

Técnica híbrida de rastreamento do ponto de máxima potência global de sistemas fotovoltaicos

Caio M. A. Luz*, Fernando Lessa Tofoli**, Enio Roberto Ribeiro*

*Universidade Federal de Itajubá,
Av. BPS, 1303 - B. Pinheirinho 37500-903 Itajubá-MG, Brasil
(e-mails: caiomeiramaral@hotmail.com, enio.k@unifei.edu.br)

** Universidade Federal de São João del-Rei,
Praça Frei Orlando, 170 - B. Centro 36307-352 São João del-Rei-MG, Brasil
(e-mail: fernandolessa@ufsj.edu.br)

Abstract: Partial shading poses a problem for the accurate operation of photovoltaic (PV) systems. As a result of this condition, cells or modules absorb the power generated by the unshaded cells. To mitigate this inconvenient, bypass diodes are often connected in parallel with the cells or modules. However, the occurrence of multiples peaks in the power versus voltage (P - V) curve is observed and conventional maximum power point tracking (MPPT) techniques may fail to find the global maximum power point (GMPP). In this context, this work presents a hybrid solution based on the combination of the golden section optimization (GSO) and perturb and observe (P&O) techniques for PV systems. Simulation results are presented and thoroughly discussed considering several shading patterns in order to validate the theoretical assumptions and evaluate the proposed approach.

Resumo: O sombreamento parcial representa um problema para a operação correta dos sistemas fotovoltaicos (PV). Como resultado dessa condição, células ou módulos absorvem a energia gerada pelas células não sombreadas. Para superar esse inconveniente, diodos de desvio ou *bypass* geralmente são conectados em paralelo às células ou módulos. No entanto, a ocorrência de múltiplos picos na curva de potência versus tensão (P - V) é observada e as técnicas convencionais de rastreamento de ponto máximo de potência (*maximum power point tracking* - MPPT) podem não conseguir encontrar o ponto de potência máxima global (*global maximum power point tracking* - GMPPT). Neste contexto, este trabalho apresenta uma solução híbrida baseada na combinação das técnicas de otimização da seção áurea (*golden section optimization* - GSO) e perturba e observa (P&O) para sistemas PV. Resultados da simulação são apresentados e discutidos detalhadamente considerando vários padrões de sombreamento para validar as considerações teóricas e avaliar a abordagem proposta.

Keywords: GSO, MPPT, partial shading, P&O

Palavras-chaves: GSO, MPPT, Sombreamento parcial, P&O.

1. INTRODUÇÃO

Em virtude da baixa tensão dos módulos fotovoltaicos comerciais, torna-se necessária a conexão série desses dispositivos com a finalidade de aumentar a tensão de saída. Esse tipo de conexão, conhecida como *string* fotovoltaica, é sensível a qualquer tipo de desequilíbrio (*mismatch*) entre os elementos que a compõem, tal como sujeira, diferenças na orientação, erros de instalação ou fabricação dentre outros (Manganiello et al., 2015; Dolara et al., 2013). Entretanto, é importante salientar que a causa mais comum e severa de desequilíbrio é causada pelo sombreamento parcial. Essas adversidades reduzem severamente a potência gerada e, em situações mais intensas, causa um fenômeno conhecido como ponto quente (*hotspot*), que pode danificar de maneira permanente os elementos do sistema fotovoltaico (Herrmann et al., 1997; Ahsan et al., 2018).

A solução mais empregada para evitar esse problema consiste no uso do diodo *bypass*, o qual, na ocorrência de desequilíbrio, elimina o módulo afetado fornecendo um caminho de baixa resistência para a corrente extraída da *string*

(Silvestre et al., 2009). Embora essa estratégia impeça a perda de energia e danos causados por pontos quentes, constata-se o surgimento de um problema relacionado a deformação da curva potência versus tensão (P - V) dos sistemas fotovoltaicos. Essa deformação é caracterizada pelo surgimento de múltiplos picos, sendo que há um único ponto de máxima potência global (*global maximum power point* - GMPP) e vários pontos de máxima potência locais (*local maximum power point* - LMPP). As tradicionais técnicas de rastreamento da máxima potência (*maximum power point tracking* - MPPT) fundamentadas em subidas de colina, tais como o perturba e observa (P&O) e condutância incremental (CI) são ineficientes nessa situação e podem se perder facilmente em um LMPP (Ahmed and Salam, 2015).

Estratégias mais sofisticadas têm sido propostas nos últimos anos, sendo estas conhecidas como técnicas de MPPT global (*global MPPT* - GMPPT), (Ahmed and Salam, 2015). Uma das primeiras tentativas em desenvolver um algoritmo de GMPPT foi apresentado por Patel and Agarwal (2008). Mediante um extensivo estudo das características elétricas de uma matriz solar fotovoltaica, os autores descrevem seis

observações críticas do comportamento das curvas corrente versus tensão ($I-V$), nas quais fundamentam seu algoritmo. Entretanto, a estratégia é complexa e lenta, pois é necessária a verificação de todos os máximos locais da curva $P-V$.

As observações críticas realizadas por Patel and Agarwal (2008) serviram como base para melhorias em trabalhos posteriores. A estratégia desenvolvida por Murtaza et al. (2014) introduz um mecanismo denominado como *voltage limiting* (VLIM) que, ao detectar a tensão de operação referente ao GMPP, impede a verificação dos demais pontos que seriam desnecessários. Um algoritmo com princípio de funcionamento semelhante foi introduzido por Balasankar et al. (2017). Nessa estratégia, o GMPP é detectado por meio da inclinação da curva de potência $P-V$ e, assim como no método anterior, introduz um mecanismo que impede a verificação de pontos desnecessários. Apesar das estratégias mencionadas apresentarem avanços importantes, suas implementações ainda são complexas e necessitam de componentes adicionais para realizar a medição da tensão de circuito aberto.

Outro tipo de abordagem utilizada na determinação do GMPP de sistemas fotovoltaicos são as metodologias de meta-heurísticas bioinspiradas. Essas estratégias baseiam-se no comportamento de seres vivos na natureza, dentre as quais se podem citar: otimização por enxame de partículas (*particle swarm optimization* – PSO) (Ishaque et al., 2012); algoritmo de vagalume (*firefly algorithm* – FA) (Sundareswaran et al., 2014); e otimização do tipo lobo cinzento (*grey wolf optimization* – GWO) (Mohanty et al., 2015). Têm-se também os métodos fundamentados em lógica *fuzzy* (Algazar et al., 2012) e redes neurais artificiais. Esses algoritmos proporcionam bons resultados, mas é necessária uma fina sintonia de seus parâmetros e, em diversas situações, o ajuste torna-se complexo e não justifica a implementação (Ahmed and Salam, 2015).

Por fim, uma escolha de fácil implementação, que proporciona bons resultados e foi pouco abordada na literatura reside nos métodos por otimização matemática. Um método que realiza a busca do GMPP por meio da sequência de Fibonacci é proposto por Ahmed and Miyatake (2008). Apesar da estratégia possuir baixa complexidade de implementação e rápida convergência na busca do GMPP, em algumas situações essa abordagem pode apresentar falhas e se perder em um máximo local. Um aperfeiçoamento da estratégia Fibonacci, que possui um princípio de funcionamento semelhante e maior eficiência em relação à determinação do GMPP, é o método da seção áurea (*golden section optimization* – GSO) (Kheldoun et al., 2016).

Os métodos de GMPPT são importantes na determinação da máxima potência global, mas são lentos quando comparados às técnicas MPPT tradicionais. Nesse aspecto, é importante que as estratégias de GMPPT operem apenas na ocorrência do sombreamento parcial. Nesse âmbito, a estratégia GSO apresenta excelentes resultados quando comparada às demais contrapartes, mas não é capaz de fixar a máxima potência global após o rastreamento. Assim, é necessária uma constante atuação do método, que o torna ineficaz nessa situação.

Nesse contexto, esse artigo propõe uma adaptação da estratégia GSO para operar em conjunto com P&O. Com isso, o algoritmo torna-se capaz de operar em dois estágios, sendo o primeiro referente à determinação do GMPP por meio de GSO, ao passo que o segundo modo é baseado em P&O. O restante desse trabalho é organizado da seguinte maneira. Na seção 2, abordam-se alguns aspectos relevantes de sistemas

fotovoltaicos e a influência do sombreamento. Na seção 3, são apresentados o desenvolvimento e a implementação do método híbrido proposto. Uma análise computacional é desenvolvida na seção 4 para verificar a eficácia do método.

2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.1 Conceitos de célula, módulo e arranjo/matriz fotovoltaica

A célula fotovoltaica é a menor unidade de um sistema fotovoltaico, sendo responsável pela conversão direta da luz solar em energia elétrica. Tipicamente, uma única célula pode gerar uma tensão aproximada de 0,6 V e uma potência que não ultrapassa 5 W (Wirth et al., 2016). Com o intuito de alcançar maiores níveis energéticos, essas células são conectadas em série e/ou paralelo em configurações que passam a ser chamadas de módulos e, com isso, o nível de potência dos módulos comerciais pode alcançar 330 W. Entretanto, em diversas situações esses níveis de potência não atendem à demanda energética de uma determinada instalação. Assim, é necessário que os módulos fotovoltaicos sejam agrupados em configurações como série-paralelo (SP), *total cross-tied* (TCT) ou *bridge-linked* (BL), resultando nos chamados matrizes ou arranjos fotovoltaicos (Belhachat and Larbes, 2015).

2.2 Efeito do sombreamento

Quando uma *string* de módulos fotovoltaicos está submetida a um sombreamento parcial, conforme mostra a Fig. 1 (a), os módulos sombreados, que gerariam uma menor corrente elétrica, serão forçados a operar com a mesma corrente do módulo não sombreado. Isso levará os módulos sombreados a operarem na região da curva conhecida como região de polarização reversa representada na Fig. 2.

A região de polarização reversa é caracterizada por operar com tensões negativas e correntes positivas. Assim, a potência resultante do produto dessas duas grandezas torna-se negativa. Ou seja, um módulo sombreado passa a se comportar como uma carga consumindo potência do sistema e transformando-a em calor. Esse fenômeno é conhecido como ponto quente e pode elevar a temperatura do módulo afetado a valores superiores a 150 °C (Herrmann et al., 1997). É importante destacar que a quantidade de energia dissipada depende do grau de sombreamento em que célula está submetida e da corrente gerada pelos módulos não sombreados que compõem a *string*. Em circunstâncias extremas, o ponto de operação pode alcançar a tensão de ruptura e danificar, de maneira permanente, as células que constituem o módulo. Com isso, haverá a eliminação dessa *string* de todo o sistema fotovoltaico (Munoz et al., 2011).

Estudos foram realizados nas últimas décadas na tentativa de minimizar esse tipo de perda e, conseqüentemente, estender o tempo de vida útil dos dispositivos fotovoltaicos (Das et al., 2017). Dentre esses, a estratégia que mais se destaca devido à facilidade de implementação reside no uso de diodos *bypass* em paralelo com um conjunto de células ou módulos. O emprego do diodo *bypass* restringe o aumento da tensão reversa à medida que o sombreamento se torna mais severo. Para isso, o diodo fornece um caminho alternativo para a corrente gerada pelos módulos, conforme mostra a Fig. 1 (b) (Herrmann et al., 1997; Silvestre et al., 2009).

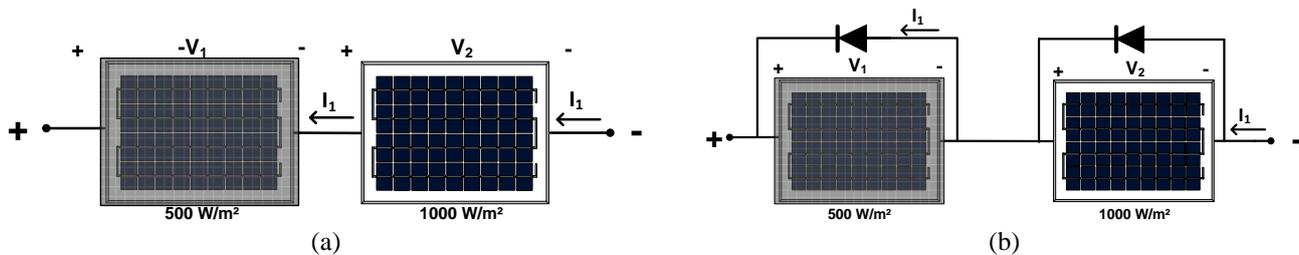


Fig. 1 - Módulos fotovoltaicos submetidos a níveis de irradiação não uniformes.

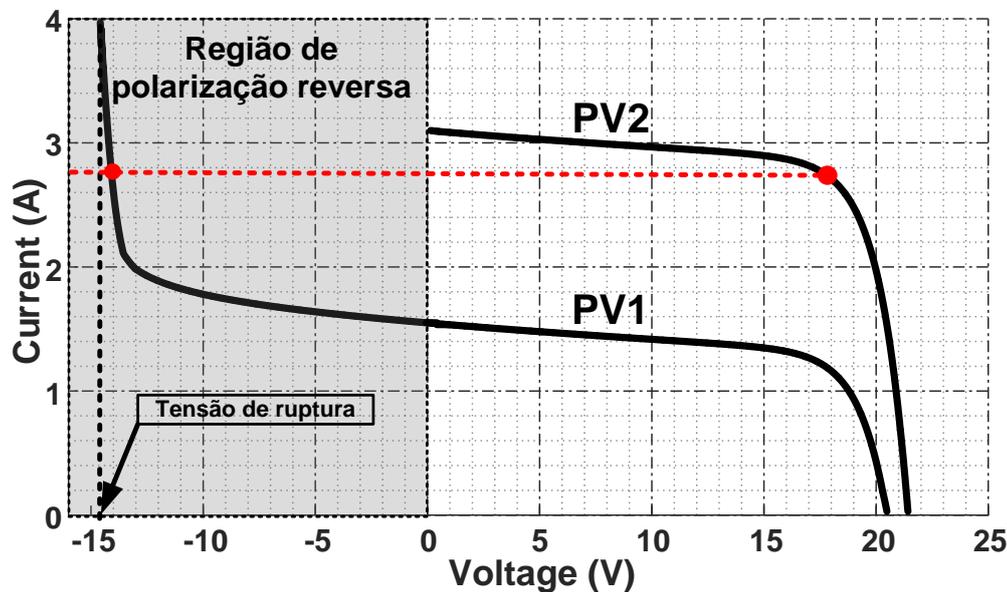


Fig. 2 - Operação do módulo fotovoltaico na região de polarização reversa.

O método do diodo *bypass* é a estratégia mais empregada em dispositivos comerciais. Embora consiga lidar de maneira adequada com o fenômeno dos pontos quentes e preservar a vida útil dos módulos, ainda há um sério problema relacionado à deformação da curva *P-V*. Esse aspecto é ilustrado na Fig. 3, na qual observa-se a recuperação energética proporcionada pelo método, bem como a distorção da curva *P-V*. Além disso, pode-se verificar que, devido à distorção da curva de potência, métodos tradicionais de MPPT como P&O e CI, que se baseiam no conceito de subida de colina, são ineficientes nessa situação, pois podem facilmente se perder em algum dos vários LMPP. Assim, constata-se a necessidade de estratégias mais adequadas para lidar com esse problema.

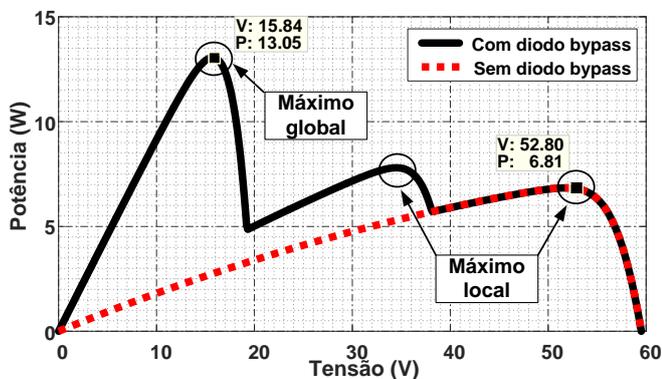


Fig. 3 - Recuperação energética e deformação da curva *P-V*.

3. DESENVOLVIMENTO E APLICAÇÃO DO ALGORITMO HÍBRIDO

3.1 Princípio da técnica GSO

A obtenção da proporção áurea é obtida da seguinte maneira. Considera-se um segmento de linha $[a, b]$ de comprimento L , dividido em dois subsegmentos, sendo o maior denominado L_1 e o menor L_2 , conforme ilustra a Fig. 4, de maneira que a expressão (1) seja válida.

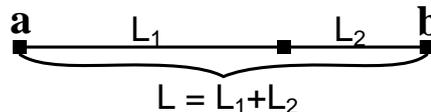


Fig. 4 - Segmento de reta $[a, b]$ dividido segundo a seção áurea.

$$\frac{L}{L_1} = \frac{L_1}{L_2} \quad (1)$$

Pode-se reescrever (1) como:

$$\frac{L_1 + L_2}{L_1} = \frac{L_1}{L_2} = \Phi \quad (2)$$

sendo Φ a razão áurea, dada pelo quociente entre L_1 e L_2 . Por meio da manipulação de (2), obtém-se a equação quadrática dada por (3).

$$\Phi^2 - \Phi - 1 = 0 \quad (3)$$

Considerando apenas a parte positiva, a solução de (3) resulta em (4).

$$\Phi = \frac{1 + \sqrt{5}}{2} = 1,618 \quad (4)$$

A seção áurea (α) é a razão entre L_1 e L_2 , correspondente à recíproca da razão áurea, é expressa por (5).

$$\alpha = \frac{1}{\Phi} = \Phi - 1 = 0,618 \quad (5)$$

Pode-se então usar a seção áurea α para gerar dois pontos X_1 e X_2 no espaço de pesquisa conforme (6), limitados pelo intervalo $[a, b]$.

$$\begin{aligned} X_1 &= a - 0,618(b - a) \\ X_2 &= b + 0,618(b - a) \end{aligned} \quad (6)$$

A função aptidão a ser maximizada $f(X_i)$ é avaliada nos pontos X_1 e X_2 , sendo que:

- se $f(X_1) < f(X_2)$, a abcissa do ponto máximo não pode ser menor que X_1 . Assim, conclui-se que o máximo se encontra entre $[X_1, b]$, que é adotado como o novo intervalo para a próxima iteração;
- caso contrário, isto é, $f(X_1) > f(X_2)$, a abcissa relacionada ao máximo ponto deve ser menor que X_2 . Portanto, o ponto máximo encontra-se no intervalo entre $[a, X_2]$ e, conseqüentemente, adota-se o intervalo $[a, X_2]$ na próxima iteração.

3.2 Aplicação da GSO em MPPT

Primeiramente, consideram-se os termos X_1 e X_2 como sendo os ciclos de trabalho D_1 e D_2 do conversor, respectivamente. Assim, é possível reescrever (6) como (7).

$$\begin{aligned} D_1 &= a - 0,618(b - a) \\ D_2 &= b + 0,618(b - a) \end{aligned} \quad (7)$$

Os intervalos $[a, b]$ são geralmente considerados como sendo correspondentes a $[0, 1]$. Para o funcionamento da técnica GSO, é necessária uma função de avaliação, que não é disponível em sistemas fotovoltaicos. Entretanto, pode-se avaliar a potência produzida para cada um dos ciclos de trabalho D_1 e D_2 em uma determinada iteração k . Assim, a função de aptidão é expressa por (8).

$$P(D_1^k) > P(D_2^k) \quad (8)$$

3.3 Implementação do algoritmo híbrido

A Fig. 5 ilustra o fluxograma do método desenvolvido. Para compreender o funcionamento dessa técnica, considera-se também a Fig. 6. Conforme a Fig. 5, após a inicialização dos parâmetros, o algoritmo começa a operar no estágio 1 referente a P&O. Esse modo é utilizado quando o sistema fotovoltaico está sob condição de sombreamento uniforme ou logo após a operação do bloco GSO, sendo responsável por fixar o ponto de operação na máxima potência. Quando o arranjo fotovoltaico é acometido por um sombreamento

parcial, o termo ΔP se torna maior que uma determinada tolerância. Assim, o algoritmo muda para o estágio 2.

A estratégia GSO começa com a inicialização do intervalo $[a, b]$, ou seja, $[0, 1]$, que são os limites máximos do ciclo de trabalho do conversor, e, por meio de (7), calculam-se os respectivos valores. Em seguida, determinam-se as respectivas potências e, por meio de uma comparação entre as mesmas, inicia-se a primeira iteração.

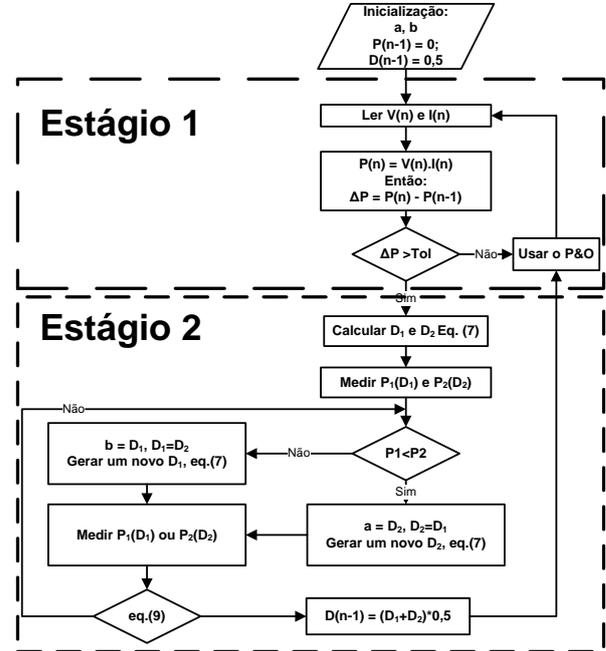


Fig. 5 - Fluxograma da técnica híbrida empregando GSO e P&O.

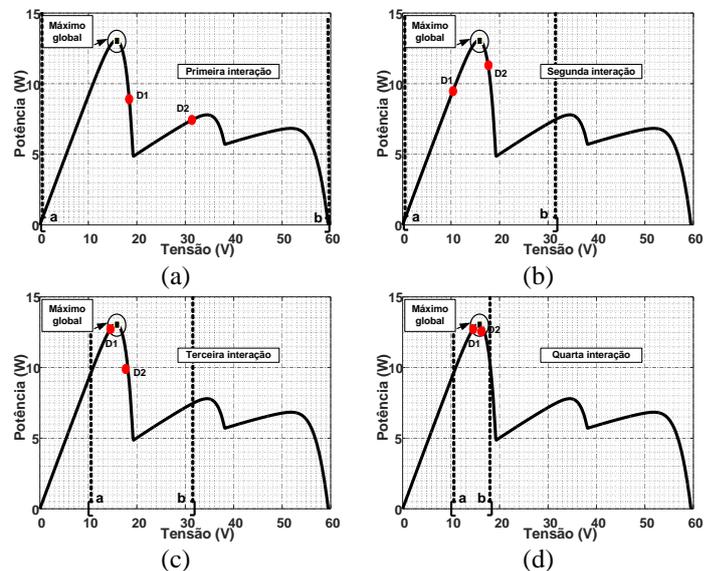


Fig. 6 - Estágios de operação da GSO.

Ao analisar a Fig. 6 (a) correspondente à primeira iteração, observa-se que a potência referente ao ciclo de trabalho D_1 é maior que a potência do ciclo de trabalho D_2 . Assim, o novo intervalo passa a ser $[a, D_2]$, conforme a Fig. 6 (b). Na segunda iteração, mediante o novo intervalo $[a, D_2]$, utiliza-se novamente (7) para determinar os novos valores de D_1 e D_2 . Em seguida, analisam-se novamente as potências produzidas por esses parâmetros. Entretanto, nessa iteração representada na Fig. 6 (b), a maior potência passa a ser produzida pelo ciclo

de trabalho D_2 . Assim, tem-se $[D_1, b]$ como sendo o novo intervalo na Fig. 6 (c).

Esse processo continua até que o valor absoluto da diferença dos ciclos de trabalho D_1 e D_2 seja menor que uma certa tolerância (tol), conforme expresso por (9) e ilustrado na Fig. 6 (d). Em seguida, após a condição (9) ser satisfeita, o método volta a operar no estágio 1 referente ao P&O, que fixa o ponto de operação na máxima potência global. Essa modificação elimina a necessidade da atuação continua do GSO.

$$|D_2 - D_1| \leq tol \quad (9)$$

4. ANÁLISE DA TÉCNICA POR SIMULAÇÃO

O circuito completo adotado nas simulações é apresentado na Fig. 7. Observa-se que a matriz fotovoltaica possui dimensão 3×3 , arranjada na configuração TCT. Os módulos utilizados são do tipo Komaes Solar® modelo KM(P) 5, cujas principais especificações são listadas na Tabela 1. Assim, em condições de teste padrão (*standard teste condition* – STC), a máxima potência do arranjo é de 45 W. Devido ao seu adequado desempenho no rastreamento da máxima potência de sistemas fotovoltaicos, o conversor empregado é do tipo SEPIC, que opera em uma frequência de comutação de 30 kHz (Duran et al., 2011).

Tabela 1 - Características elétricas do módulo KM(P) 5 em STC.

Parâmetros	Valor
Máxima potência	$P_{MPP} = 5W$
Tensão de máxima potência	$V_{MPP} = 17,56 V$
Corrente de máxima potência	$I_{MPP} = 0,286 A$
Tensão de circuito aberto	$V_{OC} = 21,52 V$
Corrente de curto circuito	$I_{SC} = 0,31 A$

4.1 Padrões de irradiância

Conforme o exposto até o momento, a característica da curva P - V de uma matriz fotovoltaica acometida por um sombreamento parcial é caracterizada pelo surgimento de um único GMPP e vários LMPPs. A posição e o formato desses picos são influenciados, principalmente, pelos padrões de sombreamento. Assim, para uma adequada análise do método desenvolvido e apresentado na seção 3.3, consideram-se três padrões distintos de sombreamento e, conseqüentemente, três diferentes pontos de máxima potência localizados em diferentes regiões do espaço de pesquisa, conforme ilustrado na Fig. 8.

4.2 Resultados e discussão

Nessa seção, são apresentados alguns resultados referentes ao método da GSO. Nesse estudo, adotam-se os seguintes indicadores:

- tempo de acomodação para operação em regime permanente de cada método;
- capacidade do método de encontrar o ponto de máxima potência;
- eficiência de cada método, calculada conforme (10).

$$\eta(\%) = \frac{\int_0^t V \cdot I dt}{\int_0^t P_{MPP} dt} \times 100 \quad (10)$$

No numerador da expressão (10), V e I representam, respectivamente, o valor da tensão e da corrente de cada teste. Mediante ao cálculo da integral, tem-se a potência extraída pelo método. Esse valor pode ser obtido mediante a função “trapz(x,y)” do MATLAB®. O parâmetro P_{MPP} corresponde ao ponto de máxima potência global da curva P - V , segundo mostra a Fig. 8. Para uma adequada padronização da análise, todos os testes foram realizados em um intervalo t de 1 segundo.

Na Fig. 9, têm-se os principais resultados do método desenvolvido. Constata-se que a técnica é capaz de determinar o GMPP em todas as três situações. A Tabela 2 resume os principais resultados desse método. A eficiência global é calculada segundo (10) e considerando todo o intervalo de teste. Entretanto, considerando a eficiência e cada método separadamente conforme (11), obtém-se o mesmo valor.

$$\eta = \eta_{GSO} \Delta t_1 + \eta_{P\&O} \Delta t_2 \quad (11)$$

Na expressão (11), η , η_{GSO} e $\eta_{P\&O}$ são a eficiência global, do estágio GSO e do estágio P&O, respectivamente; e Δt_1 e Δt_2 são os intervalos de tempo correspondentes à duração dos modos GSO e P&O, respectivamente.

Embora a técnica GSO possua maior velocidade de convergência e eficiência quando comparada a outras estratégias de GMPP, verifica-se que o tempo de atuação ainda é lento, isto é cerca de 0,16 s no caso dos testes realizados. Além disso, sua eficiência é baixa comparada ao método P&O. Com isso, verifica-se que a atuação do GSO no rastreamento do GMPP acarreta em uma diminuição da eficiência do sistema. Logo, é importante que o método GSO opere apenas na ocorrência do sombreamento parcial. Por outro lado, sistemas fotovoltaicos que operam apenas com o P&O podem se perder em um LMPP, acarretando em uma diminuição ainda maior da eficiência do sistema. Outro aspecto que deve ser mencionado é que o tempo adotado nos testes foi de 1.0 s. À medida que o tempo aumenta e se não houver outra atuação do GSO, a eficiência tende a aumentar.

No segundo estágio, após o rastreamento do GMPP por meio do método GSO, o algoritmo volta a operar no modo P&O, conforme mostra a Fig. 9. Há uma fixação do GMPP e a menos que o sombreamento parcial ocorra novamente, não haverá a necessidade de uma nova iteração para execução da técnica GSO. Isso acarreta uma menor atuação do GSO e, conseqüentemente, isso implica a maior eficiência do sistema.

5. CONCLUSÕES

Uma adaptação da estratégia da GSO para operar com conjunto com o P&O foi proposta nesse artigo, sendo que o método pode operar em dois estágios. A primeira instância, composta pelo GSO, realiza o rastreamento do GMPP, ao passo que o segundo estágio fixa o ponto de operação por meio do P&O. O método foi avaliado computacionalmente para três padrões de sombreamento com GMPPs localizados em diferentes regiões do espaço de pesquisa, demonstrando boa capacidade na extração da máxima potência do arranjo.

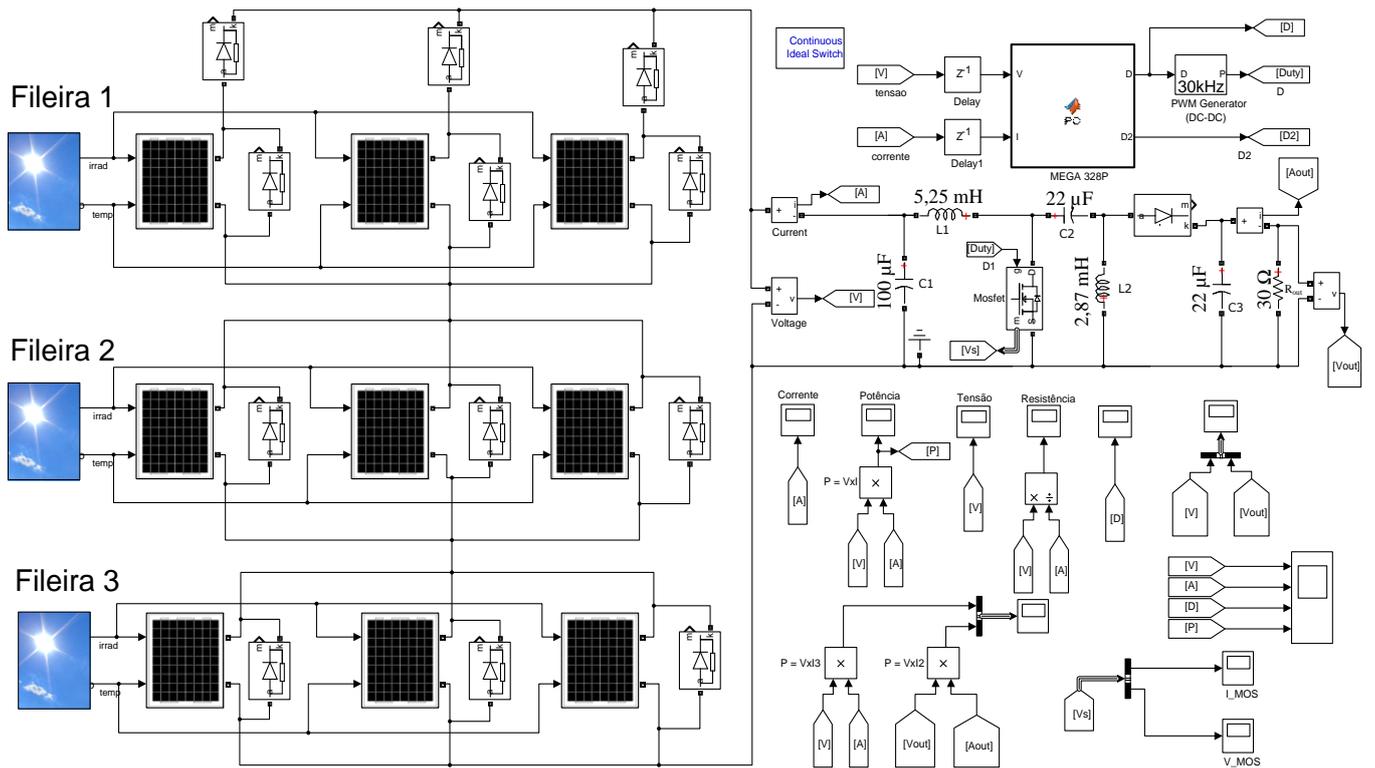


Fig. 7 – Circuito utilizado na simulação do sistema fotovoltaico.

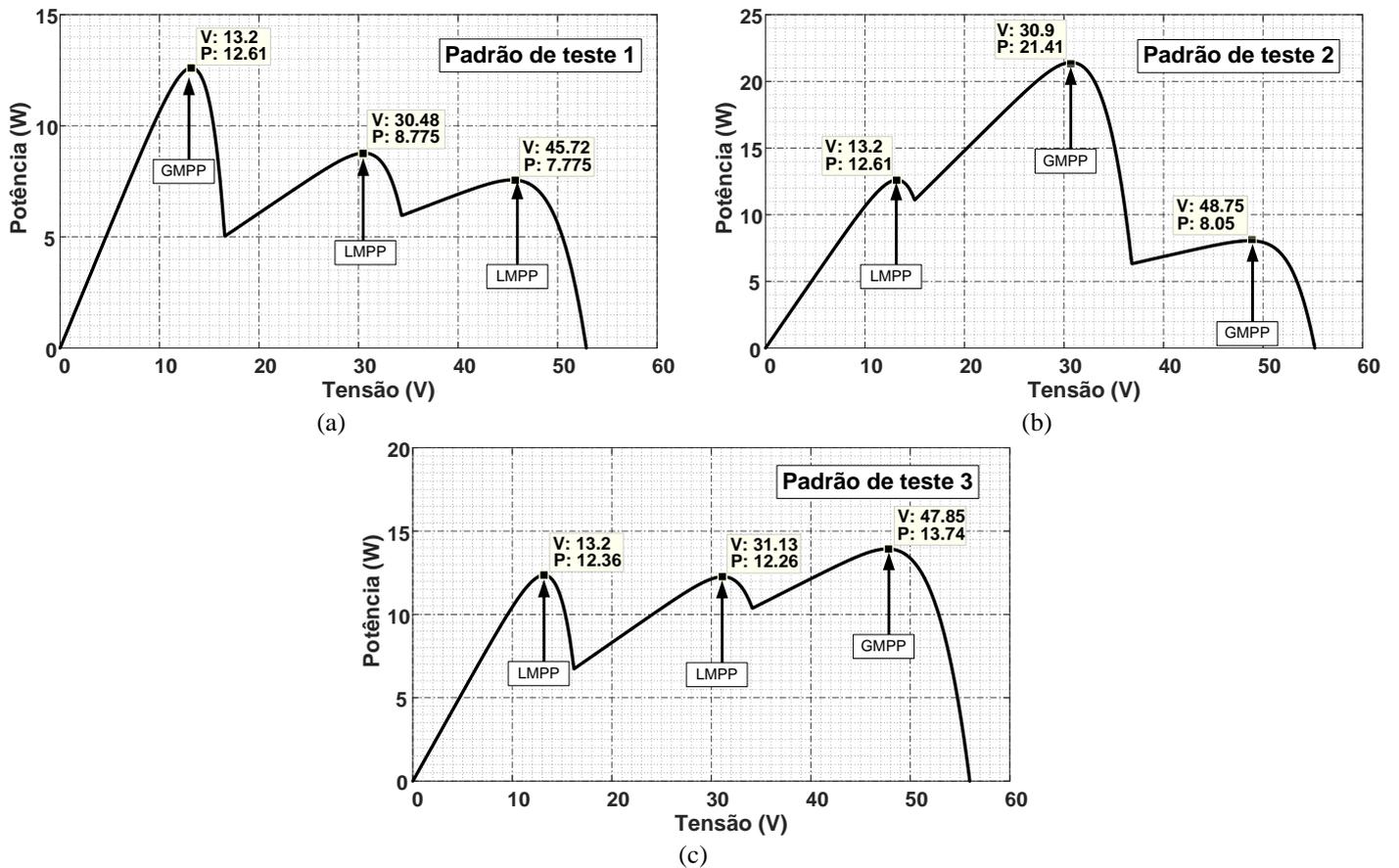


Fig. 8 - Curva P-V para diferentes padrões de sombreamento: (a) #1, (b) #2 e (c) #3.

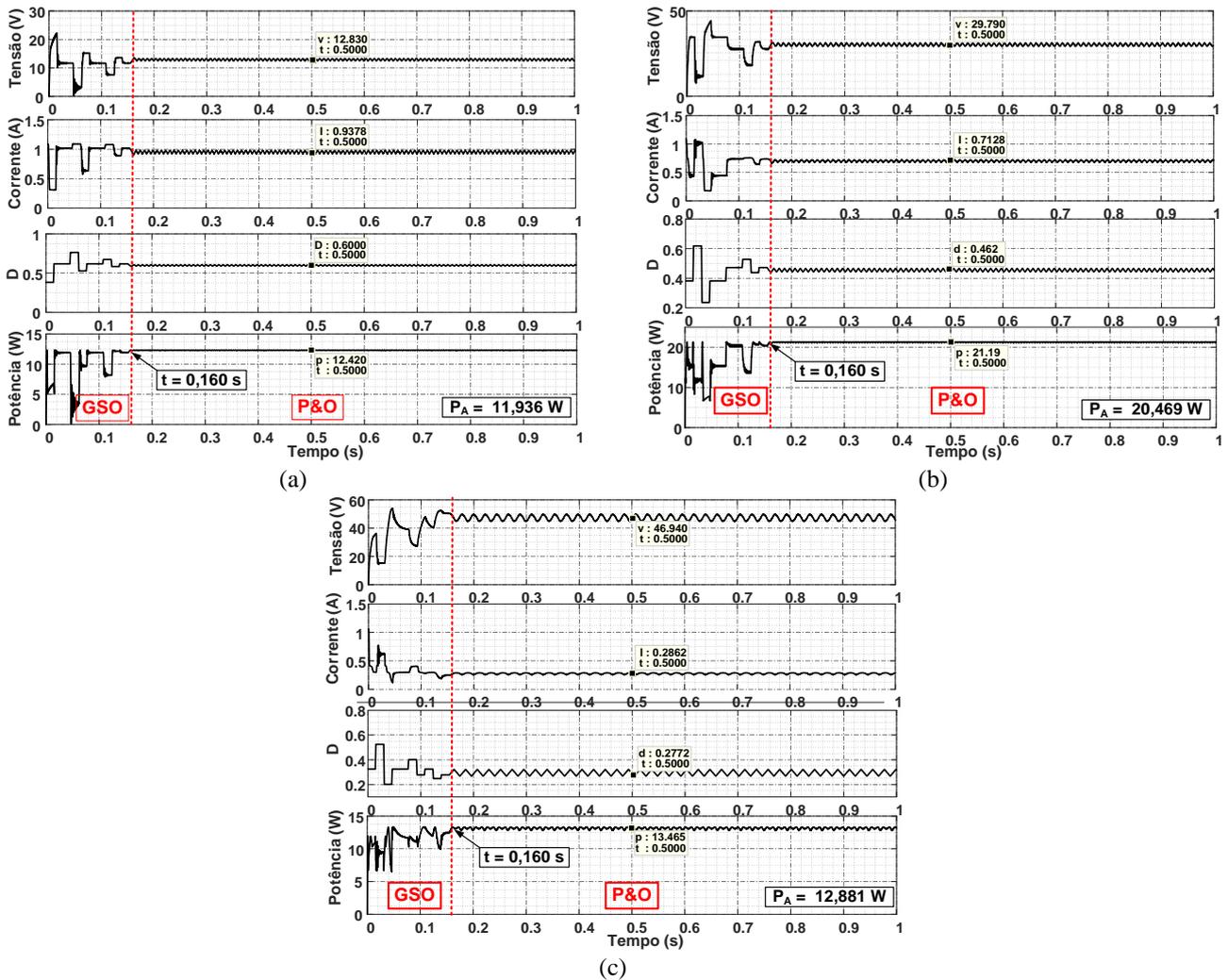


Fig. 9 - Resultados de simulação obtidos para diferentes padrões de sombreamento: (a) #1, (b) #2 e (c) #3.

Tabela 2 – Resultados obtidos para a simulação do sistema empregando a técnica de GMPPT híbrida.

Padrão	GMPP encontrado?	Tempo de Acomodação	Potência Recuperada	Máxima Potência (P_{MPP})	Eficiência Global	Eficiência GSO	Eficiência P&O
#1	Sim	0,160 s	11,936 W	12,61 W	94,66%	74,59%	98,50%
#2	Sim	0,160 s	20,469 W	21,41 W	95,50%	76,94%	99,05%
#3	Sim	0,160 s	12,881 W	13,74 W	93,75%	71,35%	98,03%

A redução da eficiência verificada nos resultados é decorrente do tempo de acomodação associado ao rastreamento do GMPP em virtude do GSO. Entretanto, é importante salientar que essa é uma característica inerente aos métodos de estratégias de GMPPT. Nesse contexto, constata-se que a integração do P&O ao método GSO consiste em uma melhoria significativa, pois após a determinação do GMPP há uma fixação desse ponto, tornando desnecessária uma nova execução do modo GSO do algoritmo. Como consequência, há um aumento na eficiência em comparação com a técnica GSO convencional.

AGRADECIMENTOS

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

REFERÊNCIAS

- Ahmed J and Salam Z. (2015). A critical evaluation on maximum power point tracking methods for partial shading in PV systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 47: 933-953.
- Ahmed NA and Miyatake M. (2008). A novel maximum power point tracking for photovoltaic applications under partially shaded insolation conditions. *Electric Power Systems Research* 78: 777-784.
- Ahsan S, Niazi KAK, Khan HA, et al. (2018). Hotspots and performance evaluation of crystalline-silicon and thin-film photovoltaic modules. *Microelectronics Reliability* 88: 1014-1018.
- Algazar MM, El-Halim HA and Salem MEEK. (2012). Maximum power point tracking using fuzzy logic

- control. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 39: 21-28.
- Balasankar R, Arasu GT and Raj JCM. (2017). A global MPPT technique invoking partitioned estimation and strategic deployment of P&O to tackle partial shading conditions. *Solar Energy* 143: 73-85.
- Belhachat F and Larbes C. (2015). Modeling, analysis and comparison of solar photovoltaic array configurations under partial shading conditions. *Solar Energy* 120: 399-418.
- Das SK, Verma D, Nema S, et al. (2017). Shading mitigation techniques: State-of-the-art in photovoltaic applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 78: 369-390.
- Dolara A, Lazaroiu GC, Leva S, et al. (2013). Experimental investigation of partial shading scenarios on PV (photovoltaic) modules. *Energy* 55: 466-475.
- Duran E, Andujar J, Segura F, et al. (2011). A high-flexibility DC load for fuel cell and solar arrays power sources based on DC-DC converters. *Applied energy* 88: 1690-1702.
- Herrmann W, Wiesner W and Vaassen W. (1997). Hot spot investigations on PV modules-new concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes. *Conference Record of the Twenty Sixth IEEE Photovoltaic Specialists Conference-1997*. IEEE, 1129-1132.
- Ishaque K, Salam Z, Amjad M, et al. (2012). An improved particle swarm optimization (PSO)-based MPPT for PV with reduced steady-state oscillation. *IEEE transactions on Power Electronics* 27: 3627-3638.
- Kheldoun A, Bradai R, Boukenoui R, et al. (2016). A new Golden Section method-based maximum power point tracking algorithm for photovoltaic systems. *Energy Conversion and Management* 111: 125-136.
- Manganiello P, Balato M and Vitelli M. (2015). A survey on mismatching and aging of PV modules: The closed loop. *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 62: 7276-7286.
- Mohanty S, Subudhi B and Ray PK. (2015). A new MPPT design using grey wolf optimization technique for photovoltaic system under partial shading conditions. *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 7: 181-188.
- Munoz M, Alonso-García MC, Vela N, et al. (2011) Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions. *Solar energy* 85: 2264-2274.
- Murtaza A, Chiaberge M, Spertino F, et al. (2014). A maximum power point tracking technique based on bypass diode mechanism for PV arrays under partial shading. *Energy and Buildings* 73: 13-25.
- Patel H and Agarwal V. (2008). Maximum power point tracking scheme for PV systems operating under partially shaded conditions. *IEEE transactions on industrial electronics* 55: 1689-1698.
- Silvestre S, Boronat A and Chouder A. (2009). Study of bypass diodes configuration on PV modules. *applied energy* 86: 1632-1640.
- Sundareswaran K, Peddapati S and Palani S. (2014). MPPT of PV systems under partial shaded conditions through a colony of flashing fireflies. *IEEE transactions on energy conversion* 29: 463-472.
- Wirth H, Weiß K-A and Wiesmeier C. (2016). *Photovoltaic modules: Technology and reliability*: Walter de Gruyter GmbH & Co KG.