmicas do chaveamento das chaves semicondutoras do inversor e considera as dinâmicas das malhas de controle e filtro LCL do inversor de frequência. As variações de potência ( $\Delta P_{\Delta t}(t)$ ) são calculadas por meio da diferença de potência observada em determinada escala de tempo ( $\Delta t$ ), normalizada pela potência nominal da PFV ( $P_{nom}$ ), conforme descrito em (3) (Marcos et al., 2011).

$$\Delta P_{\Delta t}(t) = \frac{P(t + \Delta t) - P(t)}{P_{nom}}. \quad (3)$$

As próximas subseções avaliam o impacto independente de parâmetros climáticos e técnicos na potência de saída de PFVs. Nas análises estatísticas apresentadas, são considerados os valores absolutos das variações de potência para determinar o valor médio e o desvio médio absoluto (DMA) das amostras avaliadas. As análises realizadas são úteis para dar suporte ao planejamento operacional e à proposição de abordagens de controle para PFVs e sistemas elétricos de potência.

#### 4.1 Impacto da Capacidade Nominal de Geração da PFV

Essa subseção avalia o impacto da potência nominal da PFV nas variações da potência gerada. A potência nominal determina a área geográfica ocupada pelo conjunto módulos fotovoltaicos e, conseqüentemente, impacta nas variações da irradiância média incidente em toda a PFV. A análise quantitativa é realizada considerando o nível de cobertura de nuvens de 65%, velocidade do vento de 7,7 m/s e perfil de irradiância que representa a operação da planta no horário do meio-dia (ou seja, irradiância de 1.000 W/m<sup>2</sup>). São avaliadas três diferentes PFVs com potências nominais de 4 MWac, 36 MWac e 100 MWac. A resposta da potência gerada em cada cenário é ilustrada na Fig. 6.

A Tabela 1 disponibiliza uma análise estatística das variações de potência para os três cenários, levando em consideração uma amostragem de 20 segundos ( $\Delta t = 20 s$ ). A PFV de 4 MWac apresenta uma máxima variação percentual de potência ( $\Delta P_{out,max}$ ) 5,42 vezes maior que a máxima variação percentual de potência da PFV 100 MWac. Esses resultados mostram que o valor médio, o DMA e o valor máximo das variações percentuais de potência diminuem com o aumento da potência nominal da PFV. Esse efeito de suavização das variações de potência ocorre pelo fato de que quanto maior a área geográfica, menor é a variação da irradiância média incidente na área, pois ao mesmo tempo que um conjunto de nuvens entra sobre a área, outro conjunto de nuvens sai dessa área, compensando assim a variação da irradiância causada pela entrada de novas sombras na área.

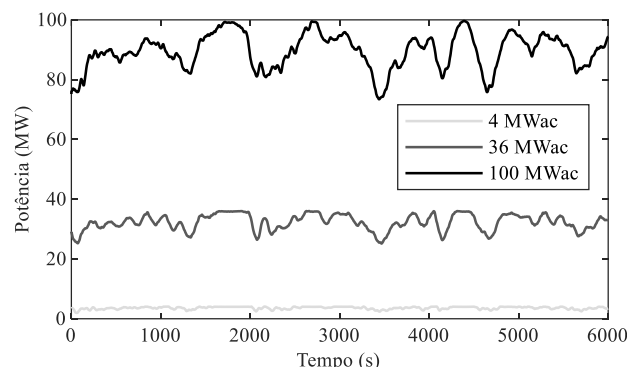


Fig. 6 Potência de saída para três PFVs com diferentes potências nominais.

**Tabela 1. Indicadores estatísticos das variações de potência para PFVs com diferentes potências nominais.**

$P_{nom}$ (MWac)	Média (%)	DMA (%)	$\Delta P_{out,max}$ (%)
4	4,56	3,70	24,50
36	1,88	1,29	9,03
100	1,09	0,69	4,52

#### 4.2 Impacto da Escala de Tempo

A escala de tempo é um fator importante na análise das variações de potência, pois as diferentes escalas de tempo influenciam de forma diferente na operação e no controle de sistemas elétricos de potência. Em uma escala de 20 segundos, uma variação de 5% da potência total gerada em um sistema, por exemplo, afetaria de forma significativa a magnitude da frequência e da tensão do sistema. Por outro lado, essa mesma variação (5%) em uma escala de tempo de 1 hora não impactaria de forma significativa a magnitude da frequência e da tensão do sistema. Considerando esses aspectos, alguns códigos de rede já solicitam a limitação das variações de potência em rampa nas PFVs, mostrando a relevância em limitar a magnitude das variações de potência. Nesse contexto, essa subseção apresenta uma análise das variações de potência em diferentes escalas de tempo para a PFV de 100 MWac. As análises consideram escalas de tempo de 5 segundos, 20 segundos e 60 segundos, nível de cobertura de nuvens de 65%, velocidade de vento de 7,7 m/s e um perfil de irradiância que representa a operação durante o período do meio-dia.

A Fig. 7 apresenta a frequência relativa das variações de potência para cada escala de tempo e a Tabela 2 apresenta os indicadores estatísticos dessas variações. As curvas traçadas são úteis para visualizar a distribuição estatística e a simetria das variações de potência. Na escala de tempo de 5 segundos, por exemplo, as variações de potência se concentram no centro da curva de distribuição, apresentando um elevado valor de frequência relativa. Para as escalas de tempo maiores, nota-se o alargamento das curvas de distribuição, que leva à redução da frequência relativa das variações de potência de menor magnitude, evidenciando o aumento na magnitude dessas variações. Uma variação percentual máxima de potência de 9,30% é observada para a escala de tempo de 60 segundos, sendo 8,02 vezes maior que a variação percentual máxima observada para a escala de tempo de 5 segundos.

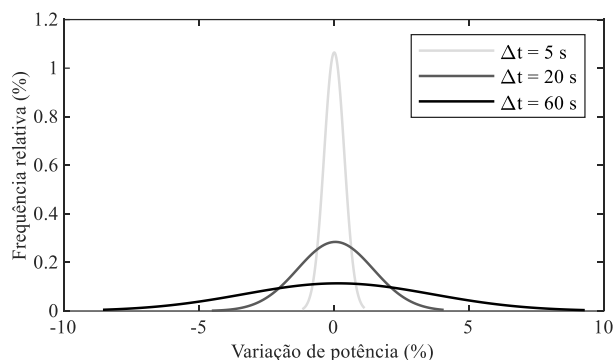


Fig. 7 Curvas de distribuição das variações de potência em diferentes escalas de tempo.

**Tabela 2. Indicadores estatísticos das variações de potência em diferentes escalas de tempo.**

$\Delta t$ (s)	Média (%)	DMA (%)	$\Delta P_{out,máx}$ (%)
5	0,29	0,19	1,16
20	1,09	0,69	4,52
60	2,72	1,75	9,30

#### 4.3 Impacto do Nível de Cobertura de Nuvens

Os diferentes níveis de cobertura de nuvens (ou, equivalente, níveis de sombreamento) causados pelas diferentes condições climáticas resultam em diferentes comportamentos para a potência de saída das PFVs. Portanto, nessa subseção avalia-se o impacto de quatro diferentes níveis de sombreamento na potência de saída da PFV de 100 MWac. Os níveis de sombreamento de 15%, 40%, 65% e 90%, apresentados na Fig. 5, são considerados na análise. Essa análise considera uma velocidade de vento de 7,7 m/s e um perfil de irradiância que representa a operação durante o horário do meio-dia. A Fig. 8 ilustra a resposta da potência de saída da PFV para todos os cenários. Esses resultados mostram que o valor médio da potência gerada reduz consideravelmente com o aumento do nível de cobertura de nuvens.

A Tabela 3 fornece dados estatísticos sobre as variações de potência de saída em cada cenário para uma escala de tempo de 20 segundos. A análise estatística mostra que o nível de cobertura de sombras impacta significativamente nas variações de potência. Para o sombreamento de 90%, por exemplo, o DMA aumenta em 7,46 vezes e a variação

percentual máxima de potência aumenta em 3,27 vezes em comparação ao cenário com sombreamento de 15%. Esses resultados mostram que a operação de PFVs se torna mais crítica com o aumento do nível de sombreamento.

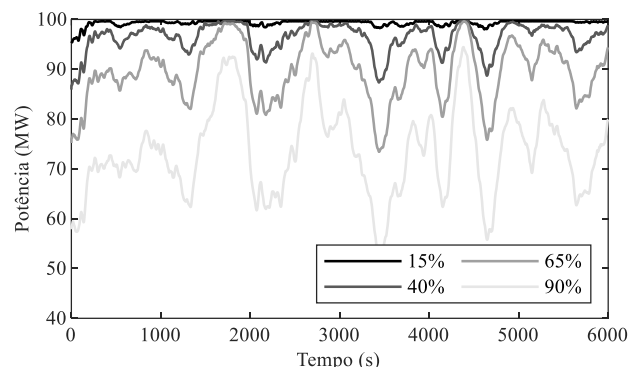


Fig. 8 Potência de saída da PFV de 100 MWac para diferentes níveis de sombreamento.

**Tabela 3. Indicadores estatísticos das variações de potência para diferentes níveis de sombreamento.**

$N_c$ (%)	Média (%)	DMA (%)	$\Delta P_{out,máx}$ (%)
15	0,12	0,13	1,88
40	0,55	0,41	3,02
65	1,09	0,69	4,52
90	1,59	0,97	6,15

#### 4.4 Impacto da Velocidade do Vento

A velocidade do vento interfere diretamente na movimentação das nuvens, que impacta significativamente nas variações de potência. Essa análise avalia o impacto da velocidade do vento nas variações de potência considerando velocidades típicas de sombras terrestres obtidas por meio de medições reais (Lappalainen e Valkealahti, 2016; Kuhn *et al.*, 2018). São utilizadas velocidades de deslocamento de sombras terrestres de 4,0 m/s, 7,7 m/s e 10 m/s, considerando um nível de cobertura de nuvens de 65% e um perfil de irradiância que representa a operação da PFV de 100 MWac durante o período do meio-dia. A resposta da potência gerada para cada velocidade de vento considerada é ilustrada na Fig. 9. Os valores médios da potência gerada nos três cenários são similares. Entretanto, a frequência da resposta da potência, as magnitudes máximas das variações e as taxas de variação de potência aumentam com o aumento da velocidade do vento.

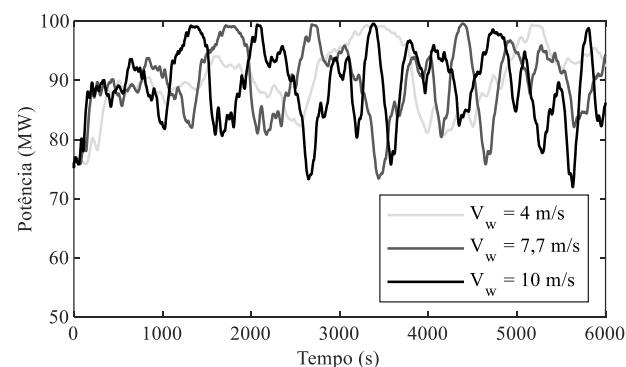


Fig. 9 Potência de saída da PFV de 100 MWac para diferentes velocidades de vento.

A Tabela 4 apresenta uma análise estatística das variações de potência observadas na Fig. 9 para uma escala de tempo de 20 segundos. A média, o DMA e a máxima variação de potência aumentam de forma significativa com o aumento da velocidade das sombras terrestres. Portanto, o aumento da velocidade de vento, com componente na direção paralela à superfície terrestre, aumenta as magnitudes das variações de potência na escala de tempo da ordem de segundos. Esses resultados mostram que quanto maior a velocidade de vento, mais crítico é o cenário operacional para a PFV e, conseqüentemente, para os sistemas elétricos de potência.

**Tabela 4. Indicadores estatísticos das variações de potência para diferentes velocidades de vento.**

$v_{somb}$ (m/s)	Média (%)	DMA (%)	$\Delta P_{out,máx}$ (%)
4,0	0,53	0,35	2,39
7,7	1,09	0,69	4,52
10,0	1,45	0,95	5,87

#### 4.5 Impacto do Horário de Operação da Planta

O horário de operação da PFV está atrelado a um valor médio de irradiância global ( $G_{gm}$ ), que pode impactar de forma direta nas magnitudes das variações de irradiância e potência gerada. Essa subseção avalia o impacto do horário de operação nas variações de potência da PFV. A função *grabit* do Matlab® é utilizada para extrair os valores de irradiância global de uma curva com valores de medição ao longo de um dia, obtidos experimentalmente por Stein, Hansen e Reno (2012). São considerados três cenários operacionais referentes a três diferentes períodos do dia: 1) Período matutino, das 07:00 às 08:40, quando a irradiância global média é a menor (400 W/m<sup>2</sup>); 2) Período do meio-dia, das 12:00 às 13:40, que representa o intervalo de operação em que o valor de irradiância é o mais alto (1000 W/m<sup>2</sup>); 3) Período vespertino, das 15:00 às 16:40, caracterizado por um valor intermediário de irradiância global média (710 W/m<sup>2</sup>). A avaliação das variações de potência na planta de 100 MWac é realizada considerando um nível de cobertura de nuvens de 65% e uma velocidade de vento de 7,7 m/s. A Fig. 10 apresenta a resposta de potência gerada para cada horário de operação. A análise estatística das variações de potência para os três cenários avaliados, considerando uma escala de tempo de 20 segundos, é apresentada na Tabela 5.

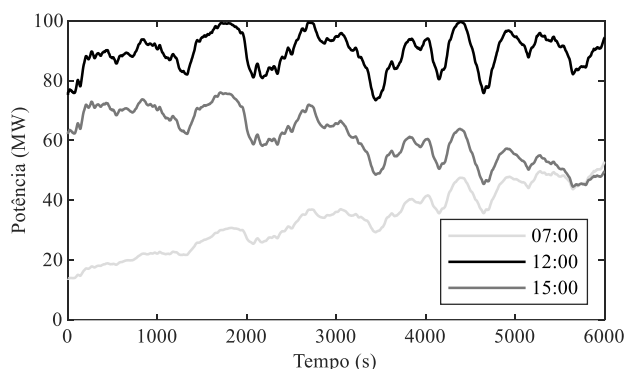


Fig. 10 Potência de saída da PFV de 100 MWac para diferentes períodos do dia.

Nota-se que a média, o DMA e a variação percentual máxima de potência aumentam com o aumento do valor médio de irradiância que caracteriza cada cenário. Portanto, o horário de operação impacta significativamente nas variações de potência da PFV, sendo mais crítico durante os períodos em que o valor médio da irradiância global é mais elevado.

**Tabela 5. Indicadores estatísticos das variações de potência para diferentes horários de operação da PFV.**

$G_{méd}$ (W/m <sup>2</sup> )	Média (%)	DMA (%)	$\Delta P_{out,máx}$ (%)
400	0,48	0,33	2,13
710	0,82	0,50	3,58
1000	1,09	0,69	4,52

#### 4.6 Impacto da Intensidade das Sombras

A intensidade das sombras depende da espessura e do tipo das nuvens que as produzem. Nuvens com maiores quantidades de partículas de água, por exemplo, resultam em sombras de maior intensidade. Além disso, normalmente a região central das nuvens é caracterizada por uma maior opacidade em comparação às suas bordas. A espessura e a opacidade das nuvens influenciam na obstrução da componente direta da irradiância, impactando significativamente no valor de irradiância global. Nesse contexto, essa subseção avalia o impacto da intensidade das sombras nas variações de potência da PFV de 100 MWac, considerando três diferentes cenários: 1) Baixa intensidade de sombreamento; 2) Média intensidade de sombreamento; 3) Elevada intensidade de sombreamento. Para cada cenário, a intensidade dos *pixels* é classificada de acordo com a Tabela 6. Por exemplo, para baixa intensidade de sombreamento, 97,62% dos *pixels* do plano de sombreamento apresentam intensidade inferior à 0,3 ( $I_s < 0,3$ ), 2,38% dos *pixels* apresentam intensidade igual ou maior que 0,3 e menor que 0,6 ( $0,3 \leq I_s < 0,6$ ) e nenhum *pixel* apresenta intensidade superior a 0,6.

**Tabela 6. Intensidade das sombras nos três diferentes cenários adotados.**

Intensidade	Percentual de <i>Pixels</i> do Plano de Sombreamento (%)		
	Baixa	Moderada	Elevada
$I_s < 0,3\%$	97,62	69,64	42,80
$0,3\% \leq I_s < 0,6\%$	2,38	25,68	10,99
$I_s > 0,6\%$	0	4,68	46,21

A análise é realizada levando em consideração um nível de cobertura de nuvens de 65%, uma velocidade de vento de 7,7 m/s e um perfil de irradiância que representa a operação da PFV durante o período do meio-dia. A potência de saída da PFV para cada um dos cenários é apresentada na Fig. 11.

Os resultados obtidos mostram pequenas variações de potência para o cenário de baixa intensidade de sombreamento. Para o cenário de intensidade moderada de sombras, que representa nuvens mais espessas, as variações de potência são maiores e reduzem a potência mínima de saída da PFV para 73,78 MW. O cenário de intensidade elevada de sombras, que caracteriza as sombras produzidas por nuvens de maior opacidade, resulta

em variações de potência significativas que reduzem a potência mínima de saída da PFV para 30,74 MW.

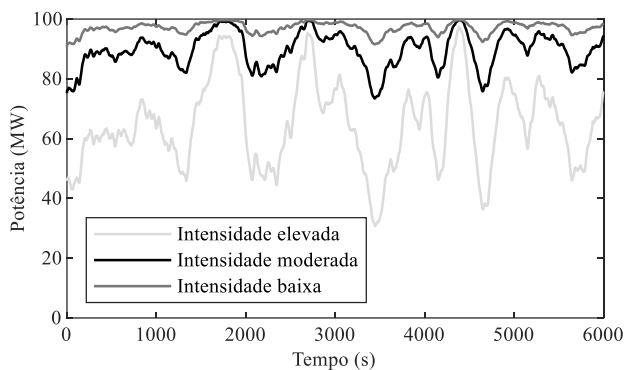


Fig. 11 Potência de saída da PFV de 100 MWac para diferentes índices de intensidade de sombreamento.

A Tabela 7 apresenta a análise estatística dos resultados da Fig. 11 para uma escala de tempo de 20 segundos. Essa análise mostra que o aumento na intensidade do sombreamento aumenta significativamente as magnitudes das variações percentuais de potência. Para o cenário com sombreamento de intensidade elevada, as variações de potência chegaram a 9,04%, o que é 5,58 vezes maior que a máxima variação observada no cenário com baixa intensidade de sombreamento.

**Tabela 7. Indicadores estatísticos das variações de potência para diferentes intensidades de sombreamento.**

Intensidade	Média (%)	DMA (%)	$\Delta P_{out,max}$ (%)
Baixa	0,36	0,24	1,62
Moderada	1,09	0,69	4,52
Elevada	2,60	1,59	9,04

## 5. CONCLUSÕES

O trabalho propôs uma análise do impacto de múltiplos parâmetros climáticos e técnicos nas variações de potência de uma PFV de grande porte. O estudo avaliou o impacto da potência nominal da planta, da escala de tempo das variações de potência, do nível de cobertura de nuvens, da velocidade do vento, do horário de operação da PFV e da intensidade das sombras. O trabalho mostra que a redução da potência nominal da planta e o aumento da escala de tempo, da velocidade do vento, do valor médio de irradiância global e da intensidade das sombras resultam no aumento das magnitudes das variações percentuais da potência de saída da PFV. As análises realizadas também mostraram que as magnitudes das variações percentuais da potência gerada aumentaram com o aumento do nível de cobertura de nuvens. A metodologia adotada e as análises apresentadas são úteis para auxiliar o operador do sistema no planejamento operacional das PFVs, na proposição de novas abordagens de controle e no dimensionamento de dispositivos auxiliares, tais como banco de bateria e cargas *dump* para mitigar variações de potência.

## 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

- Al-Hilfi, H. A. H., Shahnia, F. e Abu-Siada, A. (2020) “An Improved Technique to Estimate the Total Generated Power by Neighboring Photovoltaic Systems Using Single-Point Irradiance Measurement and Correlational Models”, *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 16(6), p. 3905–3917. doi: 10.1109/TII.2019.2941218.
- Beyer, H. G. *et al.* (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.
- 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.
- Chen, X. *et al.* (2020) “Power ramp-rates of utility-scale PV systems under passing clouds: Module-level emulation with cloud shadow modeling”, *Applied Energy*, 268(May). doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114980.
- Inacio, C. O. e Borges, C. L. T. (2018) “Stochastic Model for Generation of High-Resolution Irradiance Data and Estimation of Power Output of Photovoltaic Plants”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9(2), p. 952–960. doi: 10.1109/TSTE.2017.2767780.
- Kini, R. *et al.* (2020) “Mitigation of PV Variability Using Adaptive Moving Average Control”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 11(4), p. 2252–2262. doi: 10.1109/TSTE.2019.2953643.
- Kuszamaul, S. *et al.* (2010) “Lanai High-Density Irradiance Sensor Network for characterizing SOLAR resource variability of MW-scale PV system”, *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, p. 283–288. doi: 10.1109/PVSC.2010.5615868.
- Lave, M., Ellis, A. e Stein, J. S. (2013) “Simulating Solar Power Plant Variability : A Review of Current Methods”, (June), p. Sandia Report SAND2013-4757.
- López, M. L., Palancar, G. G. e Toselli, B. M. (2012) “Effects of stratocumulus, cumulus, and cirrus clouds on the UV-B diffuse to global ratio: Experimental and modeling results”, *Journal of Quantitative Spectroscopy and Radiative Transfer*, 113(6), p. 461–469. doi: 10.1016/j.jqsrt.2011.12.018.
- Marcos, J. *et al.* (2011) “Power output fluctuations in large scale pv plants: One year observations with one second resolution and a derived analytic model”, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 19(2), p. 218–227. doi: 10.1002/pip.1016.
- Stein, J. S., Hansen, C. W. e Reno, M. J. (2012) “The variability index: A new and novel metric for quantifying irradiance and pv output variability”, *World Renewable Energy Forum, WREF 2012, Including World Renewable Energy Congress XII and Colorado Renewable Energy Society (CRES) Annual Conferen*, 4(August 2014), p. 2764–2770.