



UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO
INSTITUTO DE CIÊNCIAS EXATAS E APLICADAS
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RAVY DE ALMEIDA PEREIRA

**TÉCNICA HÍBRIDA PARA RASTREAMENTO DO PONTO DA
MÁXIMA POTÊNCIA GLOBAL DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS SUBMETIDOS À SOMBREAMENTO
PARCIAL**

João Monlevade

2026

RAVY DE ALMEIDA PEREIRA

**TÉCNICA HÍBRIDA PARA RASTREAMENTO DO PONTO DA
MÁXIMA POTÊNCIA GLOBAL DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS SUBMETIDOS À SOMBREAMENTO
PARCIAL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
à Universidade Federal de Ouro Preto como
parte dos requisitos para obtenção do Título
de Bacharel em Engenharia Elétrica pelo
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas da
Universidade Federal de Ouro Preto.

João Monlevade

2026

SISBIN - SISTEMA DE BIBLIOTECAS E INFORMAÇÃO

P436t Pereira, Ravy de Almeida.

Técnica híbrida para rastreamento do ponto da máxima potência global de sistemas fotovoltaicos submetidos à sombra parcial [manuscrito]: uma abordagem baseada na integração dos algoritmos GSO e Perturba e Observa. / Ravy de Almeida Pereira. - 2026.
47 f.: il.: color., gráf., tab..

Orientador: Prof. Dr. Caio Meira Amaral da Luz.

Monografia (Bacharelado). Universidade Federal de Ouro Preto.
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Graduação em Engenharia Elétrica .

1. Algoritmos computacionais. 2. Aquecimento solar. 3. Fator de potência. 4. Otimização matemática. 5. Sistemas de energia fotovoltaica.
I. Luz, Caio Meira Amaral da. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU 621.383.51

Bibliotecário(a) Responsável: Flavia Reis - CRB6/2431



FOLHA DE APROVAÇÃO

Ravy de Almeida Pereira

Técnica Híbrida para Rastreamento do Ponto da Máxima Potência Global de Sistemas Fotovoltaicos Submetidos ao Sombreamento Parcial

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica

Aprovada em 12 de fevereiro de 2026

Membros da banca

Dr. Caio Meira Amaral da Luz - Orientador (Universidade Federal de Ouro Preto - DECAT)
Dr. Francisco Ricardo Abrantes - (Universidade Federal de Ouro Preto - DEELT)
Dr. Rodrigo Cassio de Barros - (Universidade Federal de Ouro Preto - DEELT)

Dr. Caio Meira Amaral da Luz, orientador do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito na Biblioteca Digital de Trabalhos de Conclusão de Curso da UFOP em 02/03/2026



Documento assinado eletronicamente por **Caio Meira Amaral da Luz, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 01/03/2026, às 09:22, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1067417** e o código CRC **4E7858F8**.

Agradecimentos

Primeiramente gostaria de agradecer a Deus por esta oportunidade, por estar podendo fazer parte de uma universidade, algo que sempre sonhei, e principalmente nos momentos difíceis, e com várias dúvidas que houve durante esta trajetória.

Não poderia esquecer de deixar um agradecimento muito especial para minha mãe Rosilene, a minha tia Graziela e Roberta e meu primo Samuel, que sempre estiveram presentes de todas as formas, me motivando e demonstrando apoio incondicional, seja por conselhos ou motivação e não poderia esquecer de agradecer aos meus amigos Mateus Henrique e Pablo que sempre estiveram comigo em todos os momentos difíceis.

Faço menção de agradecer ao professor Caio, pelas reuniões, orientações, dicas, ensinamentos e conselhos para que se tornasse possível este projeto, além do conhecimento que me foi passado em outra disciplina.

Resumo

Este trabalho apresenta o desenvolvimento de uma técnica híbrida para o rastreamento do ponto de máxima potência global (GMPPT) em sistemas fotovoltaicos submetidos à sombreamento parcial. Em condições de sombreamento, a curva característica de potência por tensão (P-V) apresenta múltiplos picos, o que torna os métodos convencionais ineficientes por ficarem perdidos em máximos locais. Para solucionar esse problema, propõe-se a integração da técnica híbrida, sendo necessário a utilização do algoritmo de Técnica da Seção Áurea (GSO) com o método Perturba e Observa (P&O). Na abordagem proposta, o GSO realiza a análise entre os intervalos para assim identificar a região do maior pico de potência, evitando máximos locais (LMPPT), enquanto o P&O atua no ajuste fino para garantir a estabilidade e rapidez de convergência no ponto exato. Os resultados obtidos demonstram que a combinação dessas técnicas reduz significativamente as oscilações e aumenta a eficiência na extração de energia, conseguindo assim detectar o máximo global (GMPPT), mostrando-se eficaz métodos aplicados de forma isolada em cenários de irradiância variável.

Abstract

This work presents the development of a hybrid technique for Global Maximum Power Point Tracking (GMPPT) in photovoltaic systems subjected to partial shading. In shading conditions, the power-voltage (P-V) characteristic curve presents multiple peaks, which makes conventional methods inefficient as they become lost in local maxima. To solve this problem, the integration of a hybrid technique is proposed, requiring the use of the Golden Section Optimization (GSO) algorithm with the Perturb and Observe (P&O) method. In the proposed approach, the GSO performs analysis between intervals to identify the region of the highest power peak, avoiding local maxima (LMPPT), while the P&O acts in fine-tuning to guarantee stability and speed of convergence at the exact point. The results obtained demonstrate that the combination of these techniques significantly reduces oscillations and increases energy extraction efficiency, thus managing to detect the global maximum (GMPPT), proving effective compared to methods applied in isolation in variable irradiance scenarios.

Lista de figuras

Figura 1 – Funcionamento químico do modulo fotovoltaico.	2
Figura 2- Módulos fotovoltaicos danificados devido ao <i>hotspot</i>	3
Figura 3 - diferença entre célula, módulo e matriz fotovoltaica.....	5
Figura 4 - Circuito elétrico da célula FV.	6
Figura 5 - Curva P-V e I-V.	7
Figura 6- Região da polarização reversa.	9
Figura 7- Passagem de corrente com um módulo sombreado.	10
Figura 8- Módulos com irradiâncias distintas sem diodo de desvio.	10
Figura 9- Módulos com irradiâncias distintas com diodo de desvio.	10
Figura 10- Gráfico $P-V$ demonstrando com e sem o diodo by-pass.	11
Figura 11- Diodos de bloqueio.	12
Figura 12-Circuito elétrico final junto aos cálculos de I_m, I_{pv}, I_o , e seus parâmetros.	17
Figura 13 - Módulo fotovoltaico conectado diretamente à carga.	19
Figura 14 - Curvas de geração fotovoltaica e curvas de carga.	19
Figura 15 - Módulo solar conectado à carga por meio de um conversor.....	20
Figura 16 - Representação simplificada da carga variável mediante a utilização de um conversor CC-CC.	21
Figura 17 - Inclinação da curva de carga em função do ciclo de trabalho D.	22
Figura 18 - Topologia básica do conversor SEPIC.	23
Figura 19- Fluxograma do funcionamento do método P&O.....	27
Figura 20- Funcionamento P&O detectando MPPT e os máximos locais em um módulo parcialmente sombreado.	27
Figura 21- Segmento de reta através do método da seção áurea.	28
Figura 22- Estágio 1 e 2 da técnica híbrida.	31
Figura 23- Gráfico P-V demonstrando seu máximo global sendo executado a técnica híbrida.	31
Figura 24 - Curvas I-V para diferentes níveis de irradiância.	33
Figura 25 - Padrão de teste 1.	35
Figura 26 - Padrão de teste 2.	35
Figura 27 - Padrão de teste 3.	35
Figura 28 - Circuito com conversor SEPIC.....	36
Figura 29 - Resultados referentes ao teste 1 para o método Híbrido.....	37
Figura 30 - Resultados referentes ao teste 2 para o método Híbrido.....	38
Figura 31 - Resultados referentes ao teste 3 para o método Híbrido.....	38

Sumário

1. INTRODUÇÃO	1
1.2. Objetivos.....	3
2. Revisão Bibliográfica.....	5
2.1 Conceitos de célula, módulo e arranjo/matriz fotovoltaica.....	5
2.2 Efeito do sombreamento parcial	8
2.3 Técnicas modificadas de rastreamento da máxima potência.....	12
2.4 Considerações Finais	13
3. METODOLOGIA	15
3.1 Modelo matemático do módulo fotovoltaico.....	15
3.2 Modelagem computacional do módulo fotovoltaico	16
3.3 Conversores CC-CC	17
3.4 Conversor SEPIC.....	18
3.5 Ponto de Operação	18
3.6 Circuito rastreador da máxima potência	19
3.7 Projeto do conversor SEPIC	22
3.8 Técnica P&O.....	26
3.9 Técnica da seção áurea (GSO)	28
3.10 Aplicação da GSO em MPPT.....	29
3.11 Implementação do algoritmo híbrido proposto	30
3.12 Estágios de operação da GSO.....	31
4. Resultados computacionais	33
5. Considerações finais.....	40

1. INTRODUÇÃO

A célula fotovoltaica (FV) é caracterizada pela sua natureza sustentável, pois não emite gases poluentes na atmosfera durante o processo de conversão de energia. Esta modalidade de geração de energia apresenta vantagens econômicas significativas, incluindo baixos custos operacionais e de manutenção ao longo de sua vida útil. Além disso, os sistemas fotovoltaicos possuem a flexibilidade de serem instalados em locais remotos, onde infraestruturas energéticas convencionais, como usinas nucleares, seriam inviáveis [1] .

A célula fotovoltaica é um componente eletrônico que converte energia solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico. Esse fenômeno foi descoberto pelo físico alemão Edmond Becquerel em 1839. Entretanto, o uso prático dessa tecnologia ocorreu apenas na década de 1960, especialmente em satélites. No âmbito comercial, os módulos FV começaram a ser usados em larga escala apenas no final dos anos 1980, com o crescimento de grandes parques fotovoltaicos[2].

O funcionamento da célula FV pode ser descrito recorrendo-se à física dos semicondutores. Para tanto, sabe-se que o principal componente usado na fabricação das células é o silício [3]. Inicialmente, o silício passa por um processo conhecido como ionização térmica, no qual seu nível de pureza é elevado a patamares de 99,999%. Em seguida, adicionam-se certas impurezas de forma controlada ao silício em um processo conhecido como dopagem. Esse processo de dopagem, por sua vez, é realizado por elementos tetravalentes e pentavalentes, que originam, respectivamente, os substratos tipo p e tipo n. Ao realizar a união desses dois substratos, cria-se uma região conhecida como camada de depleção. Tal camada permite a passagem de elétrons apenas quando submetida a certas frequências de ondas, mais especificamente à radiação do Sol [4]. Esse processo pode ser visualizado na Figura 1.

A tensão gerada por uma célula fotovoltaica é baixa, da ordem de 0,7 V [5]. Nesse sentido, faz-se necessário conectá-las em série, visando alcançar níveis de tensão mais elevados. Esse procedimento é feito pelos próprios fabricantes, o que origina os módulos FV. Entretanto, a tensão gerada pelos módulos ainda é baixa para diversas aplicações. Essa conexão em série dos módulos FV é conhecida como séries FV (do inglês – *PV string*) [4]. Em seguida, visando alcançar o nível de potência, pode-se ainda conectar as séries FV em paralelo, obtendo assim as matrizes FV [5].

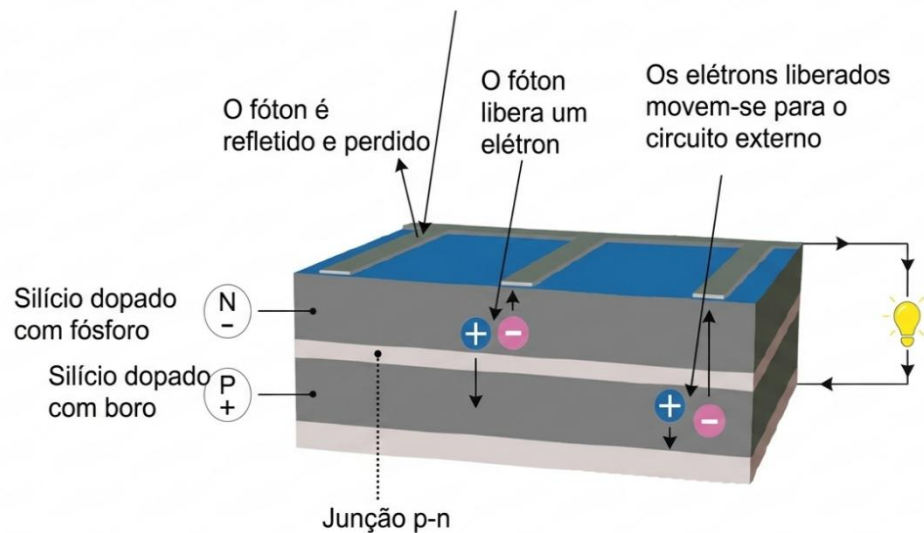


Figura 1 – Funcionamento químico do módulo fotovoltaico.

Um problema que acomete frequentemente os sistemas FV, sobretudo quando estão conectados em série, é o sombreamento parcial [6]. Nessa situação, apenas alguns módulos da série FV encontram-se sombreados, enquanto o restante permanece plenamente iluminado pela luz direta do Sol. Como consequência, a corrente gerada pelos módulos iluminados é maior do que a dos módulos sombreados. Isso pode ocasionar um problema conhecido como ponto quente (do inglês – *hotspot*). Em situações extremas de ponto quente, pode ocorrer o rompimento das células ou mesmo danificá-las de maneira permanente conforme ilustrado na Figura 2 [7].



Figura 2- Módulos fotovoltaicos danificados devido ao *hotspot*.

Uma solução amplamente adotada para evitar os problemas supracitados é o uso de diodos de desvio (do inglês – *bypass diodes*)[8]. Nessas estratégias, quando a célula sombreada opera na região de polarização reversa, o diodo de desvio é diretamente polarizado e fornece um caminho de baixa resistência para a corrente da série FV. Ou seja, em vez de a corrente dos módulos iluminados passar pelo módulo sombreado, o diodo de desvio fornece um caminho alternativo [9].

Embora essa abordagem evite a perda de energia e danos causados por pontos quentes, surge um problema relacionado à distorção da curva de potência-tensão (P-V) em sistemas fotovoltaicos. Essa distorção se manifesta pelo aparecimento de múltiplos picos, onde há apenas um ponto de máxima potência global (do inglês - *Global Maximum Power Point*, GMPP) e vários pontos de máxima potência locais (do inglês - *Local Maximum Power Point*, LMPP). As técnicas tradicionais de rastreamento de máxima potência (do inglês - *Maximum Power Point Tracking*, MPPT), baseadas em métodos como a subida de colina, incluindo o perturba e observa (P&O) e a condutância incremental (InC), mostram-se ineficazes nesse cenário, pois podem facilmente se confundir e capturar um LMPP em vez do GMPP [10]. Nesse sentido, faz-se necessário recorrer a técnicas mais avançadas de MPPT, conhecidas como rastreamento do ponto de máxima potência global (do inglês - *Global Maximum Power point Tracking* GMPPT).

1.2. Objetivos

Objetivo Geral

O presente trabalho tem como objetivo geral desenvolver uma técnica híbrida para o rastreamento do ponto de máxima potência em sistemas fotovoltaicos submetidos a condições de sombreamento parcial.

Objetivos Específicos

Para alcançar o objetivo proposto, definem-se os seguintes objetivos específicos:

- Analisar as distorções nas curvas características I_xV e P_xV provocadas pela atuação dos diodos de *bypass* em cenários de sombreamento parcial;
- Projetar (ou avaliar) a utilização de um conversor CC-CC dedicado ao rastreamento de máxima potência para operação sob diferentes condições de irradiância;
- Implementar e validar a técnica híbrida proposta, comparando seu desempenho frente a métodos convencionais de rastreamento.

1.3. Organização textual

Este TCC tem como objetivo apresentar o funcionamento da técnica híbrida de rastreamento de máxima potência, destacando seus principais aspectos. A organização dos capítulos está estruturada da seguinte forma:

Capítulo 2 - Este capítulo aborda as características dos módulos FV, começando pelo seu princípio de funcionamento. Também são discutidos os efeitos do sombreamento, suas consequências e as formas de solucionar esse problema.

Capítulo 3 - Apresenta a modelagem matemática e computacional dos sistemas fotovoltaicos, incluindo a determinação de seus parâmetros. Além disso, aborda os conceitos dos conversores CC-CC, com foco no conversor SEPIC (*Single-Ended Primary Inductance Converter*). Também são detalhados os métodos de rastreamento de máxima potência, incluindo o P&O e GSO.

Capítulo 4 – Visando validar o algoritmo proposto, o capítulo 4 apresenta os principais resultados computacionais obtidos em ambiente SIMULINK.

Capítulo 5 – Nesse capítulo, apresenta-se as principais conclusões do trabalho.

2. Revisão Bibliográfica

Conforme apresentado na seção anterior, as técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência desempenham um papel importante em sistemas FV. Nesse sentido, tendo em vista as limitações das tradicionais técnicas de MPPT no que tange à determinação do GMPPT, nesta seção será apresentada uma revisão a respeito do estado da arte das principais técnicas de GMPPT. Entretanto, para obter uma melhor compreensão do tema, alguns conceitos iniciais pertinentes ao entendimento de sistemas FV serão apresentados.

2.1 Conceitos de célula, módulo e arranjo/matriz FV

A célula solar FV, ilustrada na Figura 3, é a menor unidade do sistema FV. Ela realiza a conversão da radiação solar em energia elétrica por meio do fenômeno conhecido como efeito fotovoltaico[2]. Esse fenômeno é explicado detalhadamente em [11]. Desse estudo, constata-se que a máxima tensão gerada pelas células é da ordem de 0,7 V. Logo, é essencial realizar a conexão em série dessas células a fim de alcançar tensões mais elevadas.

Normalmente, as conexões entre as células são realizadas pelos próprios fabricantes, que, por sua vez, também realizam seu encapsulamento, originando os módulos FV. A tensão gerada pelos módulos depende, sobretudo, da quantidade de células conectadas em série. Normalmente, encontram-se módulos com 36, 54 e 72 células em série. Dessa forma, os valores de tensão variam entre 21,6 V e 43,2 V. Esses níveis de tensão ainda são baixos para aplicações residenciais e comerciais. Como consequência, esses módulos podem ser conectados em série e paralelo, originando assim as matrizes/arranjos FV.

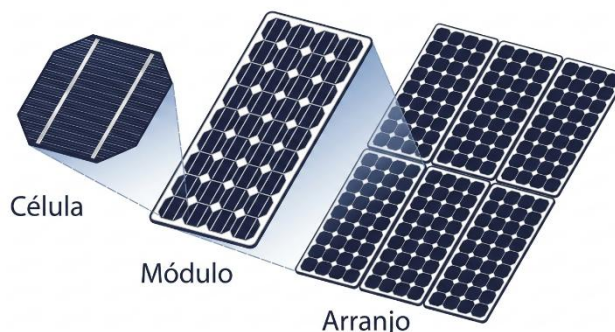


Figura 3 - diferença entre célula, módulo e matriz FV.

Sabe-se que, ao trabalhar com dispositivos que realizam conversão de energia, é necessário conhecer o comportamento da tensão em função da corrente. Para tanto, pode-se utilizar o circuito elétrico equivalente ilustrado na Figura 4. Esse circuito é derivado do modelo

físico da célula FV e descreve o comportamento da mesma. Salienta-se que diversos modelos têm sido propostos desde o descobrimento do efeito FV. Entretanto, o que mais se destaca na literatura é o modelo popularmente conhecido como modelo com um diodo, ilustrado na Figura 4.

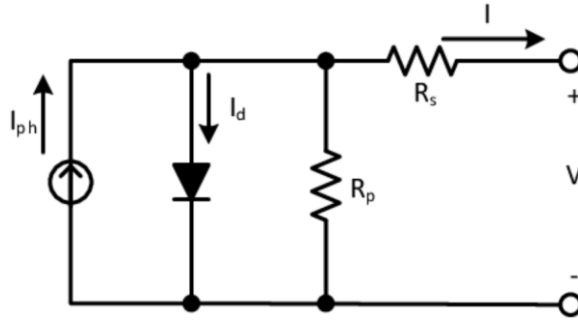


Figura 4 - Circuito elétrico da célula FV.

Para determinar a relação entre a tensão V e a corrente I nos terminais do módulo fotovoltaico, deve-se aplicar a Lei de Kirchhoff das Correntes (LKC) ao nó principal do circuito elétrico equivalente. Isso resulta na seguinte expressão.

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \quad (2.1)$$

Além disso, conforme demonstrado em [12], essa equação pode ser expressa em função de cada termo que influencia a corrente. Dessa forma, a expressão geral que rege o funcionamento da célula ou módulo FV é dada pela equação:

$$I = \frac{S}{S_{ref}} [I_{phref} + K_I (T - T_{ref})] - I_o \left[e^{\left(\frac{V + R_s I}{n_s a V_t} \right)} - 1 \right] - \left(\frac{V + R_s I}{R_p} \right) \quad (2.2)$$

Em que:

- S – Irradiância (W/m^2);
- S_{ref} – Irradiância de referência (1000 W/m^2), em STC¹ ;
- I_{phref} – Corrente fotogerada pela célula em STC;
- K_I – Coeficiente da corrente de curto-circuito (A/K);
- T – Temperatura da célula (K);
- T_{ref} – Temperatura de referência ($298,15 \text{ K}$);
- I_o – Corrente de saturação reversa do diodo (A);
- V_t – Tensão térmica (V);

¹ STC ou (*Standard Test Conditions*), em português, Condições de Teste Padrão, trata-se de uma padronização adotada por cientistas e fabricantes no qual considera-se $S=1000 \text{ W/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$ e 1.5 AM .

- a – Fator de idealidade;
 n_s – número de células em série.

A equação (2.2) relaciona a tensão e a corrente nos terminais do módulo FV. Para realizar a construção gráfica dessa expressão, é necessário conhecer todos os demais termos da expressão. Esses parâmetros podem ser encontrados no *datasheet* do módulo avaliado. Entretanto, salienta-se que cinco parâmetros não são fornecidos pelos fabricantes. São estes: I_{phref} , I_0 , a , R_s e R_p . Além disso, observa-se que essa é uma equação transcendental. Logo, para determinar todos os parâmetros da equação, é necessário recorrer a métodos numéricos iterativos [13, 14].

Após determinar todos os parâmetros faltantes, pode-se realizar a modelagem gráfica do módulo FV. Uma típica curva I-V e P-V de um módulo FV é ilustrada na Figura 5. Dessa curva, são destacados cinco pontos importantes:

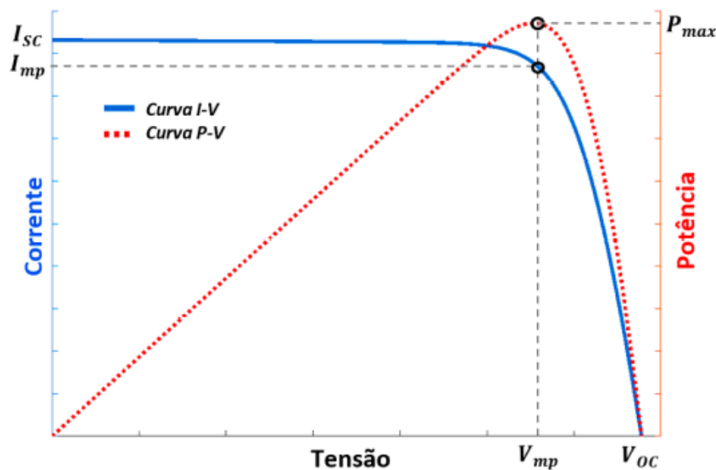


Figura 5 - Curva P-V e I-V.

- Corrente de curto-circuito I_{sc} – Corrente quando os terminais do módulo FV são curtos circuitados. Representa a máxima corrente que o módulo pode gerar para uma dada condição climática;
- Corrente de máxima potência I_{mpp} – É a corrente referente ao ponto em que o módulo gera a máxima potência;
- Tensão de circuito aberto V_{oc} – É a tensão do módulo quando seus terminais estão em aberto. Representa a máxima tensão que pode ser gerada pelo módulo;
- Tensão de máxima potência V_{mpp} – É a tensão referente ao ponto de máxima potência;
- Máxima potência P_{max} – É a máxima potência que pode ser gerada pelo módulo em uma dada condição climática.

2.2 Efeito do sombreamento parcial

Conforme mencionado, as células ou módulos devem ser conectados em série a fim de alcançar níveis de tensão mais elevados. Esse tipo de conexão é conhecido como série FV, e um importante problema que acomete essa configuração é o sombreamento parcial. Esse fenômeno é caracterizado pela radiação incidente não uniforme na superfície dos módulos que compõem a *string* FV.

Para compreender o efeito do sombreamento, deve-se recorrer à LKC. De acordo com essa lei, sabe-se que a corrente que flui em um elemento deve ser a mesma em todos os elementos conectados em série a ele. Na série FV, os módulos FV, que estão conectados em série, devem obedecer a essa lei. Entretanto, conforme demonstrado na seção anterior, por meio do equacionamento da célula FV. Dessa forma, para que a LKC seja obedecida, duas situações importantes podem ser observadas. A primeira ocorre quando a célula sombreada limita a produção de corrente das demais células FV. Embora se constate uma redução considerável da potência, essa situação não representa risco para a integridade da célula ou módulo FV. Por outro lado, se a corrente do módulo iluminado flui pelo módulo sombreado, o ponto de operação do mesmo é deslocado para uma região conhecida como região de polarização reversa.

A região de polarização reversa é conhecida por operar com tensões negativas e correntes positivas. Assim, a potência resultante do produto dessas grandezas torna-se negativa e o módulo passa a se comportar como carga, sendo assim, consumindo potência. Esse fenômeno é bastante conhecido como ponto quente, podendo levar o módulo a temperaturas extremamente altas e prejudiciais. É importante destacar que a energia dissipada em uma célula fotovoltaica é diretamente afetada pelo grau de sombreamento que ela enfrenta e pela corrente gerada pelos módulos não sombreados na mesma *string*. Em condições extremas, a célula pode operar em uma tensão que atinge o ponto de ruptura, como mostra a Figura 6, causando danos irreversíveis às células do módulo. Isso pode levar à exclusão dessa *string* do sistema fotovoltaico como um todo, comprometendo sua eficiência [15].

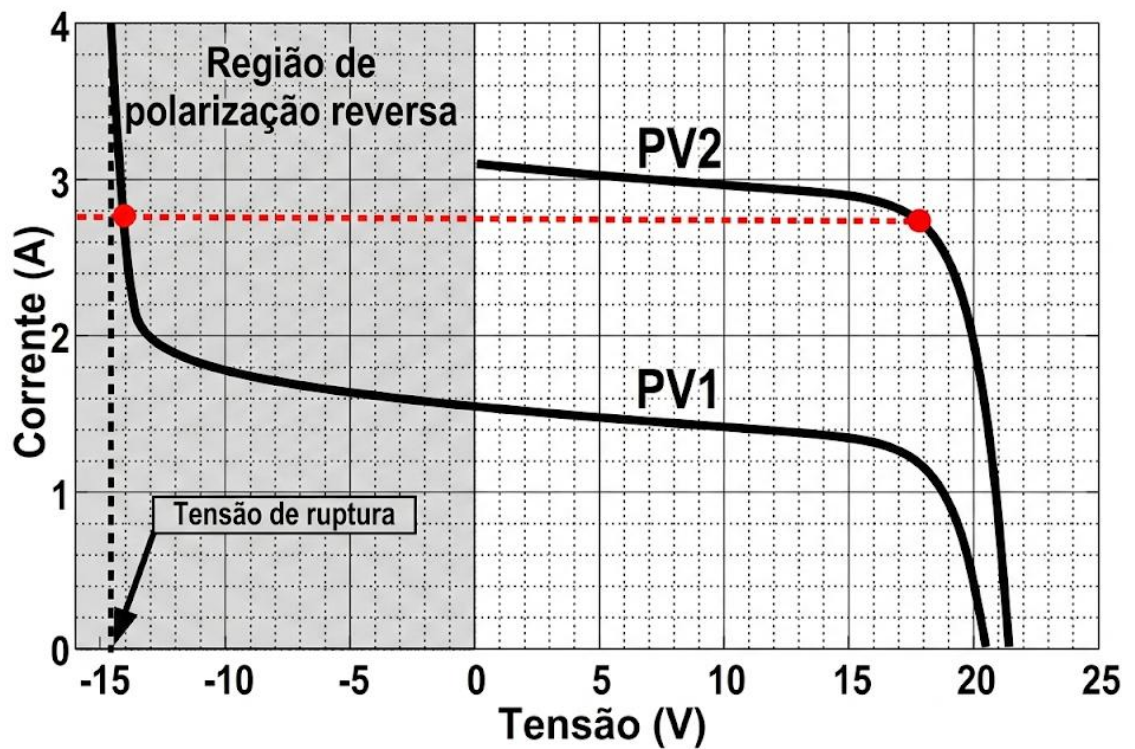


Figura 6- Região da polarização reversa.

Vários estudos têm sido realizados com o intuito de reduzir esse tipo de perda e, assim, proporcionar um maior tempo de vida aos módulos que compõem o sistema [9, 16, 17]. Um método que tem se destacado devido à facilidade de implementação é o diodo de desvio (do inglês, *bypass diode*). Nessa estratégia, diodos de junção são conectados em paralelo a um conjunto de células FV [8]. Sua utilização tem como objetivo restringir o aumento da tensão reversa na célula FV sombreada. Assim, quando a célula sombreada começa a operar na região reversa, o diodo torna-se diretamente polarizado como mostra a Figura 8 e fornece um caminho alternativo ao conjunto de células sombreadas, conforme ilustrado na Figura 7 e na Figura 9.

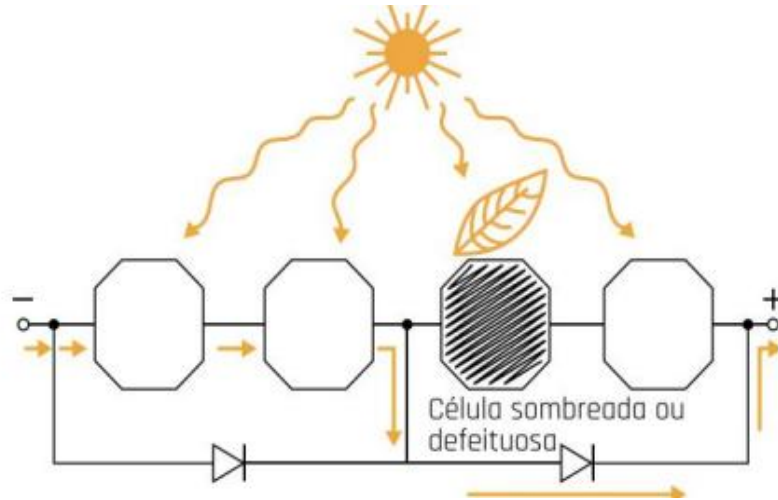


Figura 7- Passagem de corrente com um módulo sombreado.

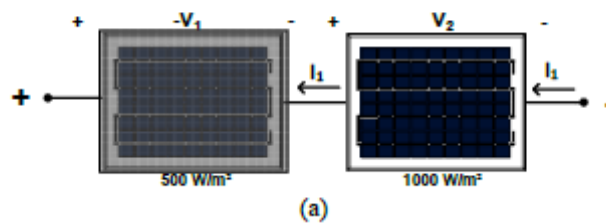


Figura 8- Módulos com sombreamento distintos sem diodo de desvio.

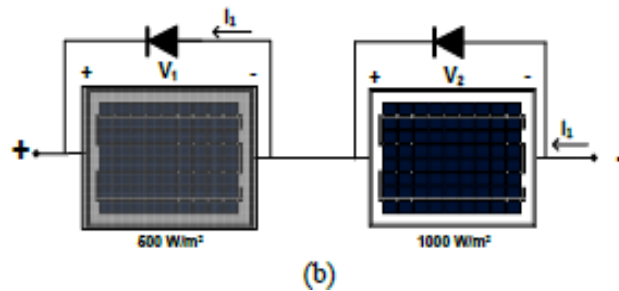


Figura 9- Módulos com irradiâncias distintas com diodo de desvio.

O método do diodo *bypass* é amplamente utilizado em dispositivos comerciais. Apesar de sua eficácia em mitigar o problema dos pontos quentes e em prolongar a vida útil dos módulos, ele ainda apresenta uma limitação significativa relacionada à distorção da curva P-V. Esse problema, por sua vez, é evidenciado na Figura 10, que mostra tanto a recuperação energética proporcionada pelo método quanto a deformação da curva P-V. Além disso, devido a essa distorção, métodos tradicionais de MPPT, como P&O e CI, que se baseiam no conceito de subida de colina, tornam-se ineficazes, pois podem facilmente se confundir entre os

múltiplos LMPP. Isso ressalta a necessidade de estratégias mais adequadas para lidar com esse problema.

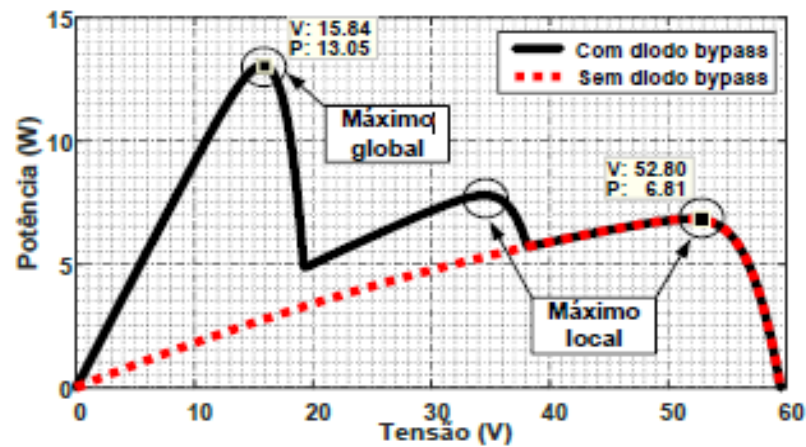


Figura 10- Gráfico $P-V$ demonstrando com e sem o diodo by-pass.

Outro dispositivo importante para os módulos fotovoltaicos são os diodos de bloqueio, ilustrado na Figura 11. Eles podem ser conectados em série com série fotovoltaica. A principal função do diodo de bloqueio é impedir a circulação de corrente reversa dentro do sistema fotovoltaico. Essa situação pode ocorrer quando um módulo ou uma *string* está operando em uma tensão inferior à dos outros módulos conectados em paralelo, devido a sombreamento, falhas ou variações na intensidade da luz solar. Se não houver o diodo de bloqueio, a corrente poderia fluir dos módulos mais energizados para os menos energizados, causando perda de eficiência e possível dano ao sistema.

Além da proteção contra a corrente reversa, o diodo de bloqueio também ajuda a proteger o sistema contra possíveis danos causados por situações como curto-circuito ou falha em um módulo [8].

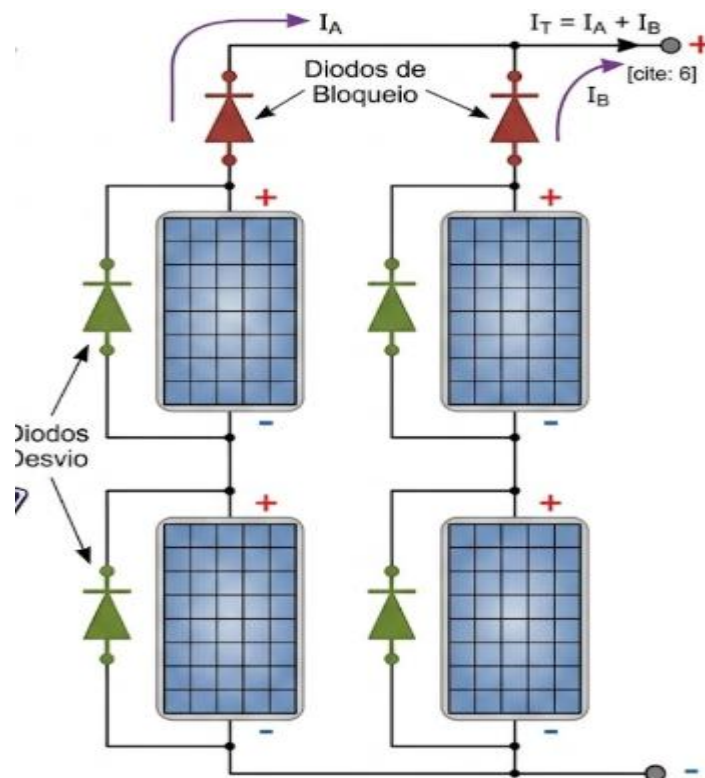


Figura 11- Diodos de bloqueio.

2.3 Técnicas modificadas de rastreo da máxima potência

Tendo em vista as limitações associadas as tradicionais técnicas de MPPT na determinação do GMPP, estratégias mais sofisticadas de MPPT vêm sendo propostas nos últimos anos [18]. Uma das primeiras iniciativas para desenvolver um algoritmo de GMPPT foi apresentada por [19]. Após uma análise detalhada das características elétricas de uma matriz solar fotovoltaica, os autores destacam seis observações cruciais sobre o comportamento das curvas corrente-tensão (I-V), que servem de base para o desenvolvimento do algoritmo. No entanto, a estratégia proposta é complexa e lenta, pois exige a verificação de todos os máximos locais na curva P-V.

As observações críticas realizadas por [19] serviram como ponto de partida para aprimoramentos em pesquisas subsequentes. Por exemplo, em [20] foi proposta uma estratégia que inclui um mecanismo chamado de limite de tensão (do inglês - *voltage limiting*, VLIM). Esse mecanismo, ao identificar a tensão correspondente ao GMPP, evita a necessidade de verificar outros pontos da curva que seriam irrelevantes. De maneira similar, em [21], foi introduzido um algoritmo que detecta o GMPP analisando a inclinação da curva de potência P-

V e, como o método de Murtaza, também incorpora um mecanismo para ignorar pontos desnecessários. Embora essas abordagens tenham representado avanços significativos, sua implementação ainda é complexa e demanda componentes adicionais para medir a tensão de circuito aberto.

Outro conjunto de métodos utilizados para identificar o GMPP em sistemas fotovoltaicos são as meta-heurísticas bioinspiradas. Essas técnicas se inspiram no comportamento de organismos vivos na natureza, incluindo a otimização por enxame de partículas (PSO) [22], o algoritmo de vagalume (FA) [23] e a otimização do lobo cinzento (GWO) [24]. Além dessas, há métodos baseados em lógica fuzzy [25] e redes neurais artificiais. Embora esses algoritmos apresentem resultados promissores, eles exigem uma sintonia fina de parâmetros que, em muitos casos, se torna complexa, não justificando a sua implementação prática [25].

Por outro lado, uma alternativa mais simples e eficaz, que tem recebido pouca atenção na literatura, são os métodos de otimização matemática. Um exemplo é o método que utiliza a sequência de Fibonacci para localizar o GMPP [26]. Este método se destaca por sua simplicidade e rapidez na convergência, mas pode falhar em determinadas situações, resultando na identificação de um máximo local. Um aprimoramento desse método é o da seção áurea (GSO), que, como relatado em [27], oferece maior eficiência na determinação do GMPP.

Embora os métodos de GMPPT sejam fundamentais para a determinação da máxima potência global, eles tendem a ser mais lentos em comparação com as técnicas MPPT tradicionais. Por isso, é crucial que os métodos GMPPT sejam ativados apenas em situações de sombreamento parcial. Nesse cenário, o método GSO tem mostrado resultados superiores em relação a outras abordagens, embora sua incapacidade de manter a máxima potência global após o rastreamento exija uma atuação contínua do método, comprometendo sua eficácia.

Diante desse desafio, a implementação da estratégia GSO para operar em conjunto com o método P&O é proposta. Com isso, o algoritmo se torna capaz de funcionar em dois estágios: o primeiro, utilizando o GSO para identificar o GMPP, e o segundo, empregando o P&O para o rastreamento contínuo.

2.4 Considerações Finais

Neste capítulo, foi feita uma abordagem dos assuntos envolvendo a teoria dos módulos fotovoltaicos, incluindo a descrição detalhada sobre o funcionamento, limitações e como

solucionar essas limitações com algoritmos que devem ser implementados. Foram descritas as principais informações relacionadas a este trabalho, envolvendo o sombreamento parcial, diodos *bypass*, diodos de bloqueio e as técnicas de MPPT, sendo elas P&O e GSO.

3. METODOLOGIA

O presente capítulo abordará as características das técnicas híbridas de rastreamento do ponto de máxima potência (como o sistema P&O e GSO), o entendimento de como os métodos matemáticos em módulos FV podem ser importantes para compreendê-los em operações reais, conversores CC-CC e as implementações feitas para localizar os pontos. A compreensão desses tópicos depende diretamente de alguns pontos abordados no capítulo anterior, descrito na revisão bibliográfica.

Assuntos como a técnica P&O e GSO, a aplicação de ambos em MPPT e a implementação do algoritmo híbrido serão essenciais para os objetivos de estudo deste capítulo, que, por sua vez, servirá como base para o que será tratado posteriormente

3.1 Modelo matemático do módulo fotovoltaico

A modelagem matemática de um módulo FV é essencial para realizar testes iniciais e analisar seu desempenho. O objetivo dessas simulações é replicar, por meio de equações matemáticas, os resultados que seriam observados em um módulo real, proporcionando uma análise precisa e eficiente. Com esse modelo matemático, é possível representar com precisão curvas características, como a curva corrente versus tensão $I-V$ e a curva potência versus tensão $P-V$, que são fundamentais para o estudo do desempenho do módulo. Além disso, esse modelo permite identificar pontos críticos, como a máxima potência que o sistema pode gerar.

Por meio das simulações, é possível determinar o ponto de máxima potência. Isso facilita a avaliação da potência gerada pelo sistema. As simulações também possibilitam a identificação de outros parâmetros importantes, como a corrente I_{sc} e a tensão V_{oc} , presentes tanto na curva $I-V$ quanto na curva $P-V$. A corrente e tensão de máxima potência do módulo FV também pode ser analisada nesse contexto, proporcionando uma visão completa do desempenho do sistema.

A Tabela 1 apresenta os principais parâmetros extraído do *datasheet* do módulo KM (10) da fabricante Komaes Solar que foi adotado nesse trabalho. Salienta-se que esses valores estão em condições de teste padrão. Embora diversos parâmetros importantes estejam disponíveis para a implementação computacional, salienta-se a ausência de quatro parâmetros

importantes, sendo estes: a corrente fotogerada, a corrente de saturação reversa e as resistências série e paralelo.

Tabela 1 - Especificações do módulo KM (10).

PARAMETROS	VALORES
Máxima Potência	$P_{max} = 10W$
Tolerância da Potência	$\Delta P_{max} = 5\%$
Tensão da máxima potência	$V_{mpp} = 17,56V$
Corrente da máxima potência	$I_{mpp} = 0,6A$
Tensão de circuito aberto	$V_{ca} = 21,52V$
Corrente de curto-circuito	$I_{cc} = 0,66A$
Máxima tensão do sistema	$V_{cc} = 750V$
Número de células em serie	$N_s = 36$
Coeficiente de temperatura de I_{cc}	$K_i = 0,00033 \text{ I}/^{\circ}C$
Coeficiente de temperatura de V_{ca}	$K_v = -0,0731 \text{ V}/^{\circ}C$
Coeficiente de potência	$K_p = -0,5\% / ^{\circ}C$
Temperatura nominal de operação	$47 \pm 2^{\circ}C$

Para determinar esses parâmetros, é necessário recorrer a métodos computacionais dentre os quais o mais conhecido é o método de Villalva [14]. Após obter todos os parâmetros necessários, pode-se implementar o modelo computacional apresentado a seguir.

3.2 Modelagem computacional do módulo FV

A Figura 12 ilustra o diagrama de blocos utilizado nas simulações computacionais. Esse diagrama foi montado em ambiente Matlab/Simulink devido sua boa eficiência em simulações envolvendo sistemas FV. A montagem desse diagrama tomou como base as equações do modelo de um diodo que foi apresentado na seção da revisão bibliográfica. Além disso, os principais parâmetros utilizados foram apresentados na seção anterior.

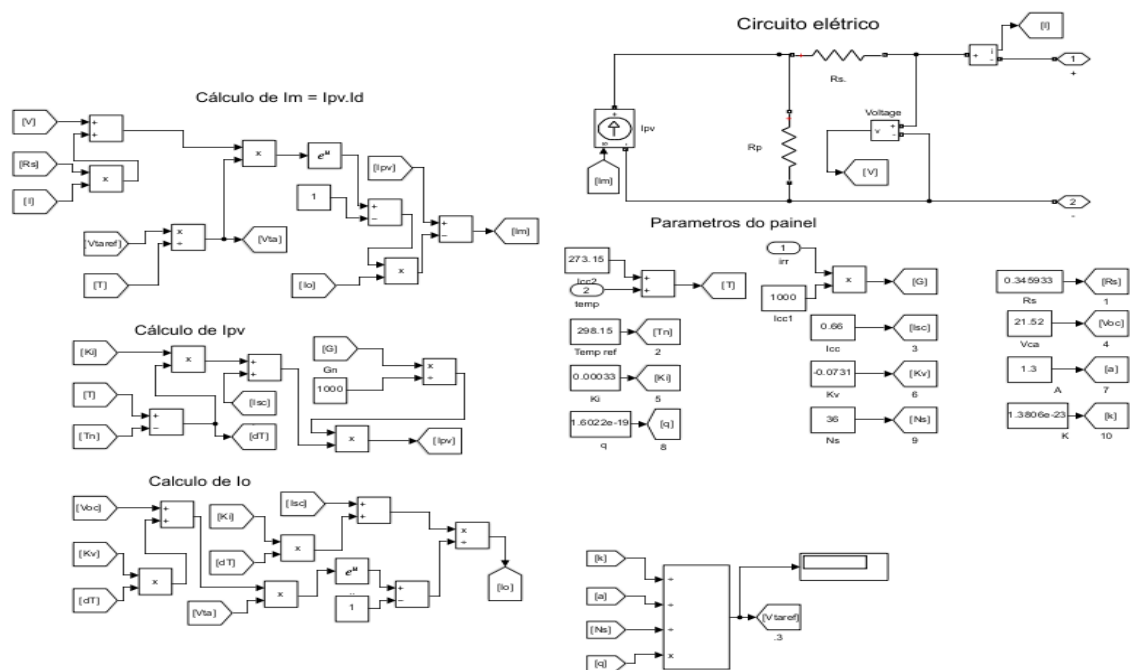


Figura 12-Circuito elétrico final junto aos cálculos de I_m , I_{pv} , I_o , e seus parâmetros.

3.3 Conversores CC-CC

Os conversores CC-CC são circuitos eletrônicos cujo objetivo é fornecer uma tensão regulada na saída a partir de uma fonte de tensão não regulada. Uma de suas características é a capacidade de trabalhar na obtenção do ponto de máxima potência do sistema FV. Além disso, salienta-se que esses conversores podem operar em um regime de condução contínua e descontinua. Uma desvantagem do modo descontinuo é ter um rendimento menor, pois as correntes de pico acabam sendo altas e, conseqüentemente, as perdas nos semicondutores também se tornam altas. Dessa forma, opta-se pelo regime de condução contínua.

A principal vantagem de se adotar conversores CC em sistemas fotovoltaicos está associado à sua capacidade de alterar a resistência equivalente vista pelo sistema FV e, como consequência, seu ponto de operação. Isso é alcançado mediante a variação do ciclo de trabalho que é a proporção entre o tempo em que o interruptor permanece ativado (fechado) e o tempo total de um ciclo, sendo indicada pela letra D . A escolha da frequência aplicada ao conversor deve ser realizada com cautela pois, embora frequência mais elevadas resultem em componente menos volumosos, tem-se uma elevação considerável das perdas por chaveamento. Nesse caso, utiliza-se uma frequência de 31 kHz, que é uma frequência amplamente aplicada a conversores devido a facilidade de obtenção por meio de microcontroladores.

Há uma ampla gama de topologia de conversores CC disponíveis na literatura especializada, dentre os quais pode-se mencionar: *buck*, *boost*, *buck-boost*, Zeta, SEPIC (do inglês, *Single Ended Primary Inductance Converter*) e Cuk [28]. Dentre essas topologias, optou-se pelo conversor SEPIC, uma vez que ele possui a característica de entrada de fonte de corrente. Isso, por sua vez, facilita a leitura da corrente para a implementação do MPPT. Além disso, ele não inverte a tensão de saída e opera tanto no modo elevador como no modo abaixador. Tais características serão detalhadas a seguir.

3.4 Conversor SEPIC

O conversor SEPIC foi introduzido em 1977 como uma solução versátil para conversão de energia, capaz de operar tanto como elevador quanto abaixador de tensão, tornando-se útil em fontes de alimentação reguladas e sistemas de conversão de energia[29].

Uma de suas principais vantagens é o comportamento de entrada como fonte de corrente, o que reduz a ondulação de corrente e minimiza o ruído eletromagnético, melhorando a eficiência do sistema. Além disso, o SEPIC utiliza um capacitor de acoplamento para transferir energia entre a entrada e a saída, isolando-as e permitindo uma regulação eficiente da tensão.

A saída do SEPIC é caracterizada como uma fonte de tensão estável, ideal para aplicações que exigem tensão constante, como dispositivos sensíveis. Seu uso se expandiu para áreas como sistemas de energia solar e eletrônicos portáteis, devido à sua flexibilidade e eficiência em uma ampla faixa de tensões.

3.5 Ponto de Operação

Devido às variações climáticas às quais o módulo ou a matriz fotovoltaica está sujeito, bem como às modificações na carga conectada aos seus terminais, há alterações significativas no ponto de operação do sistema. Para a compreensão desse fenômeno, considere um módulo fotovoltaico submetido a uma determinada irradiância, com uma carga conectada aos seus terminais, conforme ilustrado na Figura 13. O ponto de operação é determinado pela interseção entre a curva característica da carga e a curva corrente-tensão (I-V) do módulo fotovoltaico.

Conforme a análise da Figura 14 ao variar a carga de 60 Ω para 120 Ω , com irradiância de 1000 W/m², observa-se uma mudança no ponto de operação, o que causa uma redução na potência de 5 W para 3,42 W. Em seguida, mantendo a carga fixa em 60 Ω e diminuindo a

irradiância de 1000 W/m^2 para 500 W/m^2 , verifica-se novamente uma alteração no ponto de operação, resultando em uma queda na potência de 5 W para $1,27 \text{ W}$. No entanto, ao aplicar a mesma variação de carga, a potência aumenta de $1,27 \text{ W}$ para $2,33 \text{ W}$.

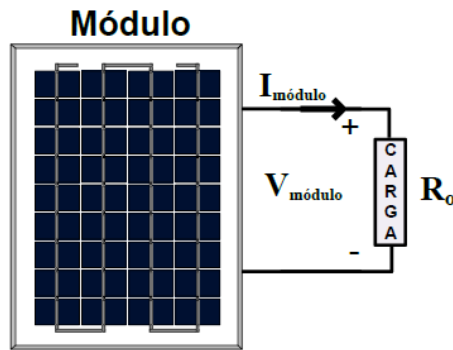


Figura 13 - Módulo fotovoltaico conectado diretamente à carga.

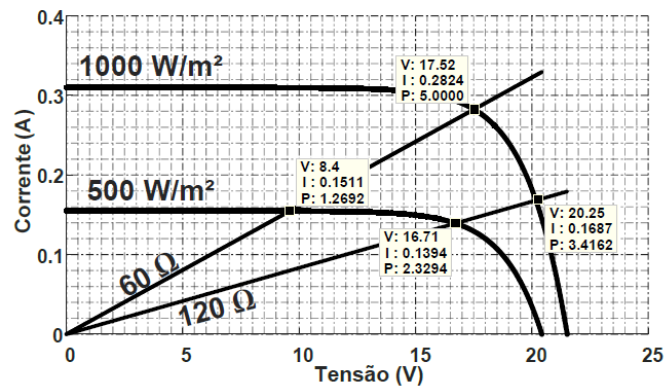


Figura 14 - Curvas de geração fotovoltaica e curvas de carga.

Diante das variações climáticas às quais os módulos fotovoltaicos estão submetidos, haverá alterações no seu ponto de operação e na potência fornecida pelo módulo. Assim, uma escolha correta da carga conectada aos seus terminais pode resultar em uma recuperação energética.

3.6 Circuito rastreador da máxima potência

Os circuitos rastreadores têm a capacidade de modificar o ponto de operação do conjunto módulo-carga, permitindo, assim, a máxima transferência de potência em diversas condições climáticas. Esses circuitos, conhecidos como rastreadores de máxima potência, são implementados por meio de um conversor CC-CC entre módulo e carga, conforme ilustrado na representação da Figura 15.

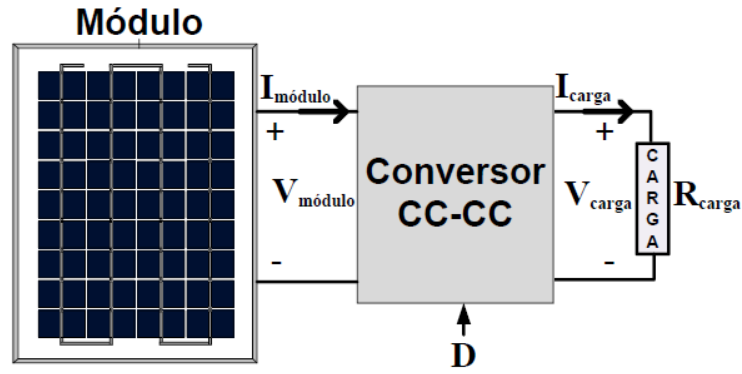


Figura 15 - Módulo solar conectado à carga por meio de um conversor.

A análise do conversor CC-CC SEPIC, atuando como rastreador do MPPT, é fundamental. Quando operando no MCC, o comportamento do conversor pode ser modelado pelas equações (1.9) e (1.10).

$$G_V = \frac{V_{carga}}{V_{módulo}} = \frac{D}{1-D} \quad (3.1)$$

$$G_I = \frac{I_{carga}}{I_{módulo}} = \frac{1-D}{D} \quad (3.2)$$

em que:

V_{CARGA}, I_{CARGA} - Tensão e corrente na saída do conversor, respectivamente;

G_V, G_I - Ganho de tensão e corrente, respectivamente;

D - Razão cíclica ou ciclo de trabalho do conversor.

De acordo com a lei de Ohm, a tensão sobre a carga da Figura 15 é dada pela equação (1.11).

$$V_{carga} = R_{carga} I_{carga} \quad (3.3)$$

Isolando os termos V_{carga} e I_{carga} nas equações (1.9) e (1.10), e, em seguida, substituindo-as na expressão (1.11), obtém-se a equação (1.12).

$$\frac{D}{1-D} V_{módulo} = R_{carga} \frac{1-D}{D} I_{módulo} \quad (3.4)$$

Mediante uma simples manipulação matemática, obtém-se a equação 1.13.

$$\frac{V_{\text{módulo}}}{I_{\text{módulo}}} = \left(\frac{D}{1-D} \right)^2 R_{\text{carga}} \quad (3.5)$$

A razão entre $V_{\text{módulo}}$ e $I_{\text{módulo}}$ e da equação (1.13) pode ser entendida como a resistência equivalente total vista pelo módulo fotovoltaico. Essa resistência é conhecida como resistência efetiva de entrada e pode ser expressa em termos do ciclo de trabalho D e da resistência de R_{carga} , conforme a equação (1.14).

$$R_e(D, R_{\text{carga}}) = R_{\text{carga}} \left(\frac{D}{1-D} \right)^2 \quad (3.6)$$

Basicamente, a resistência efetiva de entrada $R_e(D, R_{\text{carga}})$ pode ser interpretada como uma resistência variável. Ou seja, quando uma carga fixa é conectada aos terminais do módulo fotovoltaico por meio de um conversor CC-CC, seu valor pode ser alterado do ponto de vista do módulo. Dessa forma, a Figura 15 pode ser simplificada conforme a Figura 16.

De acordo com o que foi apresentado no capítulo anterior, a interseção da curva de carga com a de geração fotovoltaica determina o ponto de operação do sistema. Sendo assim, se a carga efetiva vista do módulo é $R_e(D, R_{\text{carga}})$, o ponto de operação torna-se uma função da razão cíclica D , conforme ilustrado na Figura 17. Assim, por meio da análise da Figura 17, constata-se que a reta de carga pode ser conduzida ao ponto de máxima potência mediante a uma alteração da razão cíclica.

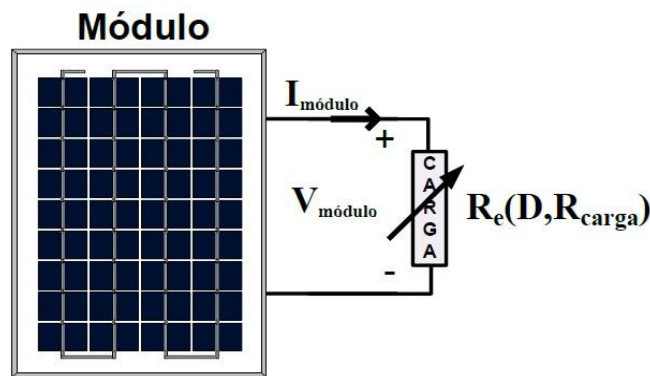


Figura 16 - Representação simplificada da carga variável mediante a utilização de um conversor CC-CC.

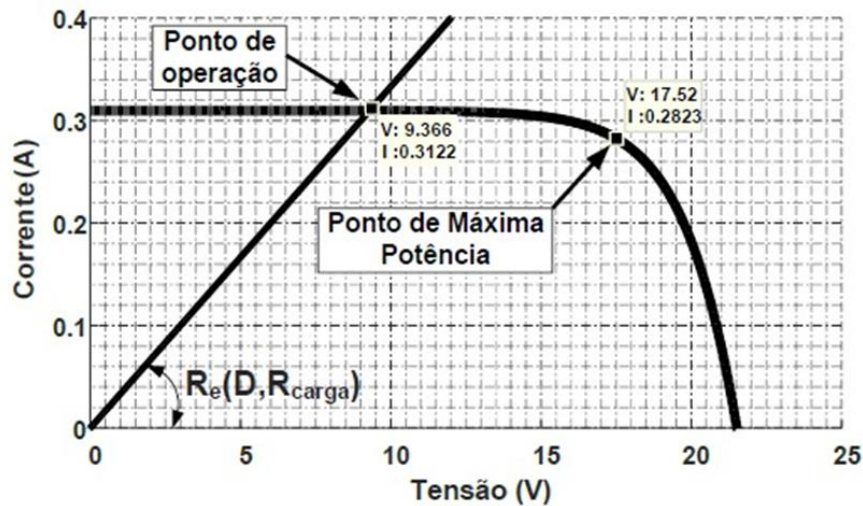


Figura 17 - Inclinação da curva de carga em função do ciclo de trabalho D.

3.7 Projeto do conversor SEPIC

O conversor SEPIC ilustrado na Figura 18 apresenta, o melhor desempenho em aplicações FV. Dentre as vantagens dele, pode-se citar:

- Capacidade de elevar e reduzir a tensão de entrada, o que garante uma varredura completa da região de operação do módulo. Essa característica, por exemplo, não se aplica às topologias *buck* e *boost*;
- Possui a característica de tensão de saída não invertida, diferentemente dos conversores como *buck-boost* e *Ćuk*;
- Possui acionamento do interruptor conectado ao mesmo nó de referência da fonte de alimentação e da carga, conforme pode ser visto na Figura 18, implicando a não necessidade de circuitos de comando isolados;
- Possui uma corrente de entrada com pequena ondulação quando opera em MCC, sendo que isso leva a níveis de interferência eletromagnética reduzidos, facilitando a amostragem da corrente em aplicações de MPPT;

Entre as desvantagens, citam-se:

- Maior quantidade de elementos em comparação aos conversores *buck*, *boost* e *buck-boost*. Isso pode, em algumas situações, acarretar uma maior quantidade de perdas e, conseqüentemente, em um menor rendimento;

- Maiores esforços de corrente e tensão nos semicondutores em comparação com os conversores buck e boost.

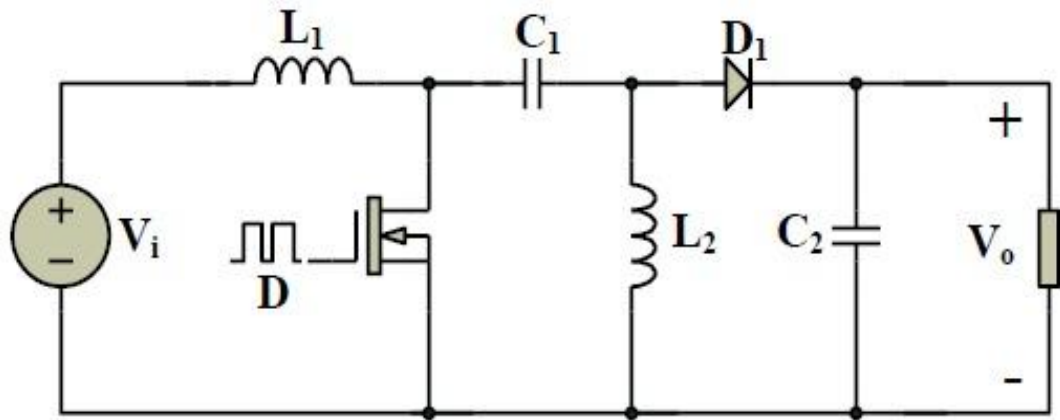


Figura 18 - Topologia básica do conversor SEPIC.

Para determinar os parâmetros do conversor (L_1, L_2, C_1, C_2), é necessário definir todas as especificações necessárias do projeto. A Tabela 1 especifica os principais parâmetros do módulo KM(P)10 da Komaes Solar®, o qual é adotado neste trabalho. Por meio da Tabela 1, é possível especificar, de maneira adequada, os parâmetros necessários para o correto dimensionamento do conversor SEPIC, conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 - Especificações do conversor SEPIC.

GRANDEZA	REPRESENTAÇÃO	VALOR
Tensão máxima entrada	$V_{i\max}$	64,56 V
Tensão mínima de entrada	$V_{i\min}$	16 V
Tensão de saída	V_o	35 V
Corrente de curto-circuito	I_{sc}	0,93 A
Corrente de saída	I_o	1.157 A
Potência de entrada	P_i	45W
Resistência de saída	R_o	30 Ω
Rendimento	η	0,9
Potência de saída	P_o	40,5W
Frequência de comutação	f_s	31 kHz
Máxima Ondulação da corrente no indutor L_1	Δ_{L1}	20 %
Máxima Ondulação da corrente no indutor L_2	Δ_{L2}	20 %
Máxima Ondulação da tensão no capacitor C_1	Δ_{C1}	10 %
Tensão de Ondulação no capacitor C_2	ΔV_{C2}	1 V

- **Dimensionamento do indutor L_1**

A corrente média no indutor L_1 é obtida por:

$$I_{L1(méd)} = \frac{P_i}{V_{i\min}} = 2,813A \quad (3.7)$$

A corrente máxima no indutor L_1 é obtida por:

$$I_{L1(máx)} = I_{L1(méd)1} + \frac{\Delta_{L1} \cdot I_{L1(méd)}}{2} = 3,094A \quad (3.8)$$

Considerando a máxima tensão na entrada, a corrente média no indutor L_1 é obtida por:

$$I_{L1(méd)2} = \frac{P_i}{V_{i(máx)}} = 0,698A \quad (3.9)$$

De acordo com (1.9), obtém-se:

$$D_{(\min)} = \frac{V_o}{V_o + V_{i(máx)}} = 0,352 \quad (3.10)$$

Assim, o indutor L_1 pode ser obtido por:

$$L_1 = \frac{V_{i(máx)} \cdot D_{(\min)}}{(I_{L1(méd)2} \cdot \Delta_{L1}) \cdot f_s} = 5,25mH \quad (3.11)$$

- **Dimensionamento do indutor L_2**

O valor da corrente média no indutor L_2 é:

$$I_o = I_{L2(méd)} = 1,157A \quad (3.12)$$

A corrente máxima no indutor L_2 é obtida por:

$$I_{L2(máx)} = I_{L2(méd)1} + \frac{\Delta_{L2} \cdot I_{L2(méd)}}{2} = 1,273A \quad (3.13)$$

Considerando a máxima tensão, o valor do indutor L_2 pode ser obtido por:

$$L_2 = \frac{V_o \cdot (1 - D_{(min)})}{(I_{L2(máx)} \cdot \Delta_{L2}) \cdot f_s} = 2,87 mH \quad (3.14)$$

- **Dimensionamento do capacitor C_1**

Considerando a tensão mínima de entrada, a tensão média no capacitor C_1 pode ser obtida por:

$$V_{C1(méd)} = V_{i(min)} = 16V \quad (3.15)$$

De acordo com a equação (1.9), obtém-se:

$$D_{(máx)} = \frac{V_o}{V_o + V_{i(min)}} = 0,686 \quad (3.16)$$

O valor do capacitor C_1 pode ser obtido por:

$$C_1 = \frac{I_{L2} \cdot D_{(máx)}}{(V_{C1(méd)} \cdot \Delta_{C1}) \cdot f_s} = 17,42 \mu F \quad (3.17)$$

Tendo em vista a não existência desse valor de capacitância, adota-se um capacitor de 22 μF .

- **Dimensionamento dos semicondutores**

A corrente média no MOSFET é determinada por:

$$I_{S(méd)} = \frac{D_{(máx)}}{1 - D_{(máx)}} \cdot I_o = 2,528 A \quad (3.18)$$

A corrente máxima no MOSFET é dada por:

$$I_{S(máx)} = I_{L1(máx)} + I_{L2(máx)} = 4,367 A \quad (3.19)$$

A corrente eficaz no MOSFET é obtida mediante a seguinte equação:

$$I_{S(ef.)} = \frac{\sqrt{D_{max}}}{1 - D_{max}} \cdot I_o = 3,052 A \quad (3.20)$$

A tensão máxima aplicada ao MOSFET é obtida por:

$$V_{S(\max)} = V_{i(\max)} + V_{O(\max)} = 100V \quad (3.21)$$

A corrente máxima no diodo é determinada por:

$$I_{D\max} = I_{S\max} = 2,626A \quad (3.22)$$

A corrente eficaz no diodo pode ser obtida por:

$$I_{D(ef.)} = \frac{\sqrt{1-D_{(\max)}}}{1-D_{(\max)}} \cdot I_O = 2,065A \quad (3.23)$$

A tensão reversa máxima aplicada ao diodo D é obtida por:

$$V_{DR(\max)} = V_{i(\max)} + V_{O(\max)} = 100V \quad (3.24)$$

3.8 Técnica P&O

O método perturba e observa é uma técnica de rastreo MPPT bastante conhecida e utilizada em sistemas fotovoltaicos devido a sua simplicidade e eficiência em situações de sombreamento parcial e módulos iluminados.

O rastreamento pelo Método de Perturba e Observa ocorre ao longo de duas interações consecutivas. Na primeira, o conversor CC-CC é configurado para operar com a razão cíclica $D(n-1)$, momento em que são medidos os valores da tensão $V(n-1)$ e da corrente $I(n-1)$ na saída do arranjo. Esses valores permitem calcular a potência $P(n-1) = V(n-1) \cdot I(n-1)$ gerada no sistema. Em seguida, uma perturbação ΔD é aplicada à razão cíclica, ajustando-a para $D(n) = D(n-1) \pm \Delta D$, iniciando assim a segunda interação. Novamente, a corrente $I(n)$ e a tensão $V(n)$ são medidas, e a potência $P(n) = V(n) \cdot I(n)$ é calculada. Se a variação da potência, representada por $\Delta P = P(n) - P(n-1)$, for positiva ($\Delta P > 0$), conclui-se que o sistema está se aproximando da máxima potência, e o sentido da perturbação deve ser mantido.

Porém, se tivermos a variação ($\Delta P < 0$), o sistema irá caminhar em uma direção oposta àquela que vinha sendo percorrida. A Figura 19 demonstra o fluxograma sobre o método. Vale ressaltar que o parâmetro é importante para o desempenho do sistema como um todo, pois grandes valores de ΔD causam uma velocidade menor de convergência. Porém, quando o sistema está em regime permanente, a potência começará a sofrer grandes oscilações, enquanto valores menores de ΔD irão diminuir a oscilação devido à lenta convergência. Esses acontecimentos podem ser entendidos por meio de um fluxograma que pode ser visualizado na Figura 19.

O entendimento do método e sua ineficiência neste caso busca compreender que, como o método P&O trabalha com a subida de colina, pode acontecer que ele acabe identificando apenas um ponto máximo local. Porém, o ponto interessante, que seria a detecção do ponto global, pode acabar sendo perdido, impedindo que o sistema atue com a devida eficiência. A demonstração da existência de pontos máximos locais e do ponto máximo global pode ser visualizada na Figura 20.

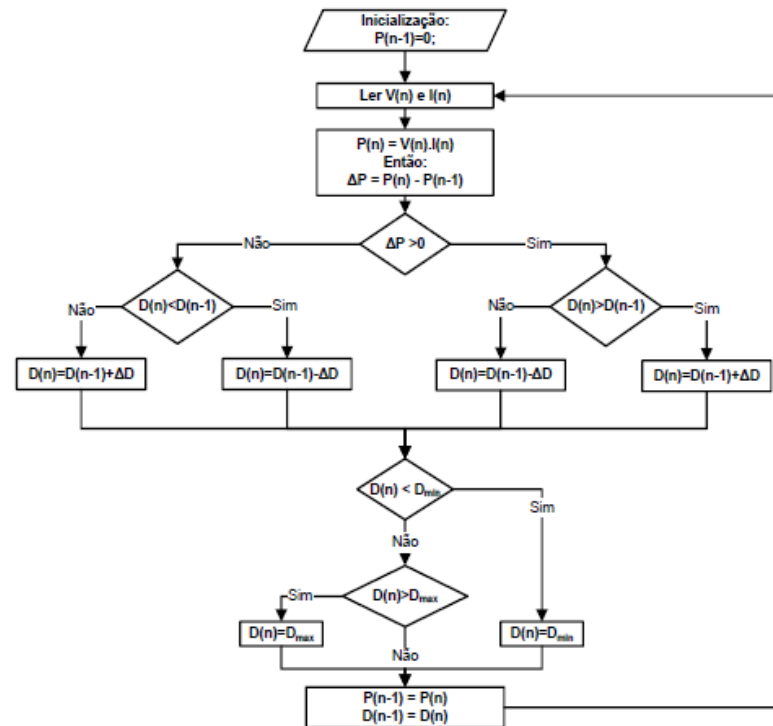


Figura 19- Fluxograma do funcionamento do método P&O.

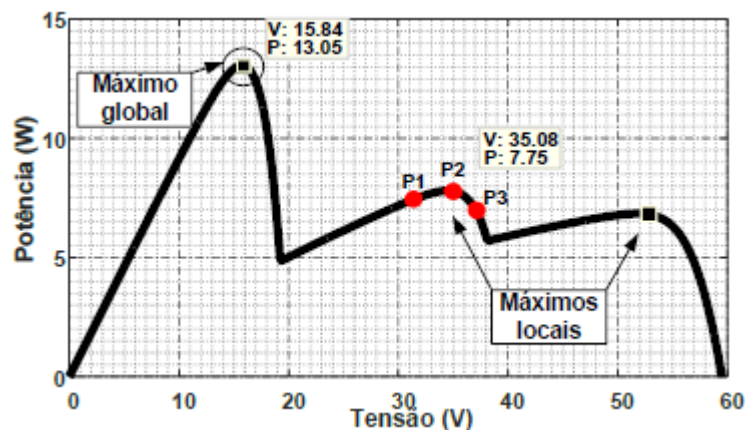


Figura 20- Funcionamento P&O detectando MPPT e os máximos locais em um módulo parcialmente sombreado.

Na Figura 20, observam-se os pontos P_1 , P_2 e P_3 . Ao iniciar a operação no ponto P_1 e aplicar uma perturbação positiva ΔD , o sistema se desloca para o ponto P_2 . Como a diferença de potência, expressa por $\Delta P = P_2 - P_1$, é positiva ($\Delta P > 0$), o sentido de deslocamento deve ser mantido. Na próxima iteração, o ponto de operação avança para P_3 . No entanto, nessa situação, a variação de potência $\Delta P = P_2 - P_3$ é negativa ($\Delta P < 0$), o que exige a inversão do sentido de deslocamento, retornando assim ao ponto P_2 . Esse processo continuará de forma contínua, a menos que a curva P-V seja alterada.

Essa avaliação demonstra que o algoritmo ficou preso em um máximo local, com oscilações em torno da potência de 7,75 W. Dado que o máximo global corresponde a uma potência de 13,05 W, há uma perda de 5,3 W, representando cerca de 40% de ineficiência.

3.9 Técnica da seção áurea (GSO)

O método da seção áurea pode ser entendido da seguinte forma: quando se tem um segmento de uma linha com um determinado comprimento L , e este é dividido em dois subsegmentos, sendo o maior chamado de L_1 , e o menor de L_2 como ilustra a Figura 21 de tal maneira que a expressão (3.25) seja válida.

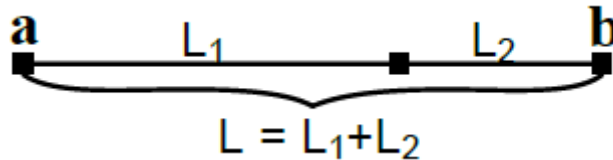


Figura 21- Segmento de reta através do método da seção áurea.

$$\frac{L}{L_1} = \frac{L_1}{L_2} \quad (3.25)$$

Pode-se reescrever a equação (3.25) conforme a (3.26), em que φ é a razão áurea.

$$\frac{L_1 + L_2}{L_1} = \frac{L_1}{L_2} = \varphi \quad (3.26)$$

Essa relação leva à seguinte equação quadrática:

$$\varphi^2 - \varphi - 1 = 0 \quad (3.27)$$

Após os cálculos, deve-se considerar somente a parte positiva resultando assim em.

$$\varphi = \frac{1 + \sqrt{5}}{2} \quad (3.28)$$

$$\varphi = 1,618 \quad (3.29)$$

A seção áurea é simplesmente a razão entre os subsegmentos de um segmento de linha, correspondente à recíproca da razão áurea, que é expressa da seguinte forma:

$$\alpha = \frac{1}{\varphi} = \varphi - 1 = 0,618 \quad (3.30)$$

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

$$X_1 = a - 0,618(b - a) \quad (3.31)$$

$$X_2 = b + 0,618(b - a) \quad (3.32)$$

Após a maximização da função $f(X_1)$ é feita assim a avaliação dos pontos X_1 e X_2 sendo que:

- Quando temos o caso de $f(X_1) < f(X_2)$, a abscissa do ponto máximo não pode ser menor que X_1 . Assim, o ponto máximo está no intervalo $[X_1, b]$ que será o novo intervalo para a próxima interação.
- Se a condição anterior não ocorrer, ou seja, se $f(X_1) > f(X_2)$, a abscissa relacionada ao ponto máximo se encontra no intervalo $[a, X_2]$ e assim se adota consequentemente o intervalo $[a, X_2]$ e esse intervalo será adotado para a próxima interação.

3.10 Aplicação da GSO em MPPT

Inicialmente, definem-se os termos X_1 e X_2 como os ciclos de trabalho D_1 e D_2 do conversor, respectivamente. Dessa forma, a equação (1.42) e (1.43) podem ser reescritas na forma das equações (1.44) e (1.45).

$$D_1 = a - 0,618(b - a) \quad (3.33)$$

$$D_2 = b + 0,618(b - a) \quad (1.45)$$

Os limites $[a, b]$ são comumente considerados como pertencentes ao intervalo $[0, 1]$. Para que a técnica GSO funcione corretamente, é necessária a definição de uma função de avaliação. No entanto, em sistemas fotovoltaicos, essa função de avaliação não está diretamente

disponível. Em vez disso, pode-se avaliar a potência gerada para cada ciclo de trabalho D_1 e D_2 em uma iteração específica k . Assim, a função de aptidão pode ser expressa pela equação.

$$P(D_1^k) > P(D_2^k) \quad (3.34)$$

3.11 Implementação do algoritmo híbrido proposto

ilustra o método desenvolvido. Para a compreensão do funcionamento desta técnica, deve-se considerar a Figura 22 para análise. Após a inicialização dos parâmetros, o algoritmo opera no primeiro estágio, referente ao método P&O. Esse método é usado quando o módulo fotovoltaico está sob sombreamento ou após a execução do método GSO, que é responsável por fixar o ponto de operação na máxima potência. Quando um módulo fotovoltaico está sob sombreamento parcial, o termo ΔP se torna maior que uma determinada tolerância.

A estratégia GSO inicia-se pela definição do intervalo $[a, b]$, que corresponde a $[0, 1]$, representando os limites máximos do ciclo de trabalho do conversor. Em seguida, as potências associadas são determinadas a partir da comparação entre essas potências e, dá-se início à primeira iteração do processo.

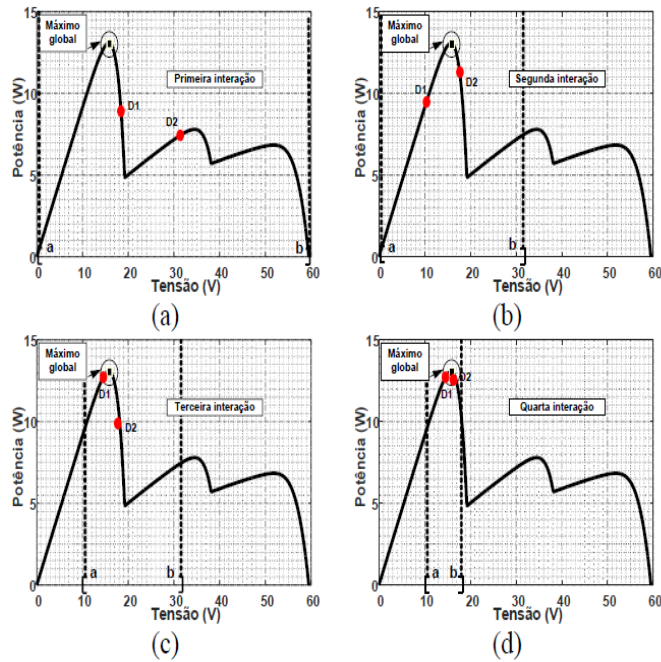


Figura 22- Gráfico P-V demonstrando seu máximo global sendo executado a técnica híbrida.

3.12 Estágios de operação da GSO

Ao examinar a Figura 22(a) relacionada à primeira iteração, nota-se que a potência associada ao ciclo de trabalho D_1 é superior àquela do ciclo D_2 . Consequentemente, o novo intervalo é ajustado para $[a, D_2]$, como mostrado na Figura 22(b). Na segunda iteração, utilizando o intervalo atualizado $[a, D_2]$, os novos valores de D_1 e D_2 são recalculados por meio das equações (1.44) e (1.45). Em seguida, as potências geradas por esses parâmetros são novamente comparadas. Nesta iteração, representada na Figura 22(b), a maior potência é agora gerada pelo ciclo de trabalho D_2 . Assim, o intervalo é atualizado para $[D_1, b]$, como visto na Figura 22(c).

Este processo continua até que a diferença absoluta entre os ciclos de trabalho D_1 e D_2 seja menor que uma determinada tolerância (tol), conforme indicado na equação (1.46) e ilustrado na Figura 22(d). Após essa condição ser atendida, o método retorna ao estágio 1, referente ao P&O, que fixa o ponto de operação na máxima potência global. Essa adaptação elimina a necessidade da atuação contínua do GSO.

$$|D_2 - D_1| \leq tol \quad (3.35)$$

4. Resultados computacionais

4.1 – A verificação do modelo

Antes de iniciar as simulações, é fundamental obter todos os parâmetros pertinente à implementação do modelo computacional do sistema FV. Para tanto, é importante conhecer o módulo FV usado nas simulações que, nesse caso, trata-se do modelo KMP(10) da KOMAES SOLAR®. Salienta-se, entretanto, que embora o *datasheet* desse modelo forneça alguns dados importante, ainda verifica-se a ausência de 5 parâmetros importante. Sendo assim, deve-se recorrer a algum método para determinas esses parâmetros faltantes. Nesse caso, utiliza-se o método de Villalva devido a sua ampla aceitação em diversos trabalhos acadêmicos.

A obtenção das curvas em ambiente de simulação utilizou um modelo computacional capaz de replicar o comportamento elétrico do dispositivo sob diferentes condições operacionais. A metodologia fundamentou-se na variação controlada da irradiância e foi escolhido um padrão de temperatura de 25°C, permitindo a variação da tensão e a consequente extração da corrente de saída. Este procedimento, baseado no modelo matemático de Villalva, possibilitou a geração de gráficos que descrevem o desempenho do módulo, dispensando ensaios físicos ou instrumentação de bancada.

As curvas obtidas no experimento realizado no MATLAB são exibidas na Figura 23, onde podem ser observadas as curvas simuladas.

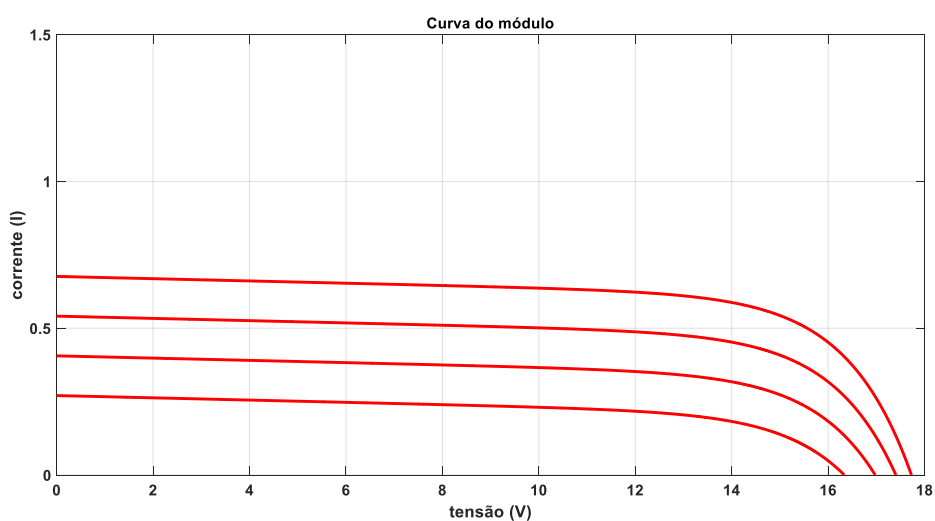


Figura 23 - Curvas I-V para diferentes níveis de irradiância, sendo eles 1000W/m2, 800W/m2, 600W/m2 e 400W/m2 e temperatura de 25°C.

A Figura 23 ilustra as curvas I-V para diversos valores de irradiância. Logo, observa-se que a corrente do módulo fotovoltaico reduz de maneira proporcional ao nível de irradiância incidente. Salienta-se que neste caso também foi adotado uma temperatura constante de 25°C.

Dessa forma, para realizar uma análise adequada dos algoritmos de GMPPT, são considerados três padrões distintos de sombreamento, o que resulta em três diferentes pontos de máxima potência localizados em várias regiões do espaço de pesquisa.

Com o objetivo de alinhar melhor os resultados computacionais deste capítulo com os resultados experimentais, foram mantidas as condições de teste, ou seja, os mesmos níveis de irradiância e temperatura em ambos os casos.

4.2 Padrões de Irradiância

Conforme apresentado até o momento, a característica da curva P-V sobre sombreamento parcial é o surgimento de um máximo global e diversos máximos locais, onde eles são influenciados pelos padrões de sombreamento. Assim, para uma melhor análise dos algoritmos de GMPPTs, se considera três padrões distintos de sombreamento, ou seja, possuiremos três pontos de máxima potência para a análise.

Visando uma boa aproximação dos resultados, considera-se no teste as mesmas condições de temperatura, variando assim somente os níveis de irradiância, para o melhor entendimento dos gráficos.

Tabela 3 – Condições de operação do sistema fotovoltaico utilizado

3 módulos solares em serie	Padrão de teste 1		Padrão de teste 2		Padrão de teste 3	
	W/m^2	°C	W/m^2	°C	W/m^2	°C
Teste 1	1	25	0.2	25	0.7	25
Teste 2	0.5	25	1	25	0.5	25
Teste 3	0.3	25	0.7	25	1	25

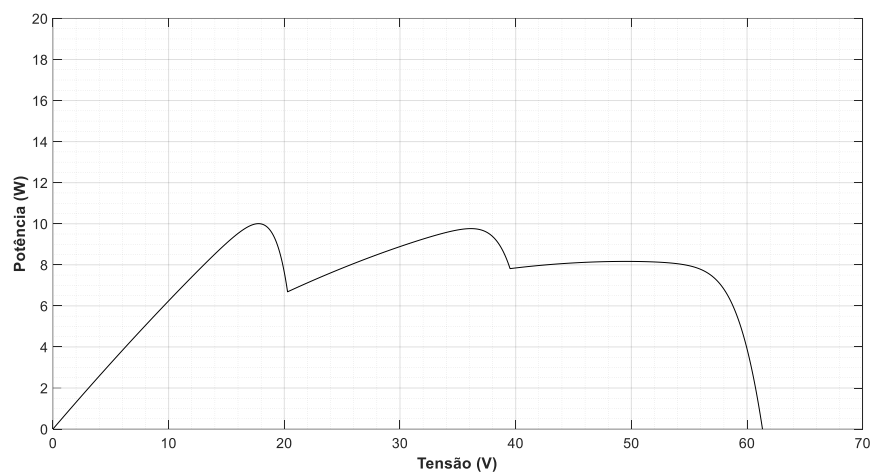


Figura 24 - Padrão de teste 1.

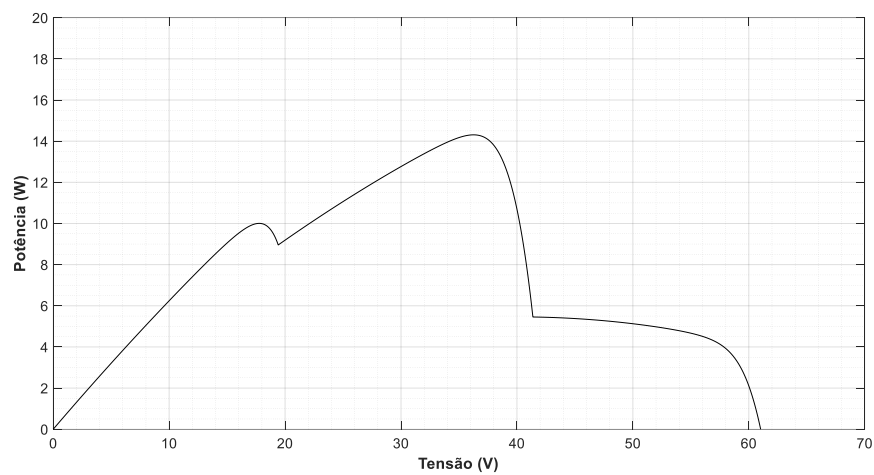


Figura 25 - Padrão de teste 2.

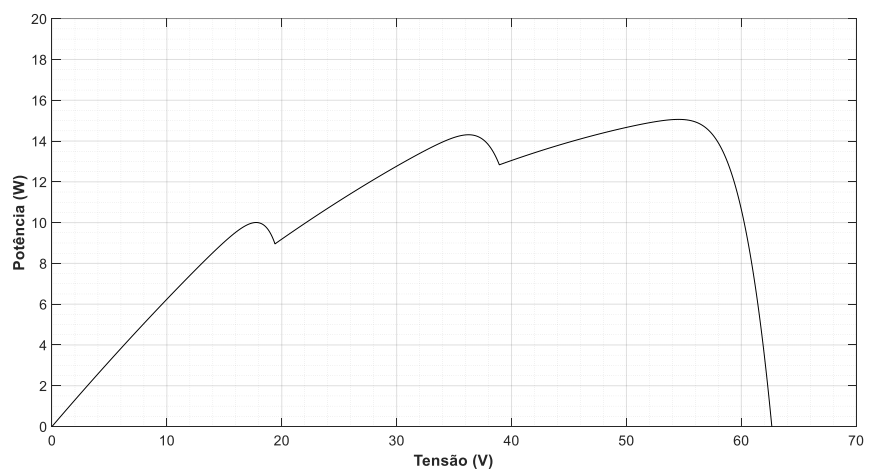


Figura 26 - Padrão de teste 3.

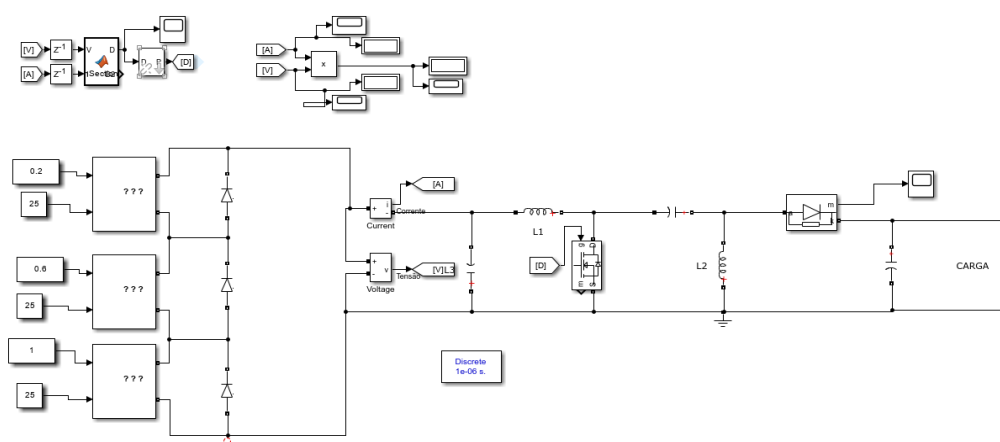


Figura 27 - Circuito com conversor SEPIC.

Observa-se que, na Figura 24, o pico de máxima potência encontra-se mais à esquerda, ou seja, na região com nível de tensão mais baixo, a tensão no GMPP é $V = 18,80 \text{ V}$ e a potência é $P = 10 \text{ W}$. Na Figura 25, o ponto de máxima está localizado na região central, com níveis de tensão intermediários, consequentemente, a tensão no GMPP é $V = 37,5 \text{ V}$ e a potência é $P = 14,2 \text{ W}$. Por fim, na Figura 26, o ponto de máxima potência está posicionado na região mais à direita do espaço de pesquisa, a tensão no GMPP é $V = 56 \text{ V}$, enquanto a potência é $P = 15,1 \text{ W}$.

4.3. Método Híbrido

Uma adaptação da estratégia GSO foi proposta para operar em conjunto com o P&O, tornando-se assim um método de rastreamento híbrido, permitindo que o método opere em dois estágios. O primeiro estágio, realizado pelo GSO, é responsável pelo rastreamento do ponto de máxima potência global (GMPP), enquanto o segundo estágio fixa o ponto de operação por meio do P&O. O método foi executado computacionalmente para três padrões de sombreamento, conforme mostrado na, Figura 28, Figura 29, Figura 30, com GMPPs localizados em diferentes regiões do espaço de pesquisa, demonstrando boa capacidade na extração da máxima potência do arranjo.

- Resultados para padrão teste 1

A Figura 28 ilustra os perfis de tensão, corrente e potência extraídos do sistema fotovoltaico para a condição de teste 1 por meio do algoritmo proposto. Observa-se que o tempo de rastreamento do GSO ocorreu por volta de 0,3s. Após este intervalo de tempo, a

região referente ao ponto de máxima potência foi determinado e o algoritmo perturba e observa começa a atuar no rastreamento do ponto de máxima potência global especificamente.

Analisando a Figura 24 observa-se que a região de máxima potência está próxima aos 18,80V e produz uma potência de 10W. Estes valores por sua vez podem ser verificados nos resultados em regime permanente da Figura 28.

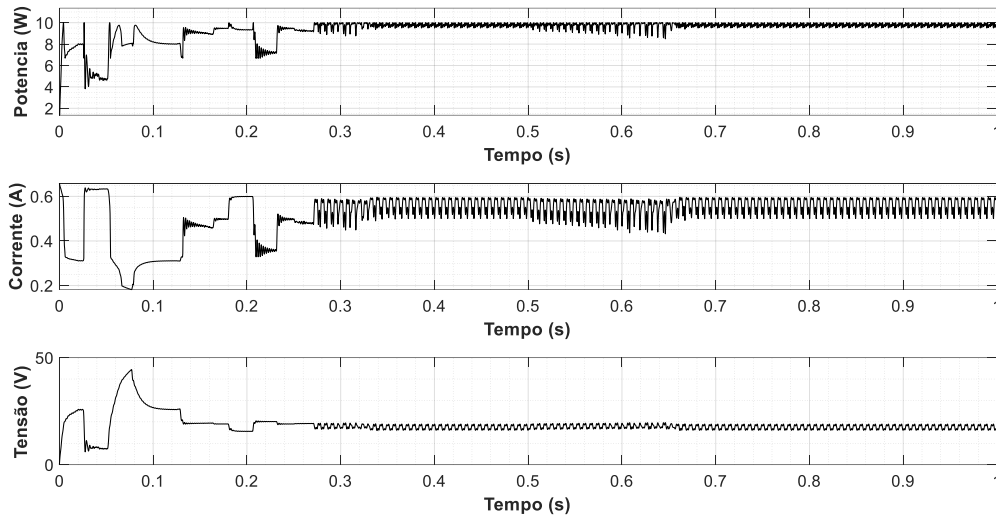


Figura 28 - Resultados referentes ao teste 1 para o método Híbrido.

- Resultados para padrão teste 2

A Figura 29 ilustra os perfis para a condição de teste 2 por meio do algoritmo proposto. Observa-se que o tempo de rastreamento do GSO ocorreu por volta de 0,27s. Após este intervalo de tempo, a região referente ao ponto de máxima potência foi determinado e o algoritmo perturba e observa começa a atuar no rastreamento do ponto de máxima potência global especificamente.

Analisando a Figura 25 observa-se que a região de máxima potência está próxima aos 37,5 V e produz uma potência de 14,2W. Estes valores por sua vez podem ser verificados nos resultados em regime permanente da Figura 29.

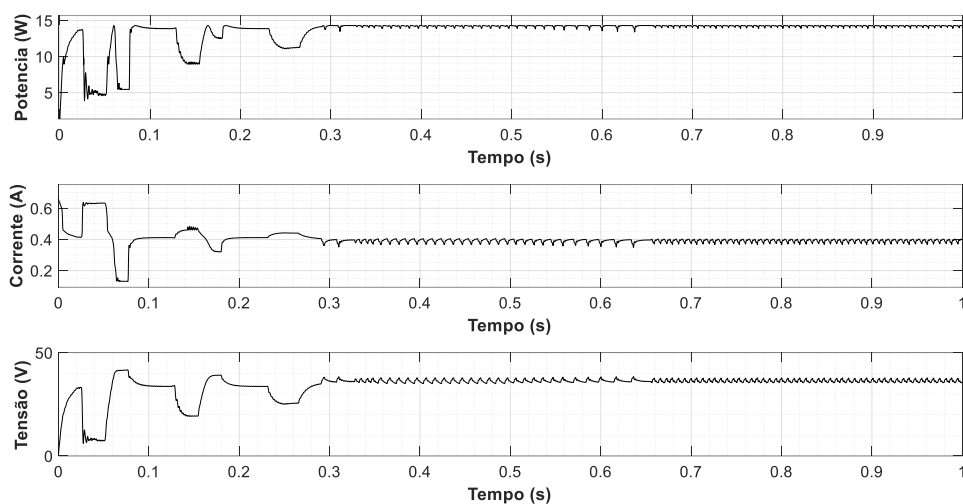


Figura 29 - Resultados referentes ao teste 2 para o método Híbrido

- Resultados para padrão teste 3

A Figura 30 ilustra as simulações para a condição de teste 3. Observa-se que o tempo de rastreamento do GSO ocorreu por volta de 0,25s. Após este intervalo de tempo, a região referente ao ponto de máxima potência foi determinado e o algoritmo perturba e observa começa a atuar no rastreo do ponto de máxima potência global especificamente.

Analisando a Figura 26 observa-se que a região de máxima potência está próxima aos 59 V e produz uma potência de 15,1W. Estes valores por sua vez podem ser verificados nos resultados em regime permanente Figura 30.

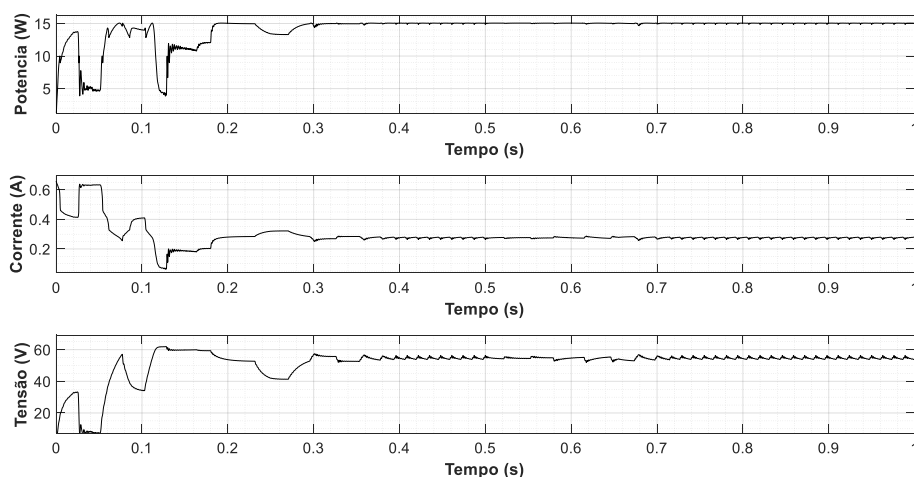


Figura 30 - Resultados referentes ao teste 3 para o método Híbrido

Tabela 4 - Resultados obtidos através da simulação

	Encontrou o GMPP	Tempo de Acomodação	Máxima Potência (P_{mpp})	Eficiência
Teste 1	Sim	0,28 s	10,0 W	93,6%
Teste 2	Sim	0,29 s	14,2 W	94,0%
Teste 3	Sim	0,30 s	15,1 W	94,28%

5. Considerações finais

Este trabalho apresentou um estudo detalhado de uma técnica híbrida para rastreamento de máxima potência (MPPT), abordando desde suas primeiras iniciativas até as aplicações mais recentes em módulos fotovoltaicos, com especial atenção para situações de sombreamento. Através de simulações utilizando o algoritmo híbrido, foi possível observar uma precisão aprimorada na detecção do ponto de máxima potência, evidenciada pelos resultados obtidos.

As oscilações iniciais observadas nas simulações devem-se à fase de detecção do ponto de máxima potência, realizada por meio do algoritmo GSO, que trabalha entre intervalos específicos. Após a detecção do intervalo ideal, o algoritmo transita para o método P&O, responsável por refinar a localização do ponto de máxima potência, estabilizando o gráfico. As oscilações iniciais e a subsequente estabilização podem ser observadas nas Figura 28, Figura 29 e Figura 30.

O desenvolvimento dos fundamentos teóricos sobre sombreamento e rastreamento do ponto de máxima potência é crucial para compreender o desempenho de sistemas fotovoltaicos. Esses estudos envolvem a aplicação de métodos matemáticos e computacionais, além do uso de conversores CC-CC, que possibilitam a extração eficiente de energia, mesmo em condições adversas de sombreamento e variação de temperatura.

Destacam-se, entre os principais métodos de rastreamento do ponto de máxima potência, o P&O e o GSO, abordados ao longo do trabalho. Esses métodos visam otimizar a extração de energia dos módulos fotovoltaicos, mesmo sob condições variáveis de irradiância e temperatura, como no caso de sombreamento parcial.

Por fim, as simulações realizadas no ambiente Matlab Simulink permitiram uma análise mais realista do comportamento do módulo fotovoltaico, oferecendo uma visão aprofundada dos parâmetros que os fabricantes dos módulos geralmente não fornecem. A escolha desse ambiente de simulação foi motivada pela sua menor complexidade computacional e maior eficiência no contexto da energia fotovoltaica. O trabalho também lança as bases para futuras pesquisas, com o objetivo de aprimorar a técnica híbrida de rastreamento de máxima potência, desenvolvendo algoritmos ainda mais eficientes para sua implementação em sistemas fotovoltaicos.

Referencias

- [1] G. Lopes Filho, R. A. Franco, and F. H. Vieira, "Algoritmo de Seguimento do Ponto de Máxima Potência para Sistemas Fotovoltaicos considerando Minimização de Erro e Derivada da Potência," *TEMA (São Carlos)*, vol. 21, pp. 157-170, 2020.
- [2] B. Tull, "Photovoltaic Cells: Science and Materials," *Kättesaadav: <http://www.molchem.science.ru.nl/rowan/Coll/caput-college/PhotovoltaicCells.pdf>* (5.05. 17), 2004.
- [3] R. F. Coelho, F. Concer, and D. C. Martins, "A proposed photovoltaic module and array mathematical modeling destined to simulation," in *2009 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2009: IEEE, pp. 1624-1629.
- [4] R. F. Coelho, "Estudo dos conversores buck e boost aplicados ao rastreamento de máxima potência de sistemas solares fotovoltaicos," 2008.
- [5] J. A. Carneiro, "Módulos fotovoltaicos: características e associações," 2010.
- [6] R. Ahmad, A. F. Murtaza, H. A. Sher, U. T. Shami, and S. Olalekan, "An analytical approach to study partial shading effects on PV array supported by literature," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 74, pp. 721-732, 2017.
- [7] R. J. C. Lopes, "Efeito do sombreamento nos painéis fotovoltaicos," Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2013.
- [8] R. G. Vieira, F. M. de Araújo, M. Dhinish, and M. I. Guerra, "A comprehensive review on bypass diode application on photovoltaic modules," *Energies*, vol. 13, no. 10, p. 2472, 2020.
- [9] P. Guerriero, P. Tricoli, and S. Daliento, "A bypass circuit for avoiding the hot spot in PV modules," *Solar Energy*, vol. 181, pp. 430-438, 2019.
- [10] C. M. A. da Luz, E. M. Vicente, and F. L. Tofoli, "Experimental evaluation of global maximum power point techniques under partial shading conditions," *Solar Energy*, vol. 196, pp. 49-73, 2020.
- [11] L. A. Hecktheuer, "Análise de associações de módulos fotovoltaicos," 2001.
- [12] S. L. de Kirchhoff, "Introdução 5 Primeira Lei de Kirchhoff 6 Características do circuito paralelo 6 Segunda Lei de Kirchhoff 12 Características dos circuitos série 12."
- [13] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. Ruppert Filho, "Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays," in *2009 Brazilian Power Electronics Conference*, 2009: IEEE, pp. 1244-1254.
- [14] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. Ruppert Filho, "Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 5, pp. 1198-1208, 2009.
- [15] M. Munoz, M. C. Alonso-García, N. Vela, and F. Chenlo, "Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions," *Solar energy*, vol. 85, no. 9, pp. 2264-2274, 2011.
- [16] V. d'Alessandro, S. Daliento, P. Guerriero, and M. Gargiulo, "A novel low-power active bypass approach for photovoltaic panels," in *2011 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, 2011: IEEE, pp. 89-93.
- [17] W. Herrmann, W. Wiesner, and W. Vaassen, "Hot spot investigations on PV modules-new concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes," in *Conference Record of the Twenty Sixth IEEE Photovoltaic Specialists Conference-1997*, 1997: IEEE, pp. 1129-1132.
- [18] J. Ahmed and Z. Salam, "A critical evaluation on maximum power point tracking methods for partial shading in PV systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 47, pp. 933-953, 2015.
- [19] H. Patel and V. Agarwal, "Maximum power point tracking scheme for PV systems operating under partially shaded conditions," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, no. 4, pp. 1689-1698, 2008.
- [20] S. Khalid, M. Shahid, N. K. Niazi, B. Murtaza, I. Bibi, and C. Dumat, "A comparison of technologies for remediation of heavy metal contaminated soils," *Journal of geochemical exploration*, vol. 182, pp. 247-268, 2017.

- [21] R. Balasankar, G. T. Arasu, and J. C. M. Raj, "A global MPPT technique invoking partitioned estimation and strategic deployment of P&O to tackle partial shading conditions," *Solar energy*, vol. 143, pp. 73-85, 2017.
- [22] K. Ishaque, Z. Salam, M. Amjad, and S. Mekhilef, "An improved particle swarm optimization (PSO)-based MPPT for PV with reduced steady-state oscillation," *IEEE transactions on Power Electronics*, vol. 27, no. 8, pp. 3627-3638, 2012.
- [23] K. Sundareswaran, S. Peddapati, and S. Palani, "MPPT of PV systems under partial shaded conditions through a colony of flashing fireflies," *IEEE transactions on energy conversion*, vol. 29, no. 2, pp. 463-472, 2014.
- [24] S. Mohanty, B. Subudhi, and P. K. Ray, "A new MPPT design using grey wolf optimization technique for photovoltaic system under partial shading conditions," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 181-188, 2015.
- [25] T. Radjai, L. Rahmani, S. Mekhilef, and J. P. Gaubert, "Implementation of a modified incremental conductance MPPT algorithm with direct control based on a fuzzy duty cycle change estimator using dSPACE," *Solar Energy*, vol. 110, pp. 325-337, 2014.
- [26] N. A. Ahmed and M. Miyatake, "A novel maximum power point tracking for photovoltaic applications under partially shaded insolation conditions," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, no. 5, pp. 777-784, 2008.
- [27] S. Xu, R. Shao, B. Cao, and L. Chang, "Single-phase grid-connected PV system with golden section search-based MPPT algorithm," *Chinese Journal of Electrical Engineering*, vol. 7, no. 4, pp. 25-36, 2021.
- [28] M. H. Rashid, *Power electronics handbook*. Butterworth-heinemann, 2017.
- [29] S. M. Ahsan, M. Thomas, K. K. Reddy, S. G. Sooraparaju, A. Asthana, and I. Bhatnagar, "Chitosan as biomaterial in drug delivery and tissue engineering," *International journal of biological macromolecules*, vol. 110, pp. 97-109, 2018.