

# Efeitos da posição do sombreamento na potência de saída da matriz fotovoltaica com diodos de *bypass*

Claudio A. C. Cambambi, Paulo F. Ribeiro, Enio R. Ribeiro

*Univesidade Federal de Itajubá*

Av. BPS, 1303 - B. Pinheirinho

37500-903 Itajubá, MG - Brasil

(cambambi@unifei.edu.br, pfribeiro@ieee.org, enio.k@unifei.edu.br)

**Abstract:** The generation of photovoltaic energy is strongly influenced by adverse environmental conditions, for example, by the partial shading of photovoltaic systems. However, the negative effect of shading on energy production is not determined easily, since this effect is not linear concerning the shaded area. In this context, it is important to understand the relationship between shading and its effects on the output power of photovoltaic systems. Thus, this article presents the relationship between the position and number of shaded modules versus the energy generated by a series-parallel photovoltaic matrix partially shaded and, establishes a set of analytical expressions to estimate the voltage, current and power at each maximum power point using only information from the datasheet. The equations are validated through computational simulations and showed an efficiency higher than 95%. It was verified that, under partial shading conditions, the condition of less impact can occur when the modules are located in the same column of the photovoltaic matrix, or different columns depending on in the irradiance level.

**Resumo:** A geração de energia fotovoltaica é fortemente influenciada por condições ambientais adversas, por exemplo, pelo sombreamento parcial dos sistemas fotovoltaicos. Entretanto, o efeito negativo do sombreamento na produção de energia não é determinado de uma forma simples, uma vez que esse efeito não é linear em relação à área sombreada. Nesse contexto, é importante entender a relação entre o sombreamento e seus efeitos na potência de saída de sistemas fotovoltaicos. Dessa forma, esse artigo apresenta a relação entre a posição e o número de módulos sombreados versus a energia gerada por uma matriz fotovoltaica série-paralelo parcialmente sombreada e, estabelece um conjunto de expressões analíticas para estimar a tensão, corrente e potência em cada ponto de máxima potência local, usando apenas os dados do fabricante. As equações são validadas por meio de simulações computacionais e apresentaram uma eficiência superior a 95%. Verificou-se que, sob condições de sombreamento parcial, a condição de menor impacto pode ocorrer quando os módulos estão localizados na mesma coluna da matriz fotovoltaica, ou em diferentes colunas dependendo do nível de irradiância.

*Keywords:* *bypass diode, partial shading, photovoltaic matrix, series-parallel matrix.*

*Palavras-chaves:* diodo *bypass*, matriz fotovoltaica, matriz série-paralelo, sombreamento parcial.

## 1. INTRODUÇÃO

O fenômeno de sombreamento parcial e suas implicações na potência de saída de uma matriz fotovoltaica tem recebido crescente atenção nos últimos anos. Embora os módulos sejam posicionados e montados após um planejamento cuidadoso, em diversas situações, o sombreamento é inevitável devido às limitações de espaço e, geralmente, é causado por edifícios ou estruturas próximas ao local de suas instalações (Bergasse et al., 2013).

As características elétricas dos módulos sombreados e não sombreados são diferentes e, essas diferenças, aumentam com a intensidade da sombra. O conhecimento do impacto do sombreamento e sua relação com a potência de saída

em uma matriz fotovoltaica é importante, pois, o desempenho de um sistema fotovoltaico depende dos padrões de sombreamento e da posição dos módulos fotovoltaicos sombreados. Várias pesquisas vêm sendo desenvolvidas para o entendimento do impacto do sombreamento na potência de saída de uma matriz fotovoltaica.

Um estudo a respeito da relação entre a posição do sombreamento e a potência de saída de uma matriz fotovoltaica série-paralelo (SP) foi apresentado por dos Santos et al. (2011) onde concluíram que a condição de menor impacto ocorre quando os módulos sombreados estão localizados na mesma coluna ou distribuídos em um número limitado de colunas. Porém, essa análise foi feita em uma matriz fotovoltaica sem o uso do diodo de *bypass*. Dezso and Yahia

(2008) estudaram o impacto do sombreamento parcial na potência de saída de arranjos série, paralelo e série-paralelo de módulos fotovoltaicos com e sem diodo de *bypass*. Os autores concluíram que a redução da potência de saída desses arranjos fotovoltaicos nem sempre é proporcional à área sombreada quando o diodo de *bypass* é utilizado na configuração, mas essa redução na potência depende da geometria e percentual do sombreamento. No trabalho de Nguyen (2015) um modelo de simulação para estudar o efeito do sombreamento parcial nas características de módulos fotovoltaicos conectados em série foi implementado, onde concluíram que quanto maior o número de módulos sombreados, menor o valor da saída de potência. Eles observaram, ainda, que os diodos de *bypass* ajudam a melhorar a curva operacional do arranjo série de módulos e permitem fornecer mais energia.

Ao que tudo indica, um sistema fotovoltaico é altamente sensível ao sombreamento parcial (Patel and Agarwal, 2008a; de Oliveira Reiter et al., 2012). Assim, durante o sombreamento parcial, a potência máxima de um sistema fotovoltaico pode cair drasticamente reduzindo a eficiência do sistema.

A contribuição deste trabalho está na resolução, avaliação e identificação da relação entre a posição e o número de módulos sombreados versus a energia gerada por uma matriz fotovoltaica série-paralela parcialmente sombreada. Além disso, um conjunto de expressões analíticas para estimar a tensão, corrente e potência em cada ponto de máxima potência (MPP) local é estabelecido, evitando procedimentos iterativos e reduzindo significativamente o tempo de avaliação. Resultados de simulações são apresentados considerando várias condições de sombreamento parcial.

### 1.1 Modelo equivalente

Modelagens fotovoltaicas que podem reproduzir o comportamento de um módulo parcialmente sombreado são amplamente discutidas na literatura (Quaschnig and Hanitsch, 1996; Villalva et al., 2009; Silvestre et al., 2009).

Neste trabalho escolhemos o modelo elétrico desenvolvido por Villalva et al. (2009). Esse modelo é amplamente conhecido na literatura como modelo de um diodo ou modelo real e por representar adequadamente as características de uma célula fotovoltaica. O mesmo leva em consideração os dois tipos de perdas: uma relacionada à queda de tensão entre os contatos metálicos, representada por meio de uma resistência série  $R_s$ ; e outra relacionada à corrente de fuga  $I_p$ , modelada por uma resistência em paralelo  $R_p$  (Villalva et al., 2009).

A fim de analisar os parâmetros do modelo desenvolvido por Villalva et al. (2009), o modelo é convertido em equações que dependem dos parâmetros  $S$  e  $T$ , que são a irradiação solar  $S$  ( $W/m^2$ ) e da temperatura ambiente  $T$  (K), respectivamente. E, gera como saída a corrente da célula fotovoltaica  $I$ . A equação (1) fornece a expressão geral da corrente de saída de uma célula fotovoltaica, usando a lei de Kirchoff para corrente, em que  $I_{ph}$  representa a corrente gerada pela luz na célula e  $I_d$  representa a corrente que flui pelo diodo.

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \quad (1)$$

## 2. INFLUÊNCIA DO SOMBREAMENTO E DOS DIODOS DE *BYPASS* NOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os diodos de *bypass* são dispositivos que servem para desviar corrente eliminando o módulo fotovoltaico sob efeito de sombreamento. Na Fig 1 é mostrada a associação de três módulos em série, com e sem diodos de *bypass*, em que um dos módulos encontra-se sob efeito de sombreamento. As curvas I-V da Fig 1 foram plotadas utilizando o software Matlab/Simulink, apresentando assim a influência do sombreamento no desempenho de uma matriz coluna fotovoltaica.

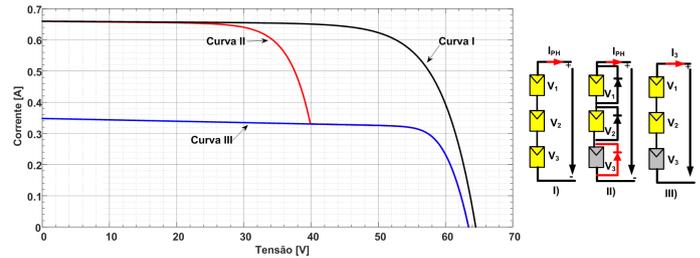


Fig. 1. Efeito do sombreamento na curva I-V da matriz coluna fotovoltaica.

A curva I mostra as características I-V do conjunto (I) com todos módulos funcionando em condições de teste padrão (STC). Ou seja, todos módulos recebem irradiação e temperatura igual a  $1000 W/m^2$  e  $298,15 K$ , respectivamente. Neste caso, os diodos de *bypass*, mesmo se estivessem presentes, não teriam função, pois os diodos de *bypass* são úteis somente se houver diferença de irradiação entre os módulos associados em série e essa diferença deve ser suficiente para a ativação dos diodos de *bypass*.

A curva II mostra o comportamento do conjunto (II) na presença de sombreamento e com diodos de *bypass*. Neste caso, observa-se que até certa faixa de tensão, o diodo de *bypass* do módulo sombreado está em operação e a corrente fornecida pelo conjunto é máxima, ou seja, é a corrente fornecida pelos módulos que recebem normalmente a radiação. A partir de um certo valor de tensão, geralmente igual à soma das tensões dos módulos não sombreados, o diodo do módulo sombreado é despolarizado e a corrente do conjunto é limitada ao valor da corrente que o módulo sombreado pode fornecer. Assim os diodos de *bypass* permitem que pelo menos parte da capacidade de fornecimento de corrente do conjunto seja normalizada em algumas regiões da curva I-V.

A curva III mostra o comportamento do conjunto (III) com sombreamento de um dos seus módulos e sem a presença de diodos de *bypass*. A corrente do conjunto é limitada pelo módulo sombreado.

Segundo Patel and Agarwal (2008a), a perda de potência em um sistema fotovoltaico sob um padrão de sombreamento parcial idêntico é proporcional à intensidade do sombreamento. De fato, pois o sistema fotovoltaico depende da irradiação solar para gerar energia elétrica e a potência máxima de um sistema fotovoltaico, parcialmente sombreado, deve ser cada vez menor conforme o percentual do sombreamento aumenta.

Porém, conforme observado por Silvestre et al. (2009), o sistema fotovoltaico parcialmente sombreado nem sempre é suscetível ao percentual do sombreado, isto é, o sistema pode ficar indiferente à intensidade do sombreado quando atingir um determinado ponto crítico.

### 2.1 Determinação direta da máxima potência em matrizes fotovoltaicas parcialmente sombreadas

As equações aproximadas para os parâmetros elétricos de um módulo fotovoltaico podem ser escritas em função dos parâmetros do módulo disponibilizados pelo fabricante. Através do equacionamento destes parâmetros é possível analisar a influência da sombra no funcionamento do módulo. Portanto, uma parte das equações apresentadas nesse artigo, que servem como base para este trabalho, tem origem nos trabalhos de Quaschnig and Hanitsch (1996) e dos Santos et al. (2011).

São estabelecidas as seguintes equações para os principais parâmetros de um módulo fotovoltaico completamente iluminado.

$$I_{sc} = I_{ph} \quad (2)$$

$$V_{oc} = V_t \ln \left( 1 + \frac{I_{sc}}{I_0} \right) \quad (3)$$

O desenvolvimento das equações para os parâmetros de um módulo fotovoltaico, em função do sombreado, é feito a partir da inserção do fator  $\beta$ . A redução de  $\beta$  simula o aumento do percentual do sombreado simulado e é definido como fator de irradiância, calculado por  $\beta = \frac{S}{S_r}$ . Por exemplo, ( $\beta = 0.9$ ) significa que o módulo está 10% sombreado ou recebe uma irradiância de  $900 \text{ W/m}^2$ . Assim, se um módulo é sombreado, a sua corrente de curto circuito  $I_{scs}$  e a tensão de circuito aberto  $V_{ocs}$  podem ser escritas acordo com (4).

$$I_{scs} = \frac{S}{S_r} [I_{sc} + K_i (T - T_r)] \quad (4)$$

Neste trabalho, consideramos que todos os módulos operam com uma temperatura ( $T = 298,15 \text{ K}$ ). Assim, a diferença ( $T - T_r$ ) de temperatura é igual a zero. Logo,  $I_{scs}$  pode ser calculado conforme dado em (5).

$$I_{scs} = \frac{S}{S_r} \cdot I_{sc} \quad (5)$$

O sombreado de um ou mais módulos afeta significativamente a tensão de circuito aberto  $V_{ocs}$ . Portanto são estabelecidas (6) e (7) para um módulo parcialmente sombreado.

$$V_{ocs} = V_{oc} + D \quad (6)$$

$$D = V_t \ln (1 - \beta) \quad (7)$$

Com as informações fornecidas pelo fabricante, a tensão térmica (8) pode ser calculada conforme Mutoh et al. (2006).

$$V_t = \frac{1}{\left( \frac{1}{V_{mpp} - V_{oc}} \right) \ln \left( 1 - \frac{I_{mpp}}{I_{sc}} \right)} \quad (8)$$

A equação (8) representa o cálculo direto da tensão térmica, usando os parâmetros fornecidos na folha de dados.

Com base nos dados para o módulo Kyocera KS10, a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto para cada módulo fotovoltaico, em STC, são  $0,62 \text{ A}$  e  $21,52 \text{ V}$ , respectivamente. Portanto, o valor calculado de  $V_t$  é  $1,4996 \text{ V}$ . Assim, usando de (6) a (8), obtemos (9) para a tensão do módulo (dos Santos et al., 2011).

$$V = V_{oc} + V_t \ln \left( 1 - \frac{I}{I_{sc}} \right) \quad (9)$$

## 3. ASSOCIAÇÃO SÉRIE DE MÓDULOS PARCIALMENTE SOMBREADOS

Uma sequência fotovoltaica iluminada com  $n$  níveis de irradiância  $S_j$ , ( $j = 1, \dots, n$ ), classificados em ordem decrescente ( $S_j > S_{j+1}$ ), desenvolve até  $n$  MPPs locais. Ao mesmo tempo, existem  $n$  grupos de módulos uniformemente iluminados, cada um compreendendo  $N_j$  módulos fotovoltaicos que operam no mesmo nível de irradiância  $S_j$  (Batzelis et al., 2013).

Para começar e por simplicidade, três módulos fotovoltaicos ligados em série são considerados na Fig 2. Um módulo fotovoltaico é parcialmente sombreado, o qual recebe uma radiação de  $500 \text{ W/m}^2$ , enquanto que os outros dois módulos operam em STC. Ou seja, os módulos estão sujeitos a dois níveis diferentes de irradiância, nomeadamente,  $S_1$  e  $S_2$ , em que  $S_1 > S_2$ . O número de módulos em níveis diferentes é  $N_1$  e  $N_2$ , respectivamente.

A curva I-V é dividida em dois níveis. No nível 1, a corrente é fornecida pelos módulos com à irradiância  $S_1$  porque o outro módulo (parcialmente sombreado) é ignorado devido à menor irradiância. O número de módulos ignorados é  $N_2$ . Nesse nível de irradiância, as equações de tensão e corrente podem ser escritas conforme dado em (10) e (11), respectivamente (Quaschnig and Hanitsch, 1995; dos Santos et al., 2011).

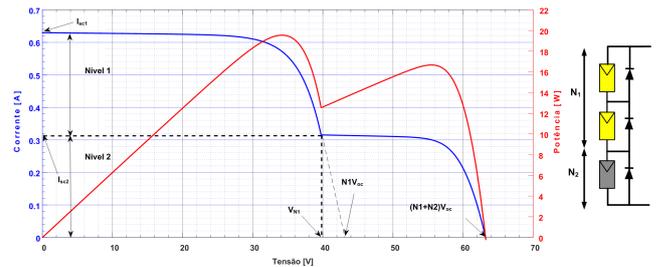


Fig. 2. Curva I-V de uma matriz coluna fotovoltaica com 2 níveis de irradiância.

$$V = N_1 \cdot V_{oc} - N_2 \cdot V_d \quad (10)$$

$$V = N_1 \cdot V_{oc}$$

onde  $V$  é a tensão do grupo de módulos completamente iluminados e  $V_d$  é a tensão do diodo de *bypass*. Como a tensão do o diodo *bypass* é muito pequena em comparação com a tensão da matriz fotovoltaica em questão, ela pode ser ignorada. A corrente  $I_1$  no nível 1 é dada por (11), que é válida para módulos completamente iluminados.

$$I_1 = I_{sc} \quad (11)$$

Usando as mesmas considerações, a corrente no nível 2 é fornecida por  $S_2$  do grupo  $N_2$ . Nesse caso,  $(N_1 + N_2)$  são os módulos responsáveis por gerar a energia. Assim, a tensão e corrente podem ser expressas conforme (12) e (13), respectivamente.

$$V_{oca} = V_{N1} + N_2 \cdot V_{oc} \quad (12)$$

$$I_2 = \frac{S_2}{S_r} \cdot I_{sc} = \beta_2 \cdot I_{sc} \quad (13)$$

Em (12)  $V_{oca}$  é a soma das tensões de circuito aberto fornecida pelos módulos  $N_1$  e  $N_2$ . A partir da Fig 2, observa-se o aparecimento na diferença de irradiância do grupo  $N_2$ . Portanto, a corrente de curto-circuito cai de  $I_{sc1}$  para  $I_{sc2}$ , criando um degrau ( $\beta_2$ ) de corrente. A tensão inicial para a etapa que constitui  $I_{sc2}$  é  $V_{N1}$ . Usando (9),  $V_{N1}$  pode ser calculado como dado em (14).

$$V_{N1} = N_1 \left[ V_{oc} + V_t \ln \left( 1 - \frac{S_2}{S_1} \right) \right] \quad (14)$$

### 3.1 Expressões para $n$ níveis de irradiância

Um exemplo simplificado de uma coluna fotovoltaica composta por três módulos, iluminados com diferentes níveis de irradiância (ou seja, um módulo por grupo), é mostrada na Fig 3. A curva P-V resultante apresenta três MPPs, associados à operação individual de cada módulo. O sistema fotovoltaico mostrado na Fig 3 é testado sob diferentes condições de sombreamento parcial. Dois módulos são parcialmente sombreados e recebem dois níveis de radiação diferentes, que são de 500 e 300  $W/m^2$ , e o terceiro módulo com 1000  $W/m^2$ . Mais duas observações são adicionadas às observações anteriores como se segue:

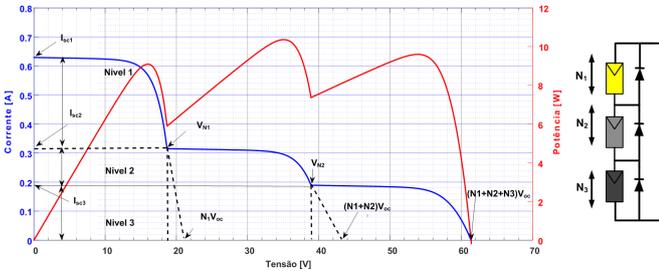


Fig. 3. Curva I-V e P-V de uma coluna fotovoltaica com 3 níveis de irradiância

- $I_{scs2}$  é a corrente de curto-circuito do módulo sombreado com irradiância mais elevada.

$$I_{scs2} = \frac{S_2}{S_r} \cdot I_{sc} = \beta_2 \cdot I_{sc} \quad (15)$$

- $V_{N2}$  é a tensão de circuito aberto do módulo não sombreado mais a soma das tensões de circuito aberto dos módulos sombreados, sem a tensão de circuito aberto do módulo de menor radiação. Portanto, a tensão da associação  $V_{oca}$  é dada por (16).

$$V_{oca} = V_{N2} + N_3 \cdot V_{oc} \quad (16)$$

$V_{N2}$  pode ser calculado em (17).

$$V_{N2} = V_{N1} + N_2 \left[ V_{oc} + V_t \ln \left( 1 - \frac{S_3}{S_2} \right) \right] \quad (17)$$

Portanto, a forma generalizada da tensão de cada grupo e associação de módulos em série pode ser expressa conforme (18) e (19), respectivamente.

$$V_{N,j-1} = V_{N,j-2} + N_{j-1} \cdot \left[ V_{oc} + V_t \ln \left( 1 - \frac{S_j}{S_{j-1}} \right) \right] \quad (18)$$

$$V_{oca} = \sum_{j=1}^n V_{N,j-1} + N_n \cdot V_{oc} \quad (19)$$

Note que se  $(n=1)$ ,  $V_N$  é igual a zero. Em (19),  $N_n$  é número de módulos que compõem o último grupo (módulos com irradiância mais baixa).

Para validar de (10) a (19), quatro casos foram estudados (conforme as especificações da Tabela 1, na qual  $M_i$ ,  $i = \{1, 2 \dots 6\}$  são módulos fotovoltaicos). Os módulos experimentaram os seguintes níveis de irradiância: (1000, 800, 500, 300 e 100)  $W/m^2$ . Usando seis módulos conectados em série, a curva simulada com os respectivos valores das tensões dos grupos  $V_{N1}$  até  $V_{N5}$  é mostrada na Fig 4. Para o caso 1, usando (14), o valor calculado de  $V_{N1}$  é de 61,38 V. Isso é consistente com o valor de simulação de 58,25 V.

$$V_{N1} = 3 \left[ 21,5 + 1,4996 \cdot \ln \left( 1 - \frac{500}{1000} \right) \right] = 61,38V$$

Para o caso 2, usando novamente (14), o valor calculado de  $V_{N1}$  é de 38,17 V. Além disso, usando (17), o valor calculado de  $V_{N2}$  é 78,16, o que está de acordo com o valor simulado de 78,59 V. A pequena diferença entre os valores calculados pelo método proposto e valores simulados pode ser considerado aceitável.

$$V_{N2} = 38,17 + 2 \left[ 21,5 + 1,4996 \cdot \ln \left( 1 - \frac{500}{800} \right) \right] = 78,16$$

Tabela 1. Padrões de sombreamento aplicados na validação.

Caso	Irradiância [ $W/m^2$ ]					
	$M_1$	$M_2$	$M_3$	$M_4$	$M_5$	$M_6$
1	1000	1000	1000	500	500	500
2	1000	1000	800	800	500	500
3	1000	1000	800	800	500	300
4	1000	1000	800	800	300	100

Os resultados simulados para os quatro casos podem ser vistos na Fig. 4. O procedimento para o cálculo das tensões dos subgrupos ( $V_{N1}$  até  $V_{N5}$ ) para os casos 2 e 3 é similar aos casos 1 e 2 e podem ser vistos na Tabela 2.

Tabela 2. Cálculo das tensões dos subgrupos.

Caso	$V_{N1}[V]$	$V_{N2}[V]$	$V_{N3}[V]$	$V_{N4}[V]$
1	61,38	-	-	-
2	38,17	78,23	-	-
3	38,17	78,23	98,35	-
4	38,17	58,20	78,32	99,22

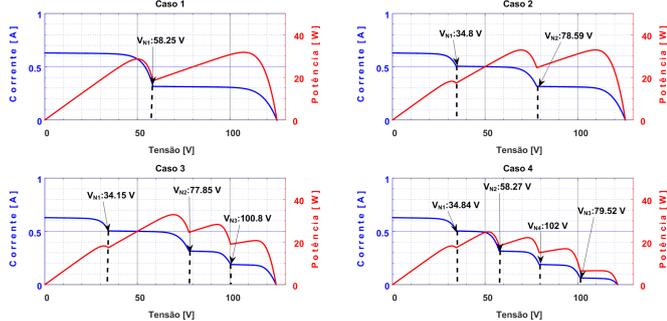


Fig. 4. Validação da tensão dos subgrupos.

#### 4. DETERMINAÇÃO DIRETA DE MPP EM MATRIZES FOTOVOLTAICAS PARCIALMENTE SOMBREADAS

Segundo Patel and Agarwal (2008b), os MPPs de uma matriz fotovoltaica com irradiância uniforme (nesse caso um único MPP) ou não uniforme (vários máximos locais), ficam localizados em torno dos múltiplos de  $0,8N \cdot V_{oc}$ . Uma análise para justificar essa afirmação foi desenvolvida por Kouchaki et al. (2013). Na verdade, o índice 0,8 amplamente relatado na literatura, é o resultado do quociente entre a tensão no ponto de máxima potência e a tensão de circuito aberto do módulo ( $\frac{V_{MPP}}{V_{oc}} = 0,8$ ). No entanto, se essa condição não é satisfeita, conforme pode ser visto na Fig 5, essa suposição não é mais verdadeira.

Uma matriz fotovoltaica composta por três módulos conectados em série é considerada na Fig. 5. Os módulos experimentaram os seguintes níveis de irradiância: (1000, 500 e 300 )  $W/m^2$ .

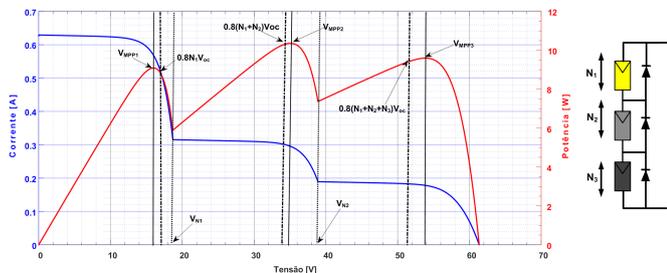


Fig. 5. Curvas I-V e P-V de uma coluna fotovoltaica com três módulos contendo três MPPs.

É importante salientar que o quociente entre a tensão no ponto de máxima potência e tensão de circuito aberto do módulo KS10 não é 0,8. Assim, a suposição de que os MPPs ocorrem em múltiplos de  $0,8N \cdot V_{oc}$  não é mais válida. Na verdade, é mais coerente afirmar que os MPPs ocorrem em múltiplos resultantes da relação ( $\frac{V_{MPP}}{V_{oc}}$ ). Assim, se um módulo é completamente iluminado, à sua tensão no ponto de máxima potência é igual a tensão fornecida nos dados do fabricante como visto em (20).

$$V_{MPP1} = \frac{V_{MPP}}{V_{oc}} \cdot N_1 \cdot V_{oc} = N_1 \cdot V_{MPP} \quad (20)$$

A equação (20) é válida para módulos operando em STC. Se um ou mais módulos são parcialmente sombreados, a sua tensão no ponto de máxima potência pode ser

calculada conforme relatado por dos Santos et al. (2011). A partir da Fig 5, podemos estabelecer (21) e (22).

$$V_{mpp2} = V_{N1} + N_2 \cdot V_{mpp} \quad (21)$$

$$V_{mpp3} = V_{N2} + N_3 \cdot V_{mpp} \quad (22)$$

No geral, se uma matriz fotovoltaica é sujeita a  $n$  níveis de irradiância, as tensões máximas locais podem ser calculada de acordo com (23).

$$V_{mpp,j} = V_{N,j-1} + N_j \cdot V_{mpp} \quad (23)$$

Para validar a precisão das expressões (20) a (23), uma matriz fotovoltaica, composta por seis módulos ligados em série, é estudada conforme as especificações da tabela 1.

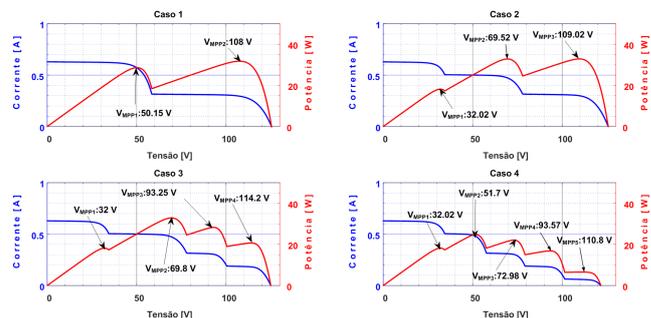


Fig. 6. Validação das equações dos MPPs por meio de simulações.

Os valores de tensão de máxima potência simulados são mostrados na Fig 6. Esses valores são comparados aos valores calculados usando (23). Para ajudar na discussão, o caso 2 é tomado como exemplo. No primeiro subgrupo, a irradiância dos dois primeiros módulos é  $1000 W/m^2$ . Como este é o primeiro subgrupo, o valor de  $V_{N,j-1}$  é zero. Assim, o valor da tensão no primeiro pico da curva pode ser calculado conforme (20).

$$V_{MPP1} = N_1 \cdot V_{MPP} = 2 \cdot 16,9V = 33,8V$$

Da mesma forma, no segundo subgrupo, dois módulos estão com  $800 W/m^2$  e o valor de  $V_{N1}$  é 38,17 V conforme calculado na seção anterior. Usando (21), o  $V_{MPP1}$  calculado é 71,97 V. No terceiro subgrupo, dois módulos estão 50% sombreados. Assim, o valor de  $V_{N,j-1}$ , ou seja,  $V_{N2}$  é 78,23 V em conformidade com (22). O valor resultante do terceiro pico é 112,03 V. Esse procedimento é repetido para os demais casos e os seus resultados podem ser vistos na Tabela 3.

As equações propostas apresentam uma precisão superior a 95 % na estimativa de máximos locais. Para o caso dois, o erro percentual entre o valor calculado e simulado no pico global é inferior a 3%, o que é considerado aceitável.

Tabela 3. Cálculo dos MPPs.

Caso	$V_{MPP1}$	$V_{MPP2}$	$V_{MPP3}$	$V_{MPP4}$	$V_{MPP5}$
1	50,7	112,08	-	-	-
2	33,8	71,97	112,03	-	-
3	33,8	71,97	95,13	115,25	-
4	33,8	55,07	75,10	95,22	116,12

As considerações feitas a respeito da tensão são aplicáveis para configuração série-paralelo. Nesse caso, a corrente total da matriz é a soma de todas as correntes das colunas que a compõe.

## 5. LIGAÇÃO SÉRIE-PARALELO

As definições fornecidas para a matriz coluna fotovoltaica são estendidas para o nível da matriz fotovoltaica série-paralelo. Os três módulos fotovoltaicos anteriores, conectados em série, são conectados em paralelo com outros três módulos fotovoltaicos conectados em série, conforme mostrado na Fig 7 (c). Cada um dos módulos, ligados em paralelo  $N_p$ , é iluminado por um número de  $n^i$  ( $i=1, \dots, N_p$ ) níveis de irradiância  $S_j^i$  classificados em ordem decrescente ( $S_j^i > S_{j+1}^i$ ), que dão origem a  $n^i$  máximo de MPPs locais na curva P-V da matriz fotovoltaica. A notação  $MPP_j^i$  é usada para esses MPPs, onde o sobrescrito  $i$  denota a coluna  $i$  examinada e o subscrito  $j$  o nível de irradiância  $S_j^i$ . O número de módulos em cada coluna, que apresentam o mesmo nível de irradiância  $S_j^i$ , é indicado como  $N_j^i$ .

Na Fig 7, os níveis de irradiância são distribuídos da seguinte forma: na primeira coluna, os módulos 1 e 2 recebem uma radiação de  $1000 \text{ W/m}^2$ , e o módulo sombreado recebe  $500 \text{ W/m}^2$ . Os três módulos fotovoltaicos na segunda coluna estão parcialmente sombreados e recebem uma irradiância de  $300 \text{ W/m}^2$ .

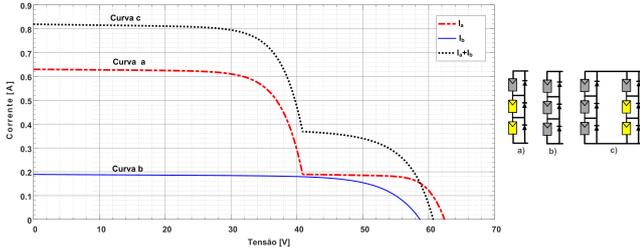


Fig. 7. Curvas características I-V.

- A curva **a** corresponde a coluna em que apenas um dos módulos é parcialmente sombreado.
- A curva **b** corresponde a coluna homogênea e sombreada.
- A curva **c** corresponde a configuração SP formada pelas duas colunas acima mencionadas.

Claramente, a corrente de saída PV é o somatório das correntes instantâneas de cada coluna. Assim, a partir da Fig. 7, deriva-se (24).

$$I_c = I_a + I_b \quad (24)$$

Se uma matriz fotovoltaica é formada n colunas, a corrente total é dada por (25).

$$I_{mat} = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (25)$$

Na Fig 8, cada linha da matriz contribui com uma corrente  $IL_j$  dando origem a vários MPPs e, cada  $MPP_j$  corresponde a uma linha da matriz em que o MPP está localizado. Porém, deve se ter cuidado para não cometer erros no cálculo desse mesmo  $MPP_j$ . Pois, nem sempre

as irradiâncias, de uma determinada matriz fotovoltaica, estão organizadas de forma decrescente, ou seja, pode existir o sombreamento aleatório.

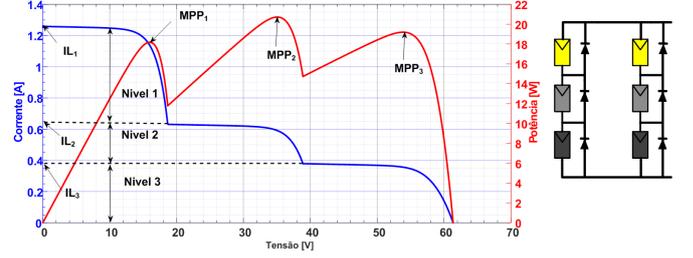


Fig. 8. Curvas características I-V e P-V de três módulos ligados em SP com diferentes níveis de irradiância.

Embora uma matriz possa estar sujeita a vários padrões de sombreamento, o  $MPP_1$  ou seja, o máximo local mais a esquerda sempre corresponde ao nível mais alto de irradiância de cada coluna que compõe a matriz, consequentemente, o  $MPP_2$  corresponde ao segundo nível e assim sucessivamente. A partir dessa observação são estabelecidas (26) e (27) conforme relatado por Batzelis et al. (2013).

$$\begin{cases} I_{MPP1} = I_{MPP} \cdot (\beta_1^1 + \beta_1^2 \dots + \beta_1^n) \\ I_{MPP2} = I_{MPP} \cdot (\beta_2^1 + \beta_2^2 \dots + \beta_2^n) \\ \vdots \\ I_{MPPn} = I_{MPP} \cdot (\beta_n^1 + \beta_n^2 \dots + \beta_n^n) \end{cases} \quad (26)$$

$$MPP_1 = \begin{cases} V_{MPP1} = N_1 \cdot V_{MPP} \\ I_{MPP1} = I_{MPP} \cdot (\beta_1^1 + \beta_1^2 \dots + \beta_1^n) \\ P_{MPP1} = V_{MPP1} \cdot I_{MPP1} \end{cases} \quad (27)$$

$$MPP_2 = \begin{cases} V_{MPP2} = V_{N1} + N_2 \cdot V_{MPP} \\ I_{MPP2} = I_{MPP} \cdot (\beta_2^1 + \beta_2^2 \dots + \beta_2^n) \\ P_{MPP2} = V_{MPP2} \cdot I_{MPP2} \end{cases} \quad (28)$$

$$MPP_{global} = \max \{P_{MPP1}; P_{MPP2}\} \quad (29)$$

As equações simplificadas são validadas por meio de simulações conforme pode ser visto na Fig 9. No processo de simulação, uma matriz fotovoltaica de duas colunas é considerada, onde cada coluna é composta por seis módulos fotovoltaicos, cujas especificações podem ser consultadas na Tabela 1.

Conforme pode ser visto na Tabela 4, as equações aqui implementadas foram aplicadas nos quatro casos mencionados. Os padrões de sombreamento são escolhidos de tal forma que a matriz fotovoltaica exiba mais de um máximo local em todos os casos, aumentando gradualmente os picos a cada caso simulado. O objetivo é observar o poder das equações em identificar os múltiplos picos para cada caso da Tabela 1. Usando as equações desenvolvidas, as potências correspondentes são calculadas, as quais estão listadas na Tabela 4 e comparadas aos valores simulados da Fig 9.

Por exemplo, para o caso 1, as potências podem ser calculadas da seguinte forma:

$$MPP_1 = \begin{cases} V_{MPP1} = 3 \cdot 16,9V = 50,7V \\ I_{MPP1} = 0,57 \cdot \left( \frac{1000}{1000} + \frac{1000}{1000} \right) = 1,14A \\ P_{MPP1} = V_{MPP1} \cdot I_{MPP1} = 57,8W \end{cases} \quad (30)$$

$$MPP_2 = \begin{cases} V_{MPP2} = 61,38V + 3 \cdot 16,9V = 112,08V \\ I_{MPP2} = 0,57 \cdot \left( \frac{500}{1000} + \frac{500}{1000} \right) = 0,57A \\ P_{MPP2} = V_{MPP2} \cdot I_{MPP2} = 63,88W \end{cases} \quad (31)$$

Note que no cálculo de  $V_{MPP2}$ , 61,38 V é o valor de  $V_{N1}$  calculado anteriormente. Portanto, o MPP global é o  $P_{MPP2}$  conforme estabelecido em (29), conforme mostrado na Tabela 4. Os erros percentuais 0,9% para  $P_{MPP1}$  e 0,5% para  $P_{MPP2}$  são considerados aceitáveis. O pico de potência calculado é cerca de 0,5% maior que o valor simulado.

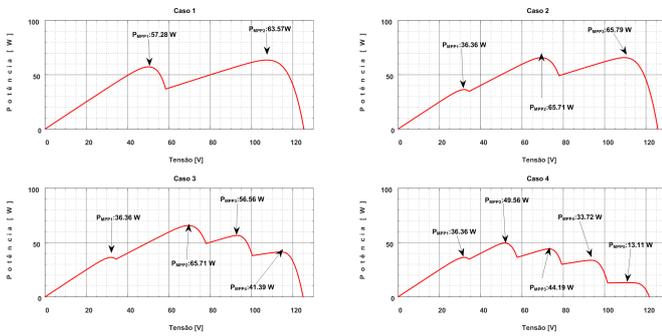


Fig. 9. Curva P-V para o cálculo das potências locais por meio de simulações.

Similarmente ao caso 1, nos casos 2, 3 e 4, as potências máximas foram calculadas aplicando as mesmas equações e os resultados podem ser vistos na Tabela 4.

Tabela 4. Cálculo das potências locais.

Caso	$P_{MPP1}$	$P_{MPP2}$	$P_{MPP3}$	$P_{MPP4}$	$P_{MPP5}$
1	57,80	63,88	-	-	-
2	38,53	65,63	63,85	-	-
3	38,53	65,63	54,22	39,41	-
4	38,53	50,22	42,80	32,56	13,23

Os resultados mostraram-se apropriados pois, com base na técnica de previsão proposta, as equações confirmam que a precisão desta técnica de previsão é superior a 98% para determinar picos de energia global e 95% para determinar os máximos locais.

## 6. RESULTADOS

A fim de avaliar a influência do sombreamento na eficiência da matriz fotovoltaica fez-se uma série de simulações. Nas simulações, os módulos completamente iluminados ( $1000 \text{ W/m}^2$  e  $298,15 \text{ K}$ ) são caracterizados por uma corrente de curto circuito igual a 0,62 A e uma corrente de máxima potência igual a 0,57 A. Em situações de sombreamento, tanto a corrente de curto circuito quanto a de máxima potência deverão ser corrigidas de acordo com o percentual

de sombreamento a que os módulos estão submetidos, ou seja, multiplicados pelo fator  $\beta$

O sombreamento de dois ou três módulos pode acontecer de modo que todos os módulos sombreados se encontrem na mesma coluna ou distribuídos em diferentes colunas, conforme as Figs. 10 e 11.

O posicionamento e o nível de irradiância dos módulos sombreadas interfere diretamente na energia gerada pela matriz fotovoltaica. Para irradiâncias maiores ou iguais a  $400 \text{ W/m}^2$  observa-se que uma maior potência de saída é obtida, nos casos em que os dois módulos sombreados estão agrupados em uma mesma coluna, conforme a Fig 10. O mesmo não se pode dizer quando as irradiâncias dos módulos sombreados são menores que  $400 \text{ W/m}^2$ . Nesse último caso, é melhor que os módulos estejam em colunas separadas e nota-se que a matriz fotovoltaica não sente mais a intensidade do sombreamento a partir de  $400 \text{ W/m}^2$ . Ou seja, a potência torna-se constante ( $39,1 \text{ Wp}$ ). Isso acontece porque se os módulos sombreados estiverem na mesma coluna, a potência máxima da matriz cairá proporcionalmente a intensidade do sombreamento até a irradiância de  $300 \text{ W/m}^2$ . Para irradiâncias menores que  $300 \text{ W/m}^2$ , a matriz não é mais susceptível ao sombreamento. Mas para dois módulos sombreados em colunas diferentes, esse ponto crítico é alcançado mais cedo, ou seja, entre 600 e  $500 \text{ W/m}^2$ .

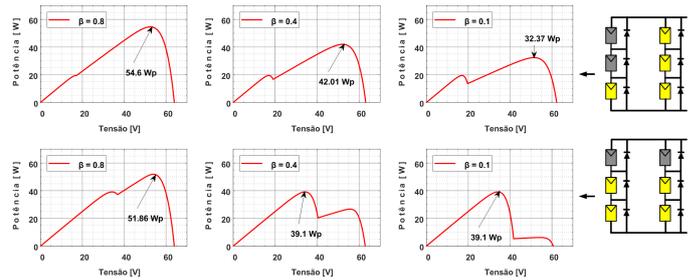


Fig. 10. Curvas P-V de uma matriz 3x2 com dois módulos sombreados.

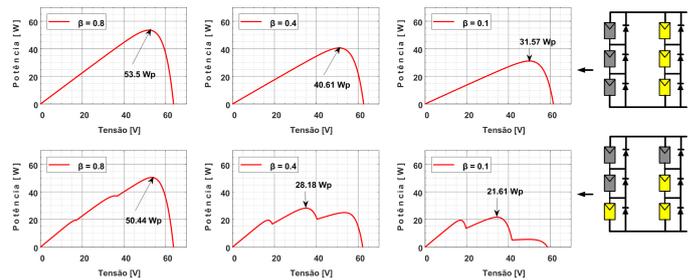


Fig. 11. Curvas P-V de uma matriz 3x2 com três módulos sombreados.

Na Fig. 11, observa-se que uma maior potência máxima é obtida nos casos em que os módulos sombreados estão agrupados em uma mesma coluna. Isso acontece porque ao agrupar os módulos sombreados em uma mesma coluna, os módulos completamente iluminados ficam livres para contribuir com toda a energia que estão produzindo. Assim, para essa condição, a potência sempre será maior que  $30 \text{ Wp}$ . Porém, quando os módulos estão agrupados

em diferentes colunas, a potência é limitada pelos módulos sombreados.

Observa-se, na Fig. 12, que uma maior potência máxima é obtida nos casos em que pelo menos três módulos sombreados estão agrupados em uma mesma coluna. Observa-se, também, que quando apenas dois módulos sombreados são agrupados em cada coluna, a potência deixa de ser susceptível ao sombreamento entre 400 e 100  $W/m^2$ . A partir deste ponto, a potência mantém-se em 18.18 Wp.

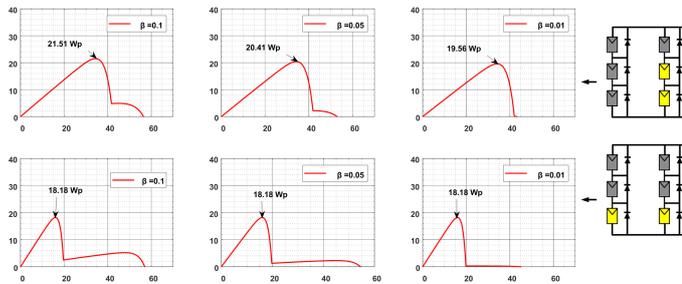


Fig. 12. Curvas P-V de uma matriz 3x2 com quatro módulos sombreados

A investigação da curva característica PV, sob diferentes números de módulos sombreados e percentual de sombreamento, sugere que a matriz fotovoltaica se torna insensível ao percentual de sombreamento quando a irradiância dos módulos sombreados atinge um determinado ponto crítico.

Sempre que o ponto crítico é atingido, o MPP global corresponde ao pico mais a esquerda ou seja ao primeiro máximo local. Essa é uma observação importante pois, pode ser incluída nas técnicas de rastreamento de máxima potência. Porque se se conhece a irradiância no qual o ponto crítico é atingido, conhece-se também a localização do máximo global. O pico de potência mais alto reduz significativamente à medida que a irradiância dos módulos sombreados diminui, independentemente do número de módulos sombreados na matriz fotovoltaica. Por outro lado, o pico de potência mais baixo, em todas as simulações, dificilmente muda à medida que a irradiância dos módulos sombreados diminui.

## 7. CONCLUSÃO

O sombreamento tem um efeito significativo na potência de saída da matriz fotovoltaica. Para mitigar os efeitos do sombreamento, diodos de *bypass* são conectados em anti-paralelo com os módulos fotovoltaicos.

Expressões analíticas foram desenvolvidas, apresentadas e validadas por meio de simulações. Os resultados obtidos demonstram que em uma matriz série-paralelo fotovoltaica parcialmente sombreada, se os níveis de irradiância estiverem acima do ponto crítico, a condição de menor impacto ocorre quando os módulos sombreados estão localizados na mesma coluna. Esse resultado é compatível com os resultados obtidos por dos Santos et al. (2011). No entanto, se os níveis de irradiâncias forem iguais ou inferiores ao ponto crítico, a condição de menor impacto ocorre quando os módulos sombreados estão localizados em coluna distintas. Por fim, conclui-se, os sistemas fotovoltaicos são sensíveis ao sombreamento até que um ponto crítico seja atingido.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio das seguintes instituições: UNIFEI, FAPEMIG, CNPq e CAPES.

## REFERÊNCIAS

- Batzelis, E.I., Routsolias, I.A., and Papathanassiou, S.A. (2013). An explicit pv string model based on the lambert  $w$  function and simplified mpp expressions for operation under partial shading. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 5(1), 301–312.
- Bergasse, E., Paczynski, W., Dabrowski, M., and De Wulf, L. (2013). The relationship between energy and socio-economic development in the southern and eastern mediterranean. *CASE Network Reports*, (412).
- de Oliveira Reiter, R.D., Michels, L., Pinheiro, J.R., Reiter, R.A., Oliveira, S.V.G., and Péres, A. (2012). Comparative analysis of series and parallel photovoltaic arrays under partial shading conditions. In *2012 10th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications*, 1–5.
- Dezso, S. and Yahia, B. (2008). On the impact of partial shading on pv output power. In *2nd WSEAS/IASME International Conference on Renewable Energy Sources (RES'08)*.
- dos Santos, P., Vicente, E.M., and Ribeiro, E.R. (2011). Relationship between the shading position and the output power of a photovoltaic panel. In *XI Brazilian Power Electronics Conference*, 676–681.
- Kouchaki, A., Iman-Eini, H., and Asaei, B. (2013). A new maximum power point tracking strategy for pv arrays under uniform and non-uniform insolation conditions. *Solar Energy*, 91, 221–232.
- Mutoh, N., Ohno, M., and Inoue, T. (2006). A method for mppt control while searching for parameters corresponding to weather conditions for pv generation systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 53(4), 1055–1065.
- Nguyen, X.H. (2015). Matlab/simulink based modeling to study effect of partial shadow on solar photovoltaic array. *Environmental Systems Research*, 4(1), 20.
- Patel, H. and Agarwal, V. (2008a). Matlab-based modeling to study the effects of partial shading on pv array characteristics. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 23(1), 302–310.
- Patel, H. and Agarwal, V. (2008b). Maximum power point tracking scheme for pv systems operating under partially shaded conditions. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 55(4), 1689–1698.
- Quaschnig, V. and Hanitsch, R. (1995). Numerical simulation of photovoltaic generators with shaded cells. in *Universities Power Engineering Conference*, 2(4), 6.
- Quaschnig, V. and Hanitsch, R. (1996). Influence of shading on electrical parameters of solar cells. In *Conference Record of the Twenty Fifth IEEE Photovoltaic Specialists Conference-1996*, 1287–1290.
- Silvestre, S., Boronat, A., and Chouder, A. (2009). Study of bypass diodes configuration on pv modules. *Applied Energy*, 86(9), 1632–1640.
- Villalva, M.G., Gazoli, J.R., and Ruppert Filho, E. (2009). Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays. In *2009 Brazilian Power Electronics Conference*, 1244–1254.