

Avaliação do impacto de sombreamentos parciais em um sistema fotovoltaico com microinversor¹

Impact evaluation of partial shadings in a microinverter photovoltaic system

Caio Felipe Abe²
João Batista Dias³

Resumo

Este trabalho apresenta uma avaliação do efeito de sombreamentos parciais em um módulo fotovoltaico por meio de simulação e análise experimental, considerando um sistema conectado à rede elétrica da concessionária com topologia de microinversor. Para as simulações, um modelo elétrico da célula fotovoltaica foi considerado, assim como métodos para identificação e translação de seus parâmetros, de acordo com as condições de irradiância solar e temperatura das células. Por sua vez, a avaliação experimental foi realizada através de medições de variáveis elétricas em um módulo fotovoltaico, o que foi feito empregando um traçador de curvas. Os resultados mostram que o sombreamento, além de reduzir a potência disponibilizada pelo módulo fotovoltaico, pode levar a tensão do ponto de máxima potência do módulo para valores fora da faixa de operação do rastreamento do ponto de máxima potência do microinversor, causando perdas adicionais no sistema.

Palavras-chave: Sistemas fotovoltaicos. Microinversor. Sombreamentos parciais.

Abstract

This paper presents an evaluation of partial shading effect in a photovoltaic module through simulation and experimental analysis, considering a system connected to the utility grid with microinverter topology. For the simulations, an electric model of the photovoltaic cell has been considered, as well as methods for identification and translation of its parameters, according to the solar irradiance and cell temperature conditions. On the other hand, the experimental evaluation has been carried out by performing electrical measurements in a photovoltaic module, which was done using a curve tracer. The results show that shading, in addition to reducing the power provided by the photovoltaic module, can take the maximum power point voltage to values outside the operating range of the microinverter maximum power point tracking, causing additional system losses.

Keywords: Photovoltaic systems. Microinverter. Partial shadings.

¹ Resumo de capítulo de trabalho de conclusão de curso em Engenharia Elétrica, Universidade do Vale do Rio dos Sinos (UNISINOS), São Leopoldo, RS, Brasil, sob orientação do Prof. Dr. João Batista Dias.

² Mestrando em Engenharia Mecânica, especialista em Energias Renováveis pelo Centro Universitário Internacional (UNINTER), Novo Hamburgo, RS, engenheiro eletricitista pela UNISINOS, técnico em Eletrônica pela Fundação Escola Técnica Liberato Salzano Vieira da Cunha (FETLSVC) Novo Hamburgo e revisor *ad hoc* do Journal of Photovoltaics do Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE). Técnico de Operação na Refap – Petrobras, Canoas, RS. E-mail: abe.caio@gmail.com

³ Licenciatura Plena em Física e curso de extensão em Melhoramentos do Ensino de Física pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS), Porto Alegre, RS, mestrado em Engenharia na área de Fenômenos de Transporte pela UFRGS, doutorado em Engenharia na área de Sistemas Fotovoltaicos Conectados na Rede pela UFRGS e pós-doutorado em Sistemas Fotovoltaicos em Conexão com a Rede Elétrica no Laboratoire de Systèmes Physiques de l'Environnement da Université de Corse, França. E-mail: joabd@unisinis.br
Artigo recebido em 16.04.2019 e aceito em 08.07.2019.

1 Introdução

A produção de energia elétrica, através de células fotovoltaicas (FV), é significativamente influenciada por fatores como sua área superficial, temperatura e intensidade de radiação solar incidente. Como a tensão produzida por células fotovoltaicas é muito baixa para a maioria das aplicações, elas são comumente associadas em série, formando os chamados módulos fotovoltaicos que, por sua vez, são particularmente sensíveis a sombreamentos, ainda que parciais. Quando as células de um módulo não recebem radiação solar na mesma proporção, devido a sombreamentos localizados ou parciais, os valores de corrente de curto-circuito (I_{sc}) das células do módulo passam a ser diferentes, com células sombreadas, apresentando menores valores, conforme mostrado por Wenham *et al.* (2007), Luque e Hegedus (2011) e Villalva e Gazoli (2012). Como os módulos possuem células conectadas em série, se as células que apresentam menor I_{sc} forem forçadas a operar com correntes mais altas, essas serão polarizadas inversamente, podendo entrar na região de ruptura, passando assim a consumir energia em vez de fornecer (ZILLES *et al.*, 2012). Isso faz com que o desempenho do módulo caia consideravelmente e, em alguns casos, pode causar danos irreversíveis nas células com menor I_{sc} devido à excessiva dissipação de potência em forma de calor, comprometendo o módulo de maneira permanente.

Uma solução comumente adotada para o problema de sombreamentos parciais é a inserção de um diodo de desvio (*by-pass*), paralelo a um grupo de células de maneira que, quando uma ou mais células desse conjunto estejam sob sombreamento, o diodo passe a conduzir a corrente fornecida pelas células que não estejam sombreadas (Luque e Hegedus (2011), Wenham *et al.* (2007) e Zilles *et al.* (2012). Além disso, a integridade das células sob sombreamento é garantida porque, havendo o desvio de corrente, não ocorre dissipação excessiva de calor nas mesmas. Conforme Luque e Hegedus (2011) e Villalva e Gazoli (2012), quanto menor o número de células em paralelo com um mesmo diodo *by-pass*, menor a redução da potência fornecida pelo módulo em caso de sombreamento parcial.

Assim, o presente trabalho visa quantificar o impacto de sombreamentos parciais sobre a potência máxima de um sistema fotovoltaico, levando-se em conta que esse esteja conectado a um microinversor. A primeira etapa da análise é a modelagem de um módulo fotovoltaico, utilizando o modelo de diodo único detalhado em Wenham *et al.* (2007) e Zilles *et al.* (2012), e métodos consolidados na literatura para

identificação (SERA; TEODORESCU; RODRIGUEZ, 2007) e translação (LINEYKIN; AVERBUKH; KUPERMAN, 2014) de seus parâmetros, de acordo com condições de irradiância solar e temperatura de célula. A validação do modelo leva em conta a análise de um módulo instalado no Laboratório de Energia Solar Fotovoltaica da Unisinos, em São Leopoldo-RS, com base em sua respectiva folha de dados. A etapa seguinte foi a avaliação das curvas do módulo, sob condições de sombreamento parcial, em uma pequena fração de sua área total. Essa etapa foi realizada por meio de um traçador de curvas de corrente em função da tensão (I-V) para módulos fotovoltaicos. Esse traçador foi desenvolvido pelos autores e sua construção e validação são mostrados em Abe *et al.* (2018). Por fim, com base nas curvas traçadas em cada condição, foi possível quantificar a redução de potência disponibilizada pelo módulo em função dos sombreamentos e seu impacto sobre a operação do microinversor.

2 Sistemas Fotovoltaicos com Microinversores

Na topologia de microinversores para sistemas fotovoltaicos, cada módulo possui sua própria unidade eletrônica, responsável pelo rastreamento do ponto de máxima potência (*maximum power point tracking* - MPPT) do módulo, aumento de tensão, conversão de corrente contínua (c.c.) para alternada (c.a.) e sincronização e conexão à rede da concessionária. Portanto, sua utilização descentraliza a conversão c.c./c.a. Essa característica é relevante, pois um inversor central é o componente de um sistema fotovoltaico tradicional mais provável de falhar (HARB *et al.*, 2013). Assim, os sistemas baseados em microinversores são mais confiáveis, flexíveis e modulares, considerando sua instalação e expansão, já que cada conjunto é composto por um módulo FV e sua própria unidade eletrônica, compartilhando apenas o barramento de c.a. com outros conjuntos. Além dessas vantagens, o estudo apresentado por Harb *et al.* (2013), mostra que, embora os microinversores apresentem um custo inicial mais alto, quando comparados à topologia tradicional de inversor central, eles podem facilmente compensar isso com aumento da captação de energia, visto que cada módulo FV irá operar em seu ponto ótimo. Outra vantagem citada no mesmo estudo diz respeito à segurança: como a topologia de microinversores não envolve conexão de módulos em série, as tensões de c.c. são baixas, assim como os riscos associados: ocorrência de choque elétrico e formação de arco elétrico. Dados todos os aspectos positivos mostrados pela topologia de microinversores, este estudo enfoca esse tipo de sistema fotovoltaico, a fim de avaliar suas limitações com relação a sombreamentos.

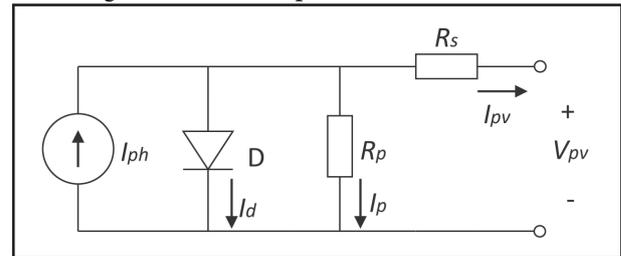
A maioria dos microinversores no mercado é projetada para operar com módulos de 72 ou 60 células que, normalmente, são dotados de três diodos de desvio. Cada diodo é conectado em paralelo a um grupo de células, referido como sub-módulo e, em situações de sombreamento parcial, a ativação de um ou mais diodos de desvio produz uma curva I-V com mais de um joelho, conforme mostrado por Zilles *et al.* (2012) e Villalva e Gazolli (2012). Por sua vez, a curva P-V apresenta mais de um pico, sendo que em certos casos de sombreamento parcial, o pico de potência com maior valor pode estar localizado à esquerda na curva de potência versus tensão (P-V), portanto, com tensão mais baixa, de acordo com Swingler (2010) e Zilles *et al.* (2012). Geralmente, os microinversores têm uma faixa de operação do MPPT que inicia em uma tensão relativamente alta. Por exemplo, a maioria dos microinversores Enphase e Lead Solar tem uma faixa de tensão de operação do MPPT com limite inferior em 27 V. Isso significa que eles não podem rastrear máximos localizados abaixo dessa faixa. Assim, considerando um módulo típico de 60 células, a ocorrência de sombreamento em uma única célula pode levar à ativação de um diodo de desvio que, por sua vez, pode levar à situação em que o ponto de potência máxima do módulo esteja localizado abaixo da faixa operacional (SWINGLER,

2010), tornando o MPPT do microinversor ineficaz no sentido de rastrear o ponto máximo global.

3 Modelagem e Simulação das Células Fotovoltaicas

O circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica, utilizando a modelagem com diodo único, é apresentado na figura 1 e suas relações de corrente são expressas em (1).

Figura 1 – Modelo para célula fotovoltaica



Fonte: Os autores (2019).

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

O parâmetro I_{ph} é a corrente fotogerada e I_{pv} é a corrente de saída da célula fotovoltaica. Substituindo a corrente do diodo I_d pela equação de Junção de Shockley e I_p pela equação de malha correspondente, obtém-se:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left[e^{\left(\frac{q(V_{pv} + I_{pv} R_s)}{n_c A K T_c} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{R_p}, \quad (2)$$

onde:

I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo, em A;

q é a carga elementar, $1,60217662 \times 10^{-19}$ C;

A é o fator de idealidade do diodo do diodo;

k é a constante de Boltzmann, $1,3806505 \times 10^{-23}$ J/K;

T_c é a temperatura das células do módulo, em K;

n_c é o número de células conectadas em série.

Um procedimento para a identificação dos parâmetros do modelo da figura 1, baseado em informações da folha de dados do módulo, é apresentado por Sera, Teodorescu e Rodriguez (2007). Os parâmetros extraídos da folha de dados devem ser referentes à condição padrão (STC), na qual a irradiância solar é de 1000 W/m^2 e a temperatura de célula é de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Consequentemente, os parâmetros do modelo,

calculados, através de tal procedimento, também estarão relacionados a essa condição. Os parâmetros I_{ph} e I_0 são calculados através das equações (3) e (4):

$$I_{ph} = I_0 e^{\left(\frac{q V_{oc}}{n_c A K T_c} \right)} + \frac{V_{oc}}{R_p} \quad (3)$$

$$I_0 = \frac{I_{sc} - \frac{V_{oc} - I_{sc} R_s}{R_p}}{e^{\left(\frac{q V_{oc}}{n_c A K T_c} \right)}} \quad (4)$$

Os três parâmetros restantes, R_s , R_p e A , podem ser calculados iterativamente, resolvendo o sistema de equações não lineares (5) (6) (7):

$$I_{mp} = I_{sc} - \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s - I_{sc} R_s}{R_p} - \left(I_{sc} - \frac{V_{oc} - I_{sc} R_s}{R_p} \right) e^{\frac{q(V_{mp} + I_{mp} R_s - V_{oc})}{n_c A K T_c}} \quad (5)$$

$$\left. \frac{dP}{dV} \right|_{P_{mp}} = I_{mp} + V_{mp} \frac{-\frac{q(I_{sc} R_p + I_{sc} R_s - V_{oc})}{n_c A K T_c R_p} e^{\frac{q(V_{mp} + I_{mp} R_s - V_{oc})}{n_c A K T_c}} - \frac{1}{R_p}}{1 + \frac{q(I_{sc} R_p + I_{sc} R_s - V_{oc})}{n_c A K T_c R_p} e^{\frac{q(V_{mp} + I_{mp} R_s - V_{oc})}{n_c A K T_c}}} + \frac{R_s}{R_p}} \quad (6)$$

$$-\left. \frac{1}{R_p} \right|_{I_{sc}} = \frac{-\frac{q(I_{sc} R_p + I_{sc} R_s - V_{oc})}{n_c A K T_c R_p} e^{\frac{q(I_{sc} R_s - V_{oc})}{n_c A K T_c}} - \frac{1}{R_p}}{1 + \frac{q(I_{sc} R_p + I_{sc} R_s - V_{oc})}{n_c A K T_c R_p} e^{\frac{q(I_{sc} R_s - V_{oc})}{n_c A K T_c}}} + \frac{R_s}{R_p}} \quad (7)$$

A translação dos parâmetros I_{ph} e I_0 deve ser realizada, quando a condição de operação difere da STC, de acordo com a temperatura de célula e a irradiância solar. O método de translação, proposto por Lineykin, Averbukh e Kuperman (2014), apresenta (8) e (9). Em (8), E_g é a energia de banda do semiconductor, que é 1,12 eV para silício monocristalino e 1,14 eV para silício multicristalino. Em (9), α é o fator térmico da corrente de curto-circuito, dado em $^{\circ}C^{-1}$ e disponibilizado nas folhas de dados dos módulos fotovoltaicos.

$$I_0 = I_{0,STC} \left(\frac{T_c}{T_{STC}} \right)^3 e^{\left(\frac{q E_g}{n K} \right) \left(\frac{1}{T_{STC}} - \frac{1}{T_c} \right)} \quad (8)$$

$$I_{ph} = I_{ph,STC} \left(\frac{G}{G_{STC}} \right) (1 + \alpha (T_c - T_{STC})) \quad (9)$$

O módulo fotovoltaico, objeto de análise neste trabalho, é do modelo SE265NPB, fabricado pela Sun Edison. Ele possui 60 células multicristalinas, totalizando potência nominal de 265 W. Através de uma rotina desenvolvida em MATLAB, que leva em conta as equações (3) a (7) e os valores dos parâmetros elétricos do módulo, referentes às condições STC e NOCT, mostrados no quadro 1, os parâmetros do modelo foram calculados e são apresentados no quadro 2. Cabe destacar que na condição NOCT (temperatura nominal de operação das células) a irradiância é de 800 W/m² e a temperatura das células é de 45 °C, para o módulo SE265NPB em particular.

Os parâmetros, mostrados no quadro 2, em conjunto com (2), (8) e (9) permitem a obtenção das curvas I-V e P-V do módulo sob análise, referentes às condições STC e NOCT. As curvas simuladas são mostradas na figura 2 e apresentam coerência com relação aos valores da folha de dados, representados pelos “X”, o que demonstra que a modelagem é adequada.

Quadro 1- Parâmetros externos do módulo SE265NPB

Parâmetro	Condição	
	STC	NOCT
V_{oc} (V)	37,81	35,46
I_{sc} (A)	9,24	7,45
V_{mp} (V)	30,71	28,57
I_{mp} (A)	8,63	6,9
P_{mp} (W)	265	197,3

Fonte: Os autores (2019).

Quadro 2 - Parâmetros do modelo para o módulo SE265NPB

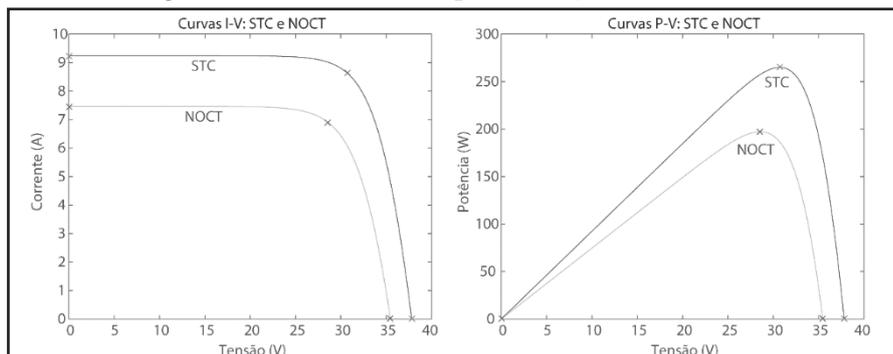
Parâmetro	Valor em STC
I_0 (A)	$2,597331 \times 10^{-10}$
I_{ph} (A)	9,240184
A	1,009569
R_s (Ω)	0,332082
R_p (Ω)	16645,18

Fonte: Os autores (2019).

4 Avaliação experimental das curvas I-V e P-V do módulo fotovoltaico

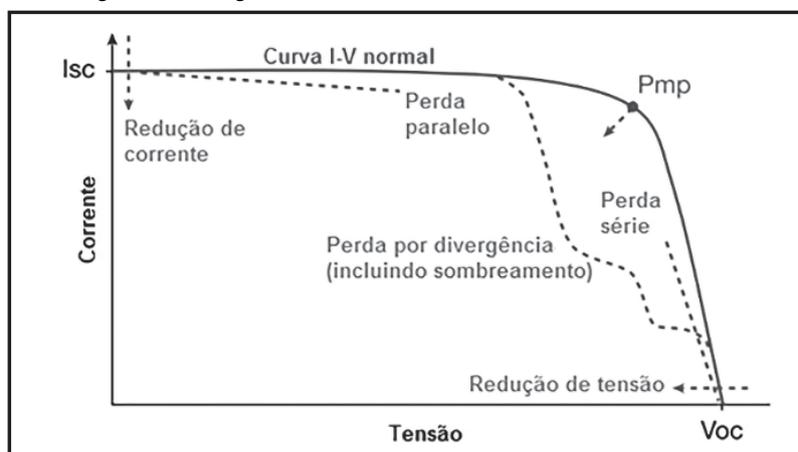
Fabricantes de módulos fotovoltaicos fornecem as curvas I-V características de seus produtos, considerando condições padronizadas ou STC. Porém, em condições reais de operação, a obtenção prática da curva I-V de um módulo ou de um arranjo permite avaliar sua resposta em termos de tensão e corrente, desde a condição de circuito aberto até a condição de curto-circuito, passando por todos os pontos de operação possíveis (HERNDAY, 2011). Pela análise da característica de uma curva I-V, é possível diagnosticar uma série de problemas, apresentados de forma resumida na figura 3, sendo que todas as anomalias mostradas atuam de maneira a levar o ponto de máxima potência em direção à origem, reduzindo seu valor.

Figura 2 – Curvas I-V e P-V para condições STC e NOCT



Fonte: Os autores (2019).

Figura 3 - Diagnóstico de defeitos, via análise da curva I-V



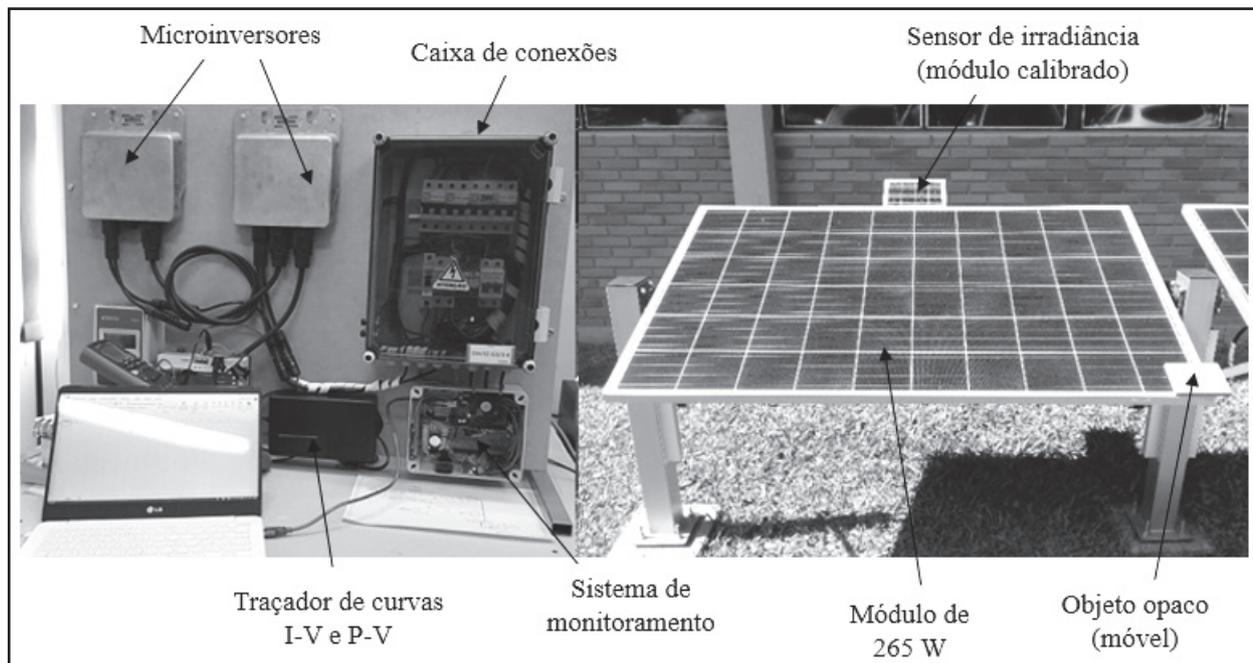
Fonte: adaptado de Hernday (2011).

Ainda de acordo com Hernday (2011), equipamentos para traçar curvas I-V de módulos ou arranjos estão disponíveis comercialmente. Graças à contínua redução de custos, tais equipamentos têm sido aplicados nos locais de instalação como ferramenta de diagnóstico: sua aplicação não é mais restrita apenas aos laboratórios de pesquisa e aos testes feitos pelos fabricantes de módulos em seus produtos. A obtenção das curvas de um módulo ou arranjo se torna ainda mais importante, quando esse está sujeito a sombreamentos parciais, já que isso causa modificações significativas no formato das suas curvas I-V e P-V. Tais alterações podem causar redução do desempenho de um sistema, sem que o motivo seja facilmente percebido pelo usuário que tenha à disposição apenas os dados referentes ao ponto de operação atual, por exemplo, tensão e corrente.

Para avaliar a influência de pequenos sombreamentos parciais sobre o formato das curvas I-V e P-V, foi utilizado o sistema experimental ilustrado na figura 4: à esquerda, é mostrado o painel de

equipamentos do sistema FV e, à direita, um módulo SE265NPB e um objeto opaco para produção de sombreamentos de tamanho variável, sobre uma célula do módulo. O teste foi realizado em dia de céu limpo, e as curvas, considerando diferentes condições de sombreamento, foram traçadas com medições individuais de irradiância e temperatura do módulo. A irradiância solar foi medida, empregando-se um pequeno módulo de características conhecidas, com ponto de operação posicionado próximo ao curto-circuito. A temperatura desse módulo sensor foi medida em seu centro e aliada ao valor da corrente de curto-circuito, permitiu o cálculo da irradiância solar, que é a mesma que incide sobre o módulo de 265 W, visto que as inclinações de ambos os módulos são coincidentes. Por sua vez, a temperatura média do módulo sob teste foi calculada com base em medidas realizadas com um pirômetro ótico, em três pontos sobre a diagonal, de maneira a considerar-se o gradiente de temperaturas ao longo da superfície.

Figura 4 – Sistema experimental

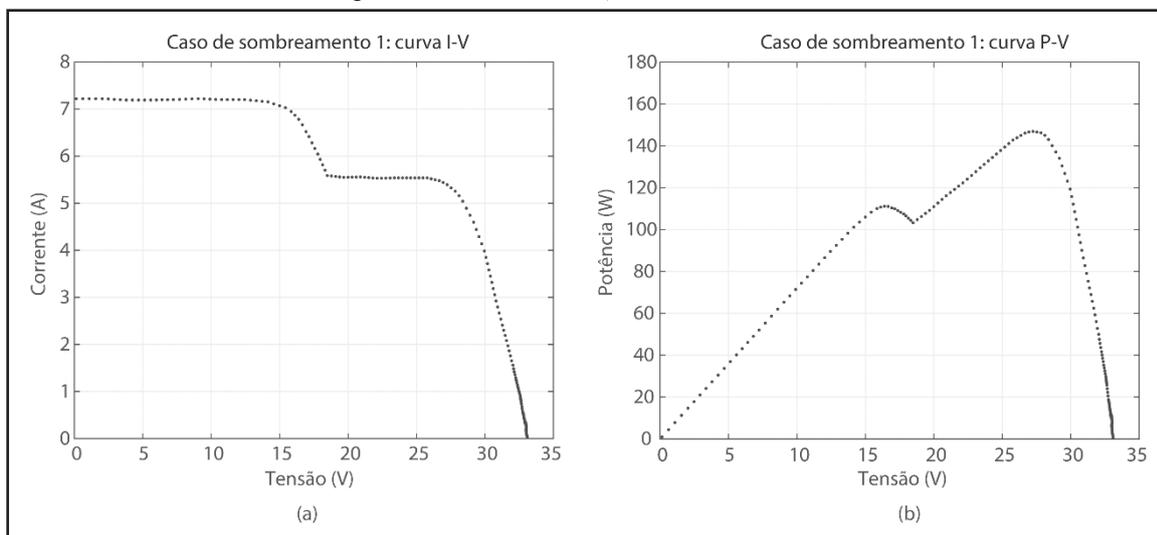


Fonte: Os autores (2016).

No primeiro teste, o objeto móvel foi posicionado de maneira a cobrir cerca de 25 % da área de uma das células do módulo, o que corresponde a sombrear 0,41 % da área útil do módulo. Durante

o teste, a temperatura média do módulo possuía valor de 62 °C e a irradiância era de 764 W/m². A figura 5 ilustra as curvas I-V e P-V, obtidas experimentalmente, através do traçador de curvas.

Figura 5 – Primeira situação de sombreamento

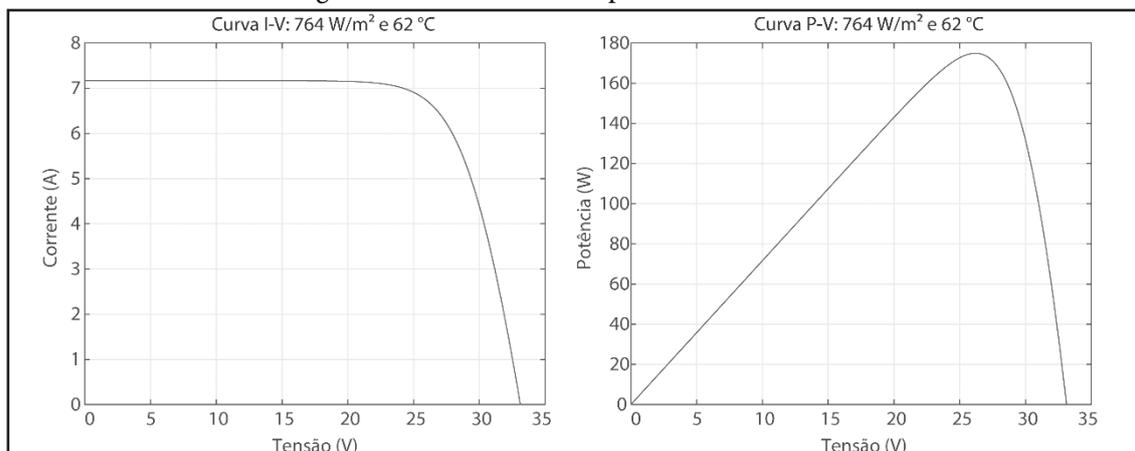


Fonte: Os autores (2019).

A curva P-V, na figura 5(b), mostra que há dois picos de potência: um, ocorrendo próximo a 16 V e com valor em torno de 110 W e, outro, em cerca de 27 V, que apresenta valor de potência

próximo de 150 W. Para fins de comparação, a figura 6 mostra as curvas simuladas para a mesma condição de irradiância e temperatura do módulo, sem sombreamento.

Figura 6 – Curvas I-V e P-V para 764 W/m² e 62 °C



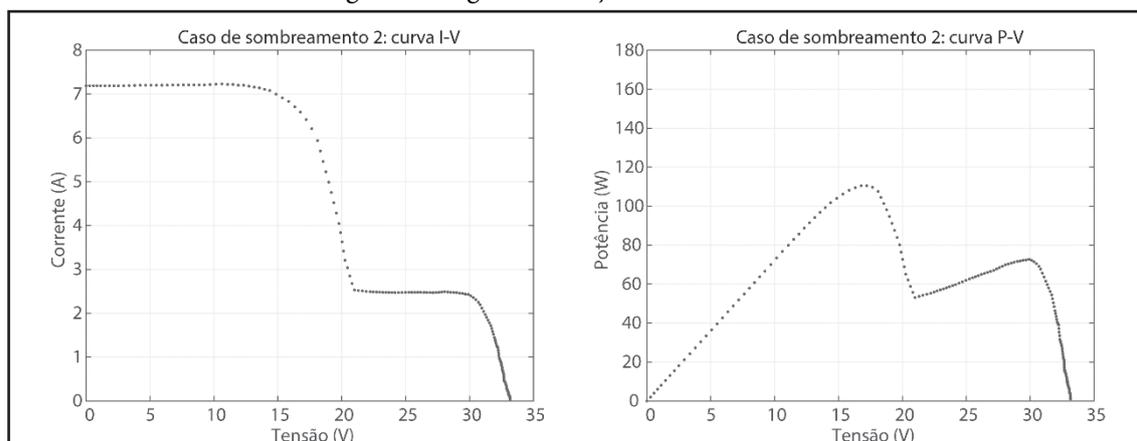
Fonte: Os autores (2019).

A análise das figuras 5 e 6 permite a avaliação de alguns pontos relevantes: além da notável diferença, quanto ao formato das curvas, é possível observar que a máxima potência na situação com sombreamento é cerca de 15 % menor do que na figura 6. Além disso, nota-se um desvio de cerca de 2 % no valor da corrente de curto-circuito, o que pode ter sido motivado tanto pelo erro associado à medição de irradiância, quanto por erro de medição de corrente por parte do traçador de curvas. Entretanto, o ponto mais relevante é que o sombreamento, comprometendo 0,41 % da área útil do módulo, causou uma redução em torno de 15 % na potência disponibilizada por esse.

O segundo teste levou em conta uma área maior comprometida por sombreamento, em torno de 70

% da área de uma célula, o que corresponde a 1,16 % da área útil do módulo. Tal proporção de sombreamento pode, na prática, ser causada, por exemplo, por uma folha de árvore que tenha repousado no módulo, durante um dia com vento e chuva. A figura 7 ilustra as curvas obtidas experimentalmente, enquanto o módulo estava sob tal situação de sombreamento. A condição ambiente de irradiância mudou muito pouco com relação ao teste anterior: o valor medido foi de 771 W/m². Como se trata de uma diferença de menos de 1 %, a figura 6 será novamente tomada como referência teórica para o comportamento do módulo sem sombreamento. É importante destacar que também não houve alteração significativa na temperatura do módulo no segundo ensaio, com relação ao primeiro.

Figura 7 – Segunda situação de sombreamento



Fonte: Os autores (2019).

Uma constatação imediata, quando se compara as curvas das figuras 5 e 7, é que, na última, o pico com maior valor na curva P-V se apresenta mais à

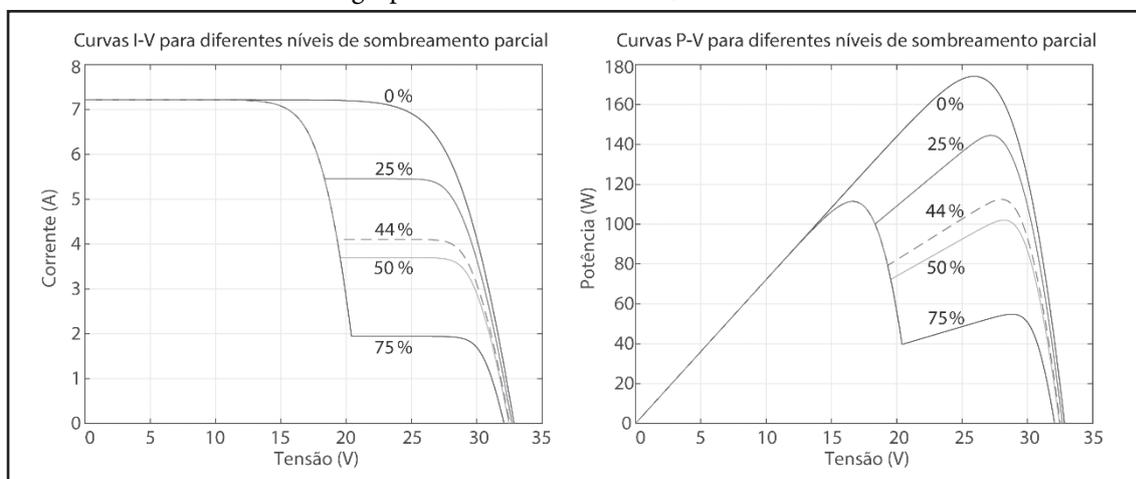
esquerda, portanto com menor valor de tensão, localizando-se em torno de 16 V e com potência de cerca de 110 W. Com relação à curva P-V teórica,

figura 6, observa-se redução de aproximadamente 35 % na potência, causada por sombreamento em apenas 1,16 % da área útil do módulo.

Para ilustrar o comportamento do módulo, quando submetido a sombreamentos em pequenas porções de sua área total, a figura 8 mostra as curvas I-V e P-V sob 764 W/m² e 62 °C simuladas no programa PSIM, de acordo com o percentual de sombreamento em células de um mesmo subgrupo, ou seja, células conectadas em paralelo ao mesmo diodo de desvio. Essas curvas apresentam coerência com as curvas experimentais das figuras 5 e 7. As curvas tracejadas estão associadas a sombreamento

em 44 % da área das células de um subgrupo e, nesse caso, observa-se que os valores de potência máxima na curva P-V são iguais. Nessa situação, ocorrendo aumento na área sombreada, o pico com maior valor de potência estará localizado à esquerda; ocorrendo redução da área sombreada, o pico com maior valor será encontrado à direita, com maior valor de tensão. Em resumo, é possível observar que, quanto maior o percentual de sombreamento sobre o módulo, maior é redução da potência disponibilizada. Além disso, a corrente de curto-circuito permanece a mesma, mas a tensão de circuito aberto apresentou uma pequena variação nessa simulação.

Figura 8 – Simulação: curvas I-V e P-V, para diferentes percentuais de sombreamento, em um subgrupo do módulo SE265NPB, sob 764 W/m² e 62 °C



Fonte: Os autores (2019).

As conclusões a respeito da tensão em que ocorre o valor máximo de potência se tornam de grande relevância, quando as especificações do microinversor são consideradas na análise. O microinversor utilizado com o módulo SE265NPB é fabricado pela SMA, modelo SunnyBoy 240. O limite inferior da faixa de tensão de funcionamento do rastreamento do ponto de máxima potência é de 23 V. Isso significa que, caso o ponto máximo de potência ocorra com tensão abaixo de 23 V, como na figura 7, ele não será rastreado: nesse caso, o MPPT irá localizar o ponto de 70 W, que ocorre em cerca de 30 V na figura 7. Conclui-se, a partir dessa mesma figura, que a limitação de tensão de atuação do MPPT causa redução de 40 W na potência fornecida pelo módulo. Isso consiste em uma fonte de perda que é associada ao problema do sombreamento parcial que, por si só, já causava perda de 35 % com relação à potência sem sombreamento, conforme as figuras 6 e 7.

5 Conclusão

Este trabalho abordou técnicas de identificação e translação de parâmetros do modelo elétrico com diodo único para células fotovoltaicas. A partir desse modelo, foi possível realizar simulações de um módulo fotovoltaico específico, considerando casos de operação normal e com sombreamento parcial. O emprego de um sistema experimental, contando com um traçador de curvas I-V, permitiu a avaliação prática da influência de sombreamentos em pequenas porções da área do módulo fotovoltaico, sobre o formato das curvas I-V e P-V e os respectivos valores de potência máxima. A avaliação do impacto de sombreamentos em pequenas porções do módulo, sobre a potência máxima que pode ser extraída dele, mostra que sombreamento em 0,41 % da área do módulo causou redução de 15 % na potência, com relação a uma situação sem sombreamentos. Por sua vez, sombreamento em 1,16 % da área do módulo ocasionou redução de 35 % no valor da potência

máxima, novamente com relação à operação normal. As perdas, ocasionadas por sombreamentos localizados, não se limitam ao que foi exposto até então: dadas as limitações do microinversor que esteja sendo utilizado, é possível que o máximo valor de potência não seja adequadamente rastreado, se estiver localizado em uma coordenada de tensão que esteja fora da faixa de operação do sistema de MPPT. Esse é o caso ilustrado na figura 7 que, em segunda análise, permite afirmar que, considerando o sombreamento em 1,16 % da área útil do módulo e as limitações operacionais do microinversor SB-240, a redução de potência chega a 60 %. Sendo assim, os autores esperam que este trabalho contribua para mostrar que, se por um lado a adoção da topologia de microinversores apresenta diversas vantagens, sobretudo quanto à descentralização da conversão eletrônica, independência entre os módulos do sistema e modularidade, por outro lado, cada conjunto deve ser posicionado de maneira a evitar a ocorrência de sombreamentos localizados, sob pena de haver significativa redução na potência entregue à rede. Uma ideia fundamental é de que as perdas, causadas por sombreamento parcial em sistemas fotovoltaicos, não são linearmente proporcionais e não se limitam à quantidade de área afetada.

Referências

- ABE, C. *et al.* Construction of an I-V curve tracer for a photovoltaic research and teaching platform. **International Journal of Advance Research and Development**, v. 5, p. 1757-1765, 2018.
- HARB, S. *et al.* Microinverter and string inverter grid-connected photovoltaic system: a comprehensive study. In: IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE, 39., 2013, Tampa. **Proceedings** [...]. New Jersey: IEEE, 2013.
- HERNDAY, P. Field applications for I-V curve tracers. **SolarPro Magazine**, p. 77-106, Aug./Sep. 2011.
- LINEYKIN, S.; AVERBUKH, M.; KUPERMAN, A. An improved approach to extract the single-diode equivalent circuit parameters of a photovoltaic cell/panel. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 30, p. 282-289, 2014.
- LUQUE, A.; HEGEDUS, S. **Handbook of photovoltaic science and engineering**. 2th ed. London: John Wiley & Sons, 2011.
- SERA, D.; TEODORESCU, R.; RODRIGUEZ, P. PV panel model based on datasheet values. In: IEEE INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON INDUSTRIAL ELECTRONICS, 2007, Vigo. **Proceedings** [...]. New Jersey: IEEE, 2007. p. 2392 – 2396, 2007.
- SWINGLER, A. **Photovoltaic string inverters and shade-tolerant maximum power point tracking: toward optimal harvest efficiency and maximum ROI**. Burnaby: Schneider Electric, 2010.
- VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. São Paulo: Érica, 2012.
- WENHAM, S. R. *et al.* **Applied photovoltaics**. 2th ed. London: Earthscan, 2007.
- ZILLES, R. *et al.* **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

