

Energia solar, curva característica dos módulos fotovoltaicos e estratégias de Maximum Power Point Tracking

¹SOUZA Davi Eduardo Paes Corrêa <u>davi.correa@sew.com.br</u>

Professor orientador: Clodoaldo Schutel Furtado Neto

Coordenação do curso de Engenharia de Controle e Automação: Márcio José Kams Senhorinha

AGRADECIMENTO

Professor Clodoaldo Schutel Furtado Neto, sou imensamente grato pela sua orientação, seu suporte, todas as oportunidades que me concedeu e sua compreensão. Muitíssimo obrigado.

Aos meus pais, Vânia e Eduardo, que de tantas maneiras me apoiaram e me conduziram nesse caminho, com todo o meu coração, serei eternamente grato. O caminho até aqui foi demasiadamente longo, por variados motivos, mas sem o apoio de vocês certamente isso não estaria acontecendo. Vocês são meus heróis.

Resumo

Com a incessante busca por energias de menor custo, com redução dos impactos ambientais, assim como, atender à uma crescente demanda, o uso de energias renováveis é crescente em políticas públicas e projetos privados. Com isso, obtém-se uma diversificação da matriz energéticas e alivio, ou sobrevida, nos sistemas de geração e distribuição, e dessa forma, contribuindo para a qualidade da energia aos consumidores. Nesse contexto, é crescente a realização de estudos para utilização das fontes de energia renováveis em diversas configurações, sendo os sistemas de energia solar fotovoltaica um dos mais proeminentes na atualidade. O presente trabalho tem como objetivo apresentar dados sobre a relevância da geração fotovoltaica na matriz energética, as características elétricas e circuito equivalente de um módulo fotovoltaico, detalhar a necessidade e resultados de um *maximum power point tracking (MPPT)*, explicar as principais estratégias de MPPT utilizadas pelos inversores solares e comparar o resultado de cada estratégia.

Palavras-chave: Energia solar. Módulo fotovoltaico. Maximum Power Point Tracking. MPPT.

1. INTRODUÇÃO

Estima-se que a energia proveniente do sol incidente sobre a superfície terrestre seja da ordem de 10 mil vezes o consumo energético mundial (ANEEL, 2014).

Sendo uma fonte tão abundante e viável para grande parte do globo, o custo relativamente alto de aquisição e instalação é uma limitação para estar acessível a todos. Com isso, para minimizar os custos de aquisição e instalação, reduzir o tempo de retorno do investimento e obter o maior retorno possível do sistema, maximizar a eficiência é essencial. E dada as características das células fotovoltaicas e das formas de conversão da energia que implicam no sistema, o inversor solar é um dos itens de maior relevância na definição da eficiência do sistema (PEREIRA, 2017).

Neste trabalho referiu-se exclusivamente aos sistemas *on-grid*, ou *grid tie*, onde a geração é conectada diretamente à rede elétrica e o funcionamento do sistema acontece quando há energia disponível na rede fornecedora.

2 DESENVOLVIMENTO

Serão apresentados no decorrer deste capítulo os resultados da pesquisa bibliográfica realizada sobre os seguintes assuntos: energia solar, sistemas Off-Grid e componentes do sistema Off-Grid.

2.1 Incidência da energia solar no território brasileiro

De acordo com Pereira et al. (2006), a média anual de irradiação global apresenta uma consistência no Brasil, com médias relativamente altas em todo o território. Os valores de irradiação solar global incidente em qualquer região do território brasileiro (1500-2.500 Wh/m²) são superiores aos da maioria dos países europeus, como Alemanha (900-1250 Wh/m²), França (900- 1650 Wh/m²) e Espanha (1200-1850 Wh/m²), locais onde projetos de aproveitamento solar são amplamente disseminados. Além do fator climático favorável já mencionado, outro fator aponta para o grande potencial de crescimento da geração distribuída no Brasil. Desde o início da comercialização da energia elétrica no país a geração centralizada foi utilizada para fornecer energia a consumidores residenciais, comerciais, industriais e públicos, por meio de sistemas de transmissão e distribuição complexos e de custos elevados, devido às longas distâncias entre o local de geração de energia e seus consumidores finais e os desafios técnicos que isso representa para a manutenção das redes e qualidade de energia entregue. A utilização da geração fotovoltaica distribuída se mostra uma alternativa para estes problemas porque nela os pontos de geração de energia estão distribuídos próximos aos consumidores finais, ao longo da rede, o que reduz a complexidade dos sistemas de transmissão e distribuição e por consequência o seu custo de operação (PEREIRA, 2017). A figura 1 apresenta a média anual do total diário da irradiação solar.



Figura 1 – Média anual do total diário da irradiação solar

Fonte: (Painel Solar, 2023)

Observa-se na figura 2 que os menores valores de radiação solar global médio diário no Brasil está na ordem de 3500 Wh/m².dia, mesmo nível que o melhor valor registrado para o território da Alemanha, no sul daquele país. Ainda assim, a Alemanha é o 4º maior país na geração fotovoltaica (TWSEL, 2023).



Figura 2 - Comparação entre a irradiação solar no Brasil e na Alemanha

Fonte: (TWSEL, 2023)

2.2 Energia solar fotovoltaica

A conversão da energia provida pelo Sol em energia elétrica, de forma aproximada à que realizamos nos tempos atuais, surgiu no ano de 1954, através da National Academy of Sciences, onde em uma das reuniões, Russell Shoemaker Ohl apresentou a primeira célula fotovoltaica. Porém, os estudos sobre a energia solar datam de mais de um século antes. Edmond Becquerel estudou o efeito fotovoltaico desde 1839, por exemplo (Painel Solar, 2022).

E em abril de 2022 a potência instalada no mundo de energia fotovoltaica atingiu 1.000.000 MWp (1 TWp), com previsão de atingir 2.35 TWp até 2025 (IEA, 2020).

Desde 2012, a geração fotovoltaica vem crescendo no Brasil, em 2019 uma pesquisa realizada revelou que 89% da população brasileira tem interesse em gerar sua própria energia. A estimativa de crescimento para 2019 era de 44% (Portal Solar, 2019), no entanto, os números apurados em 2020 mostraram que o crescimento real foi quase cinco vezes àquele esperado, atingindo os 212% para 2019 (ABSOLAR, 2020), e demonstrando o expressivo potencial de crescimento para os anos seguintes. E de fato, somente em 2022 o país obteve mais 10.900 MWp instalados.

A ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, em 2022 indicava para geração fotovoltaica uma capacidade instalada no Brasil de 4.556 MW (geração centralizada GC, conectada ao sistema nacional), e uma previsão de atingirmos 9.365 MW em 2026. Porém, em junho de 2023, apenas um ano depois, a ONS informa 9.026 MW instalados, ou seja, em um ano crescemos 96% do que estava esperado para 4 anos. Atualmente a ONS prevê que atingiremos 17.399 MW em 2027, o que corresponderá à 7,6% da nossa matriz energética. Mas o crescimento vem sendo impulsionado pelo segmento de geração própria — também conhecido como geração distribuída (GD) —, sistema de geração de energia elétrica instalado em telhados de casas, prédios e empresas e em terrenos, pois a soma da geração centralizada mais geração distribuída no país atingiu a marca de 23.900 MWp no final de 2022.

"A fonte solar passou a ser a segunda maior na matriz elétrica nacional em janeiro deste ano. Hoje soma 26 GW em operação no Brasil, responsáveis por mais de R\$ 128,5 bilhões em investimentos e mais de 783,7 mil empregos acumulados desde 2012" (UOL Economia, 2023)

Porém o Brasil ainda está distante dos lideres mundial. Para ilustrar nossa situação citaremos a China, por exemplo, onde em 2022 o país atingiu 380.000 MWp de potência instalada em sistemas fotovoltaicos. Se ainda não está completamente clara essa dimensão, vamos citar que a soma de todas as nossas fontes de energia elétrica, toda a matriz energética do Brasil, resulta em 180.000 MWp. A China está conquistando estes números graças a investimentos bilionários ao longo dos anos, a construção de dezenas de usinas e esforços para ser um país menos poluidor, segundo pesquisa da revista Nature Energy, assim conseguiu o feito de tornar a energia solar gerada em casa mais barata do que a gerada pela rede nacional.

Tabela 1 - Países com maiores capacidades instalada em 2023:

1°	China	392 GW
2°	Estados Unidos	111 GW
3º	Japão	78,8 GW
4°	Alemanha	66,5 GW
5°	Índia	62,8 GW
6°	Austrália	26,7 GW
7°	Itália	25,0 GW
8°	Brasil	23,9 GW
9°	Holanda	22,5 GW
10º	Coreia do Sul	20,9 GW

Por aqui a energia solar tem atraído um número cada vez maior de consumidores que buscam economizar com a conta de energia. A redução de gastos com eletricidade possibilita em poucos anos o retorno do investimento em um sistema de geração fotovoltaica.

O custo de uma placa solar no mercado brasileiro varia de acordo com uma série de fatores, incluindo tecnologia, potência, eficiência, além de indicadores macroeconômicos, como a cotação do dólar e o frete internacional. O preço de uma placa solar varia de R\$ 500 a R\$ 1.000, dependendo da tecnologia e potência do equipamento. O preço de um painel de energia solar varia de acordo com a cotação do dólar, material de fabricação e sua eficiência (Painel Solar, 2023).

Nas últimas décadas, o custo desse equipamento tem passado por uma queda vertiginosa, graças a evolução tecnológica e ganho de escala de produção. Em 1975, uma placa solar custava US\$ 115,28 por watt (W) na média global. Em 2021, o valor chegou a US\$ 0,27/W, uma redução percentual de mais de 99% (Painel Solar, 2023). A figura 3 apresenta a evolução dos preços entre 1975 e 2021.





Fonte: (Painel Solar, 2023)

Essa trajetória se acentuou a partir do início da década de 2010, quando a China começou a expandir a capacidade de fabricação de módulos fotovoltaicos. Atualmente, o país asiático concentra mais de 80% de toda a cadeia produtiva do setor. Aumentos pontuais no preço global de placas solares podem ocorrer. Entre 2020 e 2022, por exemplo, uma escassez na oferta de silício policristalino, principal matéria-prima dos módulos fotovoltaicos, combinada com o aumento da demanda global por energia solar, trouxe pressão ao mercado. A situação foi agravada por problemas no frete marítimo internacional, decorrentes da falta de contêineres e de impactos da pandemia de Covid-19 (Painel Solar, 2023).

Porém, esse tipo de cenário não altera a tendência de longo prazo de queda nos preços. A demanda cada vez maior por energia solar, sustentada pela busca por redução de custos de energia e metas de descarbonização do sistema elétrico, impulsiona a expansão da capacidade produtiva, que leva a uma oferta cada vez maior de equipamentos. Além disso, o avanço tecnológico torna os painéis solares cada vez mais eficientes e potentes, diminuindo o valor de investimento necessário em um sistema de geração fotovoltaica (Painel Solar, 2023).

2.3 Custos de Instalação

Há muitas variantes ao especificar um sistema de geração solar. Mas para apresentar um custo aproximado numa ampla gama de potências, e devido a este não ser o objeto de estudo, foi apresentado de maneira simplificada.

Um sistema de geração fotovoltaica é composto basicamente pelos seguintes componentes:

- Painel fotovoltaico: dispositivo capaz de converter energia solar em eletricidade por meio do efeito fotovoltaico, sendo a célula fotovoltaica o dispositivo que constitui a unidade básica (Zilles et al., 2012).
- Inversor solar: é o aparelho que converte a corrente de energia que vem do painel para o padrão de consumo de casas, comércios e indústrias. Também tem a função de registrar grandezas, como o volume de energia que está sendo gerado e consumido.
- Estruturas de suporte e fixação: tem a função de fixar as placas e posicioná-las corretamente sobre telhados ou pequenos terrenos. Podem ser construídas com diversos materiais, os mais comuns são o alumínio e o aço galvanizado. Comumente são fixas, mas podem ter sistemas motorizados e controlados

para rastreamento do Sol, aumentando consideravelmente a geração do sistema, conforme mostrado na figura 4.



Figura 4 - Geração com sistema fixo e sistema com seguidor

- Cabeamentos: conjunto de cabos elétricos especiais interligando painéis solares aos inversores e inversores à rede elétrica.
- Caixa de Junção: é o componente de proteção do sistema fotovoltaico, onde são conectados os cabos vindos dos módulos para o inversor. Fornece proteção contra variações de tensão.

O preço do kit fotovoltaico varia conforme o tamanho e complexidade da instalação. Por ter um perfil de consumo inferior a grandes sistemas utilizados em comércios e indústrias, os sistemas residenciais têm custos menores.

Tabela 2 - Preço médio de kits fotovoltaicos:

Potência do gerador solar	Preço médio
2 kWp	R\$ 10.840,00
4 kWp	R\$ 17.560,00
8 kWp	R\$ 31.360,00
12 kWp	R\$ 44.040,00
30 kWp	R\$ 100,80,00
50 kWp	R\$ 186.500,00
75 kWp	R\$ 288.000,00
150 kWp	R\$ 531.000,00
300 kWp	R\$ 1.041.000,00
500 kWp	R\$ 1.780.000,00
1 MWp	R\$ 3.710.000,00
3 MWp	R\$ 10.740.000,00
5 MWp	R\$ 18.250.000,00

Os valores médios de sistemas fotovoltaicos para consumidores finais foram obtidos através de uma pesquisa realizada pela consultoria Greener com milhares de empresas de instalação de energia solar. O levantamento foi realizado entre novembro de 2022 e janeiro de 2023 (Portal Solar, 2023).

2.4 Circuito Equivalente da Célula Fotovoltaica

A célula fotovoltaica ideal é uma fonte de corrente variável, cuja corrente fotogerada (I_{ph}) depende do nível de radiação no plano da célula e da temperatura do dispositivo.

A figura 5 apresenta o circuito elétrico equivalente das células solares, conhecido como modelo real (TAVARES, 2009).

Figura 5 – Circuito equivalente das células solares

Legenda:

Iph: corrente fotogerada

D: diodo representando a junção p-n da célula

R_p: perdas por correntes parasitas e impurezas

Rs: perdas ôhmicas do material e contato metal-semicondutor

Iph: corrente fotogerada

Ao analisar o circuito a partir da lei de Kirchhoff, tem-se a expressão

$$I = I_{ph} - I_D - I_P \label{eq:I_ph}$$
 Eq. 1

A corrente IP representa as correntes de fuga e pode ser definida por

$$I_{\rm P} = \frac{V + I.\,R_{\rm S}}{R_{\rm P}}$$

Eq. 3

Por sua vez, a corrente que flui através de um diodo (I_D), em função da tensão é dada pela seguinte equação (ZILLES, 2012).

$$I_{\rm D} = I_0 \cdot \left[e^{\left(\frac{e.V}{m.k.T_c}\right)} - 1 \right]$$

Legenda:

lo: corrente de saturação reversa do diodo no escuro

V: tensão aplicada aos terminais do diodo

e: carga do elétron

m: fator de idealidade do diodo (entre 1 e 2 para o silício monocristalino)

k: constante de Boltzmann

Tc: temperatura de operação da célula fotovoltaica

Para módulos cujo arranjo é composto somente por células conectadas em série, acrescenta-se um termo que representa o número de células conectadas (Ns). Ao substituir as equações obtém-se a seguinte equação que representa a corrente do módulo fotovoltaico para Ns células conectadas em série.

$$\mathbf{I} = \mathbf{I}_{\rm ph} - \mathbf{I}_0 \cdot \left[e^{\left(\frac{e.V}{N_S.m.k.T_c}\right)} - 1 \right] - \frac{V + \mathrm{I.\,R_S}}{R_{\rm P}}$$

Eq. 4

2.5 Módulos Fotovoltaicos (painéis solares)

Segunda a NBR 16.690 a definição de módulo fotovoltaico pode ser dada da seguinte maneira: "Módulo Fotovoltaico é uma unidade formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica".

Em ensaio sob condição padrão determinada pela STC, Standard Test Conditions, uma curva característica de I x V é definida para o modulo fotovoltaico. Tal condição é definida como 1000 W/m² de irradiância solar, 25°C de temperatura da célula e AM = 1,5 para a massa de ar.

Com a curva I x V do módulo fotovoltaico podemos obter algumas características que serão nominais para este módulo, sendo, a corrente de curto

circuito (Isc), tensão de circuito aberto (Voc) e potência nominal (PNOM), sendo essa a potência de pico gerada na condição nominal de ensaio.



Figura 6 – Curva característica célula fotovoltaica

Observando o circuito equivalente e a curva característica nota-se que não é simples determinar a condição de operação de máxima potência possível do módulo, uma vez que no ponto de máxima tensão a corrente é zero e no ponto de máxima corrente a tensão é zero. Porém, modulando a corrente de trabalho para o ponto ideal ou modulando a tensão de trabalho para o ponto ideal, é possível atingir o ponto de operação chamado Ponto de Máxima Potência (PMP), onde obtém-se a maior potência elétrica (P_{PMP}) possível para aquela condição de irradiação e temperatura. Neste ponto de operação, o PMP, denomina-se a corrente de máxima potência (I_{PMP}) e a tensão de máxima potência (V_{PMP}).

Conforme visto nas variáveis da equação do circuito equivalente, ainda para o mesmo módulo, a variação de incidência da radiação solar e de temperatura causarão variações na curva I x V, conforme mostrado nas figuras 7 e 8.

Fonte: (ALMEIDA, 2012)



Figura 7 – Curvas em diferentes incidências





Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

A figura 9 apresenta três curvas características de V x P de um determinado módulo fotovoltaico em temperatura estável e três diferentes níveis de irradiância solar



Figura 9 – Curvas de potência em diferentes irradiações

A figura 10 apresenta três curvas para o mesmo módulo, porém com irradiância solar estável e três diferentes níveis de temperatura





Fonte: (WSEAS, 2011)

Nas figuras 9 e 10 podemos observar um ponto em cada uma das curvas. Tal ponto indica a P_{PMP} naquela condição. Nota-se que para cada umas das seis condições apresentadas o Ponto de Máxima Potência está em pontos de tensão de trabalho diferentes. Com isso o autor deseja enfatizar a estreita relação entre eficiência e a tensão de trabalho ideal para a condição momentânea de irradiação solar e temperatura.

2.6 Associação dos Módulos Fotovoltaicos e sombreamento parcial

Afim de obter o a tensão e corrente ideal para a instalação projetada, realizase associações entre os módulos fotovoltaicos. Com módulos sujeitos a mesma irradiância, a associação em série resulta na soma das tensões e mesma corrente entre todos os módulos da série, já a associação em paralelo resulta na soma das correntes e a mesma tensão entre todos os módulos.





Figura 12 – Módulos em paralelo



Fonte: (PINHO e GALDINO, 2014)

Porém, em qualquer ambiente externo, todas ou algumas partes do sistema fotovoltaico podem ser sombreadas por árvores, nuvens passageiras, prédios altos, folhas caídas, etc., o que resulta em condições de irradiação não uniformes, como na figura 13.

Figura 13 – Sombreamento parcial



Fonte: (HORAN, 2016)

Durante o sombreamento parcial, uma fração das células fotovoltaicas que recebem irradiância uniforme ainda operam com a eficiência ideal. Como o fluxo de corrente através de cada célula em uma configuração em série é naturalmente constante, as células sombreadas precisam operar com uma tensão de polarização reversa para fornecer a mesma corrente que as células iluminadas (JEWELL et al., 1990). No entanto, a polarização reversa resultante leva ao consumo de energia e a uma redução na potência máxima de saída do módulo PV parcialmente sombreado.

Expor as células sombreadas a uma tensão de polarização reversa excessiva também pode causar o aparecimento de "pontos quentes" nelas e criar um circuito aberto em todo o módulo fotovoltaico. (SEYEDMAHMOUDIAN, 2016)

Isso geralmente é resolvido com a inclusão de um diodo *bypass* em um número específico de células no circuito em série (SILVESTRE, 2009).



Figura 14 – Circuitos em série com diodos bypass

Fonte: (SEYEDMAHMOUDIAN, 2016)

Se a corrente gerada (I_{ph}) do i-ésimo módulo diminuir para menos que a corrente gerada por toda a string, o diodo *bypass* restringe a tensão reversa para ser menor que a tensão de ruptura das células fotovoltaicas. Em outras palavras, o i-ésimo diodo de desvio mostrado na figura acima começa a conduzir quando a seguinte é satisfeita:

$$I_{pva} > I_{ph}$$

Eq. 5

É importante observar que as características de uma *string* com diodos de *bypass* diferem daqueles sem esses diodos. Como os diodos de desvio fornecem um caminho alternativo para a corrente, as células de um módulo não carregam mais a mesma corrente quando estão parcialmente sombreadas. Portanto, a curva potênciatensão passa a conter múltiplos máximos, como mostrado na figura abaixo. Esta figura mostra como o ponto de potência máxima difere em arranjo fotovoltaico com e sem diodos de *bypass*. Contanto, a presença de múltiplos máximos na característica P-V é um problema crucial e a maioria dos algoritmos MPPT (maximum power point tracking) convencionais não possuem capacidade de distinguir entre os máximos locais (falsos máximos) e o máximo global (máximo de fato), com a possibilidade de o sistema operar com significativa ineficiência enquanto a condição for mantida.



Figura 15 – Curva de potência com e sem diodos bypass

Fonte: (SEYEDMAHMOUDIAN, 2016)

2.7 Maximum Power Point Tracking - MPPT

Como visto, a característica V-I da célula solar é não linear e varia com a irradiação e a temperatura. Em geral, existe um único ponto na curva V-I ou V-P, chamado de Ponto de Máxima Potência (PMP), no qual todo o sistema fotovoltaico (módulos, inversor, etc...) opera com máxima eficiência e produz sua máxima potência de saída. A localização do PMP não é conhecida, mas pode ser localizada, seja por meio de modelos de cálculo ou por algoritmos de busca. Portanto, técnicas de rastreamento de ponto de potência máxima, ou *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), são necessárias para manter o ponto de operação do painel fotovoltaico em seu PMP.

Nas figuras 16 e 17 observa-se a expressiva variação na irradiação solar num dia ensolarado (fig. 16) e num dia nublado (fig. 17), assim, ocorrendo também variações nas curvas V-P, e então no PMP, de cada módulo ou *string* do sistema, enfatizando, portanto, a relevância do MPPT.



Muitas técnicas de MPPT foram propostas em literaturas. Exemplos são o método *Perturb and Observe* (P&O), o método de Condutância Incremental (IC), método de Rede Neural Artificial, método de Lógica Fuzzy, etc. As técnicas P&O e IC, bem como suas variantes, são as mais utilizadas (WSEAS, 2011).

Essas técnicas variam entre si em muitos aspectos, incluindo complexidade, velocidade de convergência, implementação de hardware, sensores necessários, custo, faixa de eficácia e necessidade de parametrização.

As técnicas mais utilizadas são descritas nas seções a seguir, começando com o método mais simples.

2.7.1 Método Tensão Constante (CV)

O algoritmo de tensão constante (CV) é o método de controle MPPT mais simples. O ponto de operação do painel fotovoltaico é mantido próximo ao PMP regulando a tensão do painel e combinando-o com uma tensão de referência fixa V_{ref}. O valor V_{ref} é definido igual ao V_{PMP} do módulo fotovoltaico característico (valor nominal do fabricante) ou a outro valor melhor definido e fixo. Este método assume que o isolamento individual e as variações de temperatura na string são insignificantes e que a tensão de referência constante é uma aproximação adequada ao verdadeiro V_{PMP}. A operação, portanto, nunca é exatamente no PMP e diferentes dados devem ser coletados para diferentes regiões geográficas.

O método CV não é capaz de rastrear o PMP em condições de sombreamento parcial, consequentemente, a eficiência ficará abaixo da alcançável para esta condição. O método CV não requer nenhuma entrada. No entanto, a medição da tensão do circuito na entrada (VPV) é necessária para o controle, figura 18.

É importante observar que, quando o painel fotovoltaico está em condições de baixa irradiação solar, a técnica CV é mais eficaz do que o método P&O ou o método IC (analisado abaixo) (WSEAS, 2011). Devido a esta característica, a CV por vezes está combinada em outras técnicas de MPPT.

Figura 18 – Método CV



Fonte: (WSEAS, 2011)

2.7.2 Método Tensão de Circuito Aberto (OV)

O método *Open Voltage* (OV) baseia-se na observação de que a tensão do ponto de máxima potência está sempre próxima de um percentual fixo da tensão de circuito aberto. Os níveis de temperatura e irradiação solar alteram a posição do ponto de potência máxima dentro de uma faixa de tolerância de 2%.

Em geral, a técnica OV usa 76% da tensão de circuito aberto Voc como a tensão operacional ótima Vop (na qual a potência máxima de saída teoricamente pode ser obtida). O método OV não é capaz de rastrear o PMP em condições de sombreamento parcial, consequentemente, a eficiência ficará abaixo da alcançável para esta condição.

Este algoritmo de controle requer medições da tensão V_{OC}. Sendo então necessário introduzir um interruptor estático no arranjo fotovoltaico; para o método OV, a chave deve ser conectada em série para abrir o circuito. Quando I_{PV}=0 nenhuma potência é fornecida pelo sistema fotovoltaico e consequentemente a energia total gerada pelo sistema fotovoltaico é reduzida. Também neste método, a medição da tensão V_{PV} é necessária para o regulador PI, figura 19.





Fonte: (WSEAS, 2011)

2.7.3 Método Perturbe e Observe (P&O)

Os algoritmos de P&O operam perturbando (ou seja, incrementando ou decrementando) periodicamente a tensão ou corrente dos módulos fotovoltaicos e comparando a potência gerada com a do ciclo de perturbação anterior. Se a tensão de operação dos módulos fotovoltaicos mudar e a potência gerada aumentar (dP/dV_{PV}>0), o sistema de controle move o ponto de operação dos módulos fotovoltaicos naquela direção; caso contrário, o ponto de operação é movido na direção oposta. No próximo ciclo de perturbação o algoritmo continua da mesma forma.

Um problema comum em algoritmos de P&O é que a tensão dos módulos fotovoltaicos é perturbada a cada ciclo de MPPT. Mesmo quando próximo do PMP, este nunca é atingido de fato, ao invés disso, a potência de saída oscila em torno do máximo, nunca estabilizando sobre o mesmo, resultando em perda de potência no sistema fotovoltaico. Isso é especialmente verdadeiro em condições atmosféricas constantes ou de variação lenta, onde alguns métodos atingem e estabilizam no PMP.

Além disso, foi demonstrado que o P&O pode exibir um comportamento errático sob rápidas mudanças nos níveis de irradiação solar. A figura 20 mostra uma visão aproximada da característica P–V do painel solar próximo ao PMP. Considere o caso em que a irradiação solar é tal que gera a curva P-V 1 na figura. O MPPT está oscilando em torno do PMP do ponto A para B, B para A, A para C, C para A, repetidamente. Em seguida, suponha que a irradiação solar aumente e a curva P-V do painel se mova para a curva 2. Se, durante o rápido aumento da irradiação solar e da potência de saída, o MPPT estivesse perturbando o ponto de operação do ponto A para o ponto B, o MPPT estaria de fato mudando de A para D. Como visto na figura, isso resultaria em um dP positivo, portanto o MPPT continuará perturbando na mesma direção, o que seria para o ponto F. Porém, se a irradiação solar ainda estiver aumentando rapidamente, a curva de potência PV moverá de fato para G na curva 3 em vez de para F na curva 2. Novamente o MPPT verá um dP positivo e assumirá que está se movendo na direção correta para o PMP, assim continuando a perturbar na direção do ponto I. Dos pontos A para D para G para I o MPPT está continuamente se afastando do PMP, diminuindo a eficiência do sistema. Esta situação pode ocorrer em dias parcialmente nublados, quando o rastreamento do PMP é mais difícil, devido ao movimento frequente do PMP (HOHM, 2003).



Figura 20 – P&O em comportamento errático

O algoritmo P&O requer as medições de tensão e corrente de entrada, figura

21.



Fonte: (WSEAS, 2011)

2.7.4 Método Condutância Incremental (IC)

O algoritmo de Condutância Incremental (IC) é baseado na observação de que, na curva PxV, o PMP está no platô da curva, logo, dP/dV=0. Portanto, a seguinte equação é válida no ponto PMP:

$$\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} + \frac{I_{PV}}{V_{PV}} = 0$$

Eq. 6

Sendo que,

$$\frac{dP}{dV} = 0, \qquad \frac{dP}{dV} = \frac{d(VI)}{dV} = I + V\frac{dI}{dV} = \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} = 0$$
Eq. 7

Quando o ponto ótimo de operação no curva PxV está à direita do PMP, temos $(dI_{PV}/dV_{PV})+(I_{PV}/V_{PV})<0$, enquanto quando o ponto ótimo de operação está à esquerda do PMP, temos $(dI_{PV}/dV_{PV})+(I_{PV}/V_{PV})>0$.

O PMP pode, portanto, ser rastreado comparando a condutância instantânea I_{PV}/V_{PV} com a condutância incremental dI_{PV}/dV_{PV} . Portanto, o sinal da quantidade $(dI_{PV}/dV_{PV})+(I_{PV}/V_{PV})$ indica a direção correta da perturbação que levará ao PMP. E uma vez atingido o PMP, a operação do sistema é mantida neste ponto e a perturbação é interrompida, a menos que uma mudança climática cause um dI_{PV} , e, nesse caso, o algoritmo buscará o novo PMP. O tamanho do incremento determina a rapidez com que o PMP é rastreado.

Através do algoritmo IC é teoricamente possível saber quando o PMP foi atingido e, portanto, quando a perturbação pode ser interrompida. O método IC oferece bom desempenho sob condições atmosféricas que mudam rapidamente.

O algoritmo IC requer as medições de tensão e corrente de entrada, figura 22.

Figura 22 – Método P&O



Fonte: (WSEAS, 2011)

2.8 Comparação entre os métodos de MPPT

Na simulação e análise realizada por WSEAS (2011), onde 14 diferentes variações da irradiação solar foram simuladas, as seguintes eficiências foram observadas para os métodos:

MÉTODO	CV	OV	P&O	IC
EFICIÊNCIA	79,51%	94,56%	98,85%	98,73%

Tabela 3 – Resultados obtidos por WSEAS (2011)

E na simulação realiza por TUNG et al. (2006), onde foram consideradas duas condições, irradiação solar total (dia ensolarado) e irradiação solar parcial (dia nublado), ambas condições estáticas, sem oscilações.

Tabela 4 - Resultados obtidos por TUNG et al. (2006)

MÉTODO	CV	OV	P&O	IC
ENSOLARADO	95,7%	-	91,4%	94,6%
EFICIÊNCIA	75,0%	-	95,6%	94,9%

O autor reforça que ambas análises simularam unicamente as condições de irradiação solar. Sombreamentos parciais não foram abordados nesta simulação, e, caso fosse, certamente apresentaria resultados consideravelmente diferentes.

3 METODOLOGIA

O presente trabalho tem como objetivo apresentar dados sobre a relevância da geração fotovoltaica na matriz energética, as características elétricas e circuito equivalente de um módulo fotovoltaico, detalhar a necessidade e resultados de um maximum power point tracking (MPPT), explicar as principais estratégias de MPPT utilizadas pelos inversores solares e comparar o resultado de cada estratégia. Tais dados são resultados de pesquisas e estudos tendo como fontes diversos sites e trabalhos disponíveis na internet.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Apesar da ascensão expressiva já alcançada, a energia solar fotovoltaica ainda possui um imenso, e até difícil de mensurar, potencial de crescimento, no Brasil e no Mundo. Com o aumento da escala de produção e avanço da tecnologia e eficiência, esta energia limpa e renovável se torna mais acessível a cada dia.

E características demonstradas neste trabalho expressam o quão a confiabilidade e eficiência do sistema está sensível para diversos pontos, desde a região geográfica a ser instalada, o tipo de suporte para os módulos fotovoltaicos, componentes, a associação dos módulos, sombreamentos e sujidade, e seleção dos inversores com os melhores conceitos aplicados e melhores estratégias de *maximum power point tracking*, todos impactando diretamente o resultado a ser obtido no sistema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

RAMPINELLI, Giuliano Arns et al. **Descrição e Análise de Inversores Utilizados em Sistemas Fotovoltaicos**. Revista Ciências Exatas e Naturais, 2013.

ANEEL. **Energia Solar**. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2014. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar(3).pdf

IEA, Renewables 2020, IEA, Paris https://www.iea.org/reports/renewables-2020

Portal solar - Com impulso de geração distribuída, energia solar no Brasil deve crescer 44% em 2019., 2019

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - ABSOLAR, **Energia Solar Cresce Forte no Brasil em 2019**, 02/03/2020.

Portal Solar - Painel solar: preços e custos de instalação., 2023

PEREIRA, Enio Bueno et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: Inpe,2006.

PEREIRA, Enio Bueno et al. Atlas brasileiro de energia solar (2a edição). São José dos Campos: Inpe, 2017.

ZILLES, Roberto; MACÊDO, Wilson N.; GALHARDO, Marcos A. B.; OLIVEIRA, Sérgio H. F. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. Oficina de Textos, 2012.

Neo Solar - Energia Solar no Mundo: os países campeões da Copa Fotovoltaica., 2022

TAVARES, Carlos António Pereira. **Estudo comparativo de controladores Fuzzy aplicados a um sistema solar fotovoltaico**. 2009. Universidade do Estado do Rio de Janeiro – Faculdade de Engenharia.

ZILLES, R.; MACEDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F.. **Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede Elétrica.**, 2012

ALMEIDA, Marcelo Pinho. Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados á rede. 2012.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro, v. 1, p. 47-499, 2014.

WSEAS. Energy comparison of MPPT techniques for PV Systems. 2011.

JEWELL, W.T.; Unruh, T.D. Limits on cloud-induced fluctuation in photovoltaic generation. IEEE Trans. Energy Convers. 1990

SILVESTRE, S.; Boronat, A.; Chouder, A. Study of bypass diodes configuration on PV modules.Appl. Energy 2009

HORAN, Ben; Seyedmahmoudian, Mehdi; Rahmani, Rasoul; Maung Than Oo, Aman; Stojcevski, Alex. Efficient Photovoltaic System Maximum Power Point Tracking Using a New Technique. Energies 2016.

SEYEDMAHMOUDIAN, Mohammadmehdi; Mekhilef, Saad; Rahmani, Rasoul; Yusof, Rubiyah; Renani, Ehsan Taslimi. **Analytical Modeling of Partially Shaded Photovoltaic Systems**. Energies 2013

Hohm, D. P.; Ropp, M. E. Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms. 2003

TUNG, Yen-Jung Mark; HU, Aiguo Patrick; NAIR, Nirmal-Kumar. **Evaluation of Micro Controller Based Maximum Power Point Tracking Methods Using dSPACE Platform.** 2006