



MÉTODOS DE IDENTIFICAÇÃO DE SOMBREAMENTO PARCIAL EM PAINÉIS FOTOVOLTAICOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: UMA BREVE REVISÃO NA LITERATURA

METHODS FOR PARTIAL SHADING IDENTIFICATION IN PHOTOVOLTAIC PANELS OF DISTRIBUTED GENERATION: A BRIEF LITERATURE REVIEW

MÉTODOS DE IDENTIFICACIÓN DE SOMBREADO PARCIAL EN PANELES FOTOVOLTAICOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA: UNA BREVE REVISIÓN DE LA LITERATURA

Caroline Tedesco Santos Passos^{1*}, Giovane Lopes Ferri², Jussara Farias Fardin³, & Augusto César Rueda Medina⁴

^{1,2} UFES-PPGEE - Programa de Pós Graduação em Eng Elétrica ^{3,4} Universidade Federal do Espírito Santo

^{1*} tedescocarol@hotmail.com ² giovane.ferri@ivc.br ³ jussara@ele.ufes.br ⁴ augusto.rueda@ufes.br

ARTIGO INFO.

Recebido: 01.09.2023

Aprovado: 12.12.2023

Disponibilizado: 05.02.2024

PALAVRAS-CHAVE: Energia Solar; Fontes Renováveis; Identificação de Falhas.

KEYWORDS: Solar Energy; Renewable Sources; Fault Identification.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar; Fuentes Renovables; Identificación de Fallas.

*Autor Correspondente: Passos, C. T. S.

RESUMO

Este artigo investigou métodos de detecção e correção de falhas causadas por sombreamento parcial em painéis solares. Após revisar diversos estudos sobre estratégias para mitigar os efeitos do sombreamento em painéis solares, concluiu-se que existe uma variedade de abordagens computacionais baseadas em algoritmos distintos, todas voltadas para maximizar a eficiência energética. A completa eliminação do sombreamento é um desafio complexo e ainda considerado inatingível por diversas razões. No entanto, a manipulação inteligente dos painéis sombreados emerge como uma estratégia promissora e predominante nas pesquisas até o momento, como uma maneira de contornar essa limitação. Este estudo contribui para o entendimento das soluções disponíveis para lidar com o sombreamento parcial em painéis solares e destaca a importância da eficiência energética como objetivo principal.

ABSTRACT

This article investigated methods for detecting and correcting faults caused by partial shading in solar panels. After reviewing various studies on strategies to mitigate the effects of shading on solar panels, it was concluded that there is a variety of computational approaches based on different algorithms, all aimed at maximizing energy efficiency. Complete elimination of shading is a complex challenge and still considered unattainable for various reasons. However, intelligent manipulation of shaded panels emerges as a promising and predominant strategy in current research as a way to overcome this limitation. This study contributes to understanding the available solutions for dealing with partial shading in solar panels and highlights the importance of energy efficiency as the main objective.

RESUMEN

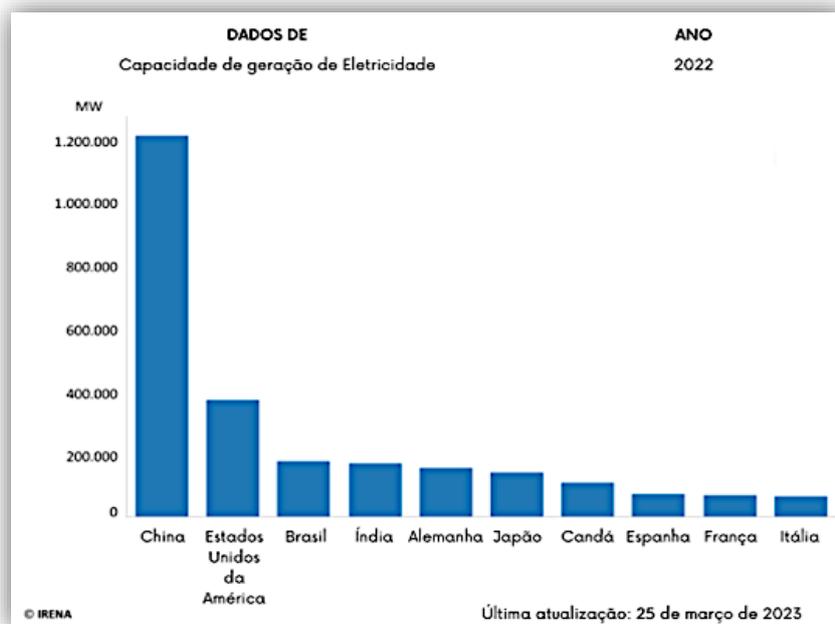
Este artículo investigó métodos para detectar y corregir fallas causadas por sombreado parcial en paneles solares. Después de revisar varios estudios sobre estrategias para mitigar los efectos del sombreado en paneles solares, se concluyó que existe una variedad de enfoques computacionales basados en algoritmos diferentes, todos orientados a maximizar la eficiencia energética. La eliminación completa del sombreado es un desafío complejo y aún se considera inalcanzable por diversas razones. Sin embargo, la manipulación inteligente de los paneles sombreados surge como una estrategia prometedora y predominante en la investigación actual, como una manera de superar esta limitación. Este estudio contribuye al entendimiento de las soluciones disponibles para lidiar con el sombreado parcial en paneles solares y destaca la importancia de la eficiencia energética como objetivo principal.

INTRODUÇÃO

A modernização tecnológica de todos os países impulsionou a demanda de eletricidade. Os recursos energéticos convencionais e não renováveis, como carvão, petróleo, gás etc., não conseguem atender à toda demanda de energia. Além de serem finitos, esses recursos têm efeitos ambientais nocivos. Por isso, cientistas vêm tentando transformar o sistema de energia convencional para um sistema baseado em energia renovável a fim de ser capaz de atender às demandas totais de energia. Assim, a implementação e a popularidade dos Recursos de Energia Renovável (RERs) estão aumentando devido à sua utilização extensiva, e mais e mais tecnologias estão sendo desenvolvidas para aprimorar os RERs da melhor maneira possível (Suman, Guerrero, & Roy, 2022).

A Figura 1 mostra os 10 principais países com a maior capacidade de geração de eletricidade a partir de RERs em 2022. A capacidade de geração na China supera em 300% o segundo colocado, os Estados Unidos da América, isso devido ao crescimento econômico robusto observado nas décadas de desenvolvimento industrial (1980-2010), onde a China enfrentou um aumento significativo na demanda por energia, resultando em uma crescente dependência de fontes não renováveis, como carvão mineral e petróleo. Assim, a China solidificou sua posição como o principal emissor absoluto de dióxido de carbono (CO₂) em 2012, desempenhando um papel significativo no agravamento do efeito estufa (Paixão & Miranda, 2018). Por isso, a China começou a direcionar consideráveis esforços para impulsionar o uso de fontes de energia renovável. Isso fica evidente na implementação da Lei das Energias Renováveis em 2006, bem como nos esforços para atrair e concretizar investimentos no campo das energias renováveis. Além disso, a China demonstra um compromisso significativo com a pesquisa e desenvolvimento (P&D) nesse setor, promovendo ativamente iniciativas relacionadas dentro de seu território (Duarte et al., 2022).

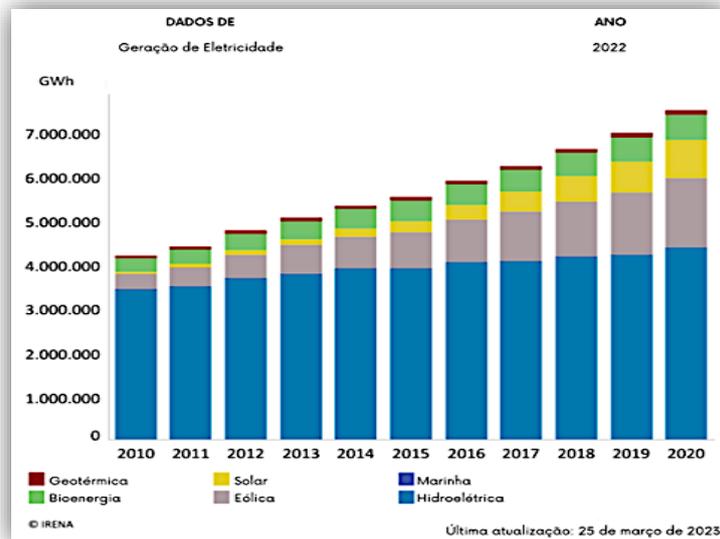
Figura 1. Os 10 países com a maior capacidade de produção de eletricidade por RERs em 2022.



Fonte: IRENA (2023).

A Figura 2 mostra crescimento acumulado da geração de energia por vários RERs em 2022 por todo o mundo, montante que quase dobrou nos últimos 10 anos, os dados são da Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA, 2023).

Figura 2. Geração de eletricidade por RERs em 2022.



Fonte: IRENA (2023).

Além disso, o sistema convencional de distribuição de energia tem se mostrado, nos últimos anos, propenso a problemas de confiabilidade e estabilidade, principalmente devido ao aumento da Geração Distribuída (GD) baseadas em RERs conectadas à rede (Fan et al., 2021). Esse fenômeno tem acontecido, principalmente, pela diminuição da disponibilidade de energia primária em redes de transmissão e distribuição elétrica tradicionais e envelhecidas (Yoldas et al., 2017).

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2023) disponibiliza um levantamento atualizado de informações sobre as instalações de GDs na rede de distribuição elétrica em relação à quantidade de unidades consumidoras que recebem os créditos, o tipo de unidade produtora, a fonte e a potência instalada (Tabela 1).

Tabela 1. Fontes e quantidade de GDs no Brasil

COMBUSTÍVEL	QNTD. GD	UCS REC. CRÉDITOS	POT. INSTALADA (KW)
Radiação solar	1.872.592	2.443.789	20.186.961,06
Potencial hidráulico	90	18.664	85.239,07
Biogás - RU	77	4.357	37.566,69
Biogás - RA	321	1.820	48.896,05
Gás Natural	13	1.124	3.121,76
Bagaço de Cana	16	306	8.430,06
Biomassa	7	166	12.880,00
Cinética do vento	94	165	17.214,55
Biogás - ARG	30	48	11.951,64
Biogás - Floresta	16	24	6.945,40
Resíduos Florestais	6	18	10.860,00
Casca de Arroz	5	7	10.246,40
Resíduos Sólidos Urbanos - RU	6	6	1.876,00
Lenha	1	1	2.500,00
TOTAL	1.873.274	2.470.495	20.444.688,68

Fonte: ANEEL (2023).

A quantidade de GDs instaladas de painéis Fotovoltaicos (Photovoltaic, PV) é suprema em relação aos outros tipos de combustíveis. Existe, no Brasil, uma forte tendência de crescimento desse tipo de geração nos próximos anos. Destaca-se o interesse dos consumidores em produzir a própria energia, principalmente por causa dos aumentos no custo da energia elétrica da rede e pela facilidade de acesso e redução dos custos dos PV (Piotrovski et al., 2021). Essas instalações distribuídas são consideradas de micro (até 75kW) e minigeração (de 75kW a 5MW), e, geralmente, compostas por um sistema PV, um inversor, um medidor de energia bidirecional e os equipamentos de ligação e proteção elétrica necessários (Correia et al., 2016). Ao contrário das grandes centrais PV, as instalações de pequeno porte não apresentam, em sua arquitetura, um sistema de monitoramento adequado, tornando difícil a análise do desempenho destas pequenas centrais PV, incluindo a detecção de potenciais falhas e avarias que podem refletir em perdas de produção de energia elétrica (Ferreira, 2019).

Assim, novas técnicas e algoritmos de diagnóstico foram desenvolvidos para monitorar essas pequenas usinas PV, a fim de identificar falhas e melhorar o desempenho do sistema PV. Com base em suas localizações, três tipos de falhas em sistemas PV são estudados na eletrônica de potência: falhas nos arranjos PV (Zhao et al., 2013; Ando et al., 2015; Kuo et al., 2017; Saleh et al., 2017; Miao et al., 2019; Cai, Wai, 2022; Wang et al., 2022; Dhimish et al., 2018; Winston, 2019; Dond et al., 2018; Ahmad et al., 2021; Roy et al., 2018), falhas nos sistemas de distribuição de energia (Leon-Aldaco et al., 2015; Reigosa et al., 2016; Dutta & Chatterjee, 2018; Yao et al., 2020) e perturbações nas interconexões (como ilhamento, entre outros) (Voglitsis et al., 2019; Muñoz-Cruzado-Alba, 2015; Baghaee et al., 2020). Dentre todas as possíveis falhas principais que ocorrem nos arranjos PV, como falhas linha-linha (Zhao et al., 2013; Ando et al., 2015; Kuo et al., 2017; Saleh et al., 2017), falhas de arco (Miao et al., 2019; Cai, Wai, 2022; Wang et al., 2022), formação de pontos quentes (Dhimish et al., 2018; Winston, 2019), falhas em circuito aberto (Dond et al., 2018; Ahmad et al., 2021) e falhas de aterramento (Roy et al., 2018).

Neste sentido, esta pesquisa busca identificar métodos de detecção de formação de pontos quentes, através de sombreamento parcial, em módulos PV nos trabalhos publicados na literatura, de maneira que esses métodos busquem auxiliar no gerenciamento de uma planta solar de GD.

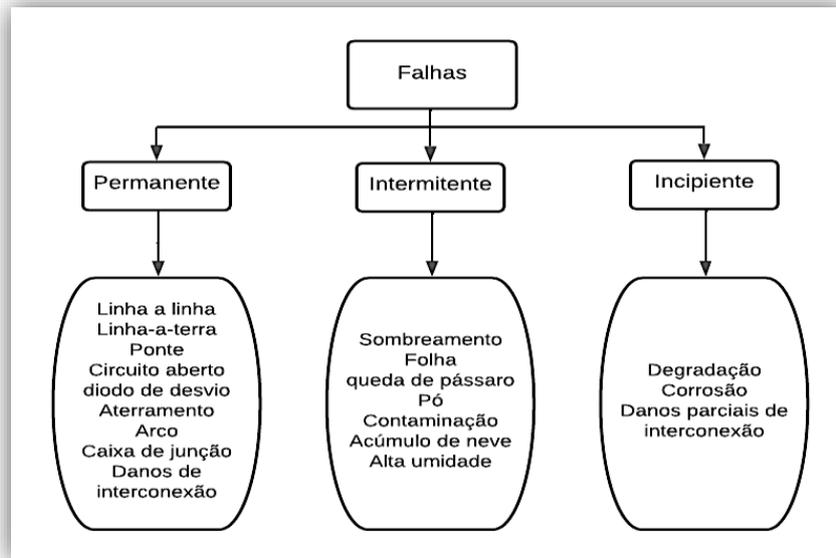
FALHAS DO SISTEMA PV

A geração PV é reconhecidamente uma das formas que menos necessita de manutenção. Entretanto, os painéis ficam, geralmente, expostos ao ambiente externo, o que acarreta a uma probabilidade considerável da ocorrência de falhas elétricas e sua segurança, confiabilidade e eficiência estão suscetíveis a essas falhas (Pei & Hao, 2019).

Além disso, a busca pela diminuição no valor dos painéis fez com que os fabricantes se preocupem cada vez menos com a qualidade e a maioria das falhas ocorre devido à problemas causados pela utilização de materiais e processos de fabricação de baixa qualidade (Basnet et al., 2020).

Esse fato pode reduzir significativamente (ou até mesmo anular) a geração de energia e, ainda, aumentar o risco de problemas sérios como incêndios, por exemplo (Miao et al., 2021). A Figura 3 descreve a classificação de vários defeitos que definem as falhas em sistemas PV em ambos os lados CC (corrente contínua) e CA (corrente alternada) (Nehme et al., 2017).

Figura 3. Falhas comuns do sistema PV



Fonte: Adaptado de AbdulMawjood et al. (2018).

O lado CC dos painéis PV é mais afetado em comparação ao lado CA. E uma das falhas mais catastróficas desse lado é a falha de pontos quentes (Baghaee et al., 2020), que podem ocorrer devido ao sombreamento parcial do painel (Ma et al., 2018). Na GD, por ser, em sua maioria, utilizada em área urbana residencial, é muito comum que ocorra esse tipo de falha (Ma et al., 2018).

As células PV sombreadas absorvem energia elétrica gerada pelas outras células, que geram de maneira isolada, causando pontos quentes que podem danificar irreversivelmente o módulo. Contornar as células sombreadas através de diodos de *bypass* é uma das estratégias na proteção contra danos de pontos quentes e ajudando a reduzir a diminuição da geração de energia causada pelo sombreamento parcial (Ahmad et al., 2017). Existem, na literatura, inúmeros métodos de proteção do painel PV contra sombreamento parcial e suas consequências, alguns deles serão analisados a seguir.

MÉTODOS DE PROTEÇÃO CONTRA A FALHA DE SOMBREAMENTO PARCIAL

Abaixo são apresentados os resultados encontrados nos 5 primeiros artigos ao procurar o termo *partial shading* em Journals dos anos de 2018-2023 na plataforma *IEEE Xplore*, excluindo aqueles trabalhos que não se aplicam a GD.

Posições dos Módulos PV em um Arranjo Solar PV sob Condições de Sombreamento Parcial

As principais contribuições do estudo de Oufettoul et al. (2023) são as seguintes: primeiro, ele lança uma nova luz sobre sistemas PV em ambientes urbanos, incluindo um aumento inesperado no número de prédios propensos a causar sombras; segundo o autor incentiva os pesquisadores a redesenharem os módulos PV rearranjando as células dentro deles, de forma a conseguir eliminar o efeito de sombreamento parcial – De fato, é necessário considerar o uso de módulos de meia-célula e sistemas PV bifaciais; terceiro, os painéis PV são reabilitados em áreas confinadas e espaços de telhado. Por fim, são usadas técnicas de aprendizado de máquina para estimar e desenvolver um modelo de referência PV sem a necessidade de demais equipamentos significativos.

Os autores afirmam que os painéis PV se comportam como cargas em vez de fontes geradoras de energia quando escurecidos temporária ou permanentemente por sombreamento parcial. Consequentemente, o sombreamento a longo prazo pode levar à destruição dos painéis. Como solução, a corrente das células não sombreadas é redirecionada por meio de diodos *bypass* montados em antiparalelo em cada subconjunto de células, evitando o superaquecimento das células não cobertas.

Além disso, a curva PV exhibe múltiplos picos durante a ativação dos diodos *bypass*, em que o pico global corresponde à maior potência produzida. Como parte do processo de simulação, as características elétricas são medidas, usando um modelo de diodo único projetado no *software* PSIM.

Foram montados diferentes cenários de orientação dos módulos em paisagem e retrato, sofrendo, alguns deles, sombreamento parcial ou com poeira acumulada na parte inferior do painel, que cai por gravidade.

Nesta contribuição, os autores apresentam uma investigação teórica, simulada e concreta das diferentes orientações dos módulos solares sob restrições de sombreamento parcial e acúmulo de poeira. Além disso, é realizada uma simulação para modelos convencionais e avançados para estimar a energia resultante necessária a ser injetada nas redes elétricas. Esta pesquisa foca em instalações PV localizadas em áreas com inclinação obrigatória dos painéis com problemas de sombreamento. Assim, destaca algumas conclusões principais que podem ser resumidas da seguinte forma:

- Identificar a orientação das subpartes das células é recomendado como um passo preliminar para montar corretamente os módulos PV sob condições de sombreamento parcial e acúmulo de poeira;
- Uma orientação inadequada pode levar a perdas substanciais de energia, excedendo 1000 Wh para uma usina PV de até 3000 W quando os painéis PV são montados em modo retrato.
- A tecnologia avançada do inversor MPPT pode fornecer taxas de perda de energia diferentes das indicadas neste estudo; no entanto, o modo paisagem é significativamente superior ao modo retrato.

Em última análise, este estudo apresenta uma perspectiva sobre a orientação ótima de montagem dos painéis PV, recomendando o uso da orientação paisagem com base nos resultados obtidos.

Algoritmo MPSO e ANN para localização de MPPT em Condição de Sombreamento Parcial

No trabalho de Ibrahim et al. (2020) os autores determinam o desempenho da técnica MPSO (*modified particle-swarm optimization*, em português, otimização por enxame de partículas modificada) e do método ANN MPPT (rede neural artificial para rastreamento do ponto de máxima potência) sob diversas condições de irradiação solar e condições de sombreamento parcial. A técnica PSO é um método que utiliza um “enxame” de soluções potenciais para melhorar uma solução ótima para o problema. Com esse método, o nível de otimalidade é medido usando uma função de aptidão. Os algoritmos MPSO e ANN foram, então, criados para lidar com o problema não linear complexo de sistemas PV.

Em algumas ocasiões, os projetistas não consideram o efeito do sombreamento, o qual pode ser facilmente ignorado. Por esse motivo, é essencial realizar previsões detalhadas dos recursos solares, levando em consideração diferentes fatores, como a orientação, inclinação e o potencial de sombreamento causado por árvores, construções ao redor, poeira e objetos em geral. Assim, o problema de sombreamento parcial pode ser resolvido por meio de uma solução técnica que possa maximizar a potência extraída.

O resultado da condição de sombreamento parcial é o fenômeno de ponto quente (*hot spot*) nas células PV. Portanto, para proteger os módulos PV dos efeitos danosos dos pontos quentes, os problemas podem ser resolvidos conectando cada módulo com um diodo *bypass*. A condição de sombreamento parcial tem um impacto maior na redução da potência dos sistemas solares, dependendo do padrão de sombreamento, do número de diodos *bypass* e da configuração dos sistemas solares.

Procedimento para o algoritmo PSO:

- Passo 1: Inicialização. Na etapa inicial, o MPSO gera partículas aleatoriamente na área de busca;
- Passo 2: Avaliação da aptidão. Estima o valor de aptidão de cada partícula transferindo a solução candidata para a função objetivo;
- Passo 3: Escolha da melhor solução pessoal e global. Encontra a melhor solução pessoal e a melhor solução global entre todas as partículas;
- Passo 4: Atualização da localização e velocidade de cada partícula. Estima a nova localização e velocidade de cada partícula;
- Passo 5: Conclusão da convergência. Reinicializa o algoritmo se a condição não for atendida. Em outras palavras, o algoritmo para quando a melhor solução global (*Gbest*) é alcançada.

Uma análise comparativa do sistema proposto foi realizada com os valores reais, a rede neural artificial (ANN) e o algoritmo MPSO sob condições ambientais pré-determinadas.

Os resultados principais do estudo e os resultados alcançados são os seguintes:

(1) O método é efetivo no rastreamento MPPT para prever o ponto de máxima potência global de um sistema PV em todas as condições climáticas circundantes, seja em condições normais, como condições de irradiação uniforme, ou em condições anormais, como condições de sombreamento parcial.

(2) Um banco de dados foi obtido a partir da plataforma de experimentos para análise, e ele foi usado para treinar o MPSO e a ANN. O MPSO e a ANN foram propostos utilizando duas entradas (a tensão e a corrente do sistema PV) e uma saída (o ciclo de trabalho). O MPSO gerou o ciclo de trabalho desejado, que proporciona a tensão máxima desejada de acordo com o necessário.

(3) O método proposto foi estudado em diferentes cenários que envolvem diferentes níveis de sombreamento parcial para determinar sua eficácia. A técnica proposta mostrou-se eficaz e robusta em rastrear a potência máxima global conforme necessário. O esquema proposto apresenta excelente desempenho de rastreamento em termos de eficiência e estabilidade, conforme demonstrado pelos resultados da simulação.

Características da Matriz PV Sob Diferentes Condições de Sombreamento Parcial

A pesquisa de AbdulMawjood et al. (2022) teve como objetivo investigar a efetividade de várias reconfigurações nas características de arranjos PV sob condições de sombreamento parcial. A influência do sombreamento de vários módulos no pico de baixa tensão é discutida considerando diferentes padrões de sombreamento e intensidade aplicados a sistemas de tamanho assimétrico. Além disso, uma fórmula matemática foi desenvolvida para calcular o pico de potência de baixa tensão.

A matriz PV proposta consistiu em 21 painéis para montar um sistema com potência máxima de 5,25 kW em condições de irradiação uniforme, sem sombreamento. Foram consideradas duas configurações diferentes em série-paralelo no trabalho. A primeira configuração consiste em três *strings* conectados em paralelo, e cada uma é composta por sete módulos conectados em série. Essa matriz PV gera uma tensão de saída de 265 V em operação normal. A segunda configuração proposta foi composta por sete *strings* conectadas em paralelo, limitadas, cada uma, a três módulos conectados em série. Essa matriz foi projetada para gerar 113 V em carga nula. O objetivo foi estudar o efeito do sombreamento comparando a irradiação uniforme e não uniforme e localizações na potência de saída de cada matriz, considerando diferentes combinações de sombreamento nos 21 módulos.

Os resultados obtidos demonstraram que o pico global pode ser reduzido drasticamente quando os módulos sombreados estão localizados no mesmo conjunto. Além disso, o valor do pico global é maior do que os picos locais quando os módulos sombreados estão distribuídos uniformemente em diferentes conjuntos.

A relação matemática proposta pelos autores permitiu determinar o pico de potência de baixa tensão aplicável a sistemas de matriz PV com diferentes números de módulos sombreados. Essa relação ajuda a prever quais módulos sombreados afetam significativamente a potência gerada pela matriz. A fórmula foi avaliada e verificada com diferentes configurações de matriz PV construídas a partir de modelos com as mesmas especificações de fabricação. Além disso, para corroborar os dados da simulação, foram realizados testes experimentais, e os resultados mostraram uma forte semelhança com a simulação.

Posições dos Módulos PV em um Arranjo Solar PV sob Condições de Sombreamento Parcial

No artigo de Ma et al. (2018), é proposto um algoritmo de classificação para prever a taxa de sombreamento e, subsequentemente, é aplicada uma regressão vetorial de suporte com múltiplas saídas para estimar os parâmetros do sombreamento parcial (PSS - Partial Shading Strategy), incluindo a intensidade do sombreamento e a tensão no ponto de máxima potência (MPP - Maximum Power Point). Dados já disponíveis em sistemas PV existentes, como tensão do conjunto PV, corrente e temperatura das células, são usadas como “atributos” no conjunto de treinamento e teste. O método proposto foi testado e validado em um sistema PV real composto por seis módulos PV conectados em série.

Se um conjunto PV for parcialmente sombreado por árvores, nuvens passageiras ou prédios vizinhos, as células sombreadas consomem energia em vez de produzir energia, o que leva ao fenômeno de “ponto quente” (*hot-spot*).

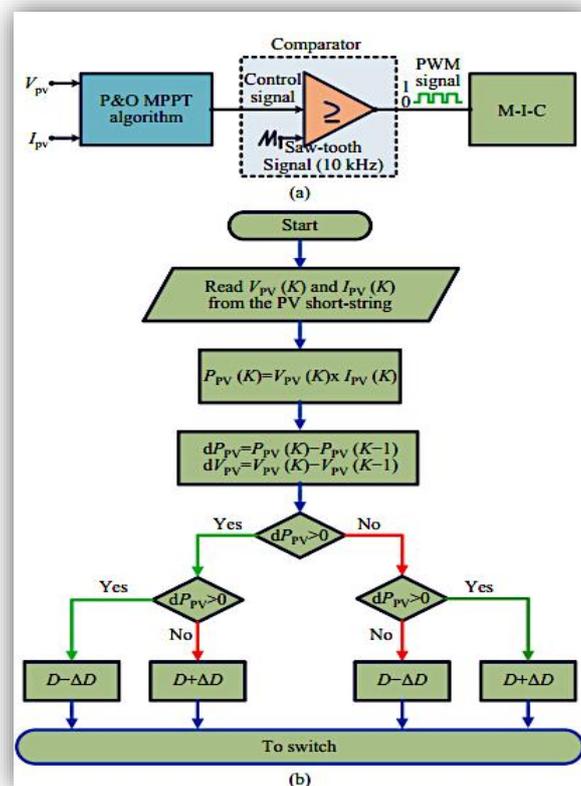
O método de detecção e avaliação desenvolvido pelos autores tem a capacidade de identificar o fator de sombreamento, a intensidade do sombreamento e a tensão no ponto de máxima potência. No método, o vetor SVR (*Support Vector Regression*) é utilizado para lidar com o problema de estimativa de múltipla regressão para a taxa e fator de sombreamento. O uso da ferramenta SVR ajudou a explorar as dependências nas características elétricas medidas e tornou cada estimativa menos vulnerável a erros de medição.

Os resultados da simulação mostram que o método proposto é capaz de detectar e avaliar cenários de sombreamento parcial com precisão aceitável. No entanto, as características IV de uma sequência de painéis PV variam com diferentes temperaturas e irradiações, bem como com a taxa de sombreamento.

Avaliação dos Efeitos de Acoplamento Cruzado em Conversores PV Integrados em Sequência com Algoritmo PandO MPPT Sob Diferentes Padrões de Sombreamento Parcial

Os autores em Pendem & Mikkili (2022) desenvolveram uma abordagem PandO MPPT e defendem que é a maneira mais fácil e convencional de extrair a potência total. A Figura 4 demonstra o diagrama de blocos funcional do S-I-C alimentado por PV juntamente com o algoritmo PandO MPPT. Como mostrado as variáveis V_{pv} e I_{pv} são medidas a partir das sequências PV e alimentadas ao controlador MPPT (microcontrolador) como variáveis de entrada. O algoritmo para o PandO MPPT, mostrado na Figura abaixo é executado no microcontrolador e um sinal de controle é gerado na saída. O sinal de controle é correlacionado com um sinal de dente de serra de frequência de 10 kHz para gerar um sinal PWM. Para regular a potência máxima, o sinal PWM é alimentado ao 'SWb'.

Figura 4. Esquema do método proposto de detecção e avaliação de cenários técnicos



Fonte: Pendem & Mikkili (2022).

As etapas envolvidas na implementação da abordagem MPPT do PandO são as seguintes: Na configuração em série de S-I-Cs sob condições de PSCS, os autores observaram que os S-I-Cs que estão recebendo a menor insolação (cuja corrente de operação é menor que a corrente de saída do sistema) são acoplados de forma cruzada e operam na região de corrente de curto-circuito (e na região de tensão negativa), para igualar a corrente de saída igual aos S-I-Cs não acoplados de maneira cruzada (S-I-Cs não sombreados) devido à configuração em série. Nessa condição, a operação de P-M-P dos PV S-I-Cs acoplados de forma cruzada é perdida, o que também afeta a operação de P-M-P das sequências PV não acopladas de forma cruzada. O diodo interno do corpo do interruptor MOSFET é polarizado diretamente e começa a conduzir para facilitar o fluxo da mesma quantidade de corrente de saída nos S-I-Cs acoplados cruzadamente, equivalente aos S-I-Cs não acoplados cruzadamente. Nessa condição, o S-I-C acoplado cruzado, em vez de fornecer energia à carga, consumirá a energia. Sob os efeitos de acoplamento cruzado, é necessária proteção contra sobrecorrente na entrada, enquanto a proteção contra sobretensão é necessária nos terminais de saída do S-I-C.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta análise da amostra dos estudos encontrados sobre estratégias de mitigação dos impactos do sombreamento em painéis solares demonstra que uma variedade de abordagens computacionais é empregada, embora todas compartilhem o objetivo central de otimizar a captação de potência em situações de sombreamento. Embasadas em algoritmos distintos, essas técnicas convergem para a ideia de alcançar a máxima eficiência energética ao encaminhar a corrente por meio de diodos *bypass* em regiões sombreadas dos módulos solares. Enquanto eliminar completamente o sombreamento se apresenta como um desafio formidável e muitas vezes inatingível, a manipulação inteligente dos painéis sombreados emerge como uma estratégia promissora e predominante nas pesquisas até o momento, como forma de contornar essa limitação.

REFERÊNCIAS

- AbdulMawjood, K., S., Refaat, S., & Morsi, W. G. (2018). Detection and prediction of faults in photovoltaic arrays: A review. In *IEEE 12th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG 2018)*, Doha, Qatar, 2018, 1-8, doi: 10.1109/CPE.2018.8372609.
- AbdulMawjood, K., Alsadi, S., Refaat, S. S., & Morsi, W. G. (2022). Characteristic Study of Solar Photovoltaic Array Under Different Partial Shading Conditions. *IEEE Access*, 10, 2022, 6856-6866.
- Ahmad, R., Murtaza, A. F., Sher, H. A., Shami, U. T., & Olalekan, S. (2017). An analytical approach to study partial shading effects on pv array supported by literature. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 74, 721-732.
- Ahmad, M. W., Gorla, N. B. Y., Malik, H. & Panda, S. K. (2021). Noninvasive Model-Based Open-Circuit Switch Fault Detection of AC-Bypass Leg Switches in Transformerless PV Inverter. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 9(6), 6671-6680.
- Ando, B., Baglio, S., Pistorio, Tina, A., G. M., & Ventura, C. (2015). Sentinella: Smart monitoring of photovoltaic systems at panel level. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 64(8), 2188-2199.
- ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Geração. Unidades com Geração Distribuída. (2023). Recuperado de <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>.
- Baghaee, H. R., Mlakić, D., Nikolovski, S., & Dragicčvić, T. (2020). Anti-Islanding Protection of PV-Based Microgrids Consisting of PHEVs Using SVMs. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 11(1), 483-500.
- Basnet, B., Chun, H., & Bang, J. (2020). An Intelligent Fault Detection Model for Fault Detection in Photovoltaic Systems. *Journal of Sensors*, 2020,

Article ID 6960328, 11 pages.
<https://doi.org/10.1155/2020/6960328>.

Cai, X. & Wai, R. J. (2022). Intelligent DC Arc-Fault Detection of Solar PV Power Generation System via Optimized VMD-Based Signal Processing and PSO-SVM Classifier. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 12(4), 1058-1077.

Correia, D., Tomé, P., Costa, P. M., & Marques, L. (2016). Monitoring system for small sized photovoltaic power plant. in *11th Iberian Conference on Information Systems and Technologies (CISTI)*, Gran Canaria, Spain, 1-6.

Da Paixão, M. A. S., De Miranda, S. H. G. (2018). Um comparativo entre a política de energia renovável no Brasil e na China. *Pesquisa & Debate. Revista do Programa de Estudos Pós-Graduados em Economia Política*, 29(1), 53.

Dhimish, M., Holmes, V., Mehrdadi, B., Dales, M. & Mather, P. (2018). Output-Power Enhancement for Hot Spotted Polycrystalline Photovoltaic Solar Cells. *IEEE Transactions on Device and Materials Reliability*, 18(1), 37-45.

Dong, M., Dong, H., Wang, L., Yang, J., Li, L., & Wang, Y. (2018). A Simple Open-Circuit Detection Strategy for a Single-Phase Grid-Connected PV Inverter Fed From Power Optimizers. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 33(4), 2798-2802.

Duarte, V. H., Valentini, M. H. K., Santos, G. B., Nadaletti, W. C., & Vieira, B. (2022). Biocombustíveis: uma revisão sobre o panorama histórico, produção e aplicações do biodiesel. *Meio Ambiente (Brasil)*, v.4, n.2. 050-068.

Dutta, S. & Chatterjee, K. (2018). A Buck and Boost Based Grid Connected PV Inverter Maximizing Power Yield From Two PV Arrays in Mismatched Environmental Conditions. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 65(7), 5561-5571.

Fan, Z., Fan, B., Peng, J., & Liu, W. (2021). Operation loss minimization targeted distributed optimal control of DC microgrids. *IEEE Systems Journal*, 15(4), 5186-5196.

Ferreira, F. M. A. (2019). Desenvolvimento de Um Sistema de Monitorização e de Gestão/Controlo de Cargas Para Instalações de Microprodução Fotovoltaica. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica) - Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto (Portugal).

Ibrahim, A. -w. et al. (2020). PV maximum power-point tracking using modified particle swarm optimization under partial shading conditions. *Chinese Journal of Electrical Engineering*, 6(4), 106-121.

IRENA (International Renewable Energy Agency). Country Rankings 2022. (2023). Abu Dhabi, United Arab Emirates. Recuperado de <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Capacity-and-Generation/Country-Rankings>.

Kuo, C. L., Chen, J. L., Chen, S. J., Kao, C. C., Yau, H. T., & Lin, C. H. (2017). Photovoltaic energy conversion system fault detection using fractional-order color relation classifier in microdistribution systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(3), 1163-1172.

Leon-Aldaco, S. E. D., Calleja, H., & Alquicira, J. A. (2015). Reliability and mission profiles of photovoltaic systems: A fides approach. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 30(5), 2578-2586.

Ma, J., Pan, X., Man, K. L., Li, X., Wen, H., & On Ting, T. (2018). Detection and Assessment of Partial Shading Scenarios on Photovoltaic Strings. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 54(6), 6279-6289.

Miao, W., Lam, K. H., & Pong, P. W. T. (2021). A String-Current Behavior and Current Sensing-Based Technique for Line-Line Fault Detection in Photovoltaic Systems. *IEEE Transactions on Magnetics*, 57(2), 1-6, Art no. 6100206.

Miao, W., Liu, X., Lam, K. H., & Pong, P. W. T. (2019). Arc-Faults Detection in PV Systems by Measuring Pink Noise With Magnetic Sensors. *IEEE Transactions on Magnetics*, 55(7), 1-6, Art no. 4002506.

Muñoz-Cruzado-Alba, J., Villegas-Núñez, J., Vite-Frías, J. A., Carrasco-Solís, J. M., & Galván-Díez, E. (2015). New Low-Distortion Q-f Droop Plus Correlation Anti-Islanding Detection Method for Power Converters in Distributed Generation Systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(8), 5072-5081.

Nehme, B., Msirdi, N. K., Namaane, A., & Akiki, T. (2017). Analysis and Characterization of Faults in PV Panels. *Energy Procedia*, 111, 1020-1029.

Oufettoul, H., Lamdihine, N., Motahhir, S., Lamrini, N., Abdelmoula, I. A., & Aniba, G. (2023). Comparative Performance Analysis of PV Module Positions in a Solar PV Array Under Partial Shading Conditions. *IEEE Access*, 11, 12176-12194.

Pei, T., & Hao, X. (2019). A Fault Detection Method for Photovoltaic Systems Based on Voltage and Current Observation and Evaluation. *Energies*, 12(9), 1712. doi: 10.3390/en12091712.

Pendem, S. R. & Mikkili, S. (2022). Assessment of Cross-coupling Effects in PV String-integrated-converters with Pando MPPT Algorithm Under Various Partial Shading Patterns. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 8(4), 1013-1028.

- Piotrovski, L. J., Knak, N., Abaide, N., & Farret, F. A. (2021). Análise Técnica da Inserção de Veículos Elétricos e Geração Fotovoltaica no Sistema de Distribuição. in *13th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC 2021)*.
- Reigosa, P. D., Wang, H., Yang, Y., & Blaabjerg, F. (2016). Prediction of bond wire fatigue of igbts in a pv inverter under a long-term operation. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 31(10), 7171-7182.
- Roy, S., Alam, M. K., Khan, F., Johnson, J., & Flicker, J. (2018). An Irradiance-Independent, Robust Ground-Fault Detection Scheme for PV Arrays Based on Spread Spectrum Time-Domain Reflectometry (SSTDTR). *IEEE Transactions on Power Electronics*, 33(8), 7046-7057.
- Saleh, K. A., Hooshyar, A., El-Saadany, E. F., & Zeineldin, H. H. (2017). Voltage-based protection scheme for faults within utility-scale photovoltaic arrays. *IEEE Transactions on Smart Grid*, pp(99), 1-1.
- Suman, G. K., Guerrero, J. M., & Roy, O. P. (2022). Robust frequency control in interconnected microgrids: An H2/Hinf control approach. *IEEE Systems Journal*, 16(2), 2044-2055.
- Voglitsis, D., Papanikolaou, N. P., & Kyritsis, A. C. (2019). Active Cross-Correlation Anti-Islanding Scheme for PV Module-Integrated Converters in the Prospect of High Penetration Levels and Weak Grid Conditions. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 34(3), 2258-2274.
- Wang H. et al. (2022). DC Series Arc Fault Detection Method in Photovoltaic System Based on Multiple Frequency Selections for Common-Mode Conductive Voltage. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 37(12), 15538-15553.
- Winston, D. P. (2019). Efficient Output Power Enhancement and Protection Technique for Hot Spotted Solar Photovoltaic Modules. *IEEE Transactions on Device and Materials Reliability*, 19(4), 664-670.
- Yao, Z., Zhang, Y., & Hu, X. (2020). Transformerless Grid-Connected PV Inverter Without Common Mode Leakage Current and Shoot-Through Problems. *IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs*, 67(12), 3257-3261.
- Yoldas, Y., Önen, A., Muyeen, S. M., Vasilakos, A. V., & Alan, İ. (2017). Enhancing smart grid with microgrids: Challenges and opportunities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72, 205-214.
- Zhao, Y., Palma, J. F. de, Mosesian, J., Lyons, R., & Lehman, B. (2013). Line-line fault analysis and protection challenges in solar photovoltaic arrays, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 60(9), 3784-3795.