

MPPT-PSO DETERMINÍSTICO APLICADO ÀS CONDIÇÕES DE SOMBREAMENTO NÃO UNIFORME EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

JOSÉ SANDOVAL DIAS*, ANDRÉ PIRES NÓBREGA TAHIM*, ANTONIO CEZAR DE CASTRO LIMA*

**Departamento de Engenharia Elétrica (DEE) da Universidade Federal da Bahia (UFBA)*
Rua Professor Aristides Novis, nº 02, Federação, CEP 40210-630
Salvador, Bahia, Brasil

Emails: jsjunior07@gmail.com, atahim@ufba.br, acdcl@ufba.br

Abstract— A Maximum Power Point Tracking (MPPT) technique is covered for photovoltaic systems on partial shading condition. The proposed MPPT is based on Deterministic Particle Swarm Optimization (DPSO), it is applied to a model based on the individual behavior of each photovoltaic cell within the array of panels. The use of this model allows to perform the simulation without the simplifications that cause errors in the estimation of available power. The justification for this work is that most traditional MPPT techniques are not able to find the global maximum point for the extraction of the maximum power provided by the system on non-uniform shading. Simulations with some partial shadow patterns are performed and the results demonstrate effectiveness of the method for tracking the Global Maximum Power Point (GMPP).

Keywords— Photovoltaic panel, DPSO, GMPP, partial shading condition, MPPT.

Resumo— É abordada uma técnica de rastreamento de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT) para sistemas fotovoltaicos sob sombreamento parcial. Tal técnica baseia-se no método de Otimização por Enxame de Partículas Determinísticas (*Deterministic Particle Swarm Optimization* - DPSO), o qual é aplicado a um modelo baseado no comportamento individual de cada célula fotovoltaica dentro do arranjo de painéis. O uso desse modelo permite realizar a simulação sem simplificações que provocam erros na estimativa de potência disponível, comum quando utilizados outros modelos sob condições de sombreamento. A justificativa para este trabalho reside no fato de que a maioria das técnicas de MPPT tradicionais não é capaz de encontrar o ponto de máximo global para a extração da máxima potência fornecida pelo sistema sob sombreamento não uniforme. Simulações com alguns formatos de sombra parcial são realizadas e os resultados demonstram eficácia do DPSO para rastreamento do Ponto de Máxima Potência Global (*Global Maximum Power Point* - GMPP).

Palavras-chave— Pannel fotovoltaico, DPSO, GMPP, sombreamento parcial, MPPT.

1 Introdução

A crescente demanda por energia, a busca por fontes de energia de baixo custo e a preocupação com as questões ambientais têm aumentado o interesse por fontes de energia não convencionais e renováveis.

A energia solar é uma das mais importantes fontes de energia renovável. Em oposição às fontes não renováveis convencionais, como gasolina, carvão e outros combustíveis fósseis, a energia solar é limpa, inesgotável, de baixo custo de manutenção e livre.

O sistema fotovoltaico é um exemplo da utilização da energia solar para geração de energia elétrica. Estudos demonstram que, em diferentes países, a confiabilidade de sistemas de geração de energia aumenta com a inclusão de fontes fotovoltaicas (Karki et al., 2011). Apesar de apresentar diversas vantagens, o sistema de geração fotovoltaico depende das condições climáticas, sendo somável a condição de sombreamento parcial sobre os painéis fotovoltaicos. Esse sombreamento é caracterizado como o recebimento irregular do nível de radiação solar sobre a superfície de captação do painel fotovoltaico, o que reduz a eficiência do sistema (Patel and Agarwal, 2008a).

A máxima energia elétrica gerada por um sistema fotovoltaico depende diretamente da irradiação

solar incidente em seus painéis, portanto a modelagem deste componente assume papel central na caracterização de sistemas fotovoltaicos. A curva característica de corrente versus tensão do painel possui comportamento não linear e varia em função da temperatura e radiação incidente. Existem diversos estudos e modelos dedicados a gerar as curvas características de operação do painel fotovoltaico, no entanto, em sua grande maioria, estes são capazes de reproduzir apenas condições uniformes de irradiação e temperatura (Weixiang et al., 2011). Diversos outros modelos tratam as desigualdades de condições operacionais entre painéis, porém ignoram as possíveis variações dentro de um mesmo painel (Patel and Agarwal, 2008a).

Os sistemas fotovoltaicos normalmente são dotados de técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência do painel, denominados *Maximum Power Point Tracking* (MPPT). O uso do MPPT tem o intuito de melhorar a eficiência do sistema fotovoltaico extraindo a todo instante o máximo de energia elétrica que o painel é capaz de produzir em uma determinada condição climática. Existem estudos que demonstram que a perda energética causada pela ineficiência do MPPT em situações de sombreamento não uniforme pode chegar a 42% (MacAlpine et al., 2013).

A partir dos fatos expostos sobre as peculiaridades dos sistemas fotovoltaicos sob condições

de sombreamento não uniforme, utiliza-se um modelo de sistema fotovoltaico que analisa as condições de cada célula individualmente (Sarquis Filho et al., 2016) associado a um algoritmo de MPPT baseado em uma modificação do método heurístico *Particle Swarm Optimization* (PSO) (Ishaque and Salam, 2013a; Eberhart and Kennedy, 1995).

A seção 2 apresenta a definição de sombreamento parcial sobre os painéis que são modelados na seção 3. A concepção e o funcionamento do DPSSO são apresentados na seção 4, enquanto que os detalhes e os resultados de simulação estão na seção 5. As conclusões do trabalho são encontradas na seção 6.

2 Sombreamento Parcial

Com o uso de sistemas fotovoltaicos que requerem potências mais elevadas faz-se necessário associar células em série e em paralelo a fim de conseguir valores de tensão e corrente apropriados para a aplicação desejada.

Quando uma ou mais destas células recebe menos radiação solar do que as outras da mesma associação, sua corrente limita a corrente de todo um conjunto série, fenômeno conhecido como *mismatch*. Nesta condição, a célula sombreada opera na região de tensão negativa da curva característica, funcionando como carga e dissipando parte da potência gerada pelas outras células.

A irradiação incidente em uma superfície é a soma da irradiação direta (G_{DIR}) com componentes de irradiação difusa (G_{DIF}). Uma sombra distante bloqueia apenas o componente direto, então a área sombreada A_S só recebe a irradiação difusa. Dessa forma, a irradiação incidente equivalente sobre uma célula solar de área total A_T é dada por

$$G = (G_{DIR} + G_{DIF}) \frac{(A_T - A_S)}{A_T} + G_{DIF} \frac{A_S}{A_T}. \quad (1)$$

A redução de radiação incidente pode ocorrer por um sombreamento parcial do módulo, depósito de sujeira sobre o vidro, algo que tenha caído sobre o módulo, pelo próprio movimento relativo do Sol que muda no decorrer do ano podendo projetar sombras de árvores, postes ou construções vizinhas sobre partes dos módulos, dentre outras possibilidades.

O efeito de redução de corrente no conjunto de células do módulo, decorrente do recebimento irregular de radiação, acaba sendo propagado para todos os módulos conectados em série. Nesta circunstância, a corrente do painel estará limitada à corrente gerada pela célula sob menor irradiação.

Além da perda de potência no gerador fotovoltaico, há o risco de danos ao módulo parcialmente sombreado, uma vez que a potência elétrica gerada que não está sendo entregue ao consumo é

dissipada no módulo afetado, às vezes sobre apenas uma de suas células.

Para evitar essa situação, é conectado em antiparalelo com as células um diodo conhecido como diodo de *bypass*. Quando a célula não tem problema de *mismatch* em relação às demais, o diodo de *bypass* fica reversamente polarizado, não permitindo que por ele circule corrente elétrica. No entanto, quando uma célula está sombreada, o mesmo diodo fica diretamente polarizado, permitindo que por ele circule corrente. Neste caso, a célula sombreada não gera energia elétrica, mas também não se comporta como carga para as demais células. Na prática, os diodos de *bypass* não estão conectados em antiparalelo com cada célula associada, mas sim com grupos de células.

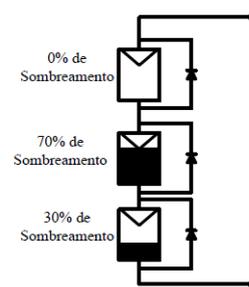


Figura 1: Configuração de um arranjo fotovoltaico sombreado parcialmente.

Em painéis cujo circuito contém diodos de *bypass* como na Fig. 1, observa-se que a irradiação não uniforme cria máximos locais e pode alterar a posição do máximo global na curva característica de potência. A Fig. 2 mostra o comportamento da potência em função da tensão de operação. Estas variações de posição do máximo global e o surgimento de pontos de máximos locais representam um desafio maior para a extração da máxima potência do painel (Ishaque and Salam, 2013a).

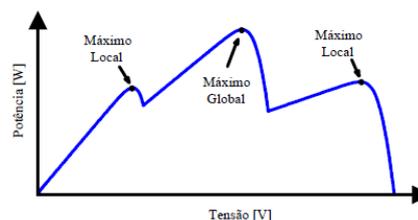


Figura 2: Características de P-V do arranjo fotovoltaico sob condições de sombreamento.

3 Modelo baseado na Condição Específica de cada Célula

O desenvolvimento de modelos matemáticos de painéis fotovoltaicos é fundamental tanto sob o aspecto técnico-científico quanto sob os aspectos comercial e industrial. A partir de um modelo que represente com a precisão aceitável os painéis, é

possível desenvolver ferramentas capazes de simular o comportamento desses painéis, auxiliar no estudo e desenvolvimento de circuitos e aumentar a eficiência de controladores MPPT.

A abordagem tradicional e mais difundida para simular uma célula/arranjo fotovoltaico utiliza o modelo de cinco parâmetros (Boyd et al., 2011) representado na Fig. 3, que tem sua expressão matemática mostrada em (2) adaptada pela inclusão do parâmetro N_S para representar o número de células conectadas em série no painel. Os demais parâmetros da equação são determinados de forma a melhor ajustar à curva característica do arranjo.

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V + IR_S)}{nkTN_S} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_{SH}}, \quad (2)$$

onde I_0 é a corrente de saturação reversa (A); q é a carga do elétron ($1,602 \times 10^{19}$ C); V é a tensão nos terminais (V); n é o fator de idealidade do diodo, número adimensional geralmente entre 1 e 2, obtido por ajuste de dados experimentais medidos; k é a constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K); T é a temperatura absoluta (K); R_S é a resistência série equivalente; R_{SH} é a resistência paralela equivalente.

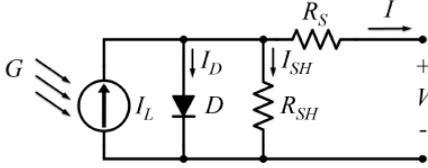


Figura 3: Circuito equivalente do modelo de cinco parâmetros.

O modelo da Fig. 3 representa com precisão aceitável um arranjo no qual as células operam sob as mesmas condições de temperatura e irradiação. No entanto, condições não uniformes, tal como sombreamento parcial, não podem ser contempladas a menos que alguma aproximação seja feita para simplificar o padrão de sombreamento em um único valor de irradiação uniforme; as aproximações mais utilizadas são pela média ou pelo mínimo de irradiação. Ao se comparar a potência disponível prevista sem aproximações, considerando a condição de irradiação individual de cada célula fotovoltaica, com a potência prevista por ambas abordagens aproximadas, conclui-se que as simplificações implicam em erro significativo (Sarquis Filho et al., 2016).

Utiliza-se neste trabalho uma abordagem alternativa para modelagem de painéis (Sarquis Filho et al., 2016), mantendo a liberdade de atribuir a cada célula uma condição própria de irradiação. O modelo tem como princípio a utilização do circuito equivalente de cinco parâmetros para repre-

sentar cada célula do circuito do painel, sendo que os parâmetros são ajustados para cada célula de acordo com sua condição de radiação solar incidente e temperatura.

Um modelo genérico de sistema formado por i séries de módulos ligadas em paralelo, com cada série formada por j módulos e cada módulo contendo k células, está representado na Fig. 4. Para identificar as células são utilizadas as variáveis x , y e z .

Para o modelo completo, o seguinte conjunto de equações descreve matematicamente o sistema genérico:

$$\begin{cases} I_O = \sum_{x=1}^i I_x \\ I_x = I_{C_{x,y}} + I_{D_{x,y}} \\ I_{D_{x,y}} = I_0 \left[\exp \left(\frac{q(-V_{x,y})}{nkT} \right) - 1 \right] \\ I_{C_{x,y}} = I_{L_{x,y,z}} - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V_{x,y,z} + I_{C_{x,y}}R_S)}{nkT} \right) - 1 \right] \\ \frac{V_{x,y,z} + I_{C_{x,y}}R_S}{R_{SH}} \\ V_{x,y} = \sum_{z=1}^k V_{x,y,z} \\ V_O = \sum_{y=1}^j V_{x,y}. \end{cases} \quad (3)$$

Esse modelo representa o comportamento de um painel fotovoltaico respeitando a condição de operação de cada célula individualmente. Por apresentar uma complexidade para obtenção de uma solução analítica, alternativamente se utiliza um método numérico para obter a solução.

4 MPPT baseado na Otimização por Enxame de Partículas Determinísticas

Várias técnicas de MPPT já foram propostas na literatura (Ishaque and Salam, 2013b), entre elas, Perturba e Observa (P&O) e Condutância Incremental são as mais utilizadas. Embora esses métodos sejam de simples implementação, são incapazes de entregar a máxima potência disponível do painel durante condição de sombreamento parcial, pois não conseguem diferenciar o máximo local do global da curva característica; este último mais conhecido pelo seu termo em inglês *Global Maximum Power Point* (GMPP).

Uma das maneiras de contornar problemas de sombreamento parcial sobre arranjos fotovoltaicos é utilizar a técnica de rastreamento de máxima potência baseada em otimização por enxame de partículas determinísticas, do inglês *Deterministic Particle Swarm Optimization* (DPSO).

O DPSO é uma técnica baseada no método de computação evolutiva de otimização estocástica, conhecida como Otimização por Exame de Partículas (PSO). No DPSO, assim como no PSO, aplica-se o conceito de interação social para a resolução de problemas. Esse tipo de sistema é co-

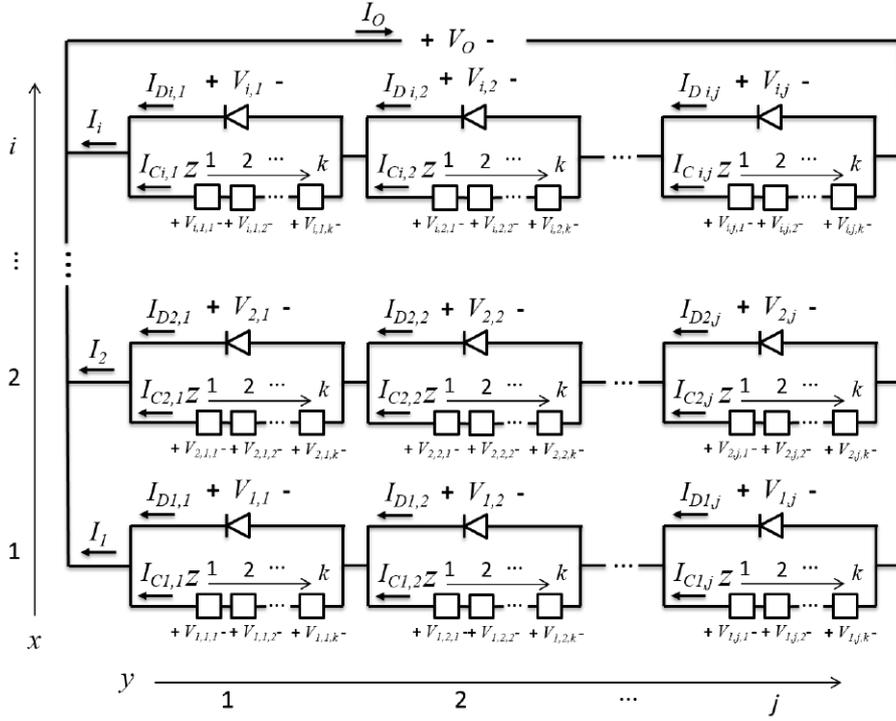


Figura 4: Modelo completo para um sistema genérico.

nhecido como inteligência de enxame (*swarm intelligence*) e nele cada elemento é chamado de partícula. Cada partícula ajusta sua velocidade e posição de acordo com sua própria experiência e com base no histórico das partículas vizinhas.

A metodologia empregada pelo PSO considera a geração de uma população contendo i partículas, as quais são avaliadas por uma função *fitness*. Uma vez definida a função objetivo *fitness* do problema a ser resolvido, o desempenho das partículas deve ser calculado de maneira a obter os melhores resultados individuais P_{best} e o melhor desempenho global G_{best} . Esses valores são armazenados e utilizados para comparação na nova iteração do método PSO. A posição das partículas, x_i , é ajustada usando

$$x_i^{k+1} = x_i^k + v_i^{k+1}, \quad (4)$$

onde o componente de velocidade, v_i , representa o tamanho do passo. A velocidade é calculada por

$$v_i^{k+1} = \underbrace{wv_i^k}_{\text{inércia}} + \underbrace{c_1r_1(P_{best\ i} - x_i^k)}_{\text{influência individual}} + \underbrace{c_2r_2(G_{best} - x_i^k)}_{\text{influência social}}, \quad (5)$$

onde w corresponde a um peso inercial que afeta diretamente a velocidade atual da partícula quando comparada a velocidade anterior; c_1 e c_2 são os coeficientes de aceleração que correspondem às ações cognitivas individuais e sociais das partículas no algoritmo; $r_1, r_2 \in [0, 1]$; $P_{best\ i}$ é a melhor posição pessoal da partícula i e G_{best} é a melhor posição das partículas. Observe que r_1 e r_2 são números aleatórios. A Fig. 5 mostra

o movimento típico das partículas no processo de otimização.

O DPSO foi desenvolvido com objetivo de contornar alguns problemas na utilização do PSO como método de MPPT. Um problema básico com o PSO aplicado como algoritmo de MPPT é a sua natureza aleatória. Pode-se observar que os dois últimos termos em (5) são totalmente dependentes de números aleatórios.

Em segundo lugar, quanto mais longe a partícula estiver da melhor posição (com base em sua própria experiência e dos seus vizinhos), uma maior mudança na velocidade é necessária para alcançar a melhor posição. Entretanto, uma mudança demasiadamente grande na velocidade pode fazer com que a partícula saia da vizinhança do GMPP, abrindo a possibilidade de convergir para um máximo local ao invés do GMPP. No entanto, ambos os problemas podem ser resolvidos observando as tendências nas curvas P-V sob sombreamento parcial e aproveitando as propriedades que serão descritas na sequência.

Na Fig. 6 está representada a curva P-V de um sistema composto por três *strings* sob sombreamento não-uniforme. Pode-se observar que as posições dos picos P_1, P_2 e P_3 ocorrem nas tensões V_1, V_2 e V_3 , respectivamente. A tensão V_1 está relacionada com a tensão de circuito aberto dos módulos (V_{OC}) da *string* 1 pela relação $m \times 0,8 \times V_{OC}$, onde m é um número inteiro e representa o número de módulos não sombreados na *string* 1. Essa mesma relação vale para V_2 e V_3 , considerando as *strings* 2 e 3, respectivamente. Além

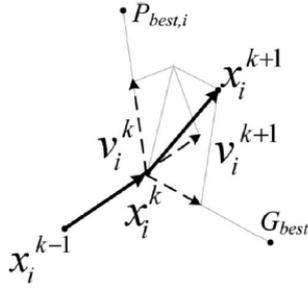


Figura 5: Movimento das partículas no processo de otimização.

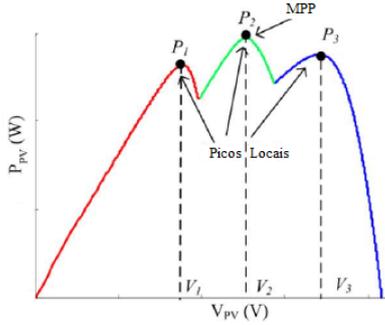


Figura 6: Sistema fotovoltaico durante condição de sombreamento não-uniforme.

disso, pode-se deduzir que todos os picos locais são deslocados de um para o outro por um múltiplo inteiro de 80% de V_{OC} ($p \times 0,8 \times V_{OC}$), onde p é um número inteiro. Uma vez que a diferença mínima no número de módulos sombreados entre duas *strings* é um, o deslocamento mínimo possível entre dois picos sucessivos é de $0,8 \times V_{OC}$. Essas observações sobre os dispositivos fotovoltaicos parcialmente sombreados estão descritas com mais detalhes no trabalho de Patel and Agarwal (2008b).

Observando a característica citada é possível remover o fator aleatório de (5) e, limitando a velocidade pelo fator de velocidade (V_{max}) de acordo com a distância entre dois picos, o PSO convencional é transformado em uma estrutura mais determinista. O elemento chave desta transformação é a possibilidade de remover os números aleatórios de (5). A equação de velocidade modificada do PSO pode, portanto, ser escrita como

$$v_i^{k+1} = wv_i^k + (P_{best\ i} - x_i^k) + (G_{best} - x_i^k),$$

para $0 < v_i^k < V_{max}$; (6)

rescrevendo, obtém-se:

$$v_i^{k+1} = wv_i^k + (G_{best} + P_{best\ i} - 2x_i^k). \quad (7)$$

O DPSO é formado por (4) e (7) (Ishaque and Salam, 2013a). Os autores do método sugerem que seja utilizado $V_{max} = 0,035$, pois esse valor

garante que nenhum pico importante será perdido durante o rastreamento.

As modificações propostas por Ishaque and Salam (2013a) para o PSO convencional oferecem as seguintes vantagens na utilização como algoritmo de MPPT: as partículas seguem um comportamento determinístico devido à ausência dos parâmetros aleatórios, o que não ocorre no PSO convencional, onde o número de iterações até a solução final muda em função desses parâmetros; o esforço para ajuste dos parâmetros é bastante reduzido, resumindo-se à adequação do peso de inércia, w ; ocorre simplificação significativa da estrutura de otimização, reduzindo o requisito computacional e viabilizando o uso de um microprocessador de baixo custo; a manipulação do fator limitante (V_{max}) permite variar o valor da razão cíclica lentamente entre dois ciclos sucessivos do MPPT para tornar o rastreamento mais preciso, podendo ser útil diante de variações nas condições ambientais.

Para trabalhar com o MPPT DPSO *on-line*, é necessária uma condição de reinicialização de busca, pois após o método iniciar, o algoritmo tende a convergir para um ponto de operação específico do sistema fotovoltaico que pode variar de acordo com as condições climáticas. Como o algoritmo verifica a potência do sistema a todo o momento, esse fator pode ser utilizado como condição de reinicialização do método.

O método reinicia quando uma variação considerável entre a potência anterior e a potência atual entregue pelo sistema fotovoltaico é detectada. Na Fig. 7 está representado o fluxograma do DPSO.

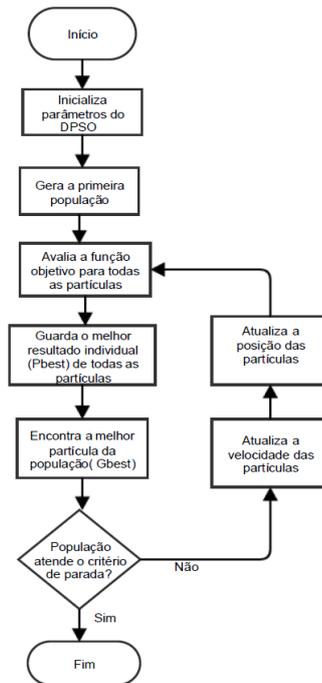


Figura 7: Fluxograma do DPSO.

5 Resultados de Simulação

Nos métodos de rastreamento de máxima potência, o principal parâmetro a ser analisado é a potência extraída do sistema fotovoltaico. A curva característica de potência mostra a dependência da corrente e da tensão em relação à potência disponível do dispositivo fotovoltaico. Com isso, é possível definir como referência para o controle do sistema tanto corrente como tensão.

Neste trabalho, usando um modelo de simulação desenvolvido no *software* MATLAB, realiza-se um estudo das características P-V de um arranjo fotovoltaico sob diferentes condições de sombreamento. As soluções obtidas nas simulações são validadas por meio da comparação com valores de referência correspondentes às respectivas máximas potências disponíveis nos cenários de sombreamento que são avaliados.

No MPPT DPSO a tensão obtida por meio do algoritmo do DPSO é utilizada para realizar o rastreamento do MPP (*Maximum Power Point*), ou seja, as posições das partículas do DPSO representam as tensões que são utilizadas para se obter as correntes correspondentes do dispositivo fotovoltaico.

Para cada iteração obtém-se um conjunto de posições das partículas que representam tensões

$$x_i^k = V_i^k, \quad (8)$$

onde V_i são tensões que são utilizadas para definir a tensão de operação do sistema.

Com o conjunto de tensões obtido em cada iteração, obtém-se como saída a potência correspondente a cada tensão em função do modelo descrito anteriormente. Assim, a saída fica definida pela equação

$$f(x_i^k) = P(x_i^k) = P(V_i^k), \quad (9)$$

onde $P(V_i^k)$ é uma função que representa uma relação da potência de saída com a tensão de operação do sistema.

O problema descrito pode ser analisado como um problema de otimização, no qual a função objetivo é definida por

$$\max f(x_i^k) = \max P(V_i^k). \quad (10)$$

Para este trabalho considera-se uma população composta por 3 partículas e um peso inercial $w = 0,4$ devido ao grau de complexidade do sombreamento, assim como sugerido no trabalho de Ishaque and Salam (2013a), mas o número de partículas pode ser aumentado para outro valor dependendo da complexidade do padrão de sombreamento.

Tabela 1: Parâmetros do painel.

Parâmetros	Valor
$I_{L,ref}$	8,82 A
$I_{0,ref}$	$1,214 \times 10^{-10}$ A
$R_{S,ref,panel}$	0,321 Ω
$R_{S,ref,cell}$	0,00535 Ω
$R_{SH,ref,panel}$	237,41 Ω
$R_{SH,ref,cell}$	3,9568 Ω
n	0,965

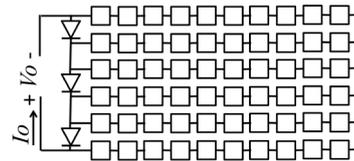


Figura 8: Circuito do painel composto por 60 células e 3 diodos de *bypass*.

O painel utilizado na simulação contém 60 células divididas em três *substrings* conectadas em série e está representado na Fig. 8, a partir das quais são tomados os limites apropriados dos índices no sistema de equações: $i = 1$, $j = 3$ e $k = 20$. Os parâmetros do modelo da célula fotovoltaica utilizados estão resumidos na Tabela 1. Na Fig. 9 está ilustrado um exemplo de sombreamento, no qual as quatro formas de sombras aplicadas na simulação (uniforme, diagonal, vertical e horizontal) são apresentadas, tendo ao lado dois gráficos com as respectivas curvas características de corrente versus tensão e potência versus tensão, sendo destacados com pequenos círculos os seus pontos de máxima potência.

Para esta simulação são considerados 3 casos que apresentam uma maior dificuldade para rastreamento do GMPP, segundo os seguintes critérios: mais de um máximo local; máximo global localizado pelo menos à direita de um máximo local, pois sabe-se que com esse critério os algoritmos tradicionais de MPPT falham, uma vez que rastreiam o primeiro máximo local; máximos locais com amplitudes próximas, o que aumenta a dificuldade no rastreamento.

Com base no exposto, foram selecionadas as condições que atendiam a um ou mais critérios, obtendo os cenários de sombras de 75,0% e padrão de sombreamento vertical; 37,5% e padrão de sombreamento vertical; e 12,5% e padrão de sombreamento diagonal. Como critérios de parada da simulação, foram considerados o número máximo de 25 iterações ou o módulo da diferença entre duas potências obtidas entre iterações de 10^{-4} .

Para o caso do painel com 75,0% de sombreamento vertical, tem-se a Fig. 10 que representa o movimento das partículas para algumas iterações de um total de 25 iterações. Como citado anteriormente, são utilizadas 3 partículas: x_1 , x_2 e x_3 ,

as quais são representadas por x, * e o, respectivamente.

Na Fig. 10, pode-se notar que a potência máxima de 55,8849 W foi alcançada na décima primeira iteração. Esse valor de potência coincide com o valor de referência apresentando na Tabela 2 para o mesmo padrão de sombreamento, comprovando, portanto, o funcionamento do DPSO.

Analisando a Fig. 10a, nota-se que duas partículas iniciaram à esquerda de um máximo local, mas mesmo com essa condição adversa o algoritmo do DPSO conseguiu escapar do máximo local devido a sua forma de explorar o espaço de busca do problema. Nessa situação a partícula 3 influenciou as outras para a direção do GMPP.

Na Fig. 10b, nota-se que todas as partículas já rodeiam o GMPP e que de fato o máximo local localizado mais à esquerda não foi detectado como máximo global, esse máximo local geralmente é o que é rastreado quando se utiliza de métodos tradicionais de MPPT.

Na Fig. 10c, as partículas estão muito próximas do GMPP e todas as partículas estão entrando no processo de convergência final, no qual as partículas estão se aproximando da solução ótima. Sendo que na décima quinta iteração todas as partículas já haviam alcançado o GMPP. Pode-se considerar que o DPSO tem uma boa taxa de convergência.

Nas Fig. 11a e 11b estão representadas as curvas para o painel com 37,5% de sombreamento vertical e para o painel com 12,5% de sombreamento diagonal, respectivamente. Esses são outros casos analisados que, assim como no primeiro caso, convergiram para o valor correto se comparado com a Tabela 2. Por fim, um resumo dos resultados para os casos analisados está apresentado na Tabela 3.

Tabela 2: Valores de referência para os cenários de sombreamento de 75%, 37,5% e 12,5%.

	Irradiação (W/m ²)		
	75%	37,5%	12,5%
Gglobal	909,9	904,9	905,9
Gdifusa	222	136	170
Gdireta	687,9	768,9	735,9
Potência (W)			
Sem sombra	215,88	213,66	205,7
Uniforme	93,78	146,52	185,33
Diagonal	56,06	38,26	83,64
Vertical	55,89	119,06	132,06
Horizontal	55,56	37,46	48,48

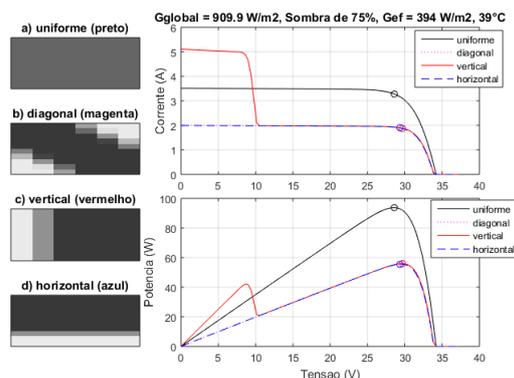
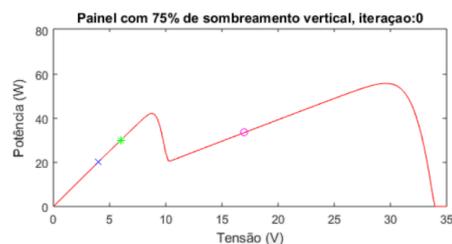
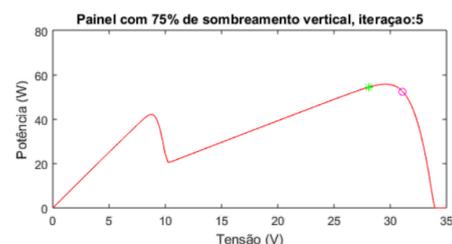


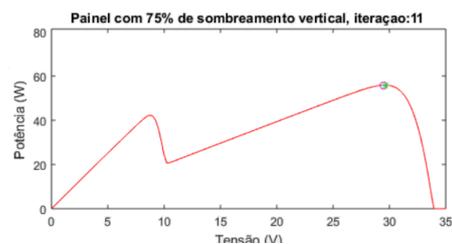
Figura 9: Curvas para sombras com 75% de redução da irradiação incidente.



(a) Posições iniciais das partículas.



(b) Posições das partículas na quinta iteração.



(c) Posições das partículas na décima primeira iteração.

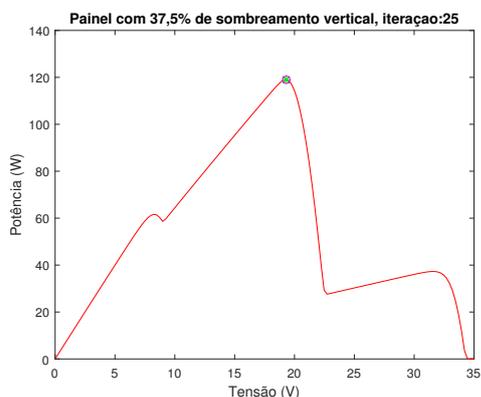
Figura 10: Movimento das partículas do DPSO para um painel com 75% de sombreamento vertical.

Tabela 3: Resumo dos resultados para os casos analisados.

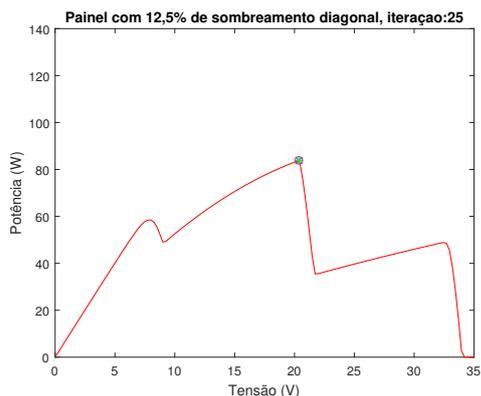
Caso	Iteração	V_{MPP} (V)	GMPP (W)	Ref. (W)
75,0% - vertical	20	29,60	55,8949	55,89
37,5% - vertical	18	19,28	119,0576	119,06
12,5% - diagonal	18	20,33	83,6377	83,64

6 Conclusões

A abordagem baseada na condição específica de cada célula se sobressai, uma vez que aquela mais



(a) Painel com 37,5% de sombreamento vertical.



(b) Painel com 12,5% de sombreamento diagonal.

Figura 11: Última iteração das partículas do DSPO para os outros casos.

utilizada, aplicada nos estudos e nos *softwares* de simulação mais difundidos, ignora qualquer diferença entre células de um mesmo painel. Assim, com cada célula representada com suas especificidades, obtém-se um modelo que representa com fidelidade o comportamento do sistema, o que o torna adequado para testar o uso de algoritmos de GMPP. Sobre o modelo utilizado, aqui ressaltase o grande esforço computacional necessário para simular grandes sistemas.

Com a análise dos dados obtidos nas simulações, foi possível concluir que o uso de estimativas baseadas em aproximações por redução uniforme de irradiação sobre todo o painel levam a superestimação da potência disponível. Observou-se ainda que a amplitude de variação da tensão do MPP é bastante influenciada pelo formato da sombra. Nessa avaliação, o DPSO obteve sucesso na detecção do GMPP nos cenários avaliados, pois evitou os pontos de máxima potência locais, localizando corretamente o máximo global.

Referências

Boyd, M. T., Klein, S. A., Reindl, D. T. and Dougherty, B. P. (2011). Evaluation and validation of equivalent circuit photovoltaic so-

lar cell performance models, *Journal of solar energy engineering* **133**(2): 021005.

Eberhart, R. and Kennedy, J. (1995). A new optimizer using particle swarm theory, *Micro Machine and Human Science, 1995. MHS'95., Proceedings of the Sixth International Symposium on*, IEEE, pp. 39–43.

Ishaque, K. and Salam, Z. (2013a). A deterministic particle swarm optimization maximum power point tracker for photovoltaic system under partial shading condition, *IEEE transactions on industrial electronics* **60**(8): 3195–3206.

Ishaque, K. and Salam, Z. (2013b). A review of maximum power point tracking techniques of pv system for uniform insolation and partial shading condition, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **19**: 475–488.

Karki, R., Alferidi, A. and Billinton, R. (2011). Reliability modeling for evaluating the contribution of photovoltaics in electric power systems, *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2011 37th IEEE*, IEEE, pp. 001811–001816.

MacAlpine, S. M., Erickson, R. W. and Brandemuehl, M. J. (2013). Characterization of power optimizer potential to increase energy capture in photovoltaic systems operating under nonuniform conditions, *IEEE Transactions on Power Electronics* **28**(6): 2936–2945.

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.

Sarquis Filho, E. A., Costa, F. F., Tahim, A. P. and Lima, A. C. d. C. (2016). Photovoltaic panel simulation based on individual cell condition, *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2016 IEEE*, IEEE, pp. 1–7.

Weixiang, S., Hoong, C. F., Peng, W., Chiang, L. P. and Yang, K. S. (2011). Development of a mathematical model for solar module in photovoltaic systems, *Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2011 6th IEEE Conference on*, IEEE, pp. 2056–2061.