

TÉCNICA DE SEGUIMENTO DO PONTO DE POTÊNCIA MÁXIMA GLOBAL BASEADO EM ESTIMATIVA PARA ARRANJOS FV SUBMETIDOS À SOMBREAMENTO PARCIAL

Paulo Robson Melo Costa (UFC) - robsoncee@gmail.com

Lucas Taylan Medeiros (UFC) - lucastaylanp@gmail.com

ISAAC ROCHA MACHADO (UFC) - isaacmachado@ufc.br

Marcus Rogério De Castro (UFC) - marcusdecastro@yahoo.com.br

Resumo:

Neste trabalho, é proposta uma técnica de Seguimento do Ponto de Potência Máxima Global (SPPMG) capaz de rastrear o ponto de potência máxima em pouquíssimo tempo mesmo na presença de diversos picos de potência na curva Potência-Tensão do arranjo FV. O SPPMG proposto atua estimando a localização dos possíveis picos de potência, verifica qual deles é o maior e, em seguida, afina o rastreamento sobre o maior dos picos utilizando o algoritmo Perturb & Observe (P&O). Um Modo Noturno é também implementado para a atuação do sistema com a tensão fixa quando a geração FV é baixa ou nula. Os resultados obtidos através de simulação computacional no software PSIM mostram que o sistema FV com o SPPMG proposto é capaz de injetar na rede elétrica o máximo de potência disponibilizada pelo sistema FV mesmo na ocorrência de sombreamento, melhorando a eficiência de geração do sistema.

Palavras-chave: *SPPMG, GMPPT, Sombreamento Parcial*

Área temática: *Conversão Fotovoltaica*

Subárea temática: *Concentração e rastreamento para conversão fotovoltaica*

TÉCNICA DE SEGUIMENTO DO PONTO DE POTÊNCIA MÁXIMA GLOBAL BASEADO EM ESTIMATIVA PARA ARRANJOS FV SUBMETIDOS À SOMBREAMENTO PARCIAL

Paulo Robson Melo Costa – robsoncee@gmail.com

Universidade Federal do Ceará, *Campus* Sobral, Curso de Engenharia Elétrica

Lucas Taylan Ponte Medeiros – lucastaylanp@gmail.com

Isaac Rocha Machado – isaacmachado@ufc.br

Marcus Rogério de Castro – marcusdecastro@yahoo.com.br

Universidade Federal do Ceará, Programa de Pós-Graduação em Eng. Elétrica e de Computação – PPEEC/UFC

Resumo. Neste trabalho, é proposta uma técnica de Seguimento do Ponto de Potência Máxima Global (SPPMG) capaz de rastrear o ponto de potência máxima em pouquíssimo tempo mesmo na presença de diversos picos de potência na curva Potência-Tensão do arranjo FV. O SPPMG proposto atua estimando a localização dos possíveis picos de potência, verifica qual deles é o maior e, em seguida, afina o rastreamento sobre o maior dos picos utilizando o algoritmo Perturb & Observe (P&O). Um Modo Noturno é também implementado para a atuação do sistema com a tensão fixa quando a geração FV é baixa ou nula. Os resultados obtidos através de simulação computacional no software PSIM mostram que o sistema FV com o SPPMG proposto é capaz de injetar na rede elétrica o máximo de potência disponibilizada pelo sistema FV mesmo na ocorrência de sombreamento, melhorando a eficiência de geração do sistema.

Palavras-chave: SPPMG, GMPPT, Sombreamento Parcial

1. INTRODUÇÃO

A curva Potência-Tensão (P - V) característica de um sistema fotovoltaico depende das condições de operação (irradiância e temperatura) de cada módulo. Quando o nível de irradiância é o mesmo em todos os módulos, o sistema está em condição de sombreamento uniforme (USC – *Uniform Shading Condition*), e a curva P - V possui um único pico de potência máxima (PPM). Quando os módulos estão submetidos a diferentes níveis de irradiância, o sistema está em condição de sombreamento parcial (PSC – *Partial Shading Condition*) e a curva P - V pode possuir vários PPMs, sendo apenas um o pico de potência máxima global (PPMG) e os demais são os picos de potência máxima locais (PPML).

O seguimento do ponto de potência máxima (SPPM ou no inglês MPPT – *Maximum Power Point Tracking*) consiste em variar a tensão do arranjo fotovoltaico até que a máxima potência gerada seja atingida. Muitas técnicas de SPPM foram discutidas na literatura (Esrn e Chapman, 2007), entretanto, algumas podem ficar confinadas em algum PPML durante o rastreamento.

Uma solução adotada para reduzir os efeitos do sombreamento na geração fotovoltaica é chamada *Distributed Maximum Power Point Tracking* (DMPPT). Existem, basicamente, duas abordagens distintas de DMPPT. A primeira é baseada na utilização de conversores c.c.-c.a. dedicados a cada módulo, denominados microinversores. Deste modo, o rastreamento do PPM é feito individualmente para cada módulo FV (Kjaer, Pedersen e Blaabjerg, 2005). A segunda abordagem consiste em utilizar conversores c.c.-c.c. dedicados a cada módulo, realizando SPPM de cada módulo FV e utiliza inversor(es) centralizado(s) (Femia *et al.*, 2008; Walker e Sernia, 2004). Modelar e projetar um sistema fotovoltaico com DMPPT é notavelmente mais complexo do que implementar uma técnica SPPM convencional, além de envolver mais dispositivos e maior custo financeiro (Femia *et al.*, 2017).

Outra alternativa ao problema causado pelo sombreamento parcial é a utilização de algoritmos capazes de identificar o PPM global (PPMG) mesmo quando a curva P - V apresenta vários picos. Esta técnica é denominada Seguimento do Ponto de Potência Máxima Global (SPPMG ou do inglês GMPPT – *Global Maximum Power Point Tracking*). As estratégias já apresentadas pela literatura são as mais diversas, variando em complexidade, velocidade de rastreamento, precisão e tipo de aplicação. Estas técnicas podem ser classificadas em três categorias: técnicas baseadas em métodos convencionais, técnicas que utilizam algoritmos de inteligência computacional e técnicas que combinam os métodos convencionais com algoritmos de inteligência computacional.

Dentre as técnicas baseadas em métodos convencionais, Chen *et al.* (2014) estimam a posição dos picos de potência locais por meio da tensão medida em cada um dos módulos e utiliza o algoritmo P&O para afinar o resultado, a proposta é simples e rápida mas necessita de sensores de tensão em cada módulo, o que aumenta a complexidade da instalação e os custos financeiros para implementação. Fang e Lian (2017) definiram uma região entre 50 e 90% da tensão de circuito aberto (V_{OC}), região com maior probabilidade de localizar o PPMG, essa região é fatiada em partes onde se aplica o P&O. Ghasemi, Foroushani e Parniani (2016) empregaram rampas de tensão em toda a faixa de 0 a V_{OC} , ao invés de degraus durante o SPPMG, isso diminui as oscilações de tensão e garante uma varredura mais rápida na faixa de tensão. Ahmed e Salam (2015) propuseram uma forma de estimar a localização na curva P - V dos possíveis picos de potência. Tal técnica consiste em uma correção na técnica que utiliza múltiplos de $0,8 \cdot V_{OC}$, cujo erro passa a ser relativamente alto quando o número de módulos é maior do que seis. Ramyar, Iman-eini e Farhangi (2017) utilizaram múltiplos de $0,8 \cdot V_{OC}$ para estimar a localização dos possíveis picos de potência e empregaram o algoritmo P&O, HC e IncCond, respectivamente,

para afinar o rastreamento. Patel e Agarwal (2008) empregaram um controlador em malha fechada no conversor c.c.-c.c. intermediário para acelerar o tempo de rastreamento, utilizando o algoritmo P&O onde variações de tensão são aplicadas para o rastreamento não ficar confinado em um pico local. A técnica proposta por Zhu *et al.* (2016) faz a busca do máximo global continuamente por meio de variações aplicadas a um controlador PI de potência, porém o rastreo é relativamente lento e pode gerar perdas de potência pois é feito continuamente, não avaliando a real necessidade de buscar em toda a curva. Jeyaprabha e Selvakumar (2017) apresentaram um método de compensação de corrente nos módulos sombreados e de compensação de tensão para equalização dos conjuntos de módulos em série, tornando o método complexo e bastante oneroso devido à grande quantidade de componentes, conversores e sensores.

Das técnicas que utilizam algoritmos com inteligência computacional, o algoritmo *Particle Swarm Optimization* (PSO) não depende de informações prévias da folha de dados do fabricante dos módulos FV nem do arranjo e requer baixo custo computacional. Porém, necessita um grande número de interações e produz oscilações na tensão durante a busca (Da Silva *et al.*, 2017). Koad, Zobaa e El-Shahat (2017) empregaram a Interpolação Lagrangiana, utilizando informações da folha de dados do fabricante do módulo FV, para estimar e direcionar as partículas iniciais da técnica PSO para pontos próximos dos possíveis picos locais (LI-PSO). O tempo de convergência é reduzido em relação ao PSO tradicional. O algoritmo *Accelerated PSO* (APSO) foi proposto por Rajendran e Srinivasan (2016), as partículas iniciais deixam de ser geradas aleatoriamente e são determinadas por pontos no intervalo de tensão. O fator de velocidade também é alterado para acelerar a convergência. Já a técnica *Differential Evolutionary PSO* (DEPSO) garante uma convergência mais rápida com baixo custo computacional. Porém, gera muita oscilação na tensão do arranjo FV (Kumar *et al.*, 2017b). Pragallapati, Sen e Agarwal (2017) empregaram a técnica *Adaptive Velocity PSO* (AVPSO) que minimiza as chances das partículas ficarem presas em um máximo local, além de reduzir as oscilações na tensão do arranjo FV pois as partículas tem suas posições classificadas a cada iteração. A técnica *Weibull Pareto Sine-Cosine Optimization* (WPSCO) foi empregada por Kumar *et al.* (2017a) como SPPMG.

Alguns trabalhos propuseram técnicas híbridas, formadas pela utilização de um método convencional em conjunto com um algoritmo de inteligência computacional a fim de acelerar a convergência do rastreo ou utiliza-las em condições de sombreamento distintas. Independente do grupo a que pertença, a complexidade da técnica de SPPMG em PSC tende a aumentar quando comparada a técnicas convencionais utilizadas em USC. Nesse sentido, a literatura tem apresentado propostas de detecção de PSC e USC, de forma que a parte mais complexa do SPPMG seja usada apenas em caso de PSC. Assim, o seguimento do PPMG sempre acontece, utilizando as técnicas adequadas que cada tipo de condição de sombreamento exige. Como resultado, o tempo de rastreamento é equilibrado e evita perdas de potência (Manickam *et al.*, 2017; Mohanty, Subudhi e Ray, 2017).

Neste trabalho, é proposto e implementado um algoritmo de SPPMG que atua em duas etapas:

1. Estimativa da localização dos possíveis picos de potência na curva $P-V$ e verificação de qual desses pontos produz mais potência;
2. Execução do algoritmo P&O a partir do ponto de máxima potência encontrado objetivando refinar o rastreamento e executá-lo continuamente até o próximo ciclo de busca.

Ao mesmo tempo, a técnica proposta, monitora a potência gerada a fim de detectar mudanças significativas nas condições de irradiância e reiniciar a rotina de SPPMG. Para evitar que o sistema fique reiniciando a busca constantemente durante os períodos de baixa irradiância, um modo de operação noturna também é previsto e implementado a fim de manter fixa, em períodos de pouca ou nenhuma irradiância incidente, a tensão do arranjo FV.

2. EFEITOS DO SOMBREAMENTO PARCIAL

Uma célula FV pode ser representada como mostrado no circuito equivalente na Fig. 1 (Femia *et al.*, 2017). O comportamento da corrente da célula em função da sua tensão ($I-V$) é descrito pela equação de Shockley

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{q(V+I \cdot R_s)}{\eta k_B T}} - 1 \right) - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (1)$$

onde $k_B = 1,3806503 \cdot 10^{-23}$ J/K é a constante de Boltzmann, T é a temperatura na junção em K, $q = 1,60217646 \cdot 10^{-19}$ C é a carga elementar do elétron, V é a tensão nos terminais da célula, η é o fator de idealidade ($1 \leq \eta \leq 2$), I_0 é a corrente de saturação do diodo e I_{ph} é a corrente fotogerada. R_s e R_p são as resistências série e paralelo, respectivamente.

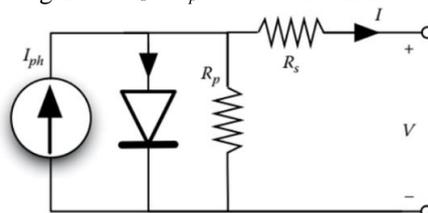


Figura 1 - Circuito equivalente do modelo de um único diodo da célula fotovoltaica.

Quando o sombreamento ocorre uniformemente em todo o módulo (ou arranjo) fotovoltaico, ou seja, mantendo o mesmo nível de irradiância em todas as células, diz-se que o sistema fotovoltaico está em condição de sombreamento uniforme (USC – *Uniform Shading Condition*). O comportamento do sistema FV sob esta condição é exatamente como

mostrado na Fig. 2, onde o grau de sombreamento afeta o nível de irradiância, mas não afeta a características $I-V$ e $P-V$ típicas. Desta forma, a curva $I-V$ apresentará sempre apenas um patamar de corrente de curto-circuito e, conseqüentemente, a curva $P-V$ apresentará apenas um pico de potência (PPM). Isto ocorre pois a curva $I-V$ de uma associação de células ou módulos fotovoltaicos se forma como mostrado na Fig. 3, para o caso de todos os módulos estarem em STC.

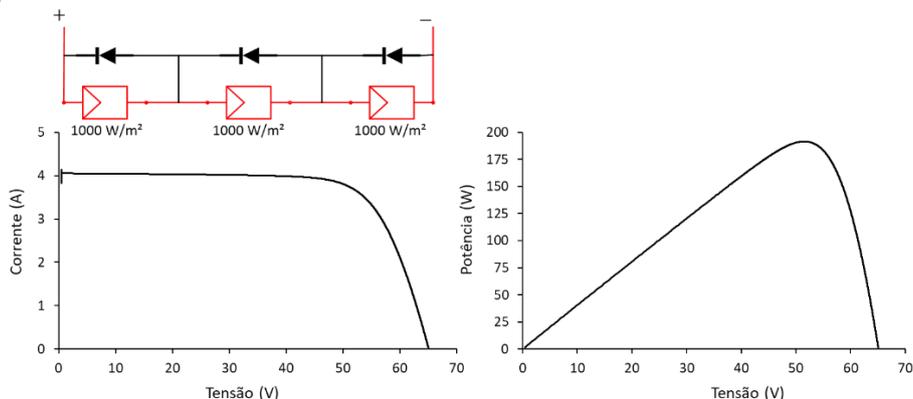


Figura 2 - Curvas $I-V$ e $P-V$ características referente à associação série de três módulos fotovoltaicos em condições de USC.

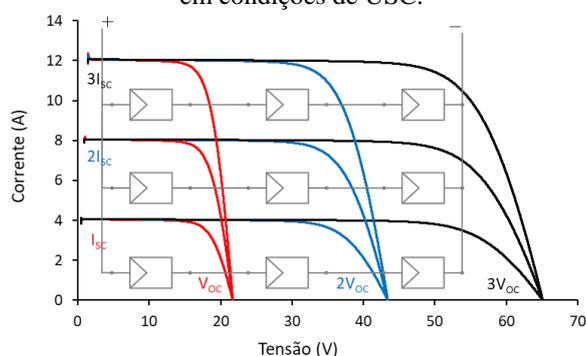


Figura 3 - Curva $I-V$ característica referente à associação mista de três módulos fotovoltaicos em condições de STC.

Por outro lado, o sombreamento parcial (PSC – *Partial Shading Condition*) em um sistema fotovoltaico é uma condição na qual apenas uma certa porção do módulo fotovoltaico (ou arranjo) é sombreada, enquanto outras partes permanecem uniformemente irradiadas. É tipicamente causado pela sombra dos edifícios próximos, árvores, postes, chaminés, cabos aéreos, etc. uma célula menos iluminada limita a corrente de toda a *string* de células correspondente. Como consequência, a célula sombreada pode sofrer sobreaquecimento e eventuais danos. Por esse motivo, diodos de *bypass* são comumente instalados em paralelo (polarização reversa) com um conjunto de células no módulo FV para servirem como um caminho alternativo para a corrente nas células sombreadas (Castañer e Silvestre, 2002).

Se o sistema for submetido a sombreamento parcial, uma quantidade considerável de energia é perdida porque o módulo sombreado é curto-circuitado por seu respectivo diodo de *bypass*, forçando sua tensão (e energia) a zero. Como consequência, a curva $I-V$ apresenta vários patamares de corrente e a curva $P-V$ apresenta vários picos de potência locais (PPML) e um global (PPMG).

Cada *string* de células com um diodo de *bypass* pode produzir um pico de potência na curva $P-V$ se estiver submetido a uma irradiância diferente das demais *strings*. Assim, no caso do arranjo da Fig. 4, como são 3 módulos conectados em série, cada um com um diodo de *bypass*, é possível produzir até 3 (total de diodos de *bypass*) picos de potência na curva $P-V$ do arranjo FV, se cada uma desses módulos estiver submetido a uma irradiância diferente (Markvart e Castañer, 2003).

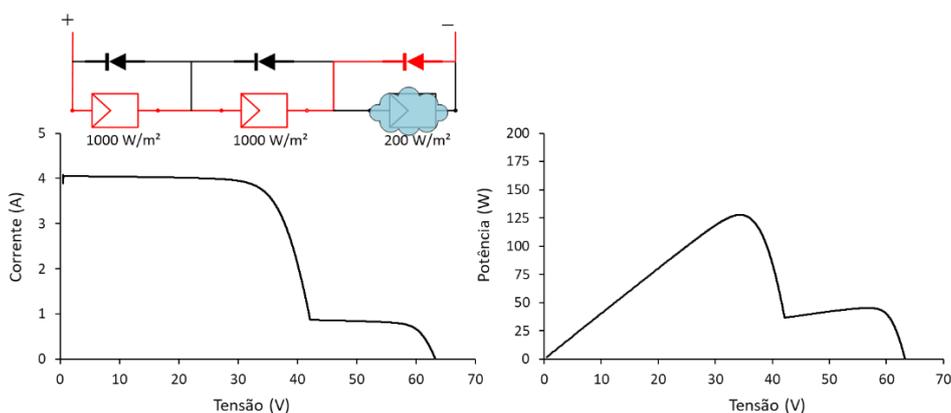


Figura 4 - Curvas I - V e P - V características referentes à associação série de três módulos fotovoltaicos em condições de PSC com um módulo sombreado.

3. ALGORITMO DE SPPMG PROPOSTO

Neste trabalho, é proposto um algoritmo de SPPMG para um sistema FV. A técnica de SPPMG proposta neste trabalho atua em duas etapas:

1. Estimativa da localização dos possíveis picos de potência na curva P - V e verificação de qual desses pontos produz mais potência;
2. Execução do algoritmo P&O a partir do ponto de máxima potência encontrado objetivando refinar o rastreamento e executá-lo continuamente até o próximo ciclo de busca.

Ao mesmo tempo, a técnica proposta, monitora a potência gerada a fim de detectar mudanças significativas nas condições de irradiância e reiniciar a rotina de SPPMG. Para evitar constantes rastreamentos durante o período de baixa geração, um modo de operação noturna também é previsto e implementado a fim de manter fixa a tensão, em períodos de pouca ou nenhuma luz incidente.

3.1 Estimativa da localização dos possíveis picos de potência

A estimativa da localização dos possíveis picos de potência na curva P - V , primeira etapa da técnica de SPPMG apresentada neste trabalho, é baseada na estratégia proposta por Ahmed e Salam (2015). Esta estratégia consiste numa correção da técnica Tensão de Circuito Aberto Fracionada (*Fractional Open-Circuit Voltage* ou simplesmente $k_1 V_{OC}$), onde a localização dos PPMs é estimada por

$$V_{PPM,j} = j \cdot k_1 \cdot V_{OC,m} = j \cdot k_1 \cdot \frac{V_{OC}}{N} \quad (2)$$

onde, N é o número de módulos conectados em série, V_{OC} é a tensão de circuito aberto do arranjo FV, $V_{OC,m}$ é a tensão de circuito aberto de um módulo FV, j representa o número do possível pico (da esquerda para a direita na curva P - V) e varia de 1 até N . $V_{PPM,j}$ é a tensão relativa ao j -ésimo PPM. O valor de k_1 mais comumente utilizado é 0,8. No entanto, é preciso enfatizar que a Eq. (2) passa a apresentar elevados erros de estimativa quando o sistema está sob PSC ou quando o número de módulos conectados em série é superior a cinco (Ahmed e Salam, 2015).

Observando-se a Fig. 5, nota-se a particularidade das curvas I - V e P - V para um exemplo de arranjo fotovoltaico sob condição de sombreamento parcial. O arranjo em questão é formado por 3 subconjuntos de módulos FV, onde o Subconjunto 1 possui N_1 módulos (cada um com seus diodos de *bypass* internos) conectados em série e todos submetidos a irradiância G_1 . De forma semelhante, são formados os Subconjuntos 2 e 3, com N_2 e N_3 módulos e irradiância G_2 e G_3 , respectivamente. Neste caso temos, $N_1=N_2=N_3$ e $G_1>G_2>G_3$. Como existem três níveis de irradiância, a curva I - V possui 3 patamares de corrente e a curva P - V apresenta 3 picos de potência.

Tomando a Eq. (2), da técnica Tensão de Circuito Aberto Fracionada ou $k_1 V_{OC}$, pode-se escrever:

$$V_{PPM,1} = k_1 \cdot N_1 \cdot V_{OC,m} \quad (3)$$

Após o primeiro pico (em $V_{PPM,1}$), a corrente decai rapidamente e o segundo patamar de corrente é alcançado, onde V_{sub1} é a tensão que separa a Região 1 da Região 2 (identificadas na Fig. 5). Sendo α uma constante de proporcionalidade, V_{sub1} pode ser escrito da seguinte forma:

$$V_{sub1} = \alpha_1 \cdot N_1 \cdot V_{OC,m} \quad (4)$$

Assim, o segundo pico ocorre em:

$$V_{PPM,2} = V_{sub1} + k_1 \cdot N_2 \cdot V_{OC,m} \quad (5)$$

De forma semelhante, pode-se aproximar a tensão que separa as Regiões 2 e 3 (V_{sub2}), por:

$$V_{sub2} = V_{sub1} + \alpha_2 \cdot N_2 \cdot V_{OC,m} \quad (6)$$

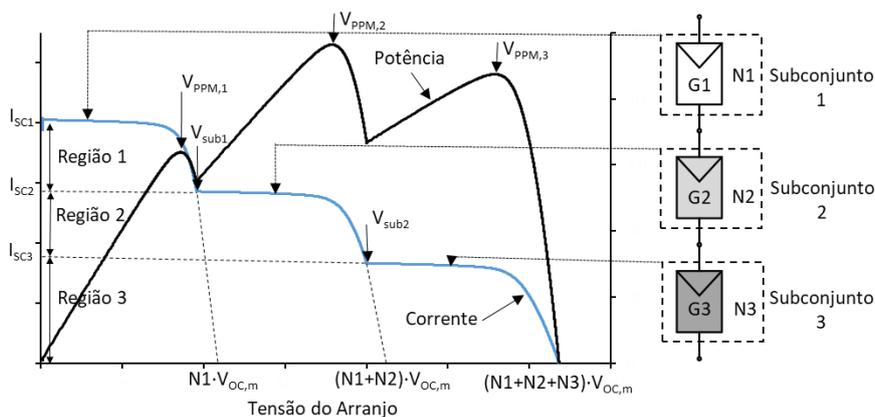


Figura 5 - Curvas P-V e I-V de um arranjo fotovoltaico em condição de sombreamento parcial.

A localização do terceiro pico (em $V_{PPM,3}$) também pode ser aproximada por:

$$V_{PPM,3} = V_{sub2} + k_1 \cdot N3 \cdot V_{OC,m} \quad (7)$$

Os valores de α_1 , α_2 , e etc., dependem da relação entre os patamares de corrente (patamar anterior dividido pelo patamar atual). Quanto maior esta relação, maior é o valor do respectivo α . Para simplificação e evitar que seja realizada uma varredura na curva I-V apenas para determinar os valores destas constantes, pode-se considerar um único valor de α , logo, $\alpha_1 = \alpha_2 = \alpha$.

Substituindo (4) e (6) em (5) e (7) a fim de encontrar os valores das tensões onde ocorrem os picos de potência estimados, tem-se:

$$V_{PPM,1} = k_1 \cdot N1 \cdot V_{OC,m} \quad (8)$$

$$V_{PPM,2} = \alpha \cdot N1 \cdot V_{OC,m} + k_1 \cdot N2 \cdot V_{OC,m} = (\alpha \cdot N1 + k_1 \cdot N2) \cdot V_{OC,m} \quad (9)$$

$$V_{PPM,3} = \alpha \cdot N1 \cdot V_{OC,m} + \alpha \cdot N2 \cdot V_{OC,m} + k_1 \cdot N3 \cdot V_{OC,m} = [\alpha \cdot (N1 + N2) + k_1 \cdot N3] \cdot V_{OC,m} \quad (10)$$

A Tab. 1 apresenta a comparação entre o cálculo das tensões em cada um dos picos pela Técnica $k_I \cdot V_{OC}$ e pelo método proposto mostrado acima. Pode-se notar que a técnica $k_I \cdot V_{OC}$ é um caso particular da técnica proposta, onde $\alpha = k_I$. Porém, esse caso implica também nas igualdades $V_{sub1} = V_{PPM,1}$ e $V_{sub2} = V_{PPM,2}$, que são claramente equivocadas, como pode ser observado na Fig. 5. A coluna Erro na tabela mostra que o erro da técnica $k_I \cdot V_{OC}$ é maior para os picos mais à direita na curva e para valores maiores de módulos no arranjo.

Tabela 1 - Comparação entre as técnicas $k_I \cdot V_{OC}$ e proposta para estimação da localização dos PPM.

| Pico | Técnica $k_I \cdot V_{OC}$ | Técnica proposta | Erro |
|-------------|---|--|---|
| $V_{PPM,1}$ | $k_1 \cdot N1 \cdot V_{OC,m}$ | $k_1 \cdot N1 \cdot V_{OC,m}$ | 0 |
| $V_{PPM,2}$ | $(N1 + N2) \cdot k_1 \cdot V_{OC,m}$ | $(\alpha \cdot N1 + k_1 \cdot N2) \cdot V_{OC,m}$ | $(\alpha - k_1) \cdot N1 \cdot V_{OC,m}$ |
| $V_{PPM,3}$ | $(N1 + N2 + N3) \cdot k_1 \cdot V_{OC,m}$ | $[\alpha \cdot (N1 + N2) + k_1 \cdot N3] \cdot V_{OC,m}$ | $(\alpha - k_1) \cdot (N1 + N2) \cdot V_{OC,m}$ |

Baseado nesta observação, a estimação da localização dos possíveis picos de potência pode ser feita por (11), onde j varia de 1 até o número de módulos conectados em série (N) do arranjo FV.

$$V_{PPM,j} = [\alpha \cdot (j-1) + k_1] \cdot V_{OC,m} = [\alpha \cdot (j-1) + k_1] \frac{V_{OC}}{N} \quad (11)$$

Como já mencionado, o valor de k_I pode variar de 0,71 a 0,85 (Esrarn e Chapman, 2007). Já a constante α pode assumir valores entre 0,8 e 0,97 (Ahmed e Salam, 2015).

Ahmed e Salam (2015) utilizaram α variável em função da irradiância dos módulos, entretanto, o valor da irradiância incidida em cada módulo é uma informação difícil de ser obtida na prática. Mesmo utilizando piranômetros ou células de referência para cada módulo, é possível que a medição destes sensores não reflita a realidade, uma vez que é comum ocorrer sombreamento incidente apenas em parte do módulo. Desta forma, este trabalho propõe a utilização de um valor fixo para α , assim como é feito com a constante k_I . Assim, ainda é possível realizar uma estimativa mais precisa em comparação com a técnica $k_I \cdot V_{OC}$.

A obtenção dos parâmetros α e k_I é realizada a partir da análise das curvas P-V do arranjo fotovoltaico sob diversas condições de sombreamento. Os valores são escolhidos de forma a obter o menor erro de estimativa em diversos padrões de sombreamento. Para o caso de um arranjo fotovoltaico formado pela associação série de 6 módulos *Kyocera KC65T*, as constantes obtidas são $\alpha = 0,9$ e $k_I = 0,72$.

Para comprovar a estimação da localização dos possíveis PPM por (11) e as constantes obtidas, o erro de estimação da técnica proposta é comparado com erro de estimação da técnica $k_1 V_{OC}$, em (2) com $k_1=0,8$. Os casos de estudo são referentes ao arranjo fotovoltaico formado pela associação série de 6 módulos Kyocera KC65T. Na Tab. 2 são mostrados os padrões de sombreamentos nos Casos de 1 a 5, indicando a irradiância sobre cada um dos módulos do arranjo FV. Os resultados dos erros de estimação são mostrados na Fig. 6.

Tabela 2 - Padrões de irradiância para cada um dos seis módulos KC65T do arranjo.

| Padrão de sombreamento | Número do módulo e o respectivo valor de irradiância (W/m ²) | | | | | |
|------------------------|--|------|------|-----|-----|-----|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Caso 1 | 1000 | 1000 | 1000 | 400 | 400 | 400 |
| Caso 2 | 1000 | 1000 | 700 | 700 | 400 | 400 |
| Caso 3 | 1000 | 1000 | 800 | 600 | 400 | 400 |
| Caso 4 | 1000 | 1000 | 800 | 600 | 400 | 200 |
| Caso 5 | 1000 | 850 | 700 | 550 | 400 | 250 |

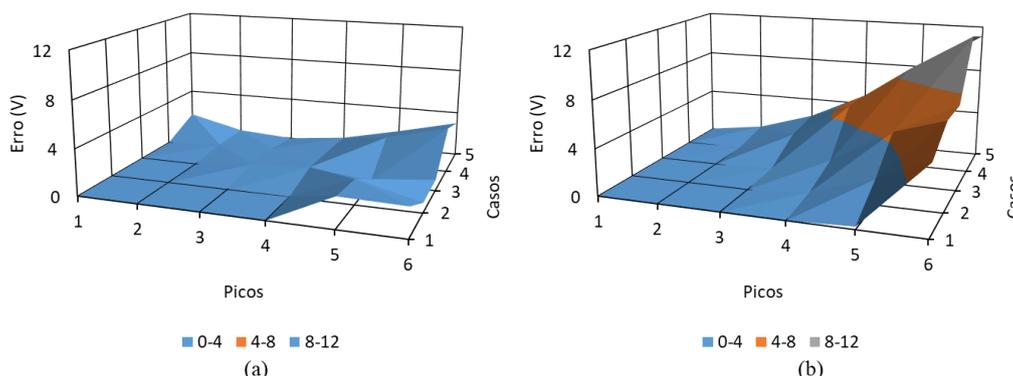


Figura 6 - Comparação do erro de estimação da localização dos PPM da técnica proposta (a) e da técnica $k_1 V_{OC}$ (b).

O erro de estimação mostrado na Fig. 6 é calculado pela diferença absoluta entre o V_{PPM} obtido na simulação e o V_{PPM} estimado, para cada um dos picos.

$$Erro = |V_{simulado} - V_{estimado}| \quad (12)$$

O número máximo de picos de potência possíveis na curva $P-V$ é igual ao número de diodos de *bypass* no arranjo fotovoltaico. Considerando que um módulo FV possui mais de um diodo de *bypass* e que é possível ocorrer PSC em um único módulo, pode-se reescrever (11) como segue

$$V_{PPM,j} = [\alpha \cdot (j-1) + k_1] \cdot \frac{V_{OC,m}}{N_{db}} = [\alpha \cdot (j-1) + k_1] \cdot \frac{V_{OC}}{N \cdot N_{db}} \quad (13)$$

onde, N_{db} é o número de diodos de *bypass* em cada módulo FV e, neste caso, j varia de 1 até $N \cdot N_{db}$. Pode-se utilizar (11) ou (13) para realizar a estimação, sendo recomendada a primeira para arranjos com grande quantidade de módulos e a segunda para arranjos com poucos módulos.

3.2 Algoritmo P&O para afinar o rastreamento

Um algoritmo *Perturb & Observe* pode ser utilizado para afinar o rastreamento do PPMG em torno do ponto estimado. Outra funcionalidade de utilizar este algoritmo é que ele é executado de forma contínua, acompanhando alterações de tensão e potência do PPMG.

A técnica P&O é baseada na seguinte estratégia: o ponto de operação do sistema fotovoltaico é perturbado periodicamente pela alteração da tensão nos terminais do arranjo fotovoltaico, e após cada perturbação, o algoritmo de controle compara os valores da potência gerada pelo sistema antes e depois da perturbação. O sentido da próxima perturbação é alterado caso a perturbação anterior tenha produzido uma variação de potência negativa, como mostrado na Tab. 3. O fluxograma do SPPM baseado em P&O é mostrado na Fig. 7. O intervalo de tempo entre cada iteração é o tempo de perturbação T_p e o valor da perturbação aplicada na tensão é ΔV .

Tabela 3 – Resumo do algoritmo P&O.

| Perturbação | Varição da potência | Próxima perturbação |
|-------------|---------------------|---------------------|
| Positiva | Positiva | Positiva |
| Positiva | Negativa | Negativa |
| Negativa | Positiva | Negativa |
| Negativa | Negativa | Positiva |

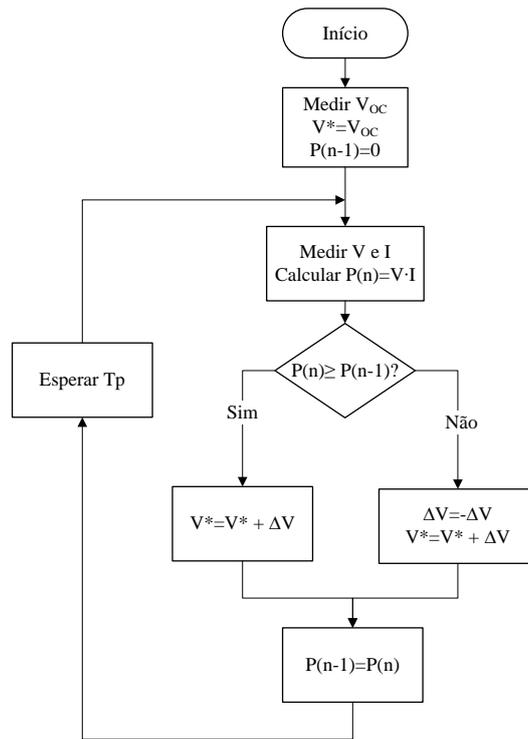


Figura 7 - Exemplo de fluxograma de SPPM baseado no algoritmo *Perturb & Observe*.

A Fig. 8 (a) mostra como o algoritmo *P&O* atua na curva *P-V*, saindo de V_{OC} até alcançar V_{PPM} . No *P&O* a busca é contínua e oscila em torno do pico de potência na curva *P-V*. A característica desta oscilação depende dos parâmetros ΔV e T_p .

O comportamento no domínio do tempo do SPPM baseado em *P&O* é mostrado na Fig. 8 (b). Femia *et al.* (2005) demonstraram que o número mínimo de degraus que garantem uma oscilação periódica e estável ao redor do PPM é igual a três, correspondendo a uma amplitude de $2 \cdot \Delta V$ pico-a-pico e um período de $4 \cdot T_p$. Esta é a condição ideal, mais degraus à esquerda ou à direita do PPM reduziram a potência FV média. Independente da amplitude ΔV , um comportamento estável de 3 níveis é obtido se o intervalo de tempo T_p for selecionado corretamente. Se for estabelecido um valor muito pequeno, o algoritmo *P&O* pode se confundir e entrar em um ponto de operação instável (Venturini *et al.*, 2008). Por outro lado, um valor muito grande T_p penaliza a velocidade do SPPM.

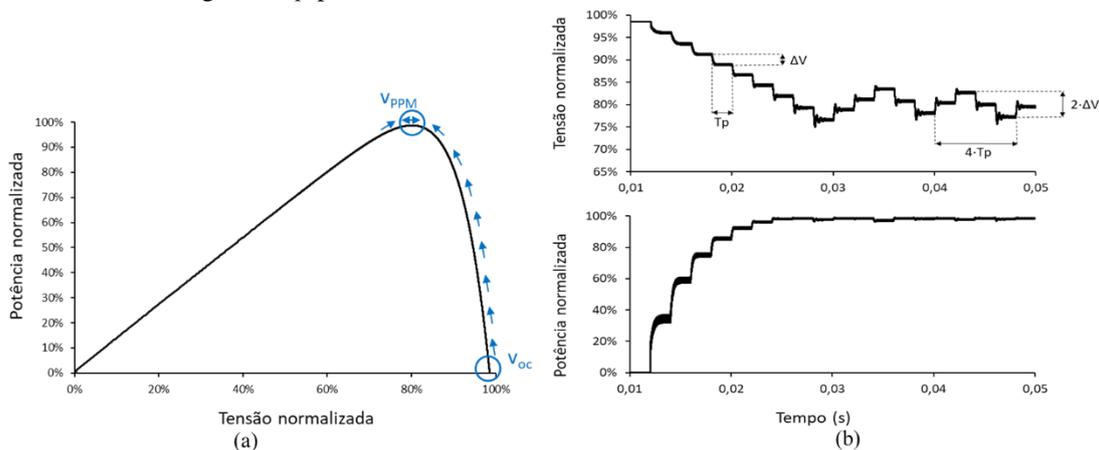


Figura 8 - Comportamento do algoritmo *Perturb & Observe* na curva *P-V* (a) e no domínio do tempo (b).

3.3 Algoritmo de SPPMG proposto

O fluxograma do algoritmo de SPPMG proposto para o sistema FV é apresentado na Fig. 9. O primeiro passo é medir a tensão de circuito aberto V_{OC} , necessária para estimar a localização dos PPM. Em seguida, o algoritmo entra na primeira etapa de rastreamento, iniciando do pico mais à direita na curva, sendo $j=N$. A localização do pico ($V_{PPM,j}$) é estimada por (11). A tensão de referência para o controle da tensão (V_{DC}^*) recebe os valores de tensão estimados para promover a mudança de tensão no arranjo FV. A potência FV gerada em cada uma das tensões (P_{FVj}) é medida. A variável j , que representa o número do pico atual, é decrementada até que tensão estimada seja menor do que a tensão mínima permitível ao sistema (V_{DCmin}). A partir daí, V_{DC}^* recebe o valor da tensão que produziu maior potência (V_{PPM}). Já estando bastante próximo do PPMG, a rotina *P&O* é continuamente executada para afinar o rastreamento. Não investigar toda a

curva P - V garante maior velocidade do rastreamento, uma vez que a região entre 50 e 90% de V_{OC} possui maior probabilidade de compreender o PPMG (Fang e Lian, 2017).

O algoritmo permanece continuamente na segunda etapa executando a função P&O, a cada iteração são verificadas duas condições: se a variação porcentual da potência FV for superior a 10% (durante um intervalo de tempo de 15 ms), indicando uma mudança nas condições atmosféricas, o rastreamento é reiniciado; e se a potência FV for inferior a P_{crit} o sistema passa a operar no **Modo Noturno** com a tensão fixa em V_{DCI} . Os valores de P_{crit} e V_{DCI} dependem das características do sistema, como a potência instalada do sistema fotovoltaico e a tensão eficaz da rede elétrica.

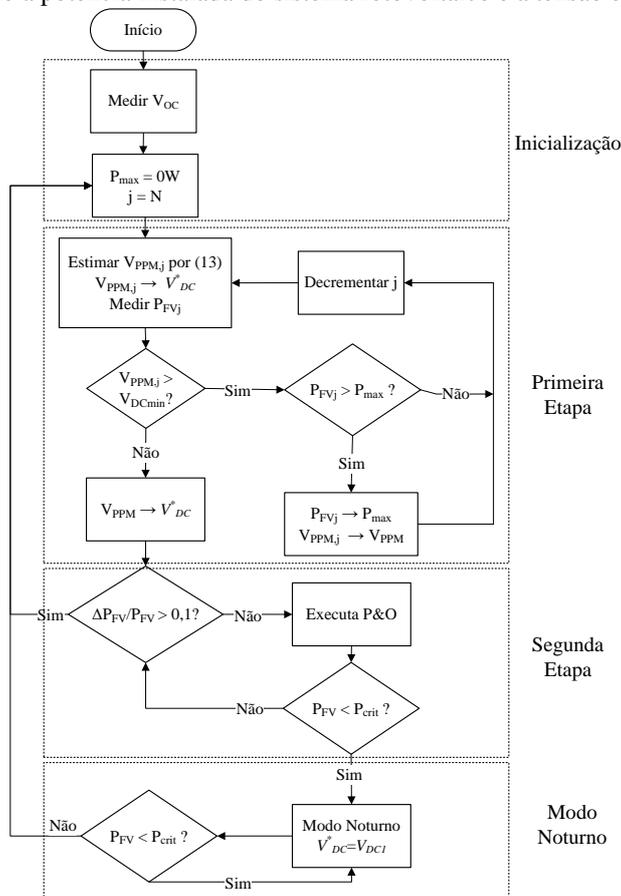


Figura 9 - Fluxograma do algoritmo de SPPMG proposto.

4. VALIDAÇÃO DO ALGORITMO DE SPPMG PROPOSTO

O algoritmo proposto foi validado por meio de simulações no *software* PSIM v9. Para um arranjo FV formado por seis módulos KC65T conectados em série, utilizou-se os seguintes parâmetros mostrados na Tab. 4 para a técnica de SPPMG proposta.

A Fig. 10 mostra um exemplo de rastreamento do PPMG através do algoritmo de SPPMG proposto. O arranjo FV utilizado corresponde a seis módulos KC65T conectados em série. Até o instante de tempo $t=0,4s$, o sistema está submetido ao Padrão de sombreamento 1 com curva P - V mostrada Fig. 10 (a) e a seguinte disposição: 2 módulos com 1000 W/m^2 , 2 módulos com 700 W/m^2 e 2 módulos com 500 W/m^2 . Depois do instante de tempo $t=0,4s$, o sistema sofre transição para o Padrão de sombreamento 2 com curva P - V mostrada Fig. 10 (b) e a seguinte disposição: 2 módulos com 1000 W/m^2 , 2 módulos com 700 W/m^2 e 2 módulos com 400 W/m^2 . Em ambos os intervalos de tempo é considerado que a temperatura na junção da célula permanece constante com $T=47^\circ\text{C}$.

Tabela 4 - Parâmetros do SPPMG proposto para o arranjo FV formado seis módulos KC65T conectados em série.

| Parâmetro | Símbolo | Valor |
|--|-------------|--------|
| Constantes para estimação dos PPMs | α | 0,90 |
| | k_1 | 0,72 |
| Variação de tensão do P&O | ΔV | 0,25 V |
| Intervalo entre as perturbações do P&O | T_p | 3 ms |
| Tensão mínima | V_{DCmin} | 65,3 V |
| Potência para entrar no Modo Noturno | P_{crit} | 15 W |
| Tensão de referência (Modo Noturno) | V_{DCI} | 100 V |

As Figs. 10 (c) e (d) e mostram a potência e a tensão do arranjo FV durante a execução do SPPMG, respectivamente. A técnica de SPPMG proposta investiga os locais prováveis de surgirem os PPMs, dentro da faixa de tensão permissível, e retorna para o PPMG. Dessa forma, o sistema FV sempre atua no PPMG, não importando a condição de sombreamento que o arranjo FV está exposto. Nota-se que o sistema também responde rapidamente na transição de níveis de radiação. No instante $t=0,4s$, o algoritmo detecta a mudança nas condições de irradiância pela verificação da variação da potência gerada, saindo da rotina *P&O* e reiniciando a busca nos possíveis PPMs.

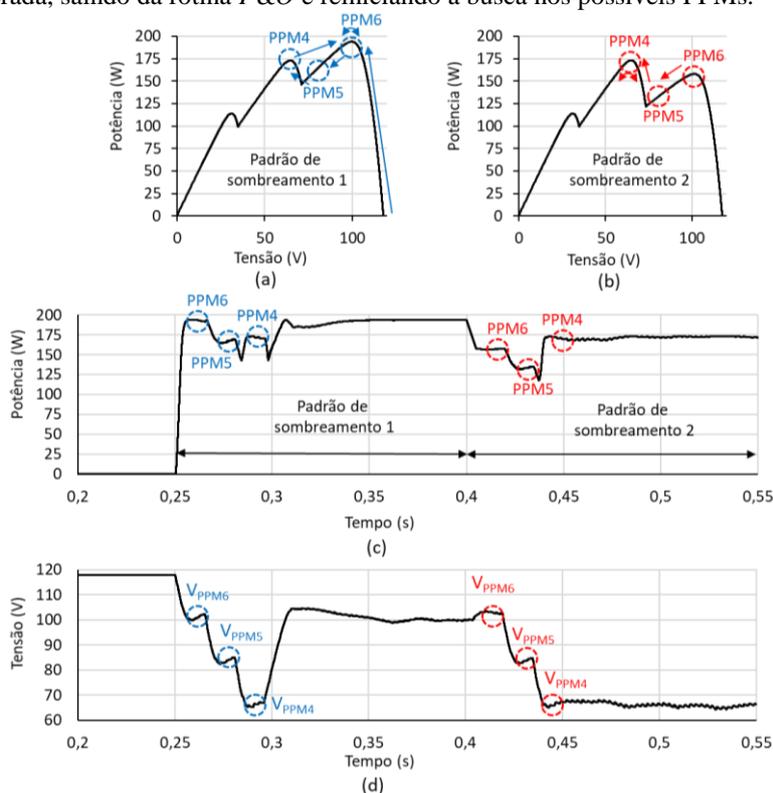


Figura 10 - Exemplo de rastreamento do PPMG utilizando o algoritmo de SPPMG proposto.

As seguintes vantagens da técnica de SPPMG proposta podem ser destacadas: Simplicidade; Baixo custo computacional; Salta diretamente para os pontos onde poderiam surgir os picos de potência; Precisão; Detecção de mudança nas condições de irradiância; Modo noturno.

5. CONCLUSÃO

Neste trabalho, um novo algoritmo de SPPMG, que estima de forma aproximada e bastante eficiente a localização dos possíveis picos de potência na curva *P-V* do arranjo FV, foi proposto. Diversas condições de sombreamento uniforme e parcial foram aplicadas mostrando que o algoritmo é capaz de garantir que o máximo de potência disponível pelo arranjo FV seja extraído. Diferentemente das técnicas de SPPM convencionais utilizadas, o algoritmo de SPPMG evita que o sistema fotovoltaico fique preso sobre um pico local. Além do mais, a estratégia proposta possui baixo tempo de rastreamento e produz pouca oscilação na tensão (inferior a 1%).

A fim de otimizar a operação de busca do SPPMG, um critério para identificar mudanças nas condições de irradiância e refazer a rastreamento foi estabelecido.

Os resultados obtidos mostraram que o algoritmo de SPPMG pode ser empregado com eficiência no sistema FV mesmo na ocorrência de sombreamento parcial, contribuindo significativamente na melhoria da geração fotovoltaica.

REFERÊNCIAS

- Ahmed, J., Salam, Z, 2015. An improved method to predict the position of maximum power point during partial shading for PV arrays. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 11, n. 6, p. 1378–1387
- Castañer, L., Silvestre, S, 2002. *Modelling Photovoltaic Systems Using PSpice®*. [s.l.] Wiley.
- Chen, K. et al, 2014. An Improved MPPT Controller for Photovoltaic System Under Partial Shading Condition. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 5, n. 3, p. 978–985.
- Da Silva, S. A. O. et al, 2017. Feed-forward DC-bus control loop applied to a single-phase grid-connected PV system operating with PSO-based MPPT technique and active power-line conditioning. *IET Renewable Power Generation*, v. 11, n. 1, p. 183–193.
- Esrām, T., Chapman, P. L., 2007. Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 22, n. 2, p. 439–449.

- Fang, G.-J., Lian, K.-L., 2017. A maximum power point tracking method based on multiple perturb-and-observe method for overcoming solar partial shaded problems. 2017 6th International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP).
- Femia, N. et al, 2005. Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method. IEEE Transactions on Power Electronics, v. 20, n. 4, p. 963–973.
- Femia, N. et al, 2008. Distributed maximum power point tracking of photovoltaic arrays: Novel approach and system analysis. IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 55, n. 7, p. 2610–2621.
- Femia, N. et al. Power Electronics and Control Techniques for Maximum Energy Harvesting in Photovoltaic Systems. Ghasemi, M. A., Foroushani, H. M., Parniani, M., 2016. Partial Shading Detection and Smooth Maximum Power Point Tracking of PV Arrays Under PSC. IEEE Transactions on Power Electronics, v. 31, n. 9, p. 6281–6292.
- Jeyaprabha, S. B., Selvakumar, A. I., 2017. Model-Based MPPT for Shaded and Mismatched Modules of Photovoltaic Farm. IEEE Transactions on Sustainable Energy, v. 8, n. 4, p. 1763–1771.
- Kjaer, S. B., Pedersen, J. K., Blaabjerg, F., 2005. A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules. IEEE Transactions on Industry Applications, v. 41, n. 5, p. 1292–1306.
- Koad, R. B. A., Zobaa, A. F., El-shahat, A., 2017. A Novel MPPT Algorithm Based on Particle Swarm Optimization for Photovoltaic Systems. IEEE Transactions on Sustainable Energy, v. 8, n. 2, p. 468–476.
- Kumar, N. et al, 2017a. Peak power detection of PS solar PV panel by using WPSO. IET Renewable Power Generation, v. 11, n. 4, p. 480–489.
- Kumar, N. et al, 2017b. Rapid MPPT for Uniformly and Partial Shaded PV System by Using JayaDE Algorithm in Highly Fluctuating Atmospheric Conditions. IEEE Transactions on Industrial Informatics, v. 13, n. 5, p. 2406–2416.
- Manickam, C. et al, 2017. Fireworks Enriched P&O Algorithm for GMPPT and Detection of Partial Shading in PV Systems. IEEE Transactions on Power Electronics, v. 32, n. 6, p. 4432–4443.
- Markvart, T., Castañer, L., 2003. Practical Handbook of Photovoltaics. [s.l.] Elsevier.
- Mohanty, S., Subudhi, B., Ray, P. K., 2017. A Grey Wolf-Assisted Perturb & Observe MPPT Algorithm for a PV System. IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 32, n. 1, p. 340–347.
- Patel, H., Agarwal, V., 2008. Maximum power point tracking scheme for PV systems operating under partially shaded conditions. IEEE Transactions on Industrial Electronics.
- Pragallapati, N., Sen, T., Agarwal, V., 2017. Adaptive Velocity PSO for Global Maximum Power Control of a PV Array Under Nonuniform Irradiation Conditions. IEEE Journal of Photovoltaics, v. 7, n. 2, p. 624–639.
- Rajendran, S., Srinivasan, H., 2016. Simplified accelerated particle swarm optimization algorithm for efficient maximum power point tracking in partially shaded photovoltaic systems. IET Renewable Power Generation, v. 10, n. 9, p. 1340–1347.
- Ramyar, A., Iman-eini, H., Farhangi, S., 2017. Global Maximum Power Point Tracking Method for Photovoltaic Arrays Under Partial Shading Conditions. IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 64, n. 4, p. 2855–2864.
- Venturini, R. P. et al, 2017. Analysis of limit cycle oscillations in maximum power point tracking algorithms. 2008 IEEE Power Electronics Specialists Conference.
- Walker, G. R., Sernia, P. C., 2004. Cascaded DC–DC Converter Connection of Photovoltaic Modules. IEEE Transactions on Power Electronics, v. 19, n. 4, p. 1130–1139.
- Zhu, Q. et al, 2016. Research and Test of Power-Loop-Based Dynamic Multi-Peak MPPT Algorithm. IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 63, n. 12, p. 7349–7359.

GLOBAL MAXIMUM POWER POINT TRACKING ESTIMATE TECHNIQUE FOR PV ARRAY UNDER PARTIAL SHADING CONDITIONS

Abstract. *This paper proposes a Global Maximum Power Point Tracking (GMPPT) technique capable of tracking the maximum power point in a very short time even in the presence of several power peaks in the Power-Voltage curve of the PV Array. The proposed GMPPT estimates the location of possible power peaks, verifies which one is the highest, and then fine-tunes the tracking over the highest of the peaks using the Perturb & Observe (P&O) algorithm. A Nighttime Mode is also implemented to maintain the PV voltage constant when PV generation is low or zero. The results obtained through computer simulation in the PSIM software show that the PV system with the proposed GMPPT is able to inject the maximum power available by the PV system even in the event of partial shading, improving the system generation efficiency.*

Key words: *GMPPT, Partial Shading, Solar Energy*