

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE MINAS GERAIS
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

Vinicius Augusto Camatta Santana

**ESTUDO DE DURABILIDADE E ESTRATÉGIA OPERACIONAL PARA
MONITORAMENTO INDIVIDUAL DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

Belo Horizonte
2025

Vinicius Augusto Camatta Santana

**ESTUDO DE DURABILIDADE E ESTRATÉGIA OPERACIONAL PARA
MONITORAMENTO INDIVIDUAL DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Orientadora: Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz
Coorientador: Cláudio Dias Campos

Belo Horizonte
2025

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Biblioteca da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais

S232e Santana, Vinicius Augusto Camatta
Estudo de durabilidade e estratégia operacional para monitoramento individual de módulos fotovoltaicos / Vinicius Augusto Camatta Santana. Belo Horizonte, 2025.
85 f. : il.

Orientadora: Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz

Coorientador: Cláudio Dias Campos

Dissertação (Mestrado) - Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

1. Geração de energia fotovoltaica. 2. Sistemas de energia fotovoltaica. 3. Células fotovoltaicas - Deterioração. 4. Celulas solares - Deterioração. 5. Controle de qualidade. 6. Durabilidade (Engenharia). 7. Confiabilidade (Engenharia). I. Diniz, Antônia Sônia Alves Cardoso. II. Campos, Cláudio Dias. III. Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. IV. Título.

SIB PUC MINAS

CDU: 620.91

Vinicius Augusto Camatta Santana

**ESTUDO DE DURABILIDADE E ESTRATÉGIA OPERACIONAL PARA
MONITORAMENTO INDIVIDUAL DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Profa. Dra. Antônia Sônia Cardoso Diniz – PUC Minas - Orientadora

Prof. Dr. Cláudio Dias Campos - PUC Minas - Coorientador

Prof. Dr. Celso Iwata Frison – PUC Minas Poços de Caldas (Banca Examinadora)

Profa. Dra. Michele Cândida Carvalho de Oliveira (Banca Examinadora)

Prof. Dr. Lawrence Lee Kazmerski – University of Colorado (Banca Examinadora)

Belo Horizonte, 29 de agosto de 2025.

*A minha mãe,
familiares, amigos, Dr^a
Antônia Sônia e ao Dr
Claudio Dias Campos pelo
apoio, incentivo e paciência.*

AGRADECIMENTOS

A Deus, fonte de toda sabedoria e força, agradeço pela oportunidade de chegar até aqui, pela saúde, pela perseverança nos momentos difíceis e por me conduzir em cada etapa desta jornada.

Este trabalho é resultado do apoio e da colaboração de muitas pessoas que, de diferentes formas, contribuíram significativamente para o seu sucesso. À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e a toda equipe do mestrado da Mecânica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, agradeço o suporte intelectual e estrutural, fundamentais para a condução desta pesquisa.

À minha mãe e aos meus familiares, expresso meu profundo reconhecimento por todo amor, paciência e incentivo constantes durante toda a minha trajetória acadêmica. Sem o apoio incondicional de vocês, essa conquista não teria sido possível.

À minha orientadora, Prof.^a Dr.^a Antônia Sônia, e ao meu coorientador, Prof. Dr. Cláudio Dias Campos, dirijo minha mais sincera gratidão pela confiança depositada em mim, pelos valiosos ensinamentos e pelas palavras de incentivo nos momentos em que as dificuldades pareciam maiores do que as forças, ao Professor Lawrence Kazmerski, cuja generosidade e entusiasmo contagiante foram essenciais para a realização deste trabalho. Seus conselhos foram essenciais não somente para o desenvolvimento deste trabalho, mas também para o meu crescimento pessoal e acadêmico.

Aos amigos, que estiveram ao meu lado em todos os momentos, especialmente nos períodos em que minha ausência se fez necessária em ocasiões importantes. A compreensão, o carinho e o incentivo de vocês foram cruciais para que eu mantivesse a determinação e o foco durante os momentos de dúvida e cansaço.

Por fim, estendo meu eterno agradecimento a todos aqueles que, direta ou indiretamente, colaboraram para a conclusão deste trabalho, seja por meio de palavras de encorajamento, suporte técnico ou mesmo pela simples presença. Cada contribuição, por menor que tenha parecido, foi indispensável.

Este trabalho foi realizado com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) – Brasil.

RESUMO

A energia solar fotovoltaica tem se mostrado uma importante alternativa para a geração de eletricidade, pois não emite poluentes durante toda a sua vida útil, ao contrário do que ocorre com a utilização de combustíveis fósseis. A instalação de sistemas fotovoltaicos requer áreas disponíveis para a colocação dos módulos fotovoltaicos, como telhados, solo e, mais recentemente, reservatórios de água, conhecidos como usinas fotovoltaicas flutuantes. Essas são usinas de grande porte que estão sendo implantadas ao redor do mundo, proporcionando o aproveitamento de áreas disponíveis, como lagos e barragens.

As vantagens desse tipo de instalação incluem a possível redução da temperatura dos módulos, a diminuição da evaporação do lago, represa ou rio e a redução da proliferação de algas na água. Dentre os desafios enfrentados, pode-se citar a maior complexidade da manutenção devido ao difícil acesso aos módulos individualmente localizados nas estruturas flutuantes, bem como o risco de degradação acelerada deles, decorrente da elevada umidade do ambiente.

Este estudo foca na avaliação dos pontos quentes gerados por diversos tipos de degradação com análise do desempenho individual do módulo fotovoltaico, por meio de imagens térmicas e um sistema de monitoramento operacional desenvolvido exclusivamente para esse fim. Para avaliar os impactos dos pontos quentes, foram monitorados os parâmetros elétricos, a temperatura, irradiância, além da temperatura e umidade ambiente. Assim, o desenvolvimento da degradação dos módulos fotovoltaicos foi acompanhado, o que permitirá prolongar a vida útil do gerador fotovoltaico e minimizar os riscos de falhas nos sistemas fotovoltaicos. O trabalho é avaliar os impactos dos pontos quentes na degradação dos módulos fotovoltaicos instalados tanto em usina flutuante como em usinas em solo, com um foco mais acentuado para a usina flutuante Veredas, na PCH de Santa Marta em Grão Mogol, Minas Gerais, pertencente ao Projeto Veredas Sol e Lares, P&D CEMIG/ANEEL D632.

Palavras-chave: Módulos fotovoltaicos. Pontos quentes. Durabilidade. Confiabilidade. Desempenho elétrico e térmico.

ABSTRACT

Photovoltaic solar energy has emerged as a key alternative for electricity generation, offering the advantage of producing power without emitting pollutants throughout its operational life, in contrast to fossil fuel-based sources. The deployment of photovoltaic systems requires available spaces for module installation, such as rooftops, ground surfaces, and, more recently, water reservoirs in the form of floating photovoltaic plants. These large-scale floating plants are being implemented globally, enabling the utilization of otherwise underused areas such as lakes and dams.

Among the main advantages of floating installations are the potential reduction in module operating temperature, decreased evaporation from water bodies, and lower rates of algae proliferation. However, this configuration also presents challenges, notably the increased complexity of maintenance due to the difficulty of accessing individual modules on floating structures and the risk of accelerated degradation associated with high environmental humidity.

This study focuses on evaluating hot spots generated by various degradation mechanisms, analyzing the individual performance of photovoltaic modules through thermal imaging and a dedicated operational monitoring system. To assess the impacts of hot spots, key parameters such as electrical output, irradiance, module temperature, as well as ambient temperature and humidity, are monitored. This approach enables the tracking of module degradation over time, contributing to the extension of the photovoltaic generator's service life and minimizing the risk of system failures. The research specifically aims to assess the impacts of hot spots on the degradation of photovoltaic modules installed in both floating and ground-mounted plants, with special attention to the Veredas floating power plant, located at the Santa Marta Small Hydroelectric Plant in Grão Mogol, Minas Gerais, as part of the Veredas Sol e Lares Project, P&D CEMIG/ANEEL D632.

Keywords: Photovoltaic Systems. Hot Spot. Durability. Reliability. PV Module Degradation. Performance. Energy Production.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução da potência total instalada de SFV ao redor do mundo.....	2
Figura 2 - Potência acumulada GD	3
Figura 3 - Distribuição espectral da irradiância	6
Figura 4 - Representação do funcionamento de uma célula fotovoltaica, de Si cristalino	9
Figura 5. Eficiência das células fotovoltaicas	10
Figura 6. Estrutura da célula solar.....	11
Figura 7 - Circuito equivalente de uma célula solar.....	12
Figura 8 - Curva I-V típica de uma célula solar de Si	13
Figura 9 - Resposta espectral em função do comprimento de onda	16
Figura 10 - Variação da temperatura sobre a curva I-V característica	18
Figura 11 - Efeito das resistências na curva I-V	19
Figura 12 - Módulo fotovoltaico tradicional	20
Figura 13 - Padrões de Sujidade sobre módulos	33
Figura 14 - Influência da Sujidade sobre a curva I-V característica	33
Figura 15. Localização das usinas	35
Figura 16. (a) Fluke TI-450 e (b) dji flir zenmuse xt2.....	39
Figura 17. Traçador DS-1000.....	39
Figura 18. Fonte PvSereve	40
Figura 19. estação meteorológica Santa Marta.....	45
Figura 20. (a) Albedômetro Digital Classe A modelo SRA30-M2-D1 e (b) Estação LUFFT, modelo WS600-UMB.....	46
Figura 21. gnômon	46
Figura 22. Gerador fotovoltaico Santa Marta.....	52
Figura 23. Ensaio no módulo selecionado.....	52
Figura 24. Imagem termográfica do módulo com problema	54
Figura 25. Eletroluminescência módulo defeituoso	54
Figura 26. Curva I-V módulo defeituoso.....	55
Figura 27. Módulo 2 degradado	56
Figura 28. Curva I-V do Módulo 2	56
Figura 29. UFV Cristalina-GO	57

Figura 30. Ponto quente causado por sombreamento nos módulos da UFVf de Cristalina.....	58
Figura 31. curva I-V Fileira CS6K-265	59
Figura 32. problemas pontuais	60
Figura 33. Pontos quentes devido ao sombreamento	61
Figura 34. PID Shunt	61
Figura 35. Curva I-V.....	62
Figura 36. Módulo com falha no diodo de desvio	63
Figura 37. padrão característico de PID	64
Figura 38. Falha em diodo de desvio.....	64
Figura 39. Medição da corrente reversa nos módulos do gerador fotovoltaico da usina São João Nepomuceno.....	66
Figura 40. Curva I-V <i>fileira</i> da usina fotovoltaica São João Nepomuceno	67
Figura 41. Configuração dos módulos	68
Figura 42. Módulo com ponto quente	68
Figura 43. Curva I-V do módulo analisado.....	69
Figura 44 - Arquitetura Básica do MMO.....	72
Figura 45 - Conexões para medição de corrente e tensão no módulo fotovoltaico. .	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Principais falhas em módulos fotovoltaicos.....	22
Tabela 2. Classificação de falhas em termos de padrão térmico IR e I-V e impacto das falhas na degradação esperada do desempenho elétrico do módulo fotovoltaico.....	28
Tabela 3. Padrão do ponto quente.....	30
Tabela 4. Localizações das usinas solares avaliadas.....	35
Tabela 5. Efetividade relativa das técnicas de diagnóstico por estágio de degradação.....	41
Tabela 6. Média de Temperatura em Cristalina - GO.....	42
Tabela 7. Média de Temperatura em Santa Marta.....	43
Tabela 8. Média de Temperatura São João Nepomuceno.....	43
Tabela 9. Média de Temperatura Mucurici - ES.....	44
Tabela 10. Média de Temperatura Matozinhos - MG.....	44
Tabela 11. Características dos módulos e suas localidades.....	47
Tabela 12. Folha de dados dos módulos.....	47
Tabela 13 – equipamentos utilizados na estação meteorológica.....	49
Tabela 14. Caracterização das Incertezas de Medição.....	50
Tabela 15. Referência x degradado.....	57
Tabela 16. Características elétricas dos módulos fotovoltaicos da usina São João Nepomuceno.....	65
Tabela 17 - Variáveis de medição do sistema PVmed.....	74

LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AM	Air Mass (Massa de Ar)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CdTe	Telureto de Cádmio
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CIS	Disseleneto de Cobre e Índio
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica no Brasil
EL	Eletroluminescência
FV	Fotovoltaico
GFV	Gerador Fotovoltaico
GT-GDSF	Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia
IR	Infra Vermelho (<i>Infrared</i>)
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
MMO	Módulo de Monitoramento Operacional
NBR	Norma Brasileira da Associação Brasileira de Normas Técnicas
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PERC	<i>Passivated Emitter and Rear Cell.</i>
PUC Minas	Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais
PVG _{tw}	Subsistema Gateway De Controle, Registro E Comunicação
PV _{Med}	Subsistema Terminal De Medição
PV _{ter}	Subsistema Roteador De Comunicação
SFV	Sistema Fotovoltaico
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
UFVf	Usina Fotovoltaica Flutuantes
UV	Ultravioleta

LISTA DE SÍMBOLOS

FF	Fator de forma [%]
G_b	Irradiação solar direta [W/m ²]
G_d	Irradiação solar difusa [W/m ²]
G_{ref}	Irradiação padrão de teste [W/m ²]
I	Corrente elétrica [A]
I_{mp}	Corrente no ponto de máxima potência [A]
I_{sc}	Corrente de curto circuito [A]
mp	Ponto de Máxima Potência [adimensional]
P	Potência elétrica [W]
P_{mp}	Potência de ponto de máxima potência [W]
R_p	Resistência em paralelo [Ω]
R_s	Resistência em série [Ω]
V	Tensão (Diferença de potencial) [V]
V_{mp}	Tensão no ponto de máxima potência [V]
V_{oc}	Tensão de circuito aberto [V]
V_{stc}	Tensão de circuito aberto em stc [V]
W_p	Watt pico [W]

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	1
1.1.	Objetivos	4
1.2.	Motivação	4
1.3.	Descrição dos capítulos	4
2.	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	6
2.1.	Radiação Solar	6
2.2.	Efeito Fotovoltaico	8
2.3.	Células Solares e Módulos Fotovoltaicos	9
2.3.1.	<i>Parâmetros Elétricos</i>	11
2.3.2.	<i>Fatores externos que interferem nos parâmetros elétricos</i>	15
2.4.	Confiabilidade E Durabilidade De Módulos Fotovoltaicos	22
2.4.1.	<i>importância dos pontos quentes</i>	25
2.4.2.	<i>Sujidade na Superfície Frontal</i>	32
3.	METODOLOGIA	35
3.1.	Localizações das usinas	35
3.2.	Análise dos Pontos Quentes em Módulos Fotovoltaicos	36
3.2.1.	<i>Inspeção Visual</i>	37
3.2.2.	<i>Teste Termográfico</i>	38
3.2.3.	<i>Monitoramento dos parâmetros elétricos a partir da Curva I-V</i>	39
3.2.4.	<i>Eletroluminescência</i>	40
3.2.5.	<i>Solução do Problema</i>	41
3.3.	Monitoramento Climático do Local	42
3.4.	Módulos fotovoltaicos monitorados	46
3.4.1.	<i>Os Parâmetros monitorados:</i>	47
3.5.	Incerteza de Medição	49
4.	RESULTADOS	51
4.1.	Usina flutuante Vila Santa Marta - MG	51

4.2.	Usina fotovoltaica flutuante Cristalina-GO.....	57
4.3.	Usina fotovoltaica Mucurici-ES.....	59
4.4.	Usina fotovoltaica São João Nepomuceno-MG.....	63
4.5.	Usina fotovoltaica Matozinhos – MG.....	67
4.6.	Módulo de Monitoramento Operacional (MMO)	70
5.	Conclusão	75
6.	Sugestões para pesquisas futuras	78
	REFERÊNCIAS.....	79

1. INTRODUÇÃO

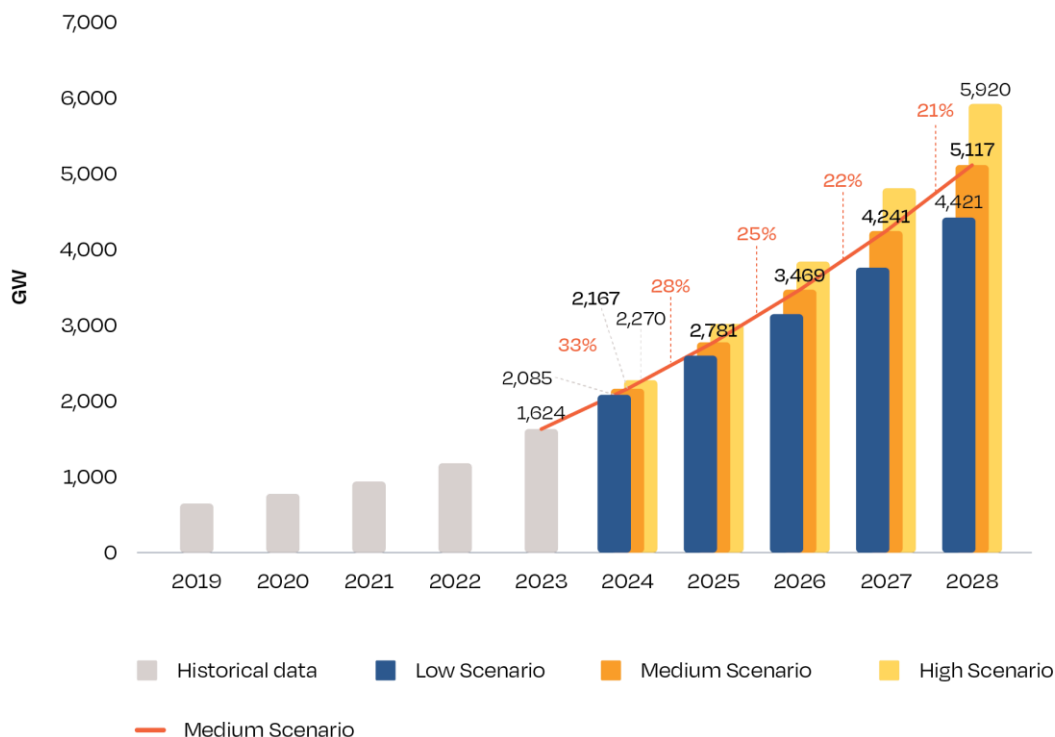
As mudanças climáticas levam a eventos ambientais mais severos, como secas prolongadas, chuvas fortes e aumento da temperatura global. Nesse contexto, ações para melhor aproveitamento de fontes renováveis tornam-se cruciais, buscando promover tecnologias de produção que emitam menos poluentes. Os sistemas fotovoltaicos emergem como protagonista, experimentando um crescimento exponencial nas últimas décadas.

A redução dos custos dos módulos fotovoltaicos e sua flexibilidade contribuíram para a expansão desta tecnologia. Eles podem ser instalados de diversas formas, podendo ser instalados em telhados de casas ou prédios, suspensas no mar (em plataformas) ou com flutuadores em lagos e reservatórios, em plantas fotovoltaicas em solo entre outros.

Este expressivo desenvolvimento traz consigo a necessidade de aprofundar o conhecimento sobre os fatores que influenciam a eficiência, durabilidade e confiabilidade dos módulos fotovoltaicos.

Em 2024 a capacidade instalada mundial de energia solar fotovoltaica atingiu 2,20 TWp (*international Energy Agency* - IEA) Figura 1, apresentando um crescimento significativo nos últimos 10 anos, com destaque para a produção chinesa que representa o maior número de sistemas instalados.

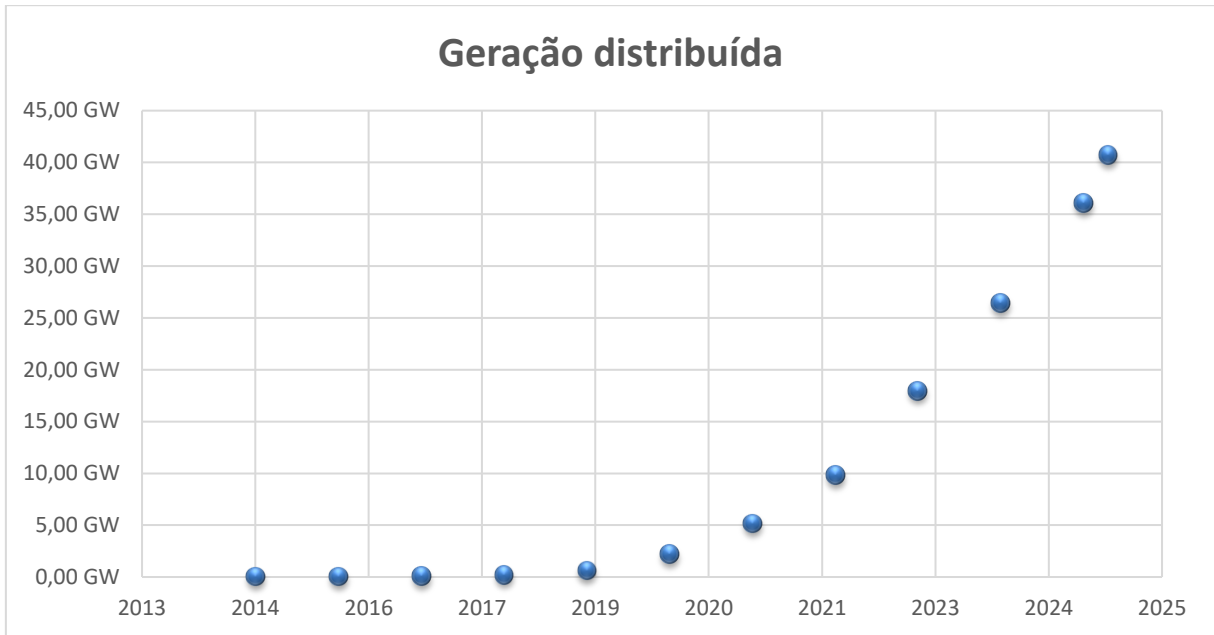
Figura 1 - Evolução da potência total instalada de SFV ao redor do mundo



Fonte: SolarPower Europe (2024):

No Brasil a inserção de sistemas fotovoltaicos em sua matriz elétrica ocorreu devido a inúmeros incentivos, entre os principais o Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos, que foi instituído em 2008 a fim de estimular o uso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. A Chamada ANEEL n° 13/11 P&D Estratégico também foi um importante incentivo, criada com o objetivo de incentivar a inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira.

A consequência dessa iniciativa foi a ampliação do uso da geração solar fotovoltaica interligada a rede elétrica no Brasil, como pode ser visto na Figura 2, que mostra o crescimento da potência acumulada dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede apenas pela geração distribuída no país. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2025), atualmente existem 18.594 sistema solar fotovoltaica de geração centralizada instaladas no país (17,95 GW), e 3,725 milhões de sistemas de geração distribuída (41,43 GW), totalizando numa capacidade aproximadamente 59 GW de potência instalada.

Figura 2 - Potência acumulada GD

Fonte: Dados da ANEEL 07/2025

Uma das vantagens dos sistemas fotovoltaicos é a flexibilidade de configuração, podendo ser sistemas isolados, híbridos ou com integração à rede elétrica. Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem ser centralizados ou micro ou minigeração distribuída (Guimarães, 2022). As usinas solares fotovoltaicas, podem ter os geradores instalados em solo (UFV) ou em flutuadores (UFVf).

Com a expansão do mercado, desde 2003, os geradores fotovoltaicos em Flutuadores (UFVf) vem sendo utilizado comercialmente. No final de 2022, essa tecnologia já havia adicionado 1,6 GW à capacidade global instalada (PV-Magazine, 2022). No Brasil, algumas UFVf já estão em funcionamento, com vários empreendimentos se beneficiando do amadurecimento das tecnologias fotovoltaicas e, ao mesmo tempo, contribuindo diretamente para o seu aperfeiçoamento.

Portanto, torna-se importante pesquisar os efeitos das condições climáticas brasileiras na durabilidade dos módulos fotovoltaicos, destacando-se o impacto da temperatura ambiente nas suas condições operacionais.

Este trabalho tem como objetivo analisar a ocorrência de pontos quentes em módulos fotovoltaicos, caracterizá-los quanto às suas causas e impactos, e propor estratégias de monitoramento para melhorar o desempenho operacional dos módulos fotovoltaicos em usinas fotovoltaicas com geradores em solo e em flutuadores.

1.1. Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é propor estratégias de monitoramento de módulos fotovoltaicos instalados em usinas fotovoltaicas, com ênfase no impacto dos pontos quentes no desempenho operacional deles.

Os objetivos específicos são:

- Monitorar uma amostra de módulos fotovoltaicos individualmente ou em uma fileira em solo ou em flutuadores para identificar os pontos quentes.
- Analisar o impacto dos pontos quentes no desempenho operacional dos módulos fotovoltaicos monitorados.
- Propor um sistema embarcado de monitoramento automático para caracterização do desempenho dos módulos fotovoltaicos individuais instalados em usina solar fotovoltaicas.

1.2. Motivação

No Brasil, assim como em outros países, o uso de sistemas fotovoltaicos para geração de energia elétrica tornou-se uma realidade. No entanto, é necessário entender o comportamento dos módulos fotovoltaicos ao longo dos anos de operação, principalmente devido ao desgaste natural devido as condições climáticas, acúmulo de sujeira, sombreamentos, posicionamento, entre outros fatores que afetam a confiabilidade, causando sua degradação resultando na redução da vida útil deles.

Para lidar com essas questões e minimizar os efeitos na durabilidade dos módulos fotovoltaicos, estratégias como monitoramento contínuo e sistemas embarcados são fundamentais para garantir maior confiabilidade e vida útil dos sistemas fotovoltaicos.

1.3. Descrição dos capítulos

Este trabalho é dividido em cinco capítulos, descritos a seguir:

Capítulo 1: Introdução, objetivos e motivação, representada por este capítulo.

Capítulo 2: Revisão da literatura, cobrindo os tópicos principais pertinentes ao tema.

Capítulo 3: Metodologia, no qual será descrito os materiais e métodos do

projeto.

Capítulo 4: Resultados e discussões, no qual são apresentados os resultados obtidos na realização do método proposto.

Capítulo 5: São apresentadas as conclusões obtidas das análises dos resultados, assim como estão apresentadas sugestões para futuros trabalhos.

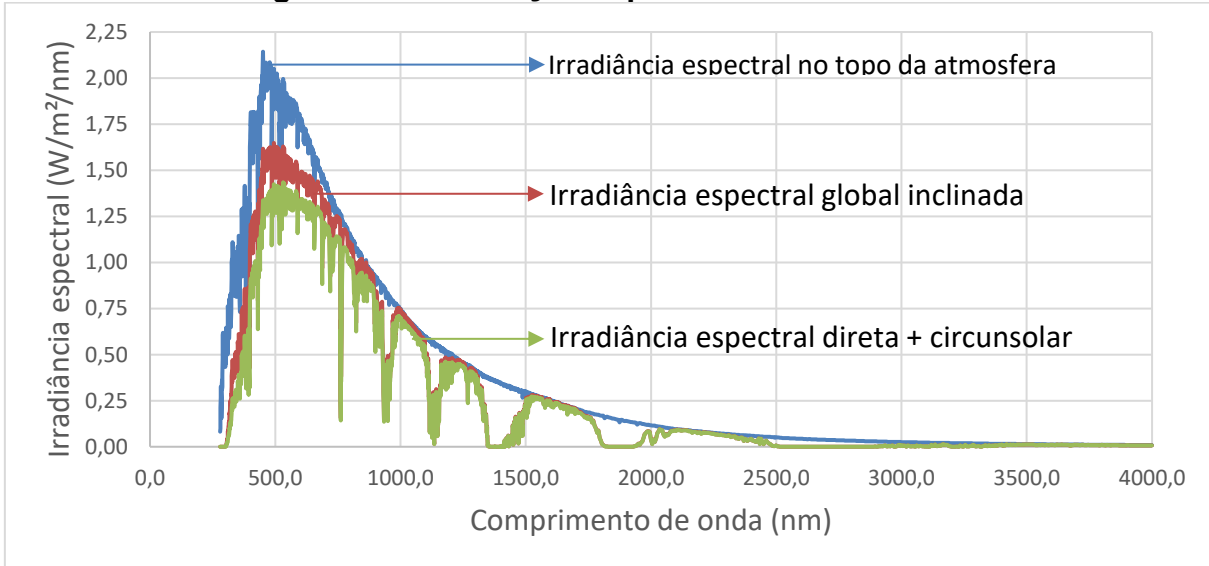
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo irá abranger a fundamentação da radiação solar, o detalhamento do efeito fotovoltaico, parâmetros elétricos e térmicos dos módulos e o efeito da sujidade nas superfícies.

2.1. Radiação Solar

A radiação solar, antes de atingir o solo, tem as características afetadas, devido à interação com a atmosfera, sua intensidade e distribuição espectral e angular são alteradas após contato com as nuvens, partículas de poeira e gases presentes. As modificações são diretamente proporcionais a espessura da camada atmosférica ultrapassada pela radiação, com constante de proporcionalidade dada pelo coeficiente conhecido como massa de ar, que relaciona a incidência da radiação com o ângulo que ela faz com a superfície, chamado de ângulo zenital. A Figura 3 ilustra a entrada da radiação e exemplifica o coeficiente da “massa de ar” (AM).

Figura 3 - Distribuição espectral da irradiância



Fonte: ASTM G173-03 Reference Spectra Derived from SMARTS v.2.9.2, (American Society for Testing and Materials, 2012; Gueymard, 2004; Gueymard et al., 2002; NREL, 2015)

Duffie e Beckman (2013), simplifica o efeito fotovoltaico como duas parcelas da radiação: a radiação solar direta (G_b) e a radiação solar difusa (G_d), radiação solar esta que teve sua direção alterada ao entrar em contato com a atmosfera terrestre. O ângulo de incidência θ é o ângulo formado entre a radiação direta incidente e a normal

a superfície, sendo diretamente envolvido na determinação de radiação incidente na superfície do módulo, impactando a absorção da radiação convertida em energia pela célula solar.

Soto, Klein e Beckman (2006), à medida que o ângulo de incidência aumenta, a quantidade de radiação solar refletida a partir da cobertura também aumenta, relatando-se efeitos significativos para θ maiores do que 65° (SOTO; KLEIN; BECKMAN, 2006, apud BRAGA, 2018).

Duffie e Beckman (2013) utilizam as leis de Snell, Fresnel e Bouguer para calcular a radiação absorvida pela célula com cobertura de vidro dada pela equação (1).

$$\tau_\alpha(\theta) = e^{-(K \cdot L / \cos(\theta_r))} \cdot \left[1 - \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{\sin^2(\theta_r - \theta)}{\sin^2(\theta_r + \theta)} + \frac{\text{tg}^2(\theta_r - \theta)}{\text{tg}^2(\theta_r + \theta)} \right) \right] \quad (1)$$

Onde, K é o coeficiente devido ao vidro, para a maioria dos módulos este valor é tipicamente de 4m^{-1} , L é a espessura do vidro, normalmente de 2mm.

O fator mais importante para a saída de potência do módulo é a radiação solar absorvida pela célula (S), função da radiação incidente (τ_α) e do ângulo de incidência (θ). A irradiação solar total absorvida é a relação entre as parcelas diretas, difusas e refletidas pela vizinhança, dadas de acordo com a equação (2), conforme Duffie e Beckman (2013), assumindo isotropia nas parcelas difusas e refletidas pela vizinhança.

$$S = (\tau_\alpha)_n \cdot \left[G_b \cdot R_{beam} \cdot K_{\tau\alpha,b} + G_d \cdot K_{\tau\alpha,d} \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + G \cdot \rho \cdot K_{\tau\alpha,g} \cdot \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \right] \quad (2)$$

No qual $K_{\tau\alpha,b}$ é o modificador de ângulo de incidência para o ângulo de incidência direta e $K_{\tau\alpha,d}$ e $K_{\tau\alpha,g}$ são os modificadores de ângulo para os ângulos de radiação difusa e refletida pela vizinhança, G_b e G_d irradiância direta e irradiância difusa.

Duffie e Beckman (2013), caracterizam a taxa de absorção da radiação conforme a equação (3) **Erro! Fonte de referência não encontrada.**:

$$\frac{S}{S_{ref}} = \frac{G_b}{G_{ref}} \cdot R_b \cdot K_{\tau\alpha,b} + \frac{G_d}{G_{ref}} \cdot K_{\tau\alpha,d} \cdot \frac{1 + \cos(\beta)}{2} + \frac{G}{G_{ref}} \cdot \rho \cdot K_{\tau\alpha,g} \cdot \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \quad (3)$$

Para a qual G_{ref} é a radiação nas condições STC ($G_{ref} = 1000W/m^2$)

2.2. Efeito Fotovoltaico

Conforme a *Britannica Academic* (2006), o efeito fotovoltaico é o processo em que dois materiais semicondutores distintos, formando uma junção p-n, por onde o elétron excitado (e^-) irá transitar e gerar a corrente elétrica, sendo a unidade primordial, utilizada para este fim, chamada de célula solar. Células solares são constituídas de semicondutores, sendo o mais comum o silício (Si).

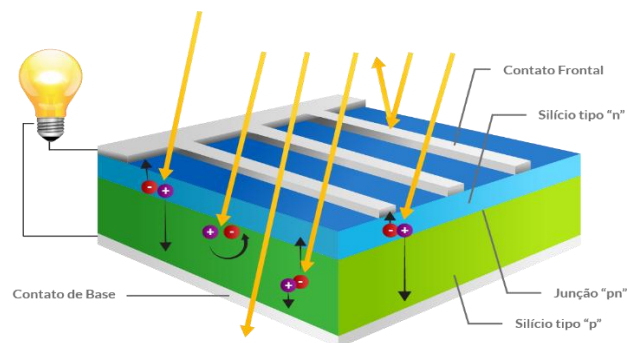
A utilização de semicondutores para a conversão de energia luminosa para elétrica se dá pela capacidade desse material absorver o fóton, excitando o elétron que irá quebrar a ligação covalente existente, liberando-o da banda de valência para a banda de condução e deixando uma lacuna no seu lugar. A exposição do material a uma fonte de energia $h\nu$ que seja menor que a energia necessária para saltar a banda proibida, E_g , não irá gerar corrente elétrica, por não ser suficiente para romper a ligação covalente e não irá gerar o par elétron-lacuna. No entanto, a absorção desse fóton irá ser transformada em energia térmica. Apenas os elétrons excitados por fótons energizados com maior ou igual potencial a E_g irão gerar o par elétron-lacuna e consequente condução eletrônica (FAHRENBRUCH e BUBE, 1983).

Ainda segundo Fahrenbruch e Bube (1983), uma célula fotovoltaica constitui-se de junção do tipo p-n, onde uma das camadas terá a função absorvedora, do tipo p, dopadas com elementos da coluna III-A, da tabela periódica, como o Boro (B), por exemplo, criando transportadores majoritários com cargas positivas, com predominância de espaços vazios, ou lacunas, na região. A outra camada terá função coletora, do tipo n, dopadas com elementos da coluna V-A, da tabela periódica, que possuem 5 elétrons de valência, como o fósforo (P), que irá resultar em um material com transportadores majoritários negativos, com predominância de elétrons.

Ao realizar a junção p-n, ocorrerá o deslocamento dos elétrons em excesso, do tipo-n, para o semicondutor do tipo-p, sendo esses capturados pelas lacunas. A região coletora se tornará um cátion, devido a esta estar positivamente carregada, a região absorvedora se tornará um ânion, devido ao carregamento negativo. Criando-se uma região com diferença de potencial e, por conseguinte, um campo elétrico, a junção p-n, portanto, nesta região estará em equilíbrio, sendo chamada de região de depleção (FAHRENBRUCH e BUBE, 1983).

Portanto, a estabilidade criada é rompida ao excitar-se o material, a partir da energia de fótons, por exemplo. Esses fótons, desde que possuam energia maior que o E_g , penetram na camada coletora, constituída pelo semiconductor do tipo-n, ultrapassam a camada de depleção, sendo absorvidos pela camada absorvedora, formada pelo semiconductor do tipo-p, rompendo a ligação covalente existente e liberando a movimentação do elétron, que serão atraídos pela camada coletora, positivamente carregada. A lacuna criada irá ser atraída pela camada absorvedora, negativamente carregada, gerando, com essa movimentação, uma corrente elétrica. O posicionamento de contatos metálicos nas extremidades das junções possibilita o fluxo controlado dos elétrons, verificando-se a corrente elétrica. A Figura 4 representa o funcionamento de uma célula solar exposta à fótons.

Figura 4 - Representação do funcionamento de uma célula fotovoltaica, de Si cristalino



Fonte: Seguel (2009)

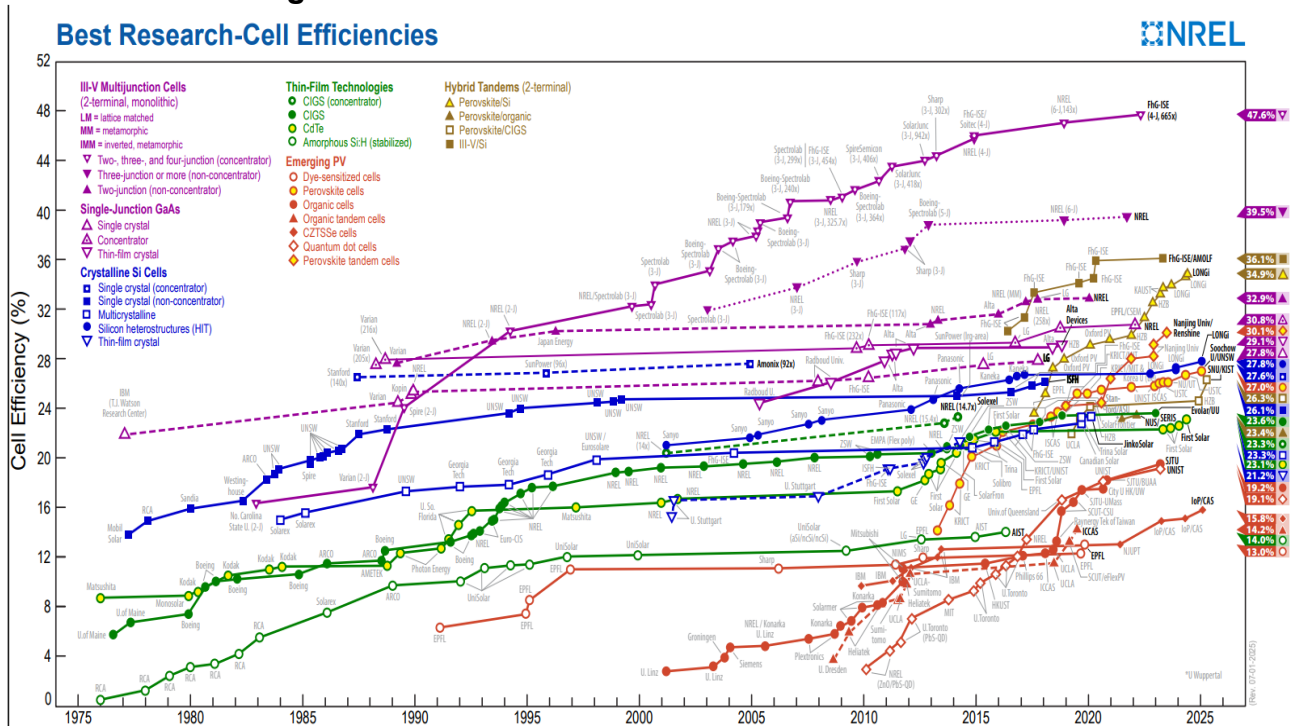
2.3. Células Solares e Módulos Fotovoltaicos

As células de silício cristalino (c-Si) dominam 95% do mercado fotovoltaico global. As células c-Si utilizadas nas primeiras gerações de módulos fotovoltaicos manufaturadas até 2005, alcançavam valores típicos de eficiência em torno 14%, devido às limitações no processo de fabricação e à pureza do material empregado na época (Rajput, 2017).

Na busca por aprimoramento tecnológico, para alcançar a maior eficiência

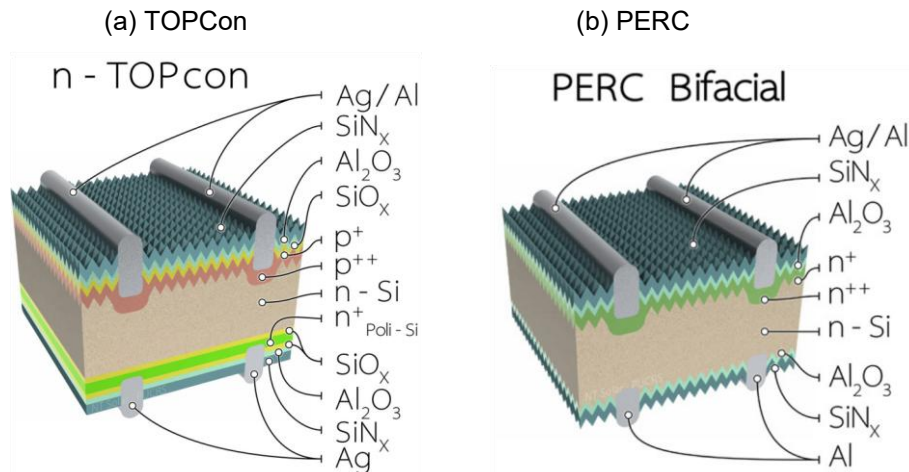
possível (Figura 5), pesquisadores têm testado diversas tecnologias, materiais e combinações. Uma tecnologia que se destaca atualmente é a de Emissor Passivado e Contato Traseiro (PERC, do inglês *Passivated Emitter and Rear Contact*), que utiliza células de silício monocristalino (c-Si) e busca corrigir limitações das células tradicionais, como perdas por recombinação na superfície traseira e aumentando eficiência e desempenho. A eficiências das células PERC (Figura 6b) está em torno de 27,6%.

Figura 5. Eficiência das células fotovoltaicas



Fonte: NREL (2025)

Outra tecnologia que vem dominando o mercado são as TOPCON (*Tunnel Oxide Passivated Contact*) (Figura 6a) e Heterojunção (HJT), que apresentam eficiências em torno 27,0% e 27,8% respectivamente.

Figura 6. Estrutura da célula solar

Fonte: Vanzetto, A. et al (2022)

2.3.1. Parâmetros Elétricos

Uma célula pode ser representada por seus parâmetros elétricos de saída, como tensão e corrente, ou em função dos parâmetros de entrada, como o nível de irradiância e temperatura dela.

Conforme Fahrenbruch e Bube (1983), as propriedades de uma célula solar são semelhantes às de um diodo. A exposição à luz solar leva a geração de corrente fotogerada, sendo proporcional à radiação solar.

Segundo Lorenzo (2000 apud BRAGA, 2018), a corrente fornecida a uma carga por um diodo semicondutor iluminado será o resultado das componentes internas e opostas, conforme equação (4):

$$I = I_L - I_D \quad (4)$$

Na qual, I_L é a corrente gerada devido a iluminação e I_D é a corrente de diodo, advinda da recombinação de portadores.

A corrente que irá fluir através do diodo, em função da tensão é dada pela equação (5):

$$I_D = I_o \cdot [e^{e.V/m.k.T} - 1] \quad (5)$$

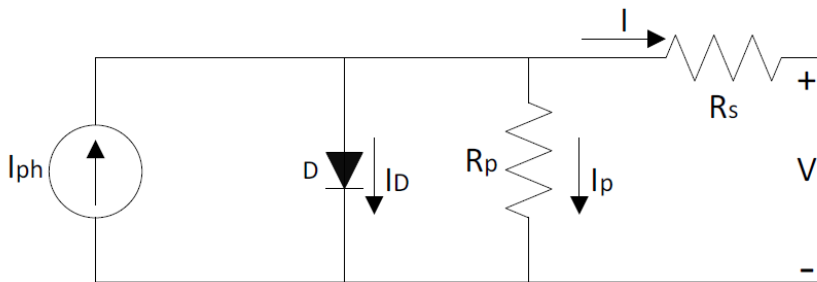
Para a qual I_o é referente a corrente de saturação reversa do diodo sem iluminação, “e” é a carga do elétron (igual a $1,602 \cdot 10^{-19} \text{C}$), V é a tensão aplicada nos

terminais do diodo, m é o fator de idealidade do diodo, k é a constante de Boltzmann (igual a $1,381 \cdot 10^{-23} \frac{J}{K}$) e T é a temperatura equivalente de operação da célula solar. O arranjo da equação (5) na equação (4), gera a eq. (6), a qual descreve de forma analítica o comportamento de uma célula solar:

$$I = I_L - I_0 \cdot [e^{e.V/m.k.T} - 1] \quad (6)$$

Os elementos do circuito para o modelo de célula solar de um diodo são apresentados na Figura 7 - Circuito equivalente de uma célula solar, a seguir.

Figura 7 - Circuito equivalente de uma célula solar



Fonte: Adaptado de Lorenzo, 2000.

Ainda de acordo com Lorenzo (2000 apud BRAGA, 2018), caso o dispositivo seja mantido em aberto, quando $I=0$, irá ocorrer a tensão de circuito aberto (V_{oc}), que se trata de uma auto polarização em uma certa tensão, que será a maior suportada na região de geração, seu valor é tal que a fotocorrente gerada é compensada totalmente pela corrente de polarização, o que faz $I_L=I_D(V_{oc})$, e que irá resultar na equação (7).

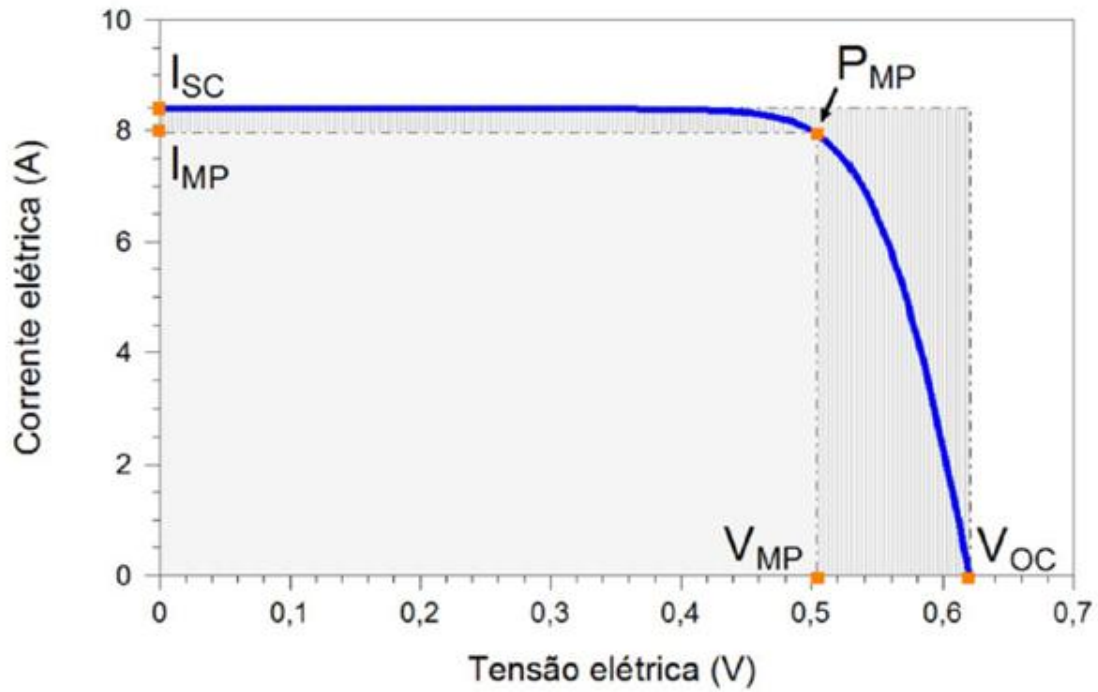
$$V_{oc} = m \cdot \frac{k.T}{e} \cdot \ln \left[\frac{I_L}{I_0} + 1 \right] \quad (7)$$

Com a equação (7) é possível concluir que a V_{oc} tem proporcionalidade direta com I_L , ou seja, com o logaritmo da irradiância solar, do mesmo modo, a V_{oc} é decrescente conforme o aumento da temperatura ocorra.

Caso o sistema seja colocado em curto-circuito, $V=0$, têm-se a situação de máxima corrente, I_{sc} . A Figura 8, a seguir, apresenta uma curva I-V típica para células

solares de silício cristalino. A região sob a curva, entre I_{sc} e V_{oc} corresponde ao funcionamento como um gerador de energia.

Figura 8 - Curva I-V típica de uma célula solar de Si



Fonte: Lorenzo 2000

A partir da definição dos parâmetros de operação, a curva característica da célula é dada pela equação (8). Segundo Braga (2018), o seu uso é ideal para a situação de circuito aberto, contudo sua validade para a completude da curva é questionável, uma vez que os termos m e I são função do ponto de trabalho.

$$I = I_{sc} \cdot [1 - e^{-(e \cdot (V_{oc} - V) / m \cdot k \cdot T)}] \quad (8)$$

Uma vez que a conexão da célula solar é feita a uma carga resistiva, a potência fornecida é dada pela equação $P = V \cdot I$, sendo que o ponto de máxima potência irá ser dado a partir de um par ordenado de corrente e tensão máximas para a situação $P_m = (V_m, I_m)$. Os valores de máxima podem ser obtidos pela condição de máximo, dada pela equação (9).

$$\left[\frac{dI}{dV} \right]_M = - \frac{I_M}{V_M} \quad (9)$$

Além, aplicando-se a eq. (6) à eq. (9), têm-se a corrente de máxima potência, dada pela equação (10):

$$I_M = \frac{I_L + I_o}{1 + \frac{m.k.T}{e.V_M}} \quad (10)$$

Ademais, ao aplicar a equação (6), para o ponto de máxima, ficará conforme eq. (11):

$$I_M = I_L - I_o \cdot [e^{(e.V_M)/m.k.T} - 1] \quad (11)$$

Com as equações (10) e (11) é possível montar um sistema para encontrar os valores de I_M e V_M . Sem, no entanto, obter-se uma solução explícita, valendo-se de uma solução analítica, conforme as equações (12), (13), (14) e (15).

$$\frac{I_M}{I_L} = 1 - a^{-b} \quad (12)$$

$$a = 1 + \ln \left(\frac{I_L}{I_o} \right) \quad (13)$$

$$b = \frac{a}{a + 1} \quad (14)$$

$$\frac{V_M}{V_{OC}} \approx 1 - \frac{\ln a}{a} \quad (15)$$

O produto dado por I_M e V_M fornece a potência de máxima, representada pela área retangular da Figura 8, tendo área menor que a do retângulo hachurado da mesma figura, representando a área dada pelo produto de I_{sc} e V_{oc} . O termo que relaciona estas duas áreas é chamado de fator de forma (FF) dado pela equação (16):

$$FF = \frac{I_M \cdot V_M}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (16)$$

Quanto mais próximo de 1 for essa razão, maior é a eficiência do dispositivo. Agora a P_M pode ser dada em função do FF, através da equação (17):

$$FP_M = FF \cdot I_{sc} \cdot V_{oc} \quad (17)$$

Continuando com Lorenzo (2000 apud BRAGA, 2018), a eficiência energética

da célula solar será a relação entre a potência máxima (P_M) alcançada, pela potência de radiação incidente na superfície (P_L), conforme equação (18):

$$\eta = \frac{I_M \cdot V_M}{P_L} = FF \cdot \frac{I_{SC} \cdot V_{OC}}{P_L} \quad (18)$$

Até então, foram elencadas uma série de equações que irão descrever o funcionamento ideal das células solares, ao ocorrerem apenas fenômenos de geração e recombinação dos portadores. Na Figura 7 há elementos que condizem com condições mais reais de funcionamento da célula solar, como é o caso da inserção de resistências em série e em paralelo, que irão levar as perdas internas.

A resistência em série (R_s) leva em conta as perdas ôhmicas do material, das metalizações e do contato entre metal e semicondutor, é desejável que seu valor seja o menor possível, a fim de evitar perdas na passagem da fotocorrente gerada. A resistência em paralelo (R_p) refere-se as imperfeições nas junções p-n, é desejável que seu valor seja o mais alto possível, a fim de que a fotocorrente gerada seja totalmente transferida para a carga. Ao levar-se em consideração as resistências do circuito a equação da célula será dada pela equação (19):

$$I = I_L - I_0 \cdot \left[e^{(e \cdot (V + I \cdot R_s) / m \cdot k \cdot T)} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (19)$$

Como dito por Pinho e Galdino (2014), um módulo fotovoltaico é geralmente identificado pela sua potência elétrica de pico (W_P). Essa potência de pico é definida em cima de ensaios em condições-padrão, também conhecidas como STC (“*Standard Test Conditions*”), que irá considerar uma irradiância solar de $1000W/m^2$, sob uma distribuição espectral padrão de AM 1,5 e temperatura da célula de $25^\circ C$.

Traçando-se a curva característica ,corrente x tensão (I-V), do módulo é possível identificar as mais diversas características elétricas do módulo fotovoltaico, que irá permitir o traçado da curva característica.

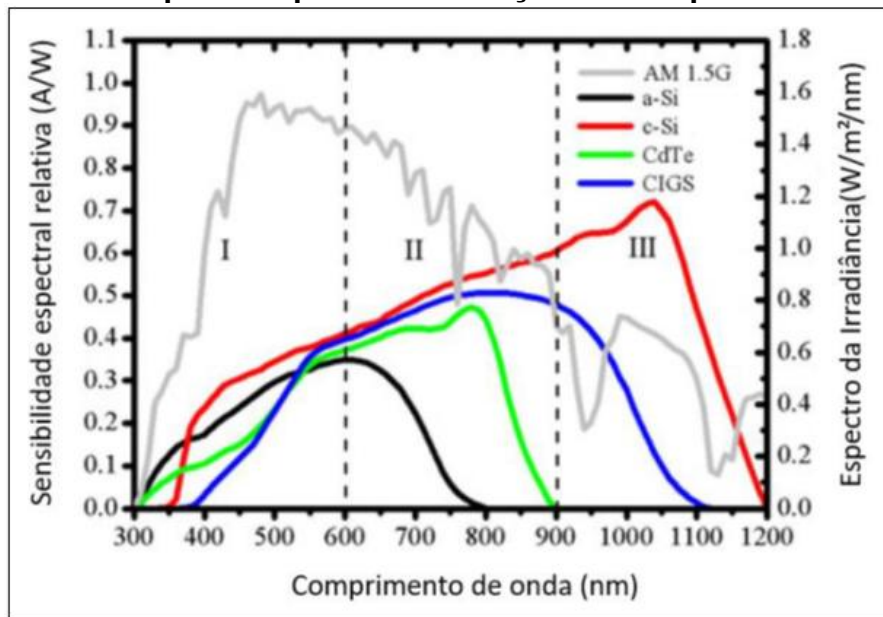
2.3.2. Fatores externos que interferem nos parâmetros elétricos

São vários os fatores que afetam as características, podendo advir da própria fabricação da célula, como as resistências, em série (R_s) e em paralelo (R_p), e o

coeficiente de absorção solar, e fatores externos, provenientes do ambiente, tais como a irradiância e a temperatura da célula. Para o caso de módulos fotovoltaicos, em situação de operação em campo, há ainda o acúmulo de sujeira sobre a superfície, que vem a impedir a transmitância e aumenta a reflexão.

A absorção ótica está relacionada com a energia necessária para que um fóton seja absorvido pela célula e gere um par elétron-lacuna. O coeficiente de absorção é uma característica intrínseca do material, sendo que, as diversas tecnologias de células solares existentes, atuam apenas nas faixas do espectro das radiações eletromagnéticas. Células constituídas de silício cristalino, possuem banda proibida na faixa correspondente do final da radiação ultravioleta até o início do infravermelho, como pode ser visto na Figura 9, sendo muito mais sensíveis a temperatura do que células de filme fino de Silício amorfo (a-Si) e Telureto de Cadmio (CdTe).

Figura 9 - Resposta espectral em função do comprimento de onda



Fonte: Fonte: Braga (2018, p.45)

O espectro da irradiância AM 1,5, apresentado na Figura 9, apresenta os pontos de máxima energia para cada comprimento de onda do espectro, comparativamente, vê-se que os materiais não têm a capacidade de aproveitar a totalidade da energia solar incidente.

A corrente elétrica gerada pelo módulo é diretamente proporcional à irradiância solar incidente, essa proporcionalidade se dá de forma linear. No entanto, a tensão é pouco influenciada pela função da irradiância solar.

A incidência constante de radiação solar e a variação da temperatura ambiente acarretam numa variação da temperatura das células solares, isto acarreta a redução da eficiência da célula, uma vez que a V_{oc} diminui, significativamente, com o aumento da temperatura. A Figura 10, a seguir, apresenta o efeito causado pela temperatura na curva I-V característica das células.

A influência da temperatura sobre a tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico pode ser expressa por meio de uma relação linear, conforme apresentado na literatura (PINHO; GALDINO, 2014). O coeficiente de variação da tensão, em função da variação da temperatura é dado pela equação (20) e (21).

$$\beta = \frac{\Delta V_{oc}}{\Delta T} \quad (20)$$

$$V_{oc}(T) = V_{oc(STC)} \cdot (1 + \beta \cdot (T - 25)) \quad (21)$$

Onde, a partir do valor da tensão de circuito aberto para as condições-padrão, é possível obter o coeficiente β , que assume um valor negativo. Segundo Pinho e Galdino (2014), os valores típicos para módulos de silício cristalino é de $-2,3\text{mV}/^\circ\text{C}$, ou $-0,37\%/^\circ\text{C}$, também é possível realizar ensaios em laboratório para encontrar o valor de β .

De forma análoga é possível obter o coeficiente de variação da corrente em função da variação da temperatura, conforme eq. (22), para este caso, o coeficiente assumirá valores positivos.

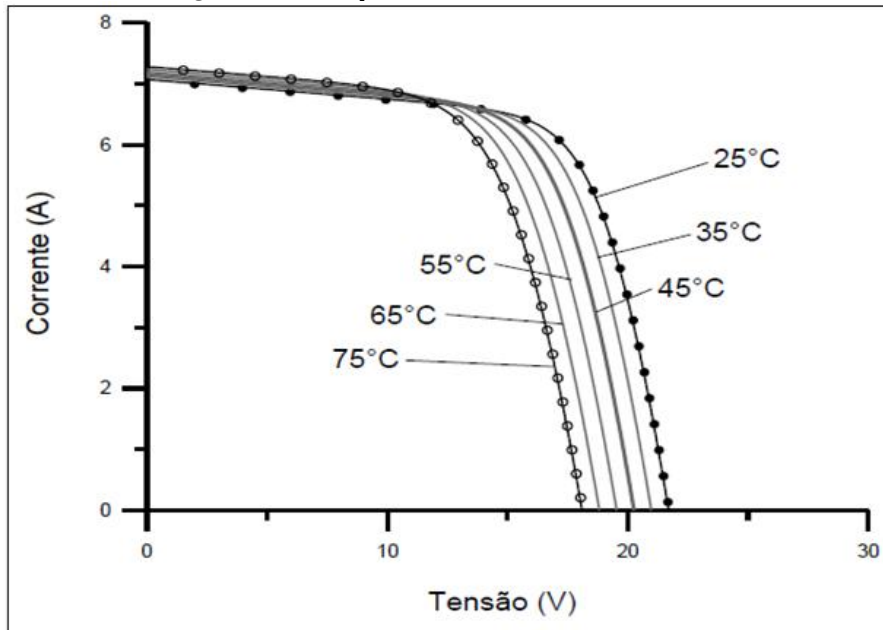
$$\alpha = \frac{\Delta I_{sc}}{\Delta T} \quad (22)$$

Outra interferência nos parâmetros elétricos de células solares são as resistências em série (R_s) e em paralelo (R_p). R_p está relacionada ao processo de fabricação da célula, ocorre com fugas de corrente ao longo da borda, ao longo do deslocamento, ou limites de grãos e a pequenos curtos-circuitos; para o caso de pequenos valores dessa resistência, parte da corrente foto gerada irá circular internamente, pelo gerador, reduzindo a corrente gerada pela junção.

A resistência em série (R_s), resulta da própria resistência do semiconductor dopado, da resistência entre a célula e os contatos metálicos e das resistências dos

bornes; o crescimento do seu valor é impedimento ao fluxo da corrente foto gerada.

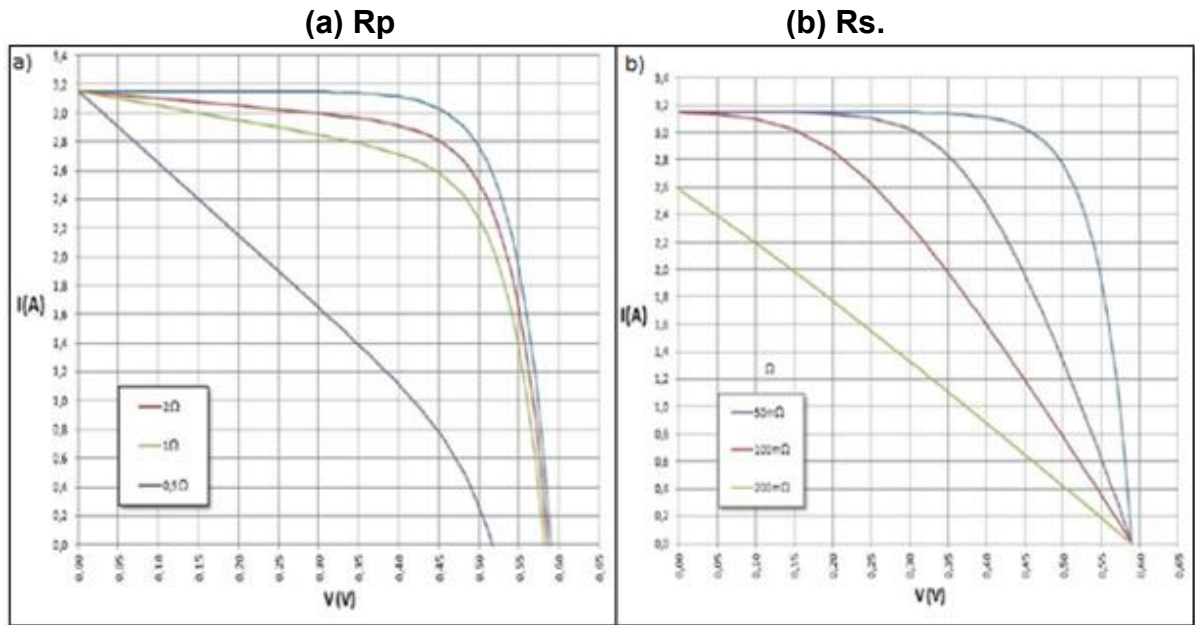
Figura 10 - Variação da temperatura sobre a curva I-V característica



Fonte: CRESESB (2014)

A Figura 11, a seguir, apresenta curvas I-V características ao se variar a resistência do tipo paralelo (a) e do tipo série (b).

Figura 11 - Efeito das resistências na curva I-V

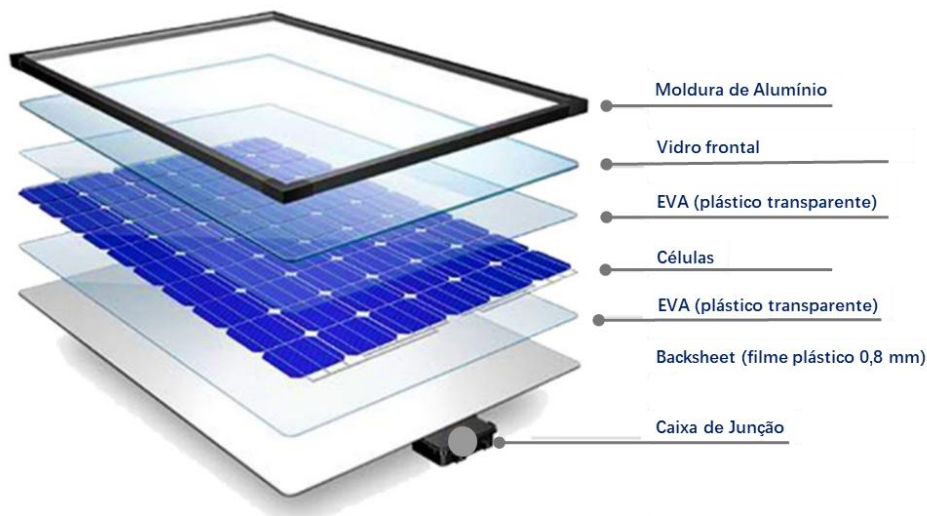


Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014, p.122)

Com isso, finaliza-se os fatores previsíveis, advindos dos processos de fabricação da célula solar e dos fatores ambientais, como temperaturas de trabalho e irradiância.

Os módulos fotovoltaicos são compostos por um conjunto de células solares interligadas em série e/ou paralelo, com o objetivo de obter os parâmetros elétricos desejados, moldura para dar rigidez e sustentação, vidro e filme transparente para proteção e vedação, parte traseira filme transparente e outro vidro e a caixa de junção com as interconexões, Figura 12.

Figura 12 - Módulo fotovoltaico tradicional



Fonte: Adaptado de PV magazine brasil

De acordo com Buhler et al. (2011), os parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos são determinados pelos fabricantes e laboratórios certificados, a partir da curva corrente-tensão (I-V), também é possível determinar os parâmetros elétricos que descrevem a relação entre tensão (V) e corrente (I) no módulo fotovoltaico, tais como a resistência paralela, ou shunt (R_p), e a resistência série (R_s). Os dados de placa (*datasheet*) do módulo fotovoltaico são a referência dos dados dele, essencial para a análise do desempenho dele. Esses parâmetros são fundamentais para a modelagem do comportamento elétrico dos módulos, influenciando diretamente a forma da curva I-V obtida sob condições padronizadas (STC). Essas condições são definidas por uma irradiância de 1000 W/m^2 e temperatura da célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Os módulos fotovoltaicos são caracterizados por diversos parâmetros elétricos que definem seu desempenho e comportamento operacional. A compreensão destes parâmetros é essencial para a análise de falhas, incluindo a formação de pontos quentes. Os principais parâmetros são:

- Corrente de Curto-Circuito (I_{sc}): Representa a máxima corrente que o módulo pode fornecer quando seus terminais estão em curto-circuito (tensão zero). É diretamente proporcional à intensidade da radiação solar incidente e à área ativa do módulo (ORTIZ-CONDE et al., 2020).
- Tensão de Circuito Aberto (V_{oc}): É a máxima tensão gerada pelo módulo quando não há corrente fluindo (circuito aberto). É significativamente afetada pela temperatura, diminuindo tipicamente 0,3-0,4% para cada grau

Celsius de aumento (Marques et al., 2020).

- Máxima Potência (P_{MP}): Representa o ponto operacional onde o produto corrente-tensão é máximo. É caracterizado pela corrente no ponto de máxima potência (I_{mp}) e tensão no ponto de máxima potência (V_{mp}).
- Fator de Forma (FF): Razão entre a máxima potência e o produto $I_{sc} \times V_{oc}$. É um indicador da qualidade do módulo. Módulos de alta qualidade apresentam FF entre 0,75 e 0,85 (Oliveira, 2024).
- Eficiência de Conversão (η): Razão entre a potência elétrica máxima gerada e a potência da radiação solar incidente na superfície do módulo (Lorenzo, 2000).
- Resistência Série (R_s): Representa a resistência interna do módulo ao fluxo de corrente, incluindo a resistência dos materiais semicondutores, contatos e interconexões. Valores elevados de R_s reduzem o fator de forma e a eficiência global (Marques et al., 2020).
- Resistência Paralela (R_p): Representa os caminhos alternativos para a corrente devido a imperfeições na junção p-n ou nas bordas das células. Valores baixos de R_p resultam em perda de potência e redução da eficiência (Marques et al., 2020).

A comparação entre módulos fotovoltaicos, sejam de diferentes tecnologias, ou local de instalação ou diferentes condições ambientais, deve ser feita mediante bases similares, para isso é necessário corrigir os dados medidos em campo, para condições padrões de teste (STC – *Standart Test Conditions*), permitindo a comparação independentemente do local, posição geográfica, inclinação, entre outros. Os dados medidos são relacionados com dados padrões de irradiância solar (G_{ref}) de $1.000W/m^2$ e temperatura do módulo de $25^\circ C$. As equações (23) e (24) relacionam o I_{sc} e o $P_{m\acute{a}x}$ medidos e normalizados para o STC. (COSTA, 2018)

$$I_{sc-STC} = \frac{I_{sc-med} \cdot \left(\frac{G_{ref}}{G_{med}}\right)}{[1 + \alpha \cdot (T_{med} - T_0)]} \quad (23)$$

$$\alpha = \frac{\Delta I_{sc}}{\Delta T} \quad (24)$$

Onde I_{SC-med} é o valor de corrente, medidos em campo; α é o coeficiente de temperatura; T_{med} é a temperatura do módulo, equivalente a temperatura da célula para este caso; T_o e G_{ref} são as condições para a temperatura e irradiância em STC; G_{med} é a irradiância solar incidente sobre o plano no momento da medição.

A uniformidade na incidência de radiação sobre as células é fundamental para garantir o desempenho adequado do módulo como um todo. Quando ocorre sombreamento parcial ou deposição desigual de sujeira na superfície do módulo, surgem desequilíbrios elétricos que podem levar à formação de pontos quentes. Esses pontos resultam em regiões localizadas de elevação de temperatura, o que afeta negativamente o efeito fotovoltaico ao criar resistências locais, diminuir a eficiência global e acelerar a degradação das células (Braga, 2018).

2.4. Confiabilidade E Durabilidade De Módulos Fotovoltaicos

Segundo TamizhMani e Kuitche (2012), a queda de desempenho em sistemas fotovoltaicos pode ser causada por diversos fatores que não estão necessariamente relacionados a confiabilidade (falhas) ou durabilidade (degradação) dos módulos, mas sim a fatores externos. Entre esses fatores externos destacam-se o sombreamento parcial, acúmulo de sujeira, falhas nos inversores, problemas de cabeamento e conexões inadequadas. Por isso, para avaliar corretamente a degradação dos módulos, é fundamental isolar e excluir a influência desses fatores externos, garantindo uma avaliação precisa da durabilidade e desempenho real dos módulos fotovoltaicos. A Tabela 1 apresenta as principais falhas identificadas em sistemas fotovoltaicos e as respectivas causas relacionadas, auxiliando na compreensão dos problemas mais comuns e na adoção de medidas preventivas e corretivas adequadas.

Tabela 1 - Principais falhas em módulos fotovoltaicos

Falhas	Degradação
<p>Interconexões quebradas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • formação de arco elétrico; • queimaduras no encapsulante; • quebra do vidro; • perda de potência superior aos limites de garantia. 	<p>Quebra de interconexões:</p> <ul style="list-style-type: none"> • diminuição na produção de energia.
<p>Falha de conexão de solda:</p> <ul style="list-style-type: none"> • queimaduras no encapsulante; • quebra do vidro. 	<p>Má conexão:</p> <ul style="list-style-type: none"> • diminuição na produção de energia.

Corrosão severa: <ul style="list-style-type: none"> • queimaduras no encapsulante; • perda de potência superior aos limites de garantia. 	Corrosão lenta: <ul style="list-style-type: none"> • descoloração do encapsulante; • aumento da resistência interna nas interconexões.
Células trincadas: <ul style="list-style-type: none"> • pontos quentes; • perda de potência superior aos limites de garantia. 	Quebra de células: <ul style="list-style-type: none"> • diminuição na produção de energia.
Delaminação do encapsulante: <ul style="list-style-type: none"> • perda de potência superior aos limites de garantia. 	Descoloração do encapsulante: <ul style="list-style-type: none"> • diminuição na produção de energia.
 Vidro quebrado: <ul style="list-style-type: none"> • questão de segurança. 	Degradação eletroquímica do semicondutor e ou dos materiais metálicos: <ul style="list-style-type: none"> • diminuição na produção de energia.
Pontos quentes: <ul style="list-style-type: none"> • queimaduras no encapsulante; • questão de segurança; • perda de potência superior aos limites de garantia. 	Deformação no Backsheet: <ul style="list-style-type: none"> • diminuição na produção de energia.
Falhas no aterramento: <ul style="list-style-type: none"> • questão de segurança; • perda de potência superior aos limites de garantia. 	Incompatibilidade entre módulos: <ul style="list-style-type: none"> • diminuição na produção de energia.
Falhas na caixa de junção: <ul style="list-style-type: none"> • arco elétrico; • aterramento. 	Diodo de desvio: <ul style="list-style-type: none"> • lenta acumulação de material particulado sobre os módulos; • permanente redução na produção de energia.
Falhas em conectores: <ul style="list-style-type: none"> • questão de segurança. 	Mal contato e aquecimento: <ul style="list-style-type: none"> • reversível e não acumulativo; • temporária redução na produção de energia.
Falhas estruturais: <ul style="list-style-type: none"> • questão de segurança. 	
Falhas no diodo de desvio: <ul style="list-style-type: none"> • questão de segurança; • pontos quentes; • perda de potência superior aos limites de garantia devido à perda de cadeia. 	

Fonte: Adaptado de TamizhMani e Kuitche (2012)

Conforme destacado por Zahedi (2011), variações na radiação solar impactam diretamente tanto a tensão quanto a corrente operacional das células solares, promovendo alterações no ponto de operação dos módulos fotovoltaicos.

Outro fator importante é a resposta de uma célula fotovoltaica ao espectro solar e, conseqüentemente, sua eficiência de conversão, são governadas por um parâmetro-chave: a energia de gap (E_g). Ela representa a energia requerida para que um elétron seja promovido da banda de valência à de condução. Na prática, isso

significa que apenas fótons com energia superior a esse valor serão absorvidos para criar os pares elétron-lacuna necessários ao efeito fotovoltaico (SILVA, 2019).

O desempenho de sistemas fotovoltaicos é diretamente influenciado por uma série de fatores externos, entre os quais se destacam a irradiância solar, a temperatura ambiente, a presença de sombras, a sujidade sobre os módulos e as condições climáticas. Segundo Pinho e Galdino (2014), variações nessas condições podem provocar alterações significativas na curva característica I-V dos módulos, impactando a eficiência de conversão e a produção de energia ao longo do tempo. Adicionalmente, aspectos como orientação, inclinação, qualidade dos materiais e manutenção periódica também exercem papel relevante na durabilidade e confiabilidade do gerador fotovoltaico.

Com o objetivo de analisar o comportamento dos principais parâmetros elétricos de módulos fotovoltaicos em diferentes condições de operação, Soto, Klein e Beckman (2006) desenvolveram um modelo matemático voltado à estimativa da produção de energia desses sistemas. Para esse fim, os autores consideraram cinco parâmetros fundamentais: fator de idealidade do diodo, a corrente I_{sc} , a corrente de saturação reversa do diodo, além das resistências série e paralela (shunt). O modelo também incorporou a modelagem da radiação solar absorvida pelo módulo, o efeito da massa de ar e a variação dos parâmetros elétricos em função da temperatura da célula.

Um método analítico para estimar a curva característica I-V de módulos fotovoltaicos proposta por Victoria et al. (2014), utiliza dados de fábrica nas especificações elétricas dos equipamentos. O módulo fotovoltaico foi representado por meio de um modelo de circuito equivalente, composto por um diodo e dois resistores (resistência shunt e resistência série). Para validar a proposta, os autores compararam os resultados do modelo com dados experimentais obtidos. A validação demonstrou que o circuito equivalente proposto apresenta boa aproximação em relação à curva I-V real, evidenciando significativa precisão na estimativa do desempenho dos módulos fotovoltaicos.

Segundo Costa (2014), independentemente do tipo de sistema fotovoltaico, seja isolado ou conectado à rede, o aumento da temperatura ambiente resulta na elevação da temperatura dos módulos, o que provoca a redução da tensão de circuito aberto (V_{oc}) e afeta de forma significativa a potência de saída do gerador fotovoltaico. Por sua vez, a radiação solar influencia diretamente a corrente de curto-circuito (I_{sc}),

que diminui linearmente com a redução da irradiância incidente. A diminuição conjunta da tensão de circuito aberto e da corrente de curto-circuito resulta em menor potência de saída dos módulos, levando a um índice de desempenho reduzido para o sistema fotovoltaico.

A estimativa da produção de energia em longo prazo requer, fundamentalmente, a consideração da taxa de degradação anual dos módulos fotovoltaicos a partir do segundo ano de operação (TAMIZHMANI; KUITCHE, 2013).

Em um estudo sobre o desempenho de módulos fotovoltaicos, Sharma e Chandel (2013) analisaram pesquisas de outros autores e as normas de qualificação da *International Electrotechnical Commission* (IEC). Os autores concluíram que a potência de saída dos módulos instalados em campo apresenta redução ao longo dos anos, devido à influência de fatores como alta temperatura, umidade e outros agentes ambientais que aceleram o envelhecimento dos dispositivos.

Especificamente, segundo os autores (SHARMA E CHANDEL, 2013), a degradação não deveria exceder 10% da potência inicial após 10 a 12 anos de operação, nem 20% para módulos em uso entre 20 e 25 anos. Contudo, é importante notar que esses valores refletem o padrão da indústria no início da década de 2010, sendo que tecnologias atuais apresentam taxas de degradação inferiores.

Problema de desempenho inferior ao nominal pode ocorrer por diversos motivos. Os principais problemas são: Sombreamento parcial, acúmulo localizado de sujeira, danos físicos, degradação não uniforme, PID (*Potential Induced Degradation*), Interconexões defeituosas, Microfissuras nas células e Defeitos de fabricação, pontos de acúmulo de umidade, variações térmicas extremas ou radiação ultravioleta intensa podem acelerar a degradação de células específicas (Cardinale-Villalobos et al., 2022).

2.4.1. importância dos pontos quentes

Os pontos quentes em módulos fotovoltaicos são definidos como regiões localizadas que apresentam temperaturas significativamente superiores às do restante do módulo durante a operação. Tecnicamente, considera-se a ocorrência de um ponto quente quando a diferença de temperatura (ΔT) entre uma região específica e a temperatura média do módulo excede 10-20°C, dependendo dos critérios adotados (Moretón, Lorenzo e Narvarte 2015).

O mecanismo fundamental de formação dos pontos quentes está associado à

operação de células fotovoltaicas geradoras (produzindo energia). Este fenômeno ocorre quando células individuais em um arranjo série apresentam desempenho elétrico significativamente inferior ao das demais células do mesmo arranjo (DHIMISH et al., 2023).

Os pontos quentes correspondem a células ou áreas de um módulo que atingem temperaturas elevadas, representando um risco que pode levar à degradação permanente e à propagação de outras falhas, o surgimento de um ponto quente é um fenômeno elétrico que ocorre quando uma célula, por razões como sombreamento, sujidade, danos (células trincadas, falhas nas conexões), condições climáticas extremas, entre outros, é submetida a uma polarização reversa. Ao ser polarizada reversamente pela corrente da fileira, a célula deixa de ser uma fonte e se torna uma carga, dissipando potência e gerando um aquecimento localizado (AGHAEI et al., 2022)

Os pontos quentes em módulos fotovoltaicos podem ser causados por diversos mecanismos. Entre eles, destacam-se: sombreamento localizado, em que uma parte do módulo é coberta, fazendo com que a célula sombreada opere como uma carga e dissipe energia na forma de calor; defeitos de fabricação, como microfissuras, falhas nas interconexões das células, impurezas ou outros defeitos intrínsecos, que criam caminhos preferenciais para dissipação de energia; degradação dos materiais, resultante de processos eletroquímicos ou físico-químicos ao longo do tempo, especialmente em regiões de maior concentração de tensão ou submetidas a danos mecânicos acumulados; e fatores externos, tais como sujidade, presença de animais, danos físicos, variações climáticas e instalação inadequada, que também contribuem para o surgimento de pontos quentes e podem comprometer significativamente o desempenho e a vida útil dos módulos fotovoltaicos (HØIAAS, I. et al., 2022).

Moretón et al. (2015) apresentam um estudo experimental sobre o fenômeno de pontos quentes em módulos fotovoltaicos, um fenômeno relativamente frequente que representa riscos para a vida útil e a eficiência dos módulos, podendo até mesmo causar danos à usina e ao entorno. Em um módulo com várias células conectadas em série, uma célula defeituosa causa um degrau anômalo nas curvas I-V e P-V. A perda de potência é maior quando o módulo defeituoso opera em conjunto com outros módulos não defeituosos.

Diodos de bypass em curto também podem causar esse fenômeno, resultando

em um padrão térmico característico e na perda de potência efetiva.

Segundo os limites descritos por Moretón et al. (2015), um valor de temperatura do ponto quente abaixo de 10°C em relação à média da temperatura do módulo é considerado não problemático. No entanto, valores de ponto quente superiores a 20°C indicam a necessidade de rejeição do módulo. Casos intermediários requerem uma avaliação mais detalhada da perda de potência efetiva e um monitoramento com maior frequência.

Sun et al. (2022) Defeitos causados por pontos quentes causam redução da eficiência: Os pontos quentes diminuem a eficiência do módulo, reduzindo a produção de energia, degradação acelerada: A alta temperatura nos pontos quentes pode acelerar a degradação dos materiais, encurtando a vida útil do módulo, risco de incêndio: Em casos extremos, os pontos quentes podem gerar calor suficiente para causar incêndio.

Kumar et al (2017) desenvolveram uma modelagem elétrica e eletrotérmica para inspeção termográfica de módulos, utilizando termografia infravermelha como técnica eficaz e não destrutiva para detectar falhas e anomalias. Essa abordagem permitindo a detecção de falhas que podem comprometer a eficiência e segurança das instalações fotovoltaicas, tornando-se cada vez mais relevante diante da crescente demanda por energia renovável e da necessidade de manutenção adequada.

Embora existam diversas classificações para os defeitos em módulos fotovoltaicos, grande parte dos defeitos em módulos resulta em temperatura de operação elevada, provocando superaquecimento nas células solares causando pontos quentes. Por isso, pesquisadores têm desenvolvido técnicas de mapeamento de falhas, análise de perdas e aprimoramento de desempenho, especialmente por meio de imagens termográficas (com drones ou câmeras especializadas). O emprego de drones equipados com câmeras térmicas de alta resolução tem ampliado a eficiência e a abrangência das inspeções, tornando possível a detecção rápida e precisa de pontos quentes em grandes usinas fotovoltaicas, mesmo em áreas de difícil acesso.

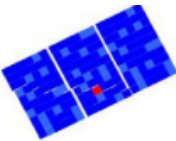
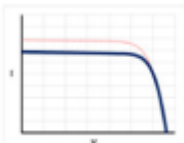
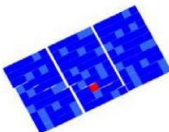
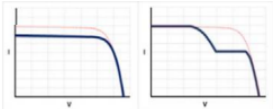
De acordo com Tsanakas, Ha e Buerhop (2016), o efeito ponto quente é um dos principais mecanismos de falha em módulos fotovoltaicos em operação, estando associado principalmente ao sombreamento, acúmulo de sujeira, trincas nas células, alta temperatura e umidade e falhas de interconexão. Essas condições

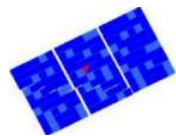
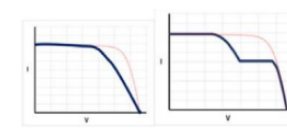

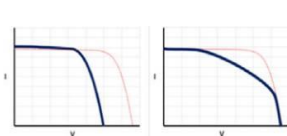
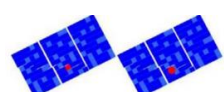
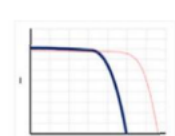
impõem à célula afetada uma alteração de corrente divergente da sua capacidade, podendo levar a polarização reversa e à dissipação de energia em forma de calor, com conseqüente redução dos parâmetros elétricos como corrente de curto-circuito (I_{sc}) e tensão de circuito aberto (V_{oc}).

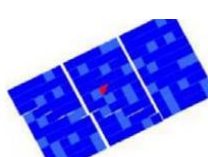
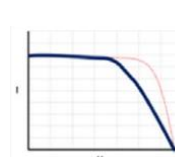
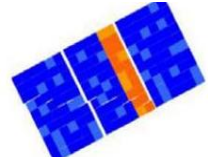
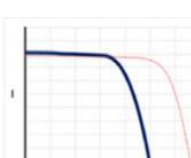
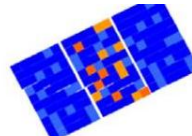
Mellit, Tina e Kalogirou (2018) revisaram métodos de detecção e diagnóstico de falhas em geradores fotovoltaicos, com foco no uso do imageamento termográfico. O estudo detalhou várias causas de falhas e os métodos recentemente aplicados em trabalhos acadêmicos. Os pontos quentes, classificados como sinais de defeitos em módulos fotovoltaicos, foram destacados como um dos principais problemas diagnosticados. Esses defeitos que podem danificar o módulo fotovoltaico, comprometendo sua eficiência e confiabilidade.

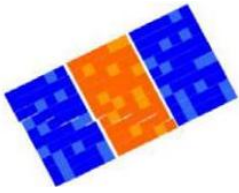
Tsanakas, Há e Buerhop (2016), apresenta uma análise abrangente sobre a utilização da termografia infravermelha e medições I-V para diagnosticar falhas em módulos fotovoltaicos. O estudo enfatiza a importância da classificação de falhas e como pode ser sistematizada em tabelas que correlacionam tipos de defeitos com padrões térmicos e elétricos observados, facilitando a identificação e o monitoramento em campo. Tabela 2 apresenta as características e diferenças dos pontos quentes nos módulos e mostra seus parâmetros elétricos afetados.

Tabela 2. Classificação de falhas em termos de padrão térmico IR e I-V e impacto das falhas na degradação esperada do desempenho elétrico do módulo fotovoltaico

Tipo de Falha	Padrão térmico IR	Curva I-V	Parâmetros elétricos afetados	Comentários
- Degradação ótica			I_{sc} , I_{MPP} ↓ $P_{saída}$ ↓	- Degradação lenta. - Fatores de estresse: temperatura, UV.
- Microfissuras - Trincas celular - Trilhas de caracóis			I_{sc} , I_{MPP} ↓ FF ↓ $P_{saída}$ ↓	- Perda de potência células danificadas. - Area acima de 8% inativas ocorre falhas graves. - Fatores de estresse: ciclagem térmica, carga mecânica.

<p>- Falha na célula</p>			<p>FF ↓ R_s ↑ P_{saída} ↓</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Características semelhantes, entre trincas celulares. - Aumento da resistência em série. - Tamanho e topologia da área inativa/ausente menor - Fatores de estresse: ciclagem térmica, carga mecânica.
<p>- Degradação induzida potencial (PID)</p>			<p>V_{oc}, V_{mpp} ↓ FF ↓ P_{saída} ↓</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Mais grave em baixa irradiância do que em STC. - ΔT Maior nas células com média degradação comparado à célula severamente degradada. - Possibilidade de reverter o PID. - Fatores de estresse: temperatura, umidade relativa, eletroquímica.
<p>- Sombreamento menores - celular em curto</p>			<p>R_{sh} ↓, R_s ↑ FF ↓ V_{oc}, V_{mpp} ↓ P_{saída} ↓</p>	<ul style="list-style-type: none"> - ΔT menor que nos outros casos. - O impacto na corrente é quase insignificante; as perdas de tensão V e potência P são mais consideráveis. - Sombreamento não necessariamente permanente.

Tipo de Falha	Padrão térmico IR	Curva I-V	Parâmetros elétricos afetados	Comentários
<p>- Solda defeituosa ou deslocada - interconexão quebrada</p>			<p>FF ↓ P_{saída} ↓</p>	<ul style="list-style-type: none"> - ΔT Alto ou extremo em parte da célula ou na célula inteira . - Pode-se ter perda de 30 a 50% caso tenha falha grave e o diodo de bypass atue. - Fatores de estresse: ciclagem térmica, carga mecânica.
<p>- Curto circuito interno. - Diodo de bypass danificado.</p>			<p>V_{oc}, V_{mpp} ↓ P_{saída} ↓</p>	<ul style="list-style-type: none"> - ΔT moderado e uniforme. - Fator de estresse: problemas elétricos.
<p>- Todos os diodos de bypass em curto - Ligações incorretas</p>		<p>Não se aplica</p>	<p>V_{oc} ↓↓ V_{mpp} ↓↓ P_{saída} ↓↓↓</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Perdas drásticas de tensão e potência, quase 100%. Não é possível obter uma característica I-V efetiva. - Fator de estresse: problemas elétricos.

<ul style="list-style-type: none"> - Falha nas conexões - Módulo em circuito aberto 		<p>Não se aplica</p>	<p>Não se aplica</p> <ul style="list-style-type: none"> - O módulo está apenas em circuito aberto e normalmente totalmente operacional. - Causas possíveis: Má conexão dos cabos ou cabo rompido. - ΔT uniforme e estável.
---	---	----------------------	--

Tsanakas, Há e Buerhop (2016)

Técnicas avançadas como processamento de imagens e inteligência artificial têm sido exploradas para melhorar a precisão na detecção automática desses problemas térmicas. Essas tecnologias prometem reduzir custos operacionais e aumentar a vida útil dos módulos ao facilitar a manutenção preditiva baseada nos dados obtidos.

A presença de pontos quentes provoca distorções na curva I-V do módulo, reduzindo seu fator de forma e, conseqüentemente, sua potência máxima. Estudos conduzidos por Dhimish et al. (2023) demonstraram que um único ponto quente severo pode reduzir a potência de saída de um módulo em 5-25%, dependendo da localização e intensidade da anomalia térmica.

Quantitativamente, Luo et al. (2022) demonstraram que módulos operando com pontos quentes persistentes apresentam taxas de degradação anual entre 1,5% e 3,2%, significativamente superior à taxa típica de 0,5-0,7% observada em módulos sem problemas térmicos. Isto implica redução potencial de 7-15 anos na vida útil projetada, com impacto direto no retorno financeiro dos projetos fotovoltaicos.

A análise de imagens termográficas de módulos fotovoltaicos revela um conjunto de assinaturas térmicas recorrentes, que podem ser classificadas para diagnosticar a natureza e a severidade das falhas. Com base na literatura (ALI, M. U. et al., 2022) e em guias de inspeção de campo, os principais padrões identificados são mostrados na Tabela 3.

Tabela 3. Padrão do ponto quente

Padrão Termográfico	Descrição Aprimorada e Causa Física Provável	Implicação Diagnóstica e Severidade
Padrão Normal	Distribuição de temperatura uniforme sobre toda a superfície do módulo, com pequenas variações. Indica operação saudável.	Nenhuma. Serve como base para comparação.

Pontos quentes Singular (ou localizado)	Uma única célula (ou um pequeno grupo) está significativamente mais quente. Causa: Geralmente um fator extrínseco, como sombreamento pontual (folha, dejetos de pássaro), ou um defeito intrínseco, como uma microfissura ou uma falha de fabricação.	Severidade Média. Requer inspeção para verificar se a causa é externa (limpeza) ou interna (defeito permanente). Pode levar à degradação acelerada.
Padrão em Linha (pontos quentes em sub-String)	Uma sub-string inteira (tipicamente 1/3 do módulo) aquece de forma relativamente uniforme. Causa mais provável: Falha de um diodo de desvio (geralmente em curto-circuito) ou sombreamento linear.	Severidade Alta. Perda imediata de 1/3 da potência do módulo ou mais. Risco de superaquecimento da caixa de junção.
Padrão em Mosaico (Patchwork)	Aquecimento de múltiplas células, geralmente concentrado em uma faixa, mas de forma irregular e não uniforme. Causa clássica: Degradação Induzida por Potencial (PID), que cria múltiplas fugas com intensidades variadas.	Severidade Alta e Sistêmica. Indica um problema que pode afetar muitos módulos na usina (relacionado à tensão e aterramento do sistema). Perda de potência progressiva.
Padrão de Extremidade de arranjo	Um subtipo do padrão em mosaico, onde as células mais quentes se concentram nas extremidades físicas do arranjo. Causa: Também associado ao PID. A distribuição de tensão ao longo do arranjo pode intensificar o efeito nas pontas.	Severidade Alta. Se confirma o diagnóstico de PID e fornece pistas sobre a distribuição do estresse elétrico no módulo.
Módulo Defeituoso (Falha Generalizada)	O módulo inteiro apresenta um padrão térmico caótico ou está completamente mais quente que os vizinhos. Causa: Múltiplas falhas severas, como delaminação extensa, infiltração de umidade generalizada ou degradação avançada e irrecuperável.	Severidade Crítica. O módulo é considerado em fim de vida e irrecuperável. Representa um risco de segurança e deve ser substituído.
String Aberta	String desconectada, possível fusível queimado, cabo desconectado, ponto de solda danificado, problema na caixa de conexão ou no inversor.	Severidade Média a Crítica. Perda total de energia da string.

ALI, M. U. et al., 2022

BUERHOP, C. et al(2022) cita ainda que existe uma necessidade de desenvolver critérios claros e amplamente aceitos para a gravidade das anomalias térmicas, pois os padrões existentes são ambíguos, como sugerir que $\Delta T > 20^\circ$ é severo. Embora isso se refira à gravidade do defeito, pode ter implicações indiretas para a segurança se defeitos graves não forem devidamente avaliados e corrigidos. Outro ponto a ser considerado é a dependência das Condições Ambientais: Um ΔT não é um valor absoluto; ele é uma consequência da dissipação de potência, que depende diretamente da irradiância. O vento também tem um papel crucial, pois pode "mascarar" a real gravidade de um ponto quente ao resfriá-lo.

2.4.2. Sujidade na Superfície Frontal

Há uma preocupação crescente no setor fotovoltaico quanto aos efeitos negativos advindos da deposição de sujidade na superfície dos módulos. O seu pior efeito ocorre na transmitância, ao impedir o correto fluxo de fótons para serem absorvidos pelas células solares.

A sujidade é um dos fatores que interfere nos parâmetros elétricos de módulos fotovoltaicos, bloqueando, de certa forma, a absorção de fótons que chegam à superfície. A exposição natural ao ambiente externo, sujeita o módulo à ação da deposição da sujidade. Esta é diretamente proporcional à corrente fotogerada, interferindo na potência gerada pelo módulo.

Alguns fatores interferem na taxa de deposição da sujidade, bem como no seu padrão de acumulação ao longo da superfície. O ângulo de inclinação e de orientação, a superfície sobre a qual estão os módulos, os índices pluviométricos e fluxo de massas de ar da região são exemplos desses fatores.

Segundo Costa et al. (2016), um fator importante a ser destacado que influencia a deposição de sujidade sobre as superfícies é a latitude geográfica do local de instalação, visto que é sugestionada a instalação dos módulos com ângulos de inclinação semelhantes à latitude da região, tendo em vista o ganho máximo proporcionado pela irradiação solar. Ocorre que, em situações de latitudes menores, próximas a 0°, também se propicia o acúmulo de maior sujidade.

Poeira é um termo amplo, utilizado para qualquer particulado que possua diâmetro inferior a 0,5mm. São exemplos de poeira aqueles oriundos de minerais de precipitação geomórfica (como areia, argila e calcário), emissões de veículos e poluições, resíduos industriais e elementos transportados pelo vento. A composição química difere-se entre cada região geográfica; entre zonas rurais, com predominância de poeira proveniente do solo, fertilizantes e produtos vegetais, e zonas urbanas, com domínio das poeiras advindas das emissões de veículos e indústrias. (KAZMERSKI et al., 2014)

Como dito por Braga (2018), um módulo que apresente sujidade sobre a sua superfície frontal, pode ter propensão a condição de sombreamento parcial, a depender da distribuição e da espessura da camada de deposição de poeira. Uma característica típica, de módulos que possuem molduras, é o acúmulo da sujidade nas suas bordas. Com probabilidade da ocorrência de concentração da sujidade na

extremidade inferior. A Figura 13 apresenta um grupo de módulos com padrões distintos de deposição da sujidade, apesar de estarem próximos, na Usina Solar de Queen Creek, no Arizona.

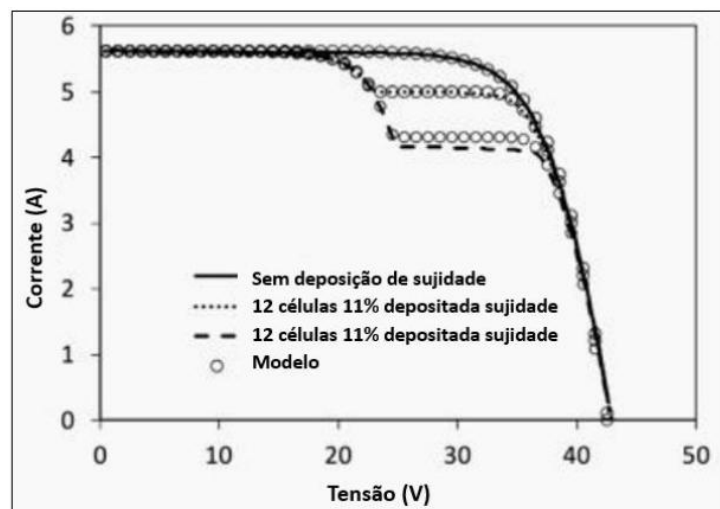
Figura 13 - Padrões de Sujidade sobre módulos



Fonte: Fonte: (BRAGA, 2018).

A avaliação da corrente de curto-circuito (I_{sc}) como ferramenta de diagnóstico dos impactos da sujidade, sobre um sistema, não é a mais completa.

Figura 14 - Influência da Sujidade sobre a curva I-V característica



Fonte: Fonte: Gostein et al. (2013 apud BRAGA, 2018)

O diagnóstico mais preciso advém da análise da curva I-V, conforme mostrado na Figura 14, que apresenta sombreamento parcial e o joelho da curva, no ponto de máxima potência, que sofrerá a maior alteração. (BRAGA, 2018)

3. METODOLOGIA

Este capítulo descreve a metodologia adotada neste trabalho, detalhando as etapas por meio da explicação das ações realizadas.

3.1. Localizações das usinas

Realizou-se uma análise comparativa do desempenho de usinas fotovoltaicas localizadas nos estados de Minas Gerais, Espírito Santo e Goiás, com o objetivo de avaliar o desempenho operacional e comparar as diferentes manifestações de pontos quentes observadas nessas regiões. Para tanto, foi conduzida uma pesquisa de campo em diversas cidades, conforme detalhado na Tabela 4.

Tabela 4. Localizações das usinas solares avaliadas

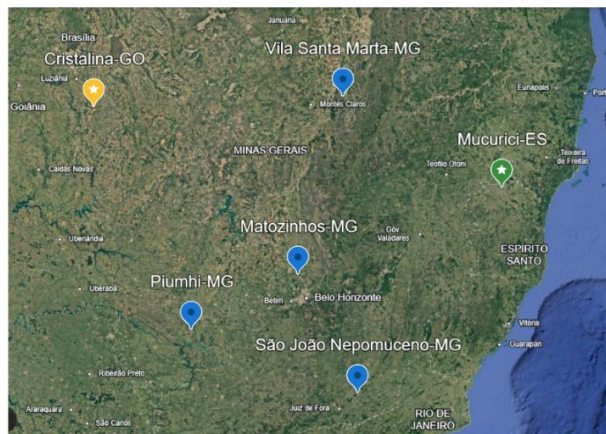
Cidade		Latitude	Longitude
Cristalina-GO*	UFVf	16°46'8.04"S	47°36'49.68"O
Matozinhos-MG	UFV	19°33'28.08"S	44°4'50.88"O
Mucurici-ES	UFV	18°5'34.08"S	40°30'56.88"O
São João Nepomuceno -MG	UFV	21°32'44.88"S	43°0'34.92"O
Vila Santa Marta-MG*	UFVf	16°37'35.8"S	43°18'25.7"O

* usinas com módulos instalados em flutuadores

Fonte: Autor, 2025.

Os resultados estão separados por região Figura 15, bem como os diferentes tipos de problemas e soluções para cada região.

Figura 15. Localização das usinas



Fonte: Autor, 2024

O estudo comparativo entre usinas fotovoltaicas terrestres e flutuantes é de grande importância para a compreensão dos desafios específicos devido aos diferentes contextos operacionais. A similaridade entre as tecnologias e o período de instalação, aliada às diferenças fundamentais dos ambientes em que estão inseridas, constitui uma base metodológica robusta para uma comparação direta.

3.2. Análise dos Pontos Quentes em Módulos Fotovoltaicos

A inspeção visual eficaz deve seguir protocolos estruturados, conforme recomendado pela IEC 61215 e expandido por diretrizes setoriais (TSANAKAS et al., 2016). Um procedimento típico inclui: Examinar a parte frontal e a traseira do módulo, avaliação das estruturas de montagem, documentação com os arranjos fotovoltaicos e observar o ambiente ao redor da instalação.

A termografia infravermelha emergiu como uma das técnicas mais eficazes e amplamente adotadas para detecção precoce de pontos quentes e outros problemas térmicos em módulos fotovoltaicos. Esta técnica baseia-se na detecção da radiação infravermelha emitida pelas superfícies, permitindo visualizar e quantificar diferenças de temperatura sem contato físico com os módulos. Câmeras termográficas captam esta radiação na faixa infravermelho de onda longa e a convertem em imagens visuais onde diferentes temperaturas são representadas por diferentes cores ou tons (GRIMACCIA et al., 2021).

A IEC 62446-3 fornece diretrizes para inspeções termográficas em campo e é uma ferramenta amplamente empregada para a detecção de pontos quentes em módulos fotovoltaicos. Para garantir que os resultados obtidos sejam confiáveis e comparáveis, é fundamental que os procedimentos sigam padrões definidos. Entre as principais recomendações, destacam-se: a realização das medições sob irradiância solar estável, preferencialmente acima de 700 W/m^2 , com velocidade do vento inferior a 10 km/h para minimizar o resfriamento convectivo; o ajuste do ângulo de visão entre 0° e 60° em relação à normal da superfície do módulo; e a preferência por medições próximas ao meio-dia solar.

Para Detecção dos Pontos Quentes, os ensaios foram realizados em conformidade com a norma NBR 16274, que estabelece os procedimentos para ensaios e comissionamento de sistemas fotovoltaicos. As medições ocorreram entre 11h e 14h, em dias de céu limpo e com irradiância próxima a 1000 W/m^2 .

Inspeção Visual, embora seja uma técnica de baixo custo, a inspeção visual só identifica pontos quentes em estágio avançado, quando já provocaram algum dano visível.

Termografia, utiliza uma câmera termográfica para identificar áreas de alta temperatura, que indicam a presença de pontos quentes. A fim de detectar um defeito de ponto quente, uma análise térmica é realizada. A análise pode ser realizada em operação normal, caso em que o módulo FV está operando em uma usina solar. Outro teste térmico da operação do módulo fotovoltaico em condições extremas tais como as condições de curto-circuito. Neste caso, o módulo deve trabalhar sozinho, e os conectores elétricos positivo e negativa do módulo está em curto-circuito.

Análise das curvas I-V: Permite identificar as características elétricas dos módulos e detectar desvios causados por pontos quentes.

OLIVEIRA, F.A.F.(2024) demonstra, através de uma pesquisa experimental aprofundada, que o ângulo de visada é uma variável de controle fundamental na termografia de módulos fotovoltaicos, com forte influência na emissividade e refletividade aparentes da superfície, e, conseqüentemente, na precisão das medições de temperatura e na incerteza do diagnóstico de pontos quentes. Suas recomendações práticas de manter o ângulo de visada abaixo de 60° são cruciais para assegurar a confiabilidade das inspeções.

Além disso, a configuração adequada da câmera termográfica é essencial, incluindo a definição da emissividade entre 0,85 e 0,90 para o vidro frontal dos módulos, compensação correta da temperatura ambiente e da umidade relativa, e o foco apropriado para garantir a nitidez das imagens. Os protocolos de inspeção recomendam a varredura sistemática dos módulos com sobreposição entre imagens, a captura simultânea de registros térmicos e visuais para correlação, a realização de medições em múltiplos ângulos para minimizar reflexos e o referenciamento espacial das imagens por meio de geolocalização (TSANAKAS et al., 2020)

A Eletroluminescência permite visualizar defeitos internos nas células solares, como microfissuras.

3.2.1. Inspeção Visual

A inspeção visual foi conduzida a partir das recomendações da IEC 61215 e adaptado para os objetivos específicos. O procedimento foi aplicado de forma idêntica nas usinas avaliadas, permitindo comparabilidade dos resultados.

Os principais defeitos avaliados durante a inspeção visual incluíram arranhões ou rachaduras no vidro, além de descoloração ou amarelamento, que podem indicar degradação do material encapsulante devido à exposição aos raios ultravioleta ou ao calor.

A inspeção visual é o primeiro passo para identificar possíveis problemas em módulos fotovoltaicos. identificando:

- Danos na caixa de junção
- Integridade dos cabos e conectores
- Corrosão visível nas grades metálicas ou barramentos
- Acúmulo significativo de sujeira
- Manchas ou descoloração: Podem indicar danos na célula solar ou no encapsulamento.
- Trincas ou rachaduras: Reduzem a eficiência e aumentam o risco de falhas.
- Bolhas ou delaminação: Indicam problemas no encapsulamento, que podem levar à penetração de umidade e degradação.
- Sombreamento: Árvores, edifícios ou outros objetos podem criar áreas sombreadas, causando pontos quentes.

Inspeção visual é o método mais básico e barato para detecção de problemas em módulos fotovoltaicos, incluindo sinais externos, como sombreamento, de pontos quentes. É uma técnica relativamente rápida, e não requer equipamentos sofisticados, sendo acessível para inspeções preliminares ou rotineiras seguindo metodologia desenvolvida NREL (2019) e complementada pela metodologia de LORENZO et al (2015) que envolve o monitoramento simultâneo dos parâmetros elétricos (curvas I-V), térmicos (imagens termográficas) e inspeção visual detalhada, trazendo uma visão mais abrangente e integrada da formação, evolução e impacto dos pontos quentes.

3.2.2. *Teste Termográfico*

A termografia é uma técnica utilizada para a obtenção imagens infravermelhas no sistema de energia solar fotovoltaica, é considerado um ensaio fundamental na geração de energia solar que identifica e previne alguns problemas que podem ocasionar perdas na eficiência. A termografia também ajuda a detectar problemas na própria instalação da usina fotovoltaica, como cabeamento superaquecido, tomadas de conexão mal instaladas ou contatos soltos, que podem gerar curto-circuito.

Para a termográfica foi utilizado a câmera térmica Fluke TI-450 Figura 16a e o drone DJI Matrice 210 com câmera térmica dji flir zenmuse xt2 Figura 16b.

Figura 16. (a) Fluke TI-450 e (b) dji flir zenmuse xt2

(a)



(b)



Fonte: Autor, 2024

3.2.3. Monitoramento dos parâmetros elétricos a partir da Curva I-V

Para obtenção de parâmetros característicos dos módulos fotovoltaicos e obtenção da curva I-V (curva que relaciona a tensão e a corrente na saída de um módulo ou de um conjunto de módulos fotovoltaicos) é utilizado o traçador de curva DayStar modelo DS1000 Figura 17. A análise desta curva permite saber se os módulos estão com desempenho esperado, ou se apresentam problemas.

Figura 17. Traçador DS-1000



Fonte: Autor, 2024

A análise desta curva I-V , nos permite visualizar medidas de tensão e corrente nos sistemas fotovoltaicos, informado ao usuário os valores de corrente de curto-circuito I_{cc} , corrente no ponto máxima potência I_{mp} , V_{oc} tensão de circuito aberto, tensão no ponto de máxima potência V_{mp} , potência máxima P_{max} , colocando todos os valores padronizados em STC. Possibilitando realizar comparações dos parâmetros elétricos atuais com os valores de referência/iniciais, redução na potência nominal, eficiência de conversão e análise do impacto na fileira.

Parâmetros essenciais para a caracterização do desempenho dos módulos em operação, permitindo identificar tanto o desempenho adequado quanto a existência de eventuais anomalias ou falhas.

3.2.4. Eletroluminescência

A excitação dos módulos para os ensaios de eletroluminescência foi realizada utilizando uma fonte de corrente contínua (DC). Para essa finalidade, empregou-se a fonte de alimentação PvSereve LAB/SMS31000/3161, capaz de operar no intervalo de 0 a 1000 V e de 0 a 5 A, conforme ilustrado, Figura 18.

Figura 18. Fonte PvSereve



Fonte: Autor, 2024

O espectro emitido pelo módulo de silício encontra-se localizado na região do infravermelho. A maioria das câmeras fotográficas estão equipadas com um filtro infravermelho, que impede a captura deste tipo de radiação. De modo a obter

imagens de electroluminescência dos módulos foi necessária a remoção prévia deste filtro.

A imagem do módulo é feita com uma câmara Sony alfa 7s modificada com lente especial *Linos inspec.x M*.

Células danificadas ou partes desconectadas aparecem escuras na imagem EL, revelando microfissuras, shunts e áreas inativas com altíssima sensibilidade, essa técnica representa uma abordagem avançada para inspeção de módulos fotovoltaicos, capaz de revelar defeitos não detectáveis por inspeção visual ou termografia operando essencialmente como o processo inverso do efeito fotovoltaico.

A EL possui alta sensibilidade na detecção de microfissuras e defeitos internos, com fidelidade nos resultados, podendo detectar diferentes tipos de falhas internas.

3.2.5. Solução do Problema

A metodologia desenvolvida nesta pesquisa combinou técnicas complementares para diagnóstico de falhas, permitindo identificar problemas térmicos e elétricos de forma mais precisa. A seguir, a Tabela 6 resume a efetividade relativa de quatro técnicas utilizadas: Inspeção Visual, Termografia Infravermelha (IR), Eletroluminescência (EL) e o Sistema Embarcado proposto (MMO) em diferentes estágios de degradação, indo desde falhas iniciais (Estágio 0) até falhas críticas (Estágio 4).

- Estágio 0: Módulo novo sem manifestação térmica detectável por termografia
- Estágio 1: Pequenas variações ($\Delta T = 0-5^{\circ}\text{C}$)
- Estágio 2: com aquecimento leve ($\Delta T = 5-10^{\circ}\text{C}$)
- Estágio 3: pontos com aquecimento moderado ($\Delta T = 10-20^{\circ}\text{C}$)
- Estágio 4: pontos quentes severo ($\Delta T > 20^{\circ}\text{C}$)

Tabela 5. Efetividade relativa das técnicas de diagnóstico por estágio de degradação

Técnica	Estágio 0	Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3	Estágio 4
Inspeção Visual	16,50%	21,60%	42,70%	78,30%	95,20%
Termografia IR	8,00%	34,30%	93,50%	100%	100%

Eletroluminescência	89,40%	88,00%	85,60%	81,20%	76,50%
Sistema Embarcado (MMO)	35,40%	51,70%	87,30%	92,50%	95,70%

Fonte: Autor, 2025

Prevenção e Correção: Instalar um bom sistema de monitoramento para detectar precocemente a presença de pontos quentes, verificar a Instalação se está adequada, evitar sombreamento, realizar manutenção regularmente, fazer limpeza dos módulos sempre que necessário, verificar se existem danos visual, priorizar o uso de módulos de alta qualidade e fabricantes confiáveis, em caso de problemas mais graves substituição imediata do módulo.

3.3. Monitoramento Climático do Local

As características climáticas influenciam diretamente a formação de pontos quentes: Alta temperaturas aumenta o risco de formação de pontos quentes, umidade pode acelerar a degradação dos materiais e aumentar a condutividade elétrica, favorecendo a alteração da resistência serie e paralela interna do módulo, alta irradiância aumenta a temperatura dos módulos e intensifica os efeitos dos pontos quentes.

A usina fotovoltaica flutuante localizada em Cristalina-GO, apresenta clima tropical de altitude com tendo verões agradáveis e invernos relativamente frios com diminuição de chuvas no inverno. As temperaturas máximas mensais mantêm-se estáveis em torno de 26 °C a 30 °C, com picos em setembro (30 °C) e outubro (29 °C). As médias mensais variam entre 19 °C no inverno (junho a agosto) e 23 °C na primavera (outubro), enquanto as mínimas podem atingir 12 °C em julho, como observado na Tabela 6 o mês mais frio do ano INMET(2025) .

Tabela 6. Média de Temperatura em Cristalina - GO

Média	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Alta	27 °C	27 °C	27 °C	27 °C	26 °C	26 °C	26 °C	27 °C	30 °C	29 °C	27 °C	27 °C
Temp	22 °C	22 °C	21 °C	21 °C	20 °C	19 °C	19 °C	20 °C	22 °C	23 °C	22 °C	21 °C
Baixa	19 °C	19 °C	19 °C	18 °C	16 °C	14 °C	12 °C	14 °C	18 °C	19 °C	19 °C	19 °C

INMET(2015- 2025)

Na usina flutuante instalada na Vila Santa Marta, no município de Grão Mogol-

MG, apresenta um clima caracterizado por altas temperaturas médias ao longo de todo o ano, com forte influência do clima semiárido. As temperaturas máximas mensais ultrapassam os 35 °C entre os meses de janeiro e dezembro, atingindo seu pico em dezembro (36,9 °C). A média anual de temperatura gira em torno de 22 °C, sendo os meses de inverno (junho e julho) os mais amenos, com médias de 18,3 °C e 17,8 °C, respectivamente. As temperaturas mínimas, por sua vez, chegam a valores tão baixos quanto 11,2 °C em julho, indicando uma significativa amplitude térmica diária Tabela 7.

Tabela 7. Média de Temperatura em Santa Marta

Média	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Alta	36 °C	35 °C	35 °C	33 °C	31 °C	30 °C	29 °C	30 °C	30 °C	34 °C	37 °C	37 °C
Temp.	23 °C	23 °C	22 °C	21 °C	19 °C	18 °C	18 °C	19 °C	21 °C	22 °C	22 °C	22 °C
Baixa	17 °C	17 °C	17 °C	15 °C	13 °C	12 °C	11 °C	12 °C	14 °C	16 °C	16 °C	16 °C

INMET(2015-2025)

Esse comportamento térmico, com baixos índices de variação sazonal nas temperaturas máximas, configura uma condição favorável ao acúmulo de estresse térmico nos módulos fotovoltaicos, o que pode acelerar a degradação e intensificar a formação de pontos quentes, especialmente nos períodos de maior irradiância solar.

Para São João Nepomuceno, o clima tropical de altitude com verões quentes e úmidos e invernos mais secos e amenos. As temperaturas máximas mensais oscilam entre 29 °C (junho e julho) e 33 °C (janeiro, fevereiro, outubro, novembro e dezembro), com médias mensais variando de 24 °C a 30 °C e as mínimas registradas ao longo do ano variam entre 14 °C (junho e julho) e 21 °C (janeiro e fevereiro). Essa distribuição mostra uma certa regularidade, com amplitudes moderadas entre as estações Tabela 8.

Tabela 8. Média de Temperatura São João Nepomuceno

Média	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Alta	33 °C	33 °C	32 °C	31 °C	30 °C	29 °C	29 °C	30 °C	32 °C	33 °C	33 °C	33 °C
Temp.	30 °C	29 °C	29 °C	28 °C	25 °C	25 °C	24 °C	26 °C	27 °C	28 °C	28 °C	29 °C
Baixa	21 °C	21 °C	20 °C	19 °C	16 °C	14 °C	14 °C	15 °C	16 °C	18 °C	19 °C	20 °C

INMET(2015-2025)

Mucurici-ES encontra-se em uma região de clima tropical com inverno seco, típico do norte capixaba. As temperaturas máximas permanecem elevadas ao longo

de todo o ano, variando entre 28 °C (junho e julho) e 33 °C (janeiro). A temperatura média mensal oscila entre 20 °C e 26 °C, enquanto as mínimas podem chegar a 14 °C em julho Tabela 9. A presença de umidade em certos períodos do ano, somada à incidência de poeiras finas em períodos secos, também pode contribuir para a redução do desempenho dos módulos e o aparecimento de pontos quentes.

Tabela 9. Média de Temperatura Mucurici - ES

Média	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Alta	33 °C	32 °C	32 °C	30 °C	29 °C	28 °C	28 °C	29 °C	30 °C	31 °C	31 °C	32 °C
Temp.	26 °C	26 °C	26 °C	24 °C	22 °C	21 °C	20 °C	21 °C	23 °C	25 °C	25 °C	25 °C
Baixa	20 °C	20 °C	20 °C	19 °C	17 °C	15 °C	14 °C	15 °C	17 °C	19 °C	20 °C	21 °C

Weather spark (2015-2025)

Matozinhos-MG tem clima subtropical úmido e invernos mais rigorosos quando comparados a outras áreas do estado. As temperaturas máximas variam de 29 °C a 34 °C ao longo do ano, sendo os meses de janeiro, fevereiro e outubro os mais quentes. A média anual gira em torno de 22 °C a 24 °C, com mínimas que atingem valores bastante baixos durante o inverno, chegando a apenas 6 °C em agosto e 7 °C em julho Tabela 10.

Tabela 10. Média de Temperatura Matozinhos - MG

Média	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Alta	34 °C	34 °C	33 °C	32 °C	32 °C	30 °C	29 °C	30 °C	32 °C	34 °C	32 °C	33 °C
Temp.	24 °C	23 °C	23 °C	22 °C	21 °C	18 °C	18 °C	20 °C	24 °C	25 °C	24 °C	25 °C
Baixa	18 °C	16 °C	17 °C	14 °C	12 °C	10 °C	7 °C	6 °C	10 °C	15 °C	16 °C	20 °C

INMET(2015-2025)

Considerando que a temperatura ambiente e a irradiância exercem influência direta sobre o desempenho e a temperatura dos módulos fotovoltaicos, utilizou-se uma estação meteorológica instalada nos locais estudados para registrar dados climáticos gerais, a Figura 19 mostra estação meteorológica da usina de Santa Marta. Adicionalmente, para garantir a precisão das medições e a correlação direta com os módulos específicos em análise, uma segunda estação meteorológica foi instalada adjacente ao módulo/fileira estudada.

Figura 19. Estação meteorológica Santa Marta



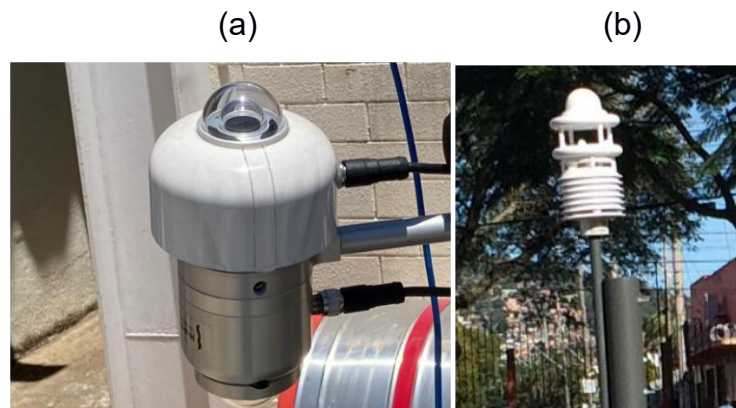
Fonte: Autor, 2024

Para monitorar o nível de irradiância solar incidente sobre o plano dos módulos, foi empregado um albedômetro modelo SR30-M2-D1 classe A, capaz de medir a irradiância em W/m^2 e transmitir os dados por meio do protocolo Modbus, utilizando a interface RS-485 Figura 20a. Além de medir o nível de irradiância diretamente sobre o módulo, esse equipamento também realiza a medição da irradiância refletida pelo solo, informação fundamental para instalações com módulos bifaciais.

Simultaneamente, a temperatura da superfície traseira dos módulos foi registrada por um sensor RTD (Detector de Temperatura por Resistência), permitindo uma medição precisa da temperatura de operação das células, parâmetro crucial para as análises de desempenho e correções da curva I-V para STC. Essa abordagem integrada de monitoramento do ambiente possibilitou uma avaliação mais detalhada dos fatores que impactam diretamente as características elétricas e térmicas dos módulos fotovoltaicos monitorados.

Para a medição da temperatura ambiente nas proximidades dos módulos, utilizou-se uma estação meteorológica do fabricante LUFFT, modelo WS600-UMB Figura 20b, equipada com protocolo de comunicação SDI-12. O armazenamento dos dados coletados foi realizado por meio de um *datalogger* Campbell, modelo CR 1000X.

Figura 20. (a) Albedômetro Digital Classe A modelo SRA30-M2-D1 e (b) Estação LUFFT, modelo WS600-UMB



Fonte: Autor, 2024

Para complementar a análise da distribuição da irradiância solar e identificar os períodos de maior incidência sobre o plano dos módulos, também foi utilizado um gnômon Figura 21.

Figura 21. Gnômon



Fonte: Autor, 2024

Esse instrumento permite marcar a altura do Sol a partir da observação da sombra projetada sobre um plano ou um círculo horizontal, fornecendo dados importantes para o estudo da trajetória solar e o ajuste do posicionamento dos módulos fotovoltaicos.

3.4. Módulos fotovoltaicos monitorados

A seleção dos módulos fotovoltaicos monitorados neste estudo baseou-se em uma estratégia de amostragem realizada nas usinas selecionadas, contemplando tanto módulos em condições normais de operação quanto aqueles que já apresentavam falhas, como pontos quentes ou redução de desempenho.

Quando não foi possível analisar os parâmetros elétricos individualmente para

determinado sistema, a análise foi realizada no nível da fileira. A Tabela 11 mostra a característica dos módulos para cada localidade.

Tabela 11. Características dos módulos e suas localidades

Cristalina-GO*	265W	Silício Policristalino Tradicional
Matozinhos-MG	660W	BIFACIAL, Monocristalino, PERC, Bipartida
Mucurici-ES	535W	BIFACIAL, Monocristalino, Bipartida
São João Nepomuceno-MG	545W	BIFACIAL, Monocristalino, PERC, Bipartida
Vila Santa Marta-MG*	400W	Monocristalino, PERC, tripartida

Fonte: Autor, 2025

Folha de dados com os parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos analisado estão apresentadas na .Entre os parâmetros destacados, incluem-se a potência nominal, corrente e tensão de operação, eficiência Tabela 12.

Tabela 12. Folha de dados dos módulos

	Cristalina-GO*		Matozinhos-MG		Mucurici-ES		São João Nepomuceno-MG		Vila Santa Marta-MG*	
	STC	-	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT
Pmax	265,0	-	660	495,0	535,0	398,0	545,00	407,30	400,0	296,3
Voc	37,7	-	45,4	42,9	49,5	46,8	50,10	47,34	44,0	41,1
Isc	9,23	-	18,47	17,89	13,83	11,17	13,75	11,16	11,80	9,51
Vmp	30,6	-	38,3	35,9	40,9	37,9	42,10	39,24	36,2	33,4
Imp	8,66	-	17,27	13,79	13,07	10,49	12,95	10,38	11,05	8,86
Eficiencia%	16,19		21,2		20,75		21,1		20,10	
STC (Standard Testing Conditions): Irradiância 1000W/m², temperatura módulo 25°C, AM1.5										
NMOT (Nominal Module Operating Temperature): Irradiância 800W/m², temp. ambiente 20°C, AM1.5, velocidade do vento 1m/s, temp. Módulo 41 ± 3°C										

Fonte: Fabricantes

3.4.1. Os Parâmetros monitorados:

- Corrente de curto-circuito (I_{sc}) - Corrente de curto-circuito, geralmente especificada para condições de referência *Standard Test Conditions* – *STC*, sendo a corrente que a célula solar fornece quando ambos os terminais estão ligados diretamente entre si.
- Tensão de circuito aberto (V_{oc}) - Tensão de circuito aberto, sendo a tensão que a célula solar fornece quando ambos os terminais não estão ligados a uma carga. Normalmente, especificada para condições de referência *STC*;
- Potência máxima (P_{max}) - Potência máxima sob as condições de

referência STC - (potência nominal);

- Corrente no ponto de máxima potência (I_{mp}) - Corrente máxima sob as condições de referência STC - (corrente nominal);
- Tensão no ponto de máxima potência (V_{mp}) - valor de tensão no qual o módulo opera para entregar sua máxima potência de saída sob condições STC.
- Irradiância W/m^2 - radiação solar incidente por unidade de superfície sobre um dado plano;
- Temperatura ambiente - (T_{amb}) - Amostra de temperatura a ser coletada por uma sonda de temperatura (termopar) localizada nas proximidades (sem contato mecânico) do módulo. O valor obtido é utilizado nas correções de temperatura na condição STC, pelo dispositivo de teste da curva I-V.
- Temperatura de operação do módulo fotovoltaico (T_{op}) - Amostra de temperatura a ser coletada por uma sonda de temperatura de célula (termopar) fixado na parte traseira do módulo e no centro de uma célula na região central do módulo. O valor obtido é utilizado nas correções de temperatura na condição STC, pelo dispositivo de teste da curva I-V.

Quando possível, realizou-se a análise das imagens de eletroluminescência dos módulos fotovoltaicos selecionados. As imagens de eletroluminescência foram obtidas conforme disponibilidade de acesso aos equipamentos e condições operacionais apropriadas, complementando os demais métodos de diagnóstico empregados no estudo.

O imageamento térmico foi realizado em todas as usinas fotovoltaicas selecionadas para o estudo, empregando câmeras termográficas portáteis e uso de drones equipados com câmeras adequadas à inspeção dos módulos em operação. As inspeções térmicas foram conduzidas durante o período de maior irradiação solar, visando maximizar a sensibilidade na identificação de variações de temperatura entre os módulos. As imagens térmicas coletadas contribuíram para análise comparativa do desempenho e do estado de conservação dos sistemas avaliados, proporcionando uma visão abrangente do comportamento térmico dos módulos em diferentes condições ambientais e operacionais.

Os equipamentos utilizados na estação meteorológica, bem como suas respectivas definições, estão descritos na Tabela 13.

Tabela 13 – equipamentos utilizados na estação meteorológica

Termo	Informações adicionais
Anemômetro	Aparelho que mede ou registra a velocidade dos ventos e, às vezes, também a sua direção.
Biruta	A Biruta é um instrumento que determina a direção do vento.
Irradiância	é a medida da potência da radiação solar que atinge uma determinada área de uma superfície em um instante específico.
Piranômetro	Instrumento responsável por medir a radiação (irradiância) solar que chega à terra.
Pluviômetro	medir a quantidade de precipitação que ocorre em um determinado local durante um certo período.

Fonte: Autor, 2025

3.5. Incerteza de Medição

O cálculo da incerteza associada às medições de um ensaio depende diretamente do modelo de medição adotado, ou seja, da equação que relaciona as grandezas de entrada às grandezas de saída, conforme estabelecido pelo INMETRO (2012). Quando uma medição depende apenas do sinal fornecido por um equipamento, acrescido das correções pertinentes, ela é tratada como uma medição direta. Nesse caso, a equação apresenta somente operações de soma ou subtração, como exemplificado pela medida hipotética de uma amostra, $M_{amostra}$ representada pela equação:

$$M_{amostra} = M_{np} + M_{ccal} + M_{cres}$$

M_{np} é a medida realizada sob determinadas condições de precisão (repetibilidade ou precisão intermediária) (INMETRO, 2012)

M_{ccal} corresponde à correção de calibração

M_{cres} refere-se à correção de resolução do equipamento.

É importante ressaltar que o meio intervalo declarado para uma grandeza de entrada nem sempre corresponde ao desvio padrão, sendo necessário dividi-lo por um fator específico, conforme a distribuição de probabilidade associada, para convertê-lo em incerteza padrão (INMETRO; CICMA; SEPIN, 2012).

Quando a medição depende do sinal de dois ou mais equipamentos, ou da medição de duas ou mais propriedades distintas, trata-se de uma medição indireta.

Nesse caso, a equação apresenta outros operadores além de somas e subtrações. A combinação das incertezas é então obtida pela raiz quadrada da soma das contribuições individuais de incerteza, cada uma definida como o produto entre a incerteza padrão e seu respectivo coeficiente de sensibilidade.

Por exemplo, modelando a potência máxima como o produto entre tensão e corrente:

$$P_{max} = (V_{MPrep} + V_{MPccal} + V_{MPcres})(I_{MPrep} + I_{MPccal} + I_{MPcres})$$

Em que V_{MP} se refere à tensão no ponto de potência máxima, I_{MP} é a corrente no ponto de potência máxima, V_{oc} é a tensão de circuito aberto e I_{sc} é a corrente de curto-circuito. Os demais sufixos de correções já foram anteriormente explicados.

Para garantir a confiabilidade metrológica dos dados coletados, os instrumentos de medição utilizados neste estudo foram adquiridos com calibração de fábrica de acordo com os padrões metrológicos nacionais e internacionais. Os equipamentos apresentavam certificados de calibração válidos durante todo o período experimental, conforme recomendações das normas IEC TS 62446-3, IEC 60891:2021, IEC 61724-1:2021, IEC 61215:2016 e ISO 9060:2018. As incertezas de medição declaradas pelos fabricantes são compatíveis com os requisitos de precisão estabelecidos para ensaios em sistemas fotovoltaicos Tabela 14 . Desta forma, as medições atendem aos critérios de qualidade metrológica exigidos para pesquisas científicas no setor fotovoltaico.

Tabela 14. Caracterização das Incertezas de Medição

Dados do traçador de curva I-V		Incerteza Estação meteorológica	
Pmax (W)	± 0,9%	Temperatura	± 0.5 °C
Voc (V)	± 0,3%	Humidade relativa	± 2 %
Isc (A)	± 0,3%	Velocidade do vento	± 3 %
Vmp (V)	± 0,3%	Piranômetro	± 2 %
Imp (A)	± 0,3%	Incerteza Câmara térmica	
Termopar	± 2.0 °C	Câmara térmica	2°C ±2% (o que for maior)
Sensor irradiância	± 2,0%		

Fonte: certificado de calibração , 2024

4. RESULTADOS

Os resultados estão divididos em etapas e apresentando e discutindo os principais defeitos detectados relacionados aos pontos quentes e como o Módulo de Monitoramento Operacional ajudaria a identificar previamente esses problemas.

A partir da inspeção visual e por termografia infravermelha dos módulos fotovoltaicos, foi identificado diferentes padrões de aquecimento que podem ser denominados pontos quentes. Esses padrões, conforme classificação adaptada da literatura (ALI, M. U. et al., 2022 e Moretón et al., 2015), foram analisados em campo com base nas características visuais de aquecimento e comparados aos possíveis modos de falha associados.

Na maioria dos módulos fotovoltaicos avaliados destacam-se os seguintes padrões:

- Aquecimento não uniforme de um módulo em uma fileira de geradores fotovoltaico;
- Células solares em módulos em série aquecidas;
- Módulo com Células solares individuais com temperatura elevada;
- Aquecimentos localizados nos módulos sem padrão definido;
- Padrões compatíveis com falhas por degradação induzida por potencial (PID);
- Sombreamento parcial dos módulos com efeitos térmicos localizados;
- Anomalias associadas a falhas em diodos de bypass nos módulos.

4.1. Usina flutuante Vila Santa Marta - MG

A UFVf de Santa Marta, foi analisada com maior profundidade por se tratar de um projeto desenvolvido e planejado pensando não só na geração, mas também na pesquisa Figura 22.

Figura 22. Gerador fotovoltaico Santa Marta



Fonte: Autor, 2023

A usina foi acompanhada desde a fase de projeto até a sua implementação, possibilitando o registro detalhado de todas as etapas do processo de desenvolvimento e instalação.

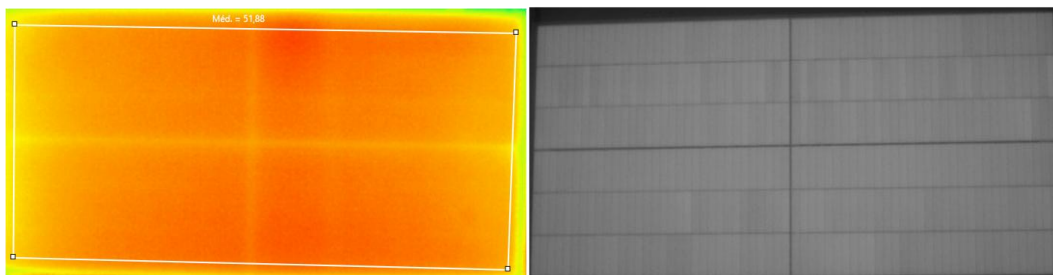
Na inspeção visual realizada antes da instalação, em uma amostra de módulos do gerador fotovoltaico da UFVf de Santa Marta, não foram detectados problemas aparentes nem trincas visíveis nos módulos analisados.

Na sequência, foram realizadas as medições da curva I-V Figura 23c, ensaio de eletroluminescência Figura 23b e análise termográfica no módulo selecionado na amostra Figura 23a. Verificou-se uma temperatura média de aproximadamente 52 °C nas células do módulo, sem a presença de pontos quentes ou trincas aparentes. A curva I-V obtida apresentou-se dentro dos padrões esperados para um módulo em condições normais de operação seguindo os dados fornecidos pelo fabricante.

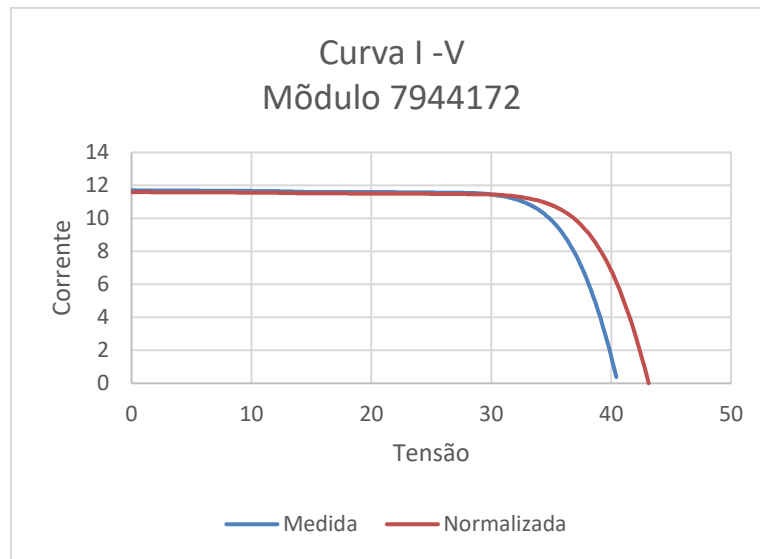
Figura 23. Ensaios no módulo selecionado

(a) Térmica

(b) eletroluminescência



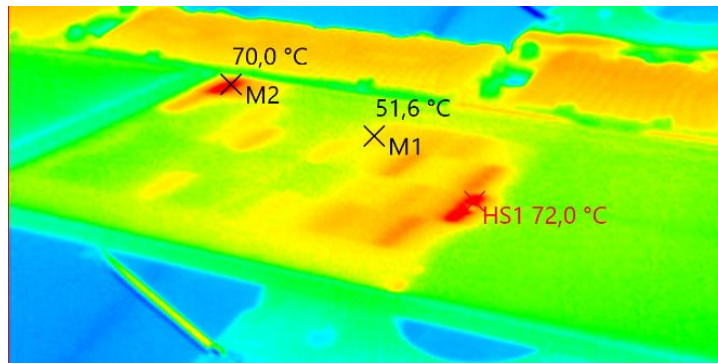
(c)

**Fonte: Autor, 2022**

Após 20 meses de operação, foi realizado um monitoramento no gerador fotovoltaico da usina de Santa Marta, após os ensaios foi identificado a presença de pontos quentes localizado em alguns módulos fotovoltaicos, com padrão térmico compatível com os padrões observados em casos de Degradação Induzida por Potencial (PID). Na imagem termográfica da Figura 24, observa-se uma elevação de temperatura em uma região específica do módulo, com uma diferença térmica em torno de 20 °C em relação às demais áreas que pode ser caracterizado como ponto quente conforme método desenvolvido por Lorenzo et al (2015), foi também, visto uma falência de 50% de um dos módulos fotovoltaicos analisados.

Esse tipo de anomalia térmica é característico do PID-shunt, especialmente sob condições de umidade e temperatura elevadas. A identificação desse padrão reforça a importância do monitoramento contínuo, uma vez que o avanço do PID-shunt pode comprometer significativamente o desempenho e a vida útil dos módulos do gerador fotovoltaico da usina.

Figura 24. Imagem termográfica do módulo com problema



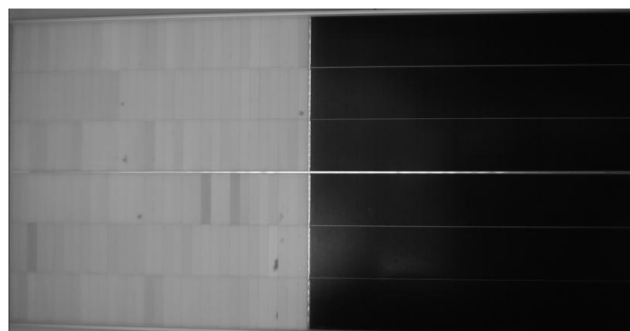
Fonte: Autor, 2025

Além do módulo previamente identificado, inspeções termográficas realizadas por meio de voos com drone permitiram observar a ocorrência do mesmo tipo de degradação em outros módulos da usina fotovoltaica flutuante (UFVf). Foram identificados módulos com formação inicial de pontos quentes associados ao PID *Shunt* (Degradação induzida por potencial *Shunt*), quanto unidades com sinais mais avançados de degradação.

Os módulos foram removidos da UFVf para uma avaliação mais detalhada. Foram realizados ensaios de eletroluminescência, visando identificar possíveis microfissuras ou regiões inativas nas células solares, além da medição da curva I-V (corrente-tensão) do módulo.

Na análise da imagem por eletroluminescência de um dos módulos fotovoltaicos degradado, foi constatado que metade dele continha células solares defeituosas, enquanto na outra metade havia células que não estavam conduzindo, como pode ser visto na Figura 25.

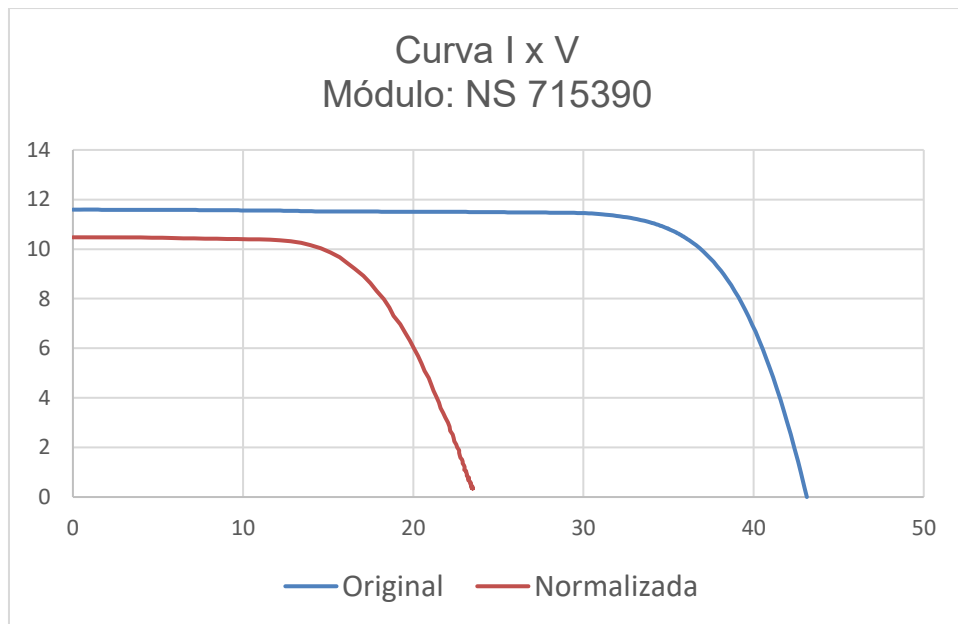
Figura 25. Eletroluminescência módulo defeituoso



Fonte: Autor, 2025

A curva I-V do módulo fotovoltaico em análise indicou que ele está operando de forma parcial, apresentando desempenho inferior ao esperado para o tempo de operação conforme demonstrado na Figura 26 .

Figura 26. Curva I-V módulo defeituoso

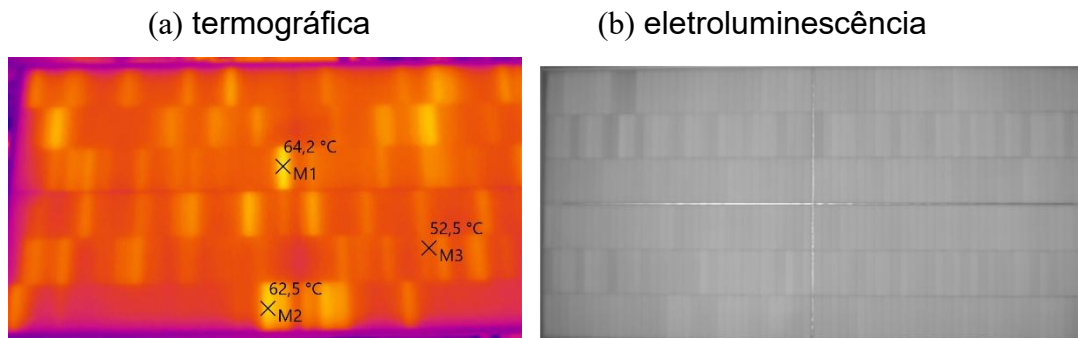


Fonte: Autor, 2025

Os dados resultantes da curva I-V, demonstrou que os valores de corrente permaneceram próximos ao valor nominal especificado pelo fabricante para o módulo. No entanto, a tensão apresentou uma redução significativa, da ordem de 50% em relação ao valor nominal e a potência máxima consequentemente também caiu, o que confirma a presença de degradação e corrobora os indícios apontados pela análise termográfica e pelo ensaio de eletroluminescência. Esse comportamento é característico de módulos em que parte das células solares está inoperante, as quais mostram que metade das células solares do módulo fotovoltaico encontra-se inativas.

Adicionalmente, foi realizada a análise termográfica de um outro módulo que também apresenta temperaturas elevadas com diferença de aproximadamente 10 °C entre as temperaturas das células. Para esse módulo fotovoltaico, foram realizados os ensaios de eletroluminescência (Figura 27b), termográfica (Figura 27a) e curva I-V, a fim de comparar o estágio de degradação em relação aos demais módulos fotovoltaicos avaliados.

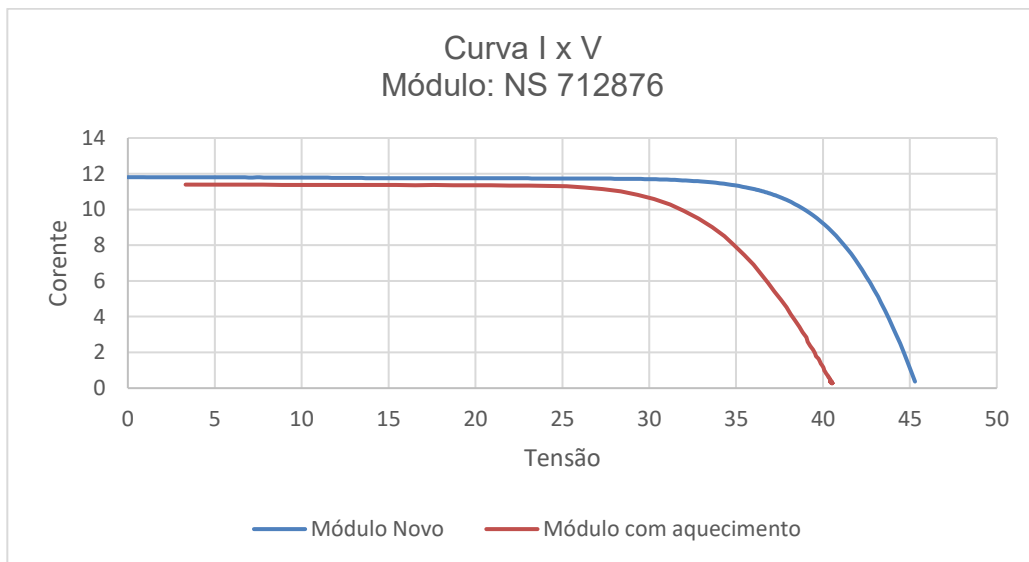
Figura 27. Módulo 2 degradado



Fonte: Autor, 2025

Os dados obtidos na curva I-V (Figura 28), desse módulo evidenciaram uma leve redução na corrente, enquanto a tensão apresentou uma diminuição de aproximadamente 10% em relação ao valor nominal. Devido a presença de umidade e temperatura elevadas, este modo de degradação possui um padrão que pode ser identificado como PID-Shunt no estágio inicial.

Figura 28. Curva I-V do Módulo 2



Fonte: Autor, 2025

A Tabela 15 apresenta os resultados obtidos para dois módulos degradados inspecionados na usina de Santa Marta, em comparação com os dados de referência do fabricante. O Módulo Degradado 01 apresentou uma queda severa de desempenho. A tensão de circuito aberto (V_{oc}) caiu de 43,6V para 25V

aproximadamente 42%, enquanto Módulo Degradado 02 caiu para 31 V e a potência máxima atingiu 334 W, cerca de 18% abaixo da nominal.

Tabela 15. Referência x degradado

Módulos	Irr. (W/m ²)	Top (°C)	Isc (A)	Voc (V)	Imp (A)	Vmp (V)	P _{max} (W)	FF	RS (Ω)	RP (Ω)
Dados Referência	1000	25	11,6	43,6	11,1	36,2	400	-	0,32	800
M.F. Degradado - 01	1000	25	8,87	25	10	19	186	0,59	0,62	12,4
M.F. Degradado - 02	1000	25	10,23	41	10,8	31	321	0,69	0,58	476,2

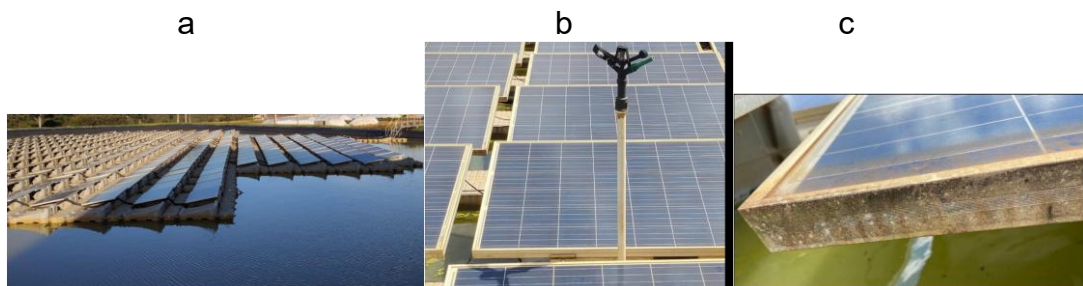
Os módulos degradados demonstram comportamento elétrico comprometido, o que pode impactar negativamente o desempenho global da fileira, sobretudo quando conectados a inversores com compartilhamento de MPPT (rastreador de ponto de máxima potência). A comparação com os dados de referência permite diagnosticar falhas ocultas e antecipar ações corretivas, como substituição ou reconfiguração do arranjo.

4.2. Usina fotovoltaica flutuante Cristalina-GO

A UFVf de Cristalina, também utiliza a tecnologia de módulos flutuantes em sua instalação. O gerador é composto por módulos de silício policristalino de 265 W.

Assim como na usina de Santa Marta, foram conduzidas inspeções visuais, termográficas e ensaios elétricos para avaliação do desempenho dos módulos e identificação de eventuais anomalias. A inspeção visual permitiu a identificação de situações que podem causar pontos quentes. Essa usina tem uma característica diferente das outras devido ser uma instalação mais antiga.

Figura 29. UFV Cristalina-GO

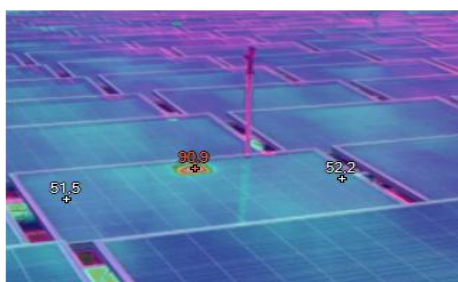


Fonte: Autor, 2023

Na inspeção visual dos módulos da usina de Cristalina, foram identificadas diversas situações potencialmente condutoras à formação de pontos quentes. Dentre elas, destacam-se o sombreamento parcial dos módulos causado por estruturas localizadas ao redor do lago (Figura 29a), há irrigadores instalados para limpeza dos módulos ao final do dia (Figura 29b), a ocorrência de ninhos de pássaros, sujeidade não uniforme em sua superfície e corrosão da estrutura (Figura 29c).

A análise por imageamento térmico confirmou a influência desses fatores, especialmente o sombreamento provocado pelos irrigadores, como pode ser visto na Figura 30, que resultou em um ponto quente bem destacado nos módulos afetados. Esse fato reforça a importância de práticas adequadas de instalação e manutenção, bem como do monitoramento contínuo para a identificação precoce de anomalias térmicas associadas a condições ambientais e operacionais adversas.

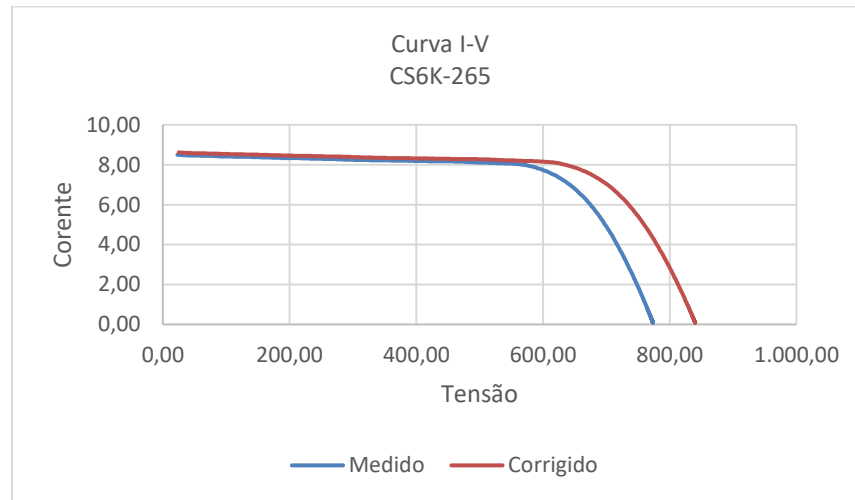
Figura 30. Ponto quente causado por sombreamento nos módulos da UFVf de Cristalina



Fonte: Autor, 2023

Não foram detectados outros tipos de problemas nos módulos avaliados, o que pode ser atribuído, principalmente, às características construtivas do modelo utilizado, que emprega células de silício policristalino tradicional, bem como à configuração elétrica da usina, na qual as *fileiras* operam com tensão mais baixa, tendo o V_{oc} em torno de 800 V.

A medição da curva I-V foi realizada a partir da fileira (Figura 31), devido à dificuldade para realizar a medição individualizada dos módulos, foi medido desempenho global dos módulos conectados em série.

Figura 31. curva I-V Fileira CS6K-265

Fonte: Autor, 2023

No entanto, a presença de sombreamento causado pelos irrigadores não se configura como uma obstrução fixa. Devido ao movimento aparente do Sol ao longo do dia, a posição das sombras projetadas pelos irrigadores sofre variações contínuas, afetando diferentes áreas dos módulos em horários distintos e esse efeito dinâmico também se altera com as estações do ano. Dessa forma, o impacto do sombreamento intermitente tende a ser mais distribuído ao longo do tempo, reduzindo a possibilidade de formação persistente de temperaturas elevadas, mas ainda assim, é importante monitorar se há padrões recorrentes.

Os pontos de atenção identificados na usina foram comunicados ao proprietário, que realizou as devidas adequações visando prolongar a vida útil da usina. Os dados obtidos na curva I-V indicaram sinais de degradação natural dos módulos, em conformidade com os parâmetros previstos pelo fabricante.

4.3. Usina fotovoltaica Mucurici-ES

Como citado anteriormente na Tabela 11, o gerador fotovoltaico é constituído de módulos com células PERC bifaciais instalados em um sistema de rastreamento solar. Durante a inspeção visual, foram observados alguns problemas pontuais nos módulos fotovoltaicos da usina de Mucurici.

Na inspeção visual destaca-se a ocorrência de módulos quebrados, resultado do impacto de pedras arremessadas durante a capina com roçadeira. Também foi constatado sombreamento proveniente de árvores próximas à instalação (Figura 32b),

além de um problema de projeto relacionado ao dimensionamento das mesas de suporte, que foram posicionadas com espaçamento insuficiente entre si (Figura 32a). Essa configuração resultou em sombreamento sobre os módulos tanto no início da manhã quanto no final da tarde, potencializando perdas de geração e a formação de pontos quentes.

Figura 32. problemas pontuais



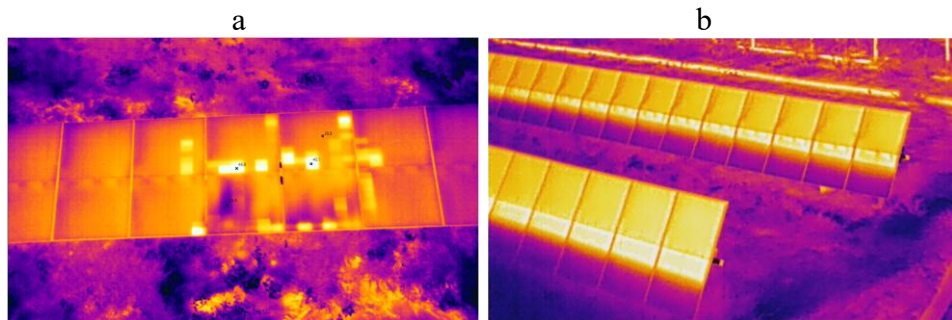
Fonte: Autor, 2024

A análise termográfica identificou a presença de diversos módulos com pontos quentes, apresentando diferentes características e intensidades. Esses estavam associados tanto a danos físicos quanto a sombreamentos localizados e problemas de projeto já mencionados. A análise termográfica revelou uma diferença significativa de temperatura entre as células devido ao sombreamento parcial causado por árvores próximas, a célula com maior temperatura devido ao sombreamento apresentou uma temperatura de $46,8\text{ }^{\circ}\text{C}$, enquanto a temperatura média do módulo era de $28,7\text{ }^{\circ}\text{C}$ (Figura 33a).

Um outro sombreamento devido ao espaçamento incorreto entre as fileiras, os módulos posteriores recebem sombra parcial, especialmente nos períodos de início e fim do dia. A faixa mais aquecida, exposta diretamente à radiação solar, apresentava $37,7\text{ }^{\circ}\text{C}$ enquanto a parte sombreada estava a uma temperatura de $22,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ (Figura 33b).

A variedade de padrões térmicos observados reforça a necessidade de monitoramento contínuo e de intervenções corretivas para evitar a degradação acelerada dos módulos e a redução do desempenho do sistema.

Figura 33. Pontos quentes devido ao sombreamento

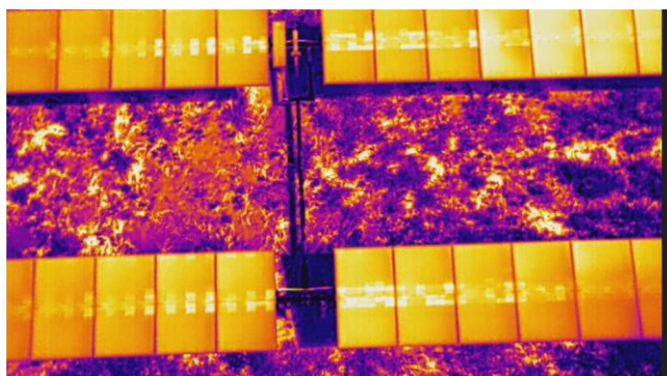


Fonte: Autor, 2024

Além disso, outros pontos quentes identificados foram analisados e caracterizados como sendo decorrentes de PID-shunt e de falha em diodo de desvio. A distinção entre esses tipos de problemas foi realizada com base nos padrões térmicos apresentados na termografia, e na correlação com os dados elétricos obtidos nos ensaios.

No caso da Figura 34, observa-se PID-shunt, geralmente, uma redução significativa da tensão de circuito aberto (V_{oc}) e da potência máxima (P_{max}) na curva I-V, podendo levar à perda parcial de desempenho dos módulos afetados, além de acelerar o processo de degradação.

Figura 34. PID Shunt

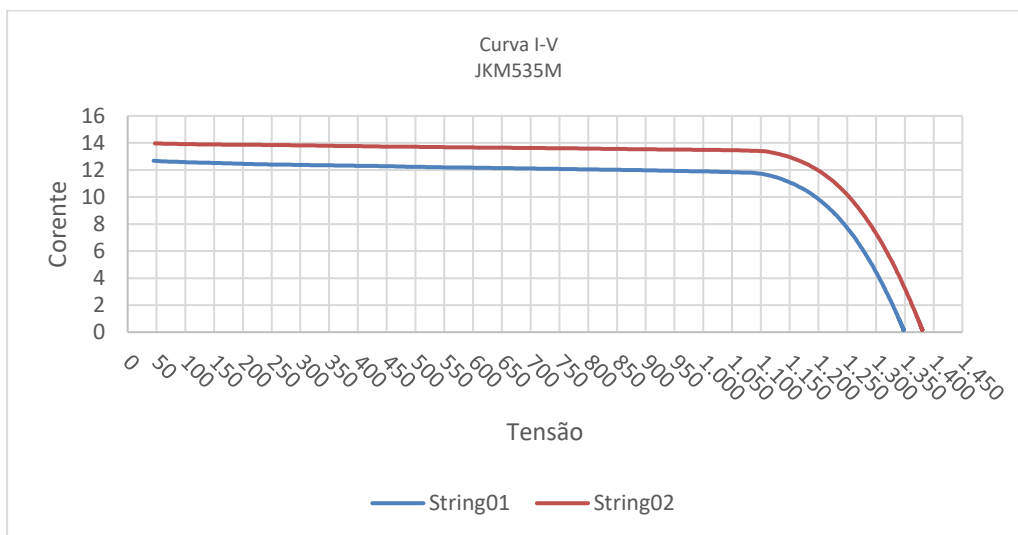


Fonte: Autor, 2024

A comparação entre as curvas I-V de duas *fileiras* distintas permitiu evidenciar de forma clara os impactos do PID-shunt sobre o desempenho dos módulos fotovoltaicos. Enquanto a fileira 02 apresentou uma curva típica, com valores de

corrente e tensão dentro dos padrões esperados, a fileira01 afetada pelo PID-shunt demonstrou redução da tensão de operação em torno de 5% enquanto a corrente teve uma redução de 10%, bem como diminuição da potência máxima. Essa diferença de comportamento é ilustrada na Figura 35, reforçando a importância do monitoramento individualizado para a identificação precoce de falhas e degradações.

Figura 35. Curva I-V

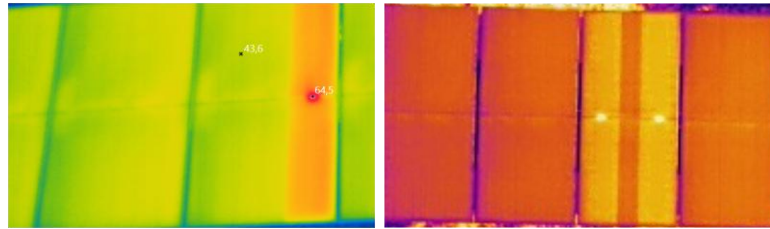


Fonte: Autor, 2024

Esse fenômeno impacta diretamente a vida útil do módulo, reduzindo sua eficiência e potencializando o risco de falhas irreversíveis.

Já nos módulos com falha em diodo de desvio (Figura 36), a curva I-V pode apresentar uma queda de tensão e corrente mais acentuada, como citado na literatura, quando o diodo entra em curto-circuito, limitando o aproveitamento da energia gerada e podendo, inclusive, causar superaquecimento localizado e risco de incêndio. Esse tipo de defeito não apenas compromete a potência entregue pelo módulo, mas também pode provocar danos adicionais às células adjacentes, diminuindo ainda mais a vida útil. Um fenômeno menos frequente observado nos resultados é a ocorrência simultânea de falhas em dois diodos de desvio (bypass) no mesmo módulo fotovoltaico. Embora não seja comum, essa situação pode comprometer significativamente o desempenho do módulo e da fileira, aumentando o risco de superaquecimento localizado e reduzindo a eficiência global.

Figura 36. Módulo com falha no diodo de desvio



Fonte: Autor, 2024

Todos os problemas identificados foram devidamente relatados ao responsável pela usina fotovoltaica. Além do diagnóstico, foram sugeridas ações corretivas e preventivas, como a poda das árvores próximas aos módulos, a realização de inspeções mais frequentes nas fileiras afetadas, troca dos módulos com pontos quentes críticos, e a avaliação contínua do desempenho elétrico por meio de curvas I-V. O objetivo das recomendações é reduzir perdas de desempenho e melhorar a confiabilidade, evitar a propagação de falhas e prolongar a vida útil dos módulos fotovoltaicos em operação.

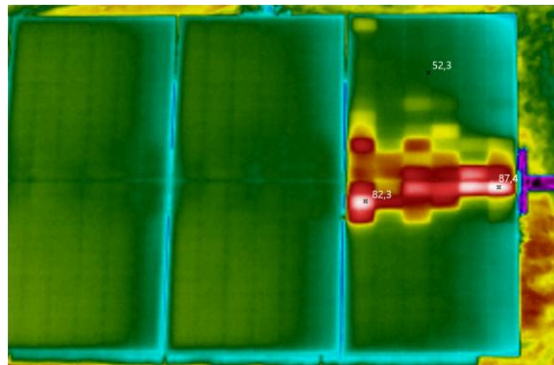
Essas análises reforçam a importância do diagnóstico preciso dos pontos quentes, permitindo intervenções preventivas e corretivas que minimizam perdas de geração e evitam a propagação de falhas nos sistemas fotovoltaicos.

4.4. Usina fotovoltaica São João Nepomuceno-MG

Na UFV de São João Nepomuceno, a inspeção visual realizada nos módulos fotovoltaicos não identificou problemas aparentes, como danos físicos, trincas ou sujidade excessiva. Possui módulos bifaciais tecnologia PERC e um sistema de rastreamento solar.

Entretanto, a partir das análises de imageamento térmico e da medição da curva I-V, foi possível identificar problemas não detectados na inspeção visual. Essas técnicas permitiram evidenciar pontos quentes e alterações nas características elétricas nos módulos.

Figura 37. padrão característico de PID

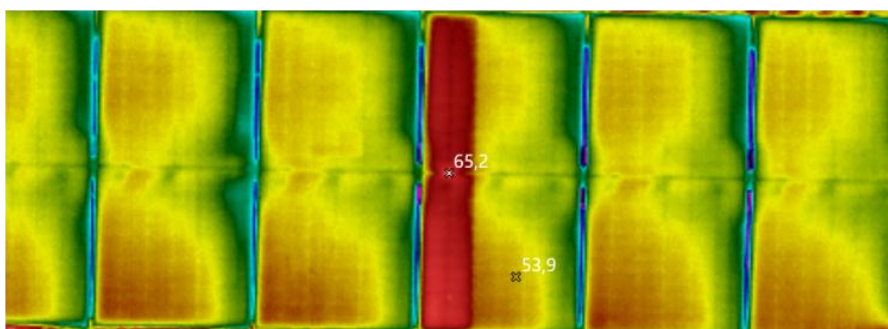


Fonte: Autor, 2025

Observou-se que, no último módulo da fileira, havia a formação de pontos quentes (Figura 37) com padrão característico de *PID*. Esse comportamento térmico é compatível com a Degradação Induzida por Potencial associada a caminhos de derivação, indicando o início de um processo de degradação localizado, potencialmente capaz de comprometer o desempenho global da fileira se não for monitorado e tratado adequadamente.

Outro problema identificado foi a presença de falha em diodos de desvios (Figura 38) em um dos módulos da fileira. Esse tipo de defeito foi evidenciado análise termográfica, que apontou regiões de aquecimento.

Figura 38. Falha em diodo de desvio



Fonte: Autor, 2025

Durante o procedimento para traçar a curva I-V, foi possível identificar uma falha de projeto que não havia sido detectada nas etapas anteriores, devido à ausência de um sistema de monitoramento individualizado dos módulos. Observou-se que havia duas fileiras compostas por módulos de diferentes características

(Tabela 16) que estavam conectadas ao mesmo rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) do inversor, sendo o módulo de 545W o módulo padrão dessa usina. Essa configuração inadequada compromete a eficiência da operação, pois módulos com comportamentos elétricos distintos conectados a um mesmo MPPT podem causar perdas de rendimento corrente reversa e degradação precoce podendo levar a falhas específicas em cada módulo.

Tabela 16. Características elétricas dos módulos fotovoltaicos da usina São João Nepomuceno

	Módulo 01	Módulo 02
Pmax	545 +3%	570 +3%
Vmp	42,10	43,35
Imp	12,95	13,15
Voc	50,10	51,60
Icc	13,75	13,89
ef %	21,10	22,10

Fonte: Fabricante, 2023

Em decorrência desse erro de projeto, foi detectada a ocorrência de corrente reversa em uma das *fileiras*. Esse fenômeno, resultante da conexão de módulos com características distintas em um mesmo MPPT, pode causar o funcionamento inadequado, acelerar a degradação, e em casos mais graves, provocar danos irreversíveis aos componentes do sistema fotovoltaico. A identificação da corrente reversa reforça a importância do correto dimensionamento e agrupamento das fileiras, bem como do monitoramento individualizado para a detecção preventiva para preservar os conjuntos operacionais.

Figura 39. Medição da corrente reversa nos módulos do gerador fotovoltaico da usina São João Nepomuceno



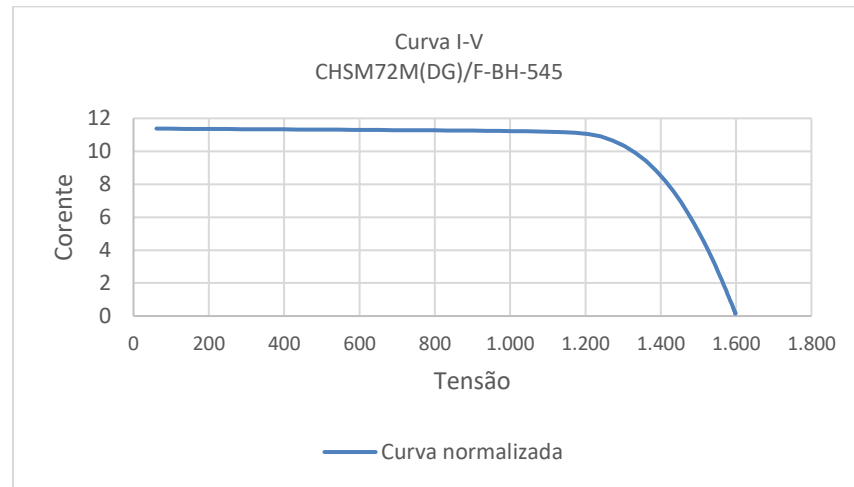
Fonte: Autor, 2025

A Figura 39 mostra valor de corrente de $-5,9\text{A}$ identificando que possui corrente reversa, evidenciada devido às diferenças nas características elétricas dos módulos pertencentes a duas fileiras distintas. Ressalta-se que, no momento da medição, o inversor encontrava-se desligado e desconectado da rede, o que permitiu identificar com clareza esse fenômeno sem a influência de controles ativos.

Devido ao sobredimensionamento do gerador, à instalação de uma potência de módulos superior à capacidade nominal do inversor, o inversor não identificou essa diferença decorrente das características distintas entre as fileiras.

Conseqüentemente, a curva I-V(Figura 40) do sistema não apresentou alterações significativas em seu padrão, mascarando o efeito da não uniformidade dos módulos. Essa condição ressalta a importância do monitoramento individualizado, já que a análise convencional pelo inversor pode não ser sensível pois o inversor vai trabalhar na saturação da potência e não será capaz, no primeiro momento, de mostrar os desequilíbrios quando há sobredimensionamento no gerador fotovoltaico.

Figura 40. Curva I-V fileira da usina fotovoltaica São João Nepomuceno



Fonte: Autor, 2025

Cabe ressaltar que não foi possível realizar o ensaio de eletroluminescência nos módulos desta usina, uma vez que o acesso ao local estava restrito fora do horário de geração, impossibilitando a execução do procedimento em condições adequadas.

Todos os problemas encontrados foram relatados e a fileira com módulos fora do padrão dos geradores foi desconectada.

4.5. Usina fotovoltaica Matozinhos – MG

A UFV fotovoltaica de Matozinhos distingue-se das demais usinas em solo estudada por utilizar módulos bifaciais instalados em uma estrutura fixa, com disposição vertical com dois módulos, ou seja, um módulo posicionado acima do outro.

Durante a inspeção visual, verificou que a estrutura de suporte dos módulos encontra-se posicionada a uma altura reduzida em relação ao solo (Figura 41), e que os elementos de fixação estão dispostos muito próximos dos módulos. Essa configuração pode dificultar tanto o acesso para manutenção quanto a ventilação adequada, além de reduzir a irradiação proveniente do albedo que atinge a face traseira dos módulos bifaciais, fatores esses que podem impactar negativamente o desempenho e a durabilidade do sistema.

Figura 41. Configuração dos módulos



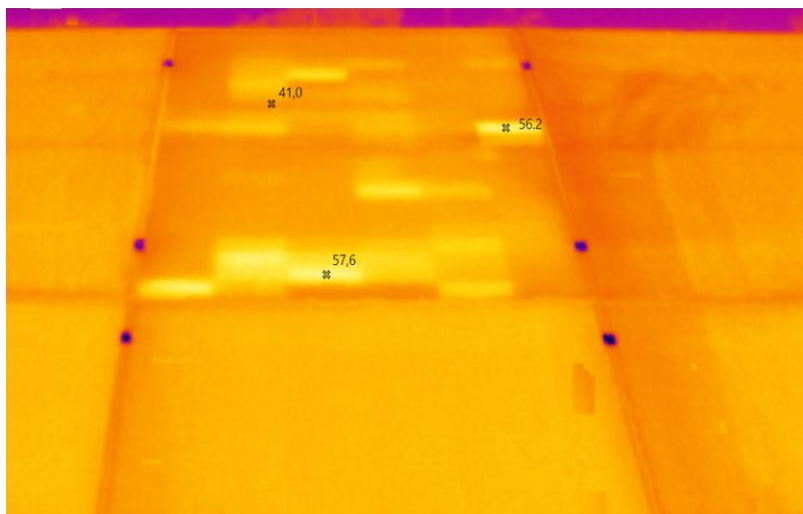
Fonte: Autor, 2025

Ressalta-se que, no momento dos ensaios realizados, a usina ainda não estava conectada à rede elétrica, mas foi incluída pois já apresenta problemas.

A avaliação termográfica do módulo bifacial foi realizada com o objetivo de identificar possíveis pontos quentes, que pudessem indicar falhas de fabricação, problemas de instalação ou início de processos de degradação.

Conforme esperado, a análise termográfica revelou a presença de pontos quentes no módulo, como visto na Figura 42, atribuídos ao sombreamento das células localizadas na face traseira. Esse sombreamento reduziu a irradiação proveniente do albedo comprometendo a uniformidade que incide na célula.

Figura 42. Módulo com ponto quente

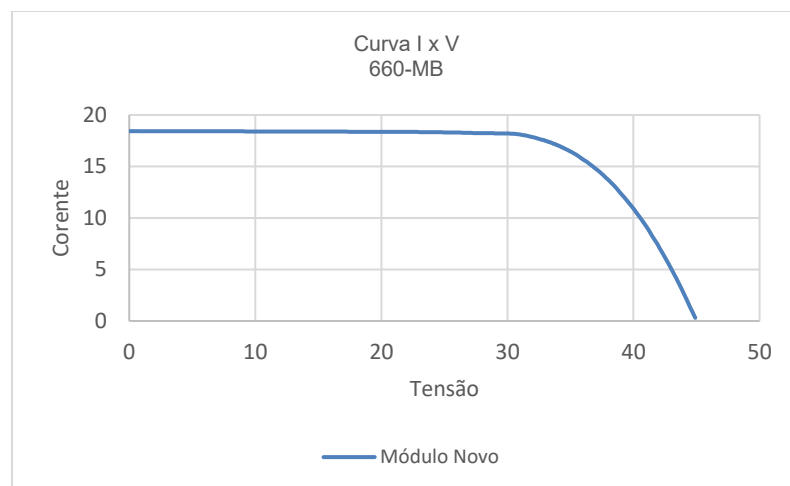


Fonte: Autor, 2025

Nesse caso, a análise da curva I-V evidenciou uma discrepância entre os valores obtidos experimentalmente, convertidos para as Condições Padrão de Teste

(STC), e aqueles especificados na folha de dados do fabricante. Enquanto a potência nominal indicada para o módulo é de 660 W, o valor medido ficou em $610\text{ W} \pm 0,9\%$ enquanto a V_{mp} nominal é 38,3V a medida foi de $35,76\text{V} \pm 0,3\%$ e a I_{mp} 17,27A enquanto valor medida foi de $17,07\text{A} \pm 0,3\%$. Essa diferença pode ser atribuída ao sombreamento observado na face traseira dos módulos, que compromete o pleno aproveitamento da tecnologia bifacial e resulta em perdas de desempenho superiores ao esperado para condições ideais de operação. Caso a situação se intensifique, sugere-se avaliar a viabilidade de instalar espaçadores que aumentem a distância entre os módulos e a estrutura de suporte, visando reduzir o sombreamento na face traseira e, conseqüentemente, minimizar as perdas de desempenho associadas à tecnologia bifacial.

Figura 43. Curva I-V do módulo analisado



Fonte: Autor, 2025

A análise comparativa das usinas fotovoltaicas avaliadas mostra que, apesar das diferenças de localização, clima, tecnologia e tempo de operação, todas apresentaram algum grau de ocorrência de pontos quentes. Na UFVf de Santa Marta, identificou-se degradação induzida por potencial de derivação (PID-Shunt) em estágios variados, com impacto significativo na tensão de circuito aberto e na potência máxima, mostrando a susceptibilidade dessa tecnologia a ambientes com alta umidade. Já na usina flutuante de Cristalina, os pontos quentes observados estavam diretamente relacionados ao sombreamento intermitente causado por irrigadores e elementos do entorno, com menor impacto estrutural e elétrico.

Na usina de Mucurici, os defeitos tiveram origem diversificada desde danos físicos provocados por manutenção inadequada até sombreamento devido a falhas de projeto no espaçamento entre fileiras, resultando em padrões térmicos múltiplos e falhas elétricas. São João Nepomuceno também foi detectado um erro de projeto que permitiu a instalação de duas fileiras com módulos de características elétricas diferentes (545 W e 570 W) que estavam conectadas ao mesmo MPPT, gerando corrente reversa.

Já em Matozinhos, os módulos bifaciais estavam em estrutura fixa com duplo módulo e baixa altura em relação ao solo, fixadores muito próximos ao módulo e a ventilação comprometida. Embora a usina ainda não estivesse conectada à rede, a termografia identificou pontos quentes localizados e potenciais impactos no desempenho e durabilidade.

Diante desses cenários, anteriormente descrito, o monitoramento da operação dos módulos fotovoltaicos individualmente, possibilita a detecção precoce dos problemas que provocam a redução do desempenho deles, por tanto é desejável, o monitoramento contínuo detectando a evolução do problema e identificando eventuais agravamentos nas condições de operação.

4.6. Módulo de Monitoramento Operacional (MMO)

O objetivo do desenvolvimento do Módulo de Monitoramento Operacional (MMO) é monitorar individualmente os módulos fotovoltaicos dentro do gerador fotovoltaico, possibilitando observar o processo inicial de degradação, e atuar preventivamente para minimizar a perda de desempenho dos módulos.

O MMO caracteriza-se como um sistema embarcado projetado para a aquisição e o registro contínuo de dados referentes a grandezas elétricas, térmicas e posicionamento dos módulos fotovoltaicos durante sua operação.

O MMO foi desenvolvido para atender tanto às necessidades das equipes de pesquisa quanto às demandas operacionais do sistema fotovoltaica. O monitoramento contínuo das variáveis dos geradores fotovoltaicos possibilita estudos aprofundados sobre os efeitos da degradação prematura, identificação de falhas e quantificação de perdas de desempenho. Essas informações são essenciais para a elaboração de planos de manutenção preventiva e corretiva, além de contribuir para uma melhor estimativa dos custos operacionais ao longo do ciclo de vida do sistema.

A solução apresentada fornece informações quantitativas, a fim de permitir:

- Avaliar o desempenho instantâneo e a degradação relativa de módulos fotovoltaicos;
- Detectar operações em modos de falha;
- Correlacionar fatores de influência associados a possíveis perdas de desempenho e/ou aceleração da degradação dos módulos fotovoltaicos.

Os Módulos MMO permiti:

- Mensurar e registrar (*datalogger*) os dados do ponto de operação do módulo;
- Detectar e alertar sobre funcionamento em modos anormal;
- Registro de dados de medição de temperatura para análise de degradação do módulo.

O Módulo de Monitoramento Operacional (MMO) desenvolvido para este estudo é composto pelos seguintes subsistemas, que juntos integram a solução proposta:

- PVMed – subsistema terminal de medição;
- PVRtr – subsistema roteador de comunicação;
- PVGtw – subsistema *gateway* de controle, registro e comunicação.

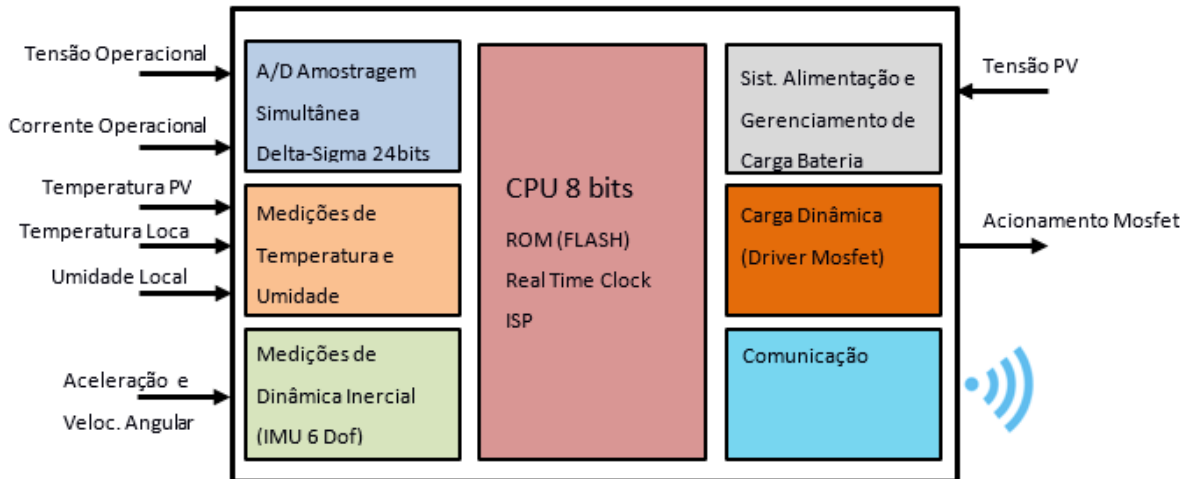
A Figura 44 apresenta a arquitetura básica do MMO. As informações relevantes para registro e análise são adquiridas por meio dos subsistemas terminais de medição (PVMed), os quais contam com unidades de processamento, comunicação sem fio e instrumentação dedicada para a medição de grandezas elétricas, térmicas e de ângulo dos geradores fotovoltaicos.

Os PVRtr desempenham a função de roteadores, conectando os módulos PVMed à unidade concentradora, denominada *gateway* (PVGtw). Esta unidade é responsável por coordenar a rede de sensores de campo, manter as informações de medição em memória e implementar serviços de interfaceamento com o servidor local SCADA.

O sistema de medição utiliza da estação meteorológica instalada pela usina. Esta estação local será gerenciada pela unidade PVGtw. A estação instalada na

edificação faz uma comunicação com este servidor e proverá dados de referência climáticos e de irradiação.

Figura 44 - Arquitetura Básica do MMO



Fonte: Autor, 2023

O MMO realiza medições periódicas nos módulos fotovoltaicos, monitorando variáveis elétricas, térmicas e de movimentação. Além disso, o sistema é responsável por responder a requisições de ensaio e registrar a curva característica I-V (corrente-tensão) dos módulos fotovoltaicos, bem como coletar informações climáticas das estações meteorológicas locais e dados sobre o estado operacional do sistema de telemetria.

Os principais dados coletados pelo MMO são:

- Variáveis elétricas (corrente, tensão e potência do módulo fotovoltaico);
- Temperatura do módulo FV;
- Temperatura ambiente próximo ao Módulo FV;
- Parâmetros de movimentação dos módulos (caso instalado em rastreadores solar);
- Umidade relativa e velocidade do vento;
- Data/Hora do registro de medição;
- Nível de carga da bateria de alimentação dos PVMed.

Os PVMed, são responsáveis pelas medições efetuadas nos geradores fotovoltaicos. As informações processadas por estes módulos permitirão a caracterização de desempenho dos Módulos FVs, e a estimativa de seus fatores de

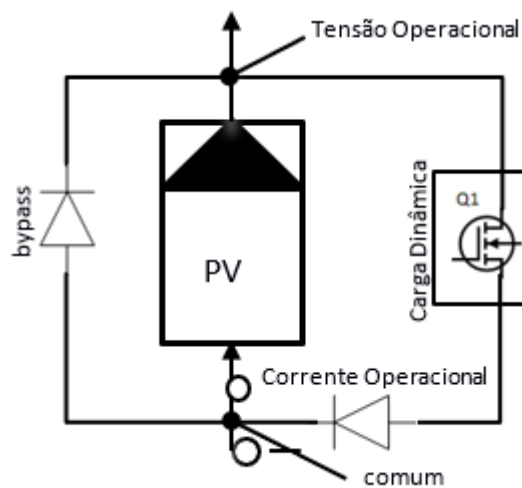
degradação. Os módulos PVMed são dotados de unidade de processamento digital que implementam soluções de inteligência embarcada para a identificação online dos modos de falha dos geradores e do sistema de aquisição e registro de dados. A tecnologia de comunicação *bluetooth* e os sistemas de alimentação parasita garantem isolamento galvânica e escalabilidade geográfica para o sistema de telemetria.

Medições das Variáveis Elétricas nos Módulos Fotovoltaicos.

Os módulos PVMed serão conectados aos módulos fotovoltaicos conforme ilustrado na Figura 45. A conexão paralela permitirá

- (1) Realizar a medição da tensão operacional do módulo fotovoltaico;
- (2) A alimentação parasita dos módulos PVMed;
- (3) A simulação de carga dinâmica para registro da característica I-V dos geradores.

Figura 45 - Conexões para medição de corrente e tensão no módulo fotovoltaico.



Fonte: Autor, 2023

As variáveis de medições do MMO estão descritas na Tabela 17, abaixo.

Tabela 17 - Variáveis de medição do sistema PVmed

Grandezas medidas	Mínimo	Máximo
Tensão de operação do FV	0	80 V
Corrente de operação do FV	0	25 A
Temperatura do Módulo FV	5	105°C
Temperatura ambiente ao nível do módulo fotovoltaico	5	105°C
Umidade relativa ao nível do módulo fotovoltaico	0	100%
Nível de carga da bateria de alimentação dos módulos PVMed	0%	100%
Número de ciclos de carga da bateria dos módulos PVMed	0	10000
Número de falhas e alarmes registrados nos módulos PVMed	0	1000
Data/Hora do registro de medição	dd/mm/aaaa hh:mm	

Fonte: Autor, 2023

O equipamento objeto desta especificação técnica deverá atender as exigências das normas: IEC 62446-1, IEC 60891, IEC 61010-1, IEC 61010-031, IEC 61326-1 e IEC 61557.

Os módulos de monitoramento deverão ser isolados, não oferecendo risco de acidente aos usuários, bem como ao sistema fotovoltaica. A conexão dos MMOs aos geradores fotovoltaicos deverá ser realizada através de conectores padrão MC4, permitindo a instalação e a desinstalação, rápida, e sem alteração da infraestrutura do gerador fotovoltaico.

5. Conclusão

O tema dos pontos quentes em módulos fotovoltaicos foi abordado de maneira ampla nesta dissertação, levando em consideração a ocorrência, as causas e as consequências desses fenômenos em sistemas individualizados operando nas mais diversas condições reais no Brasil. Com a aplicação de uma metodologia que combina inspeção visual, termografia infravermelha, análise da curva I-V e eletroluminescência, foi possível identificar de forma precisa falhas em usinas instaladas com sistema de rastreamento solar, assim como em usinas de estrutura fixa e flutuante. O resultado da pesquisa foi a criação de um Módulo de Monitoramento Operacional (MMO), que se propõe a ser uma alternativa eficaz para a detecção automatizada e precoce dessas anomalias. Esses métodos possibilitaram uma análise adicional do nível de degradação do módulo, cruzando os dados das diversas técnicas de diagnóstico empregadas.

Diante disso, é crucial o monitoramento contínuo dos módulos fotovoltaicos, especialmente os que mostram alterações discretas em suas propriedades elétricas e térmicas. Um monitoramento constante possibilita a identificação antecipada de problemas e a implementação de ações preventivas, ajudando a manter o desempenho do sistema e a prolongar a vida útil dos módulos.

No estudo de campo, foram identificados vários fenômenos que contribuem para a formação de pontos quentes, muitos dos quais não se resumem à degradação natural dos materiais, mas estão também relacionados a falhas no projeto ou na operação. A elevada umidade em usinas flutuantes, por exemplo, revelou ser um fator determinante na aceleração da Degradação Induzida por Potencial (PID), levando a perdas que podem ultrapassar 50% em certos módulos.

Em outro caso, pontos quentes severos foram causados por sombreamento intermitente oriundo de equipamentos de limpeza. Em instalações terrestres, descobriu-se um erro de projeto particularmente relevante: fileiras com módulos de potências diferentes conectadas ao mesmo MPPT, o que gerou corrente reversa e foi mascarado pelo sobredimensionamento do inversor. Além disso, quantificaram-se perdas em módulos bifaciais causadas pelo sombreamento da face traseira, devido a falhas na estrutura de montagem a figura mostra tabela comparativa.

Tabela 18: Análise Comparativa Entre Usinas

Usina	Principal Problema	Impacto Quantificado	Fatores Determinantes
Santa Marta (UFVf)	PID-Shunt severo	Aproximadamente -20% potência (20 meses)	Alta umidade + temperatura
São João Nepomuceno	Erro de projeto	Corrente reversa - 5,9A	Strings mistas no MPPT
Mucurici	Falhas múltiplas	-10% potência da string	Manutenção inadequada e erro de projeto
Matozinhos	Estrutura inadequada para módulos Bifaciais	-7,6% potência nominal	Sombreamento bifacial
Cristalina	Sombreamento dinâmico	Impacto mitigado	Tecnologia mais robusta

Fonte: Autor, 2025

A principal contribuição deste trabalho, reside na ponte construída entre o diagnóstico de campo detalhado e a proposição de uma solução tecnológica aplicável. A pesquisa não apenas categorizou modos de falha, mas também demonstrou que fatores operacionais e de projeto são, por vezes, tão ou mais determinantes para a formação de pontos quentes quanto os mecanismos naturais de envelhecimento. Nesse cenário, o MMO destaca-se como uma ferramenta promissora, capaz de monitorar módulos individualmente e fornecer dados em tempo real para uma manutenção preditiva mais eficaz, contribuindo para a confiabilidade, durabilidade e segurança dos sistemas.

A análise da termografia infravermelha, validada por métodos complementares, seu papel indispensável na manutenção da confiabilidade e na viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos de longo prazo.

Em síntese, a identificação e caracterização dos pontos quentes surgem como etapas essenciais para aprimorar a performance e a durabilidade dos sistemas fotovoltaicos, além de possibilitar ações corretivas mais direcionadas e, conseqüentemente, uma redução dos custos operacionais no longo prazo.

Os pontos quentes, como demonstrado, representam um desafio real à confiabilidade e durabilidade dos sistemas fotovoltaicos. O MMO, ao permitir monitoramento individual, se mostra como um instrumento valioso para elevar os

padrões de durabilidade, segurança e retorno econômico do setor. Os resultados têm potencial para melhorias as normativas, orientar fabricantes na concepção de produtos mais resistentes e otimizar práticas de operação e manutenção.

Mais do que apenas confirmar hipóteses, este trabalho abre caminho para um novo olhar sobre o diagnóstico de falhas em sistemas fotovoltaicos, um olhar mais preciso, preditivo e conectado à realidade.

6. Sugestões para pesquisas futuras

Pesquisas futuras podem se concentrar no desenvolvimento e aprimoramento de técnicas automatizadas de análise de imagens térmicas utilizando inteligência artificial e algoritmos de aprendizado de máquina avançados, visando melhorar a precisão e a eficiência da detecção e classificação de falhas. A integração de dados de imagem termográfica com outras técnicas de monitoramento de sistemas fotovoltaicos pode levar a soluções de diagnóstico mais abrangentes. Estudos aprofundados sobre o impacto a longo prazo de diferentes tipos e severidades de pontos quentes nas taxas de degradação e vida útil de diversas tecnologias de módulos fotovoltaicos também são necessários.

Além disso, a investigação da eficácia de diferentes medidas preventivas e corretivas para mitigar a formação de pontos quentes e outras anomalias térmicas em sistemas fotovoltaicos é uma área importante para futuras pesquisas. A contínua atualização e refinamento das normas e melhores práticas da indústria para a termografia de sistemas fotovoltaicos, abordando especificamente os desafios e requisitos das inspeções aéreas em grande escala e a análise de dados de tecnologias de módulos mais recentes, também são cruciais.

Comparar susceptibilidade ao PID entre Si-mono, Si-poli, heterojunção e perovskita e avaliar eficácia de tratamentos anti-PID em ambiente de alta umidade e caracterizar comportamento de módulos bifaciais em diferentes condições de albedo.

Finalmente, os conjuntos de dados disponíveis contendo imagens térmicas e dados de desempenho de módulos fotovoltaicos sob diversas condições de falha representam um recurso valioso para o avanço da pesquisa, o desenvolvimento e a validação de novos algoritmos de diagnóstico e a obtenção de uma compreensão mais profunda das características térmicas dos defeitos em módulos fotovoltaicos. O uso desses recursos é altamente recomendado para futuras investigações e trabalhos nesta área.

REFERÊNCIAS

- AGHAEI, A. FAIRBROTHER, A., Att all. **Review of degradation and failure phenomena in photovoltaic modules**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 159, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112160>.
- ALI, M. U. et al. **Early hotspot detection in photovoltaic modules using color image descriptors: An infrared thermography study**. International Journal of Energy Research, v. 46, n. 2, p. 774–785, 1 fev. 2022.
- ANEEL, **Atlas de Energia Elétrica**. Brasília: MME – Ministério de Minas e Energias, Governo Federal, DF, 3ª ed, 2016. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/15142444/Renov%C3%A1veis+e+N%C3%A3o+Renov%C3%A1veis/aba3cfc6-a27f-a7af-6cac-1d859a2f0d1d?version=1.1>> Acesso em: 10 de julho de 2023.
- ANEEL, **Banco de Informações de Geração – Fontes de Energia Exploradas no Brasil**. Brasília: MME – Ministério de Minas e Energias, Governo Federal, DF. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acessado em: 25 de agosto de 2025.
- BORDA, R. A., & Novak, L. H. (2020). **Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes: aspectos positivos e desafios**. In: Congresso Brasileiro De Energia Solar, 8, Fortaleza CE, 2020. Anais...CBENS, 2020.
- BRAGA, Daniel Sena, **Interrelação entre os Parâmetros de Desempenho e Distribuição de Sujidade em Módulos Fotovoltaicos**. 2018. 127 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2018.
- BRITANNICA ACADEMIC, s.v. **Photovoltaic effect**. Disponível em <<https://academic-eb-britannica.ez93.periodicos.capes.gov.br/levels/collegiate/article/photovoltaic-effect/59826>> Acesso em: 23 de julho de 2022.
- BUERHOP, C. et al. **Infrared imaging of photovoltaic modules: a review of the state of the art and future challenges facing gigawatt photovoltaic power stations**. Progress in Energy Institute of Physics, , 1 out. 2022.
- BUHLER, A. J.; CERVANTES, G. F.; KREZINGER, A. - **Desenvolvimento de software para pós-processamento de curvas I-V de dispositivos fotovoltaicos**. XVIII Simpósio Peruano de Energía Solar y del ambiente (SPES), Lima, Peru, n° 14, 2011
- CARDINALE VILLALOBOS, Leonardo & Meza, Carlos & Méndez-Porras, Abel & Murillo-Soto, Luis Diego. (2022). **Quantitative Comparison of Infrared Thermography, Visual Inspection, and Electrical Analysis Techniques on Photovoltaic Modules: A Case Study**. Energies. 15. 1841. DOI 10.3390/en15051841.

COSTA, Suellen C. Silva; ABREU, Amanda M. F. Veloso; VIANA, Marcelo Machado; BRITO, Pedro Paiva; DE ASSIS, Marcelus Vasconcelos; MAIA, Cristiana Brasil; KAZMERSKI, Lawrence L.; DINIZ, Antonia Sônia A. C. **Caracterização Físico Química da Sujidade Depositada sobre Módulos Fotovoltaicos Instalados em Zonas Climáticas de Minas Gerais**. Congresso Brasileiro de Energia Solar – Belo Horizonte, Brasil, 2016.

CRESESB. **Manual de Engenharia FV 2014**. Brasília: MME. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em 01 abril 2022.

DHIMISH, M.; BADRAN, G. **Investigating defects and annual degradation in UK solar PV installations through thermographic and electroluminescent surveys**. npj Materials Degradation, v. 7, n. 1, 1 dez. 2023.

DHIMISH, M.; THERISTIS, M.; D'ALESSANDRO, V. **Photovoltaic hotspots: A mitigation technique and its thermal cycle**. Optik, v. 300, 1 abr. 2024.

DUFFIE, John A.; BECKMAN, William A.; **Solar Engineering of Thermal Processes**. 4 ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2013. 928p.

FAHRENBRUCH, Alan L.; BUBE, Richard H.; **Fundamentals of Solar Cells: Photovoltaic Solar Energy Conversion**. New York: Academic Press, 1983. 559p.

Fluke ,2022. **Especificações: Termovisor Fluke Ti450**. Disponível em <<https://www.fluke.com/pt-br/produto/cameras-termicas/ti450#>> Acessado em: 22 de setembro de 2022.

GRIMACCIA, S; A. NICCOLAI, LEVA AND P. ELEFTHERIADIS, **Photovoltaic Plant Inspection by means of UAV: current practices and future perspectives**. IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (IEEEIC / I&CPS Europe), Bari, Italy, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/IEEEIC/ICPSEurope51590.2021.9584727.

HØIAAS, I. et al. **Inspection and condition monitoring of large-scale photovoltaic power plants: A review of imaging technologies**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Elsevier Ltd, , 1 jun. 2022.

INMETRO. **Vocabulário Internacional de Metrologia: conceitos fundamentais e gerais e termos associados**. Duque de Caxias, RJ: INMETRO, 2012.

International Electrotechnical Commission, IEC 60891 Ed. 3.0 b:2021 - **Photovoltaic Devices - Procedures for Temperature and Irradiance Corrections to Measured I-V Characteristics**.

International Electrotechnical Commission, IEC 61010-031 Ed. 2.0 b:2015 - Safety Requirements for Electrical Equipment for Measurement, Control and Laboratory Use - Part 031: Safety Requirements for Hand-Held Probe Assemblies For Electrical Measurement And Test.

International Electrotechnical Commission, IEC 61010-1 Ed. 3.0 b cor.2:2013 - **Safety Requirements for Electrical Equipment for Measurement, Control, And Laboratory Use - Part 1: General Requirements**

International Electrotechnical Commission, IEC 61326-1 Ed. 3.0 b:2020 - **Electrical Equipment for Measurement, Control and Laboratory Use - EMC Requirements - Part 1: General Requirements.**

International Electrotechnical Commission, IEC 61557 Ed. 3.0 b:2019 - **Electrical Safety in Low Voltage Distribution Systems Up To 1 000 V AC And 1 500 V DC - Equipment for Testing, Measuring or Monitoring Of Protective Measures - Part 1: General Requirements.**

International Electrotechnical Commission, IEC 62446-1 Ed. 1.0 b:2016 - **Photovoltaic (PV) Systems - Requirements for Testing, Documentation And Maintenance - Part 1: Grid Connected Systems - Documentation, Commissioning Tests And Inspection.**

International Energy Agency. **World Energy Outlook 2024.** IEA, 2024

KAZMERSKI, Lawrence L.; AL JARDAN, Mohammed; AL JNOOBI, Yasser; AL SHAYA, Yousef; JOHN, Jim J. **Ashes to Ashes, Dust To Dust: Averting a Potential Showstopper for Solar Photovoltaics.** Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), IEEE 40th, 2014.

KUMAR, S. et al. **Application of infrared thermography for non- destructive inspection of solar photovoltaic modules.** Journal of Non-Destructive Testing & Evaluation, v. 15, n. 9, p. 25– 32, 2017.

LORENZO, Eduardo. **Electricidad Solar,** Promotora General de Estudios, 2000.

LORENZO, E; MORETÓN, R., LUQUE, I. **Dust effects on PV array performance: in-field observations with non-uniform patterns,** Progress In Photovoltaics: Research And Applications, 2013.

LORENZO E; R. MORETÓN. E L. NARVARTE. **Experimental observations on hot-spots and derived acceptance/rejection criteria.** Em: Solar Energy 118 (mai. de 2015). doi: 10.1016/j. solener.2015.05.009.

LUO, Wei & Khoo, Yong Sheng & Hacke, at al. **Potential-induced Degradation in Photovoltaic Modules: A Critical Review.** Energy Environ. Sci. 10. 10.1039/C6EE02271E.

MARQUES, HENRIQUE & MOURA, ÉZIO & DE ALCÂNTARA NETO, JOSÉ RAYMUNDO & SILVA, ADRIANO & RIFFEL, DOUGLAS. **Influência De Pontos Quentes Na Curva Característica De Módulos Fotovoltaicos.** Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS. 10.59627/cbens.2020.825.

MELLIT, A.; TINA, G. M.; KALOGIROU, S. **A. Fault detection and diagnosis methods for photovoltaic systems: A review.** *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 91, n. February, p. 1–17, 2018.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **Best Research-Cell Efficiency Chart.** Golden, CO: NREL, [2025]. Disponível em: <https://www2.nrel.gov/pv/cell-efficiency>.

OLIVEIRA, F.A.F. **Metodologia de determinação de propriedades ópticas direcionais em módulos fotovoltaicos de silício utilizando termografia.** Dissertação(mestrado) Universidade Federal de Minas Gerais – 2024.

ORTIZ-CONDE, A; TREJO, O. **A Simple Algorithm for High-Accuracy Maximum Power Point Calculation of Photovoltaic Systems.** *IEEE Journal of Photovoltaics*, v. 10, n. 6, p. 1839–1845, 1 nov. 2020.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Atonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** 2. ed. Rio de Janeiro: [s.n.], 2014.

RAJPUT, S. K. **Solar Energy - Fundamentals, Economic and Energy Analysis.** [S.l.]: Northern India Textile Research Association, 2017. ISBN 978-93-81125-23-6.

SEGUEL, J. I. L. **Projeto de um sistema fotovoltaico autônomo de suprimento de energia usando técnicas MPPT e controle digital.** Dissertação mestrado Belo Horizonte: UFMG, 2009. Disponível em: <http://www.ppgee.ufmg.br/defesas/216M.PDF>.

SHARMA, Vikrant S.S. Chandel. **Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems.** A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 27, 2013, Pages 753-767, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.07.046>.

SILVA, G. D. P., & SOUZA, M. J. R. **Estimativa de Geração de Energia através de um Sistema Fotovoltaico: Implicações para um Sistema Flutuante no Lago Bolonha, Belém-Pará.** *Revista Brasileira de Energias Renováveis*, 6(2), 149-164.

SOLAR POWER EUROPE, **Global Market Outlook for Solar Power 2022_2026.** Maio 2022, ISBN: 9789464518610.

SONY,2022. Especificações e funcionalidades completas. Disponível em <<https://www.sony.com/pt-ao/electronics/camaras-lentes-amoviveis/ilce-7sm2/specifications#features>> Acessado em: 22 de setembro de 2022.

SOTO, W.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. - **Improvement and validation of a model for a photovoltaic array performance.** *Solar Energy*, v. 80, p. 78 – 88, 2006.

SUN, Tianyi et al. **A novel detection method for hot spots of photovoltaic (PV) panels using improved anchors and prediction heads of YOLOv5 network.** *Energy Reports*, v. 8, p. 1219-1229, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.08.130>.

TAMIZHMANI, Govindasamy; KUITCHE, Joseph. **Accelerated Lifetime Testing of Photovoltaic Modules**. Solar America Board for Codes and Standards. Julho, 2013.

TSANAKAS, J. A.; HA, L.; BUERHOP, C. **Faults and infrared thermographic diagnosis in operating c-Si photovoltaic modules: A review of research and future challenges**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 62, p. 695–709, 2016.

TSANAKAS, J. A.; HA, L. D.; AL SHAKARCHI, F. **Advanced inspection of photovoltaic installations by aerial triangulation and terrestrial georeferencing of thermal/visual imagery**. *Renewable Energy*, v. 102, p. 224–233, 2017.

VANZETTO, A.; MOEHLECKE, A.; CRESTANI, T.; ZANATTA BRITTO, J. V.; ZANESCO, I. **Revisão sistemática de células solares de silício base n: estruturas e eficiências**. *Cerâmica*, v. 68, p. 450-468, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1590/0366-69132022683883369>.

ZAHEDI, A. **Maximizing solar pv energy penetration using energy storage technology**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, p. 866–870, 2011.

ARTIGOS PUBLICADOS

DINIZ, A. S. A. C.; COSTA, S. C. S.; CASSINI, D. A.; BRAGA, D.S.; DUARTE, T. P.; RODRIGUES, J. A. P.; MATOS FILHO, N; CAMATTA, V.; MORAES, P. Z.G.; GUIMARÃES, B.; KAZMERSKI, L. L. , PV reliability R&D at GREEN PUC Minas, Brazil: a synopsis. NREL PV Reliability Workshop (PVRW), 2021 (virtual) Acesso: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/80055.pdf>

SILVA COSTA, SUELLEN C. ; DE MORAIS HANRIOT, SERGIO ; DINIZ, ANTONIA SONIA A. C. ; KAZMERSKI, LAWRENCE L. ; BRASIL MAIA, CRISTIANA ; CAMPOS, CLAUDIO DIAS ; SENA BRAGA, DANIEL ; BRITO, PEDRO PAIVA ; CAMATTA SANTANA, VINICIUS ; BARBOSO, ELVIS MAYK . Comparative Investigations of the Effects of Soiling of PV Modules and Systems in Tropical, Subtropical, and Semi-Arid Climate Zones in Brazil. In: 2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2019, Chicago. 2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2019. p. 2864.

COSTA, S. C. S. ; DINIZ, A. S. A. C. ; SANTANA, V. A. C. ; MULLER, M. ; MICHELI, L. ; KAZMERSKI, L. L. . Avaliação da sujidade em módulos fotovoltaicos em Minas Gerais, Brasil. In: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018, Gramado. Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018. Cap 25 DOI 10.5935/978-85-7042-107-4

BRAGA, D. S. ; DINIZ, A. S. A. C. ; COSTA, S. C. S. ; KAZMERSKI, L. L. ; BHADURI, S. ; MAIA, C. B. ; SANTANA, V. A. C. ; VIANA, M. M. ; BARBOSA, E. M. C. ; BRITO, P. P. ; CAMPOS, C. D. ; HANRIOT, S. M. . Uniform and Non-Uniform Soiling of PV Modules: A Comprehensive Study of Performance and Temperature Effects. In: 45th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2018, Hawaii. 45th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2018.

COSTA, S. C. S. ; DINIZ, A. S. A. C. ; BRAGA, D. S. ; KAZMERSKI, L. L. ; MAIA, C. B. ; SANTANA, V. A. C. ; CAMPOS, C. D. ; HANRIOT, S. M. . Soiling Loss in PV Modules for Various Climate Zones in Brazil: Monitoring, Soiling Ratios, and PV Technology Differences. In: 45th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2018, Hawaii. 45th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2018.

BRAGA, D. S. ; DINIZ, A. S. A. C. ; SANTANA, V. A. C. ; CAMPOS, C. D. ; KAZMERSKI, L. L. . Relação entre Distribuições Não Uniformes de Sujidade e Parâmetros de Desempenho de Módulos Fotovoltaicos de Tecnologias Silício Cristalino e Telureto de Cádmio. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018, Gramado /RS. Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018. Cap 26 DOI 10.5935/978-85-7042-107-4

SENA BRAGA, D.; CAROLINE SILVA COSTA, S.; SONIA ALVES CARDOSO DINIZ, A.; AUGUSTO CAMATTA SANTANA, V.; LEE KAZMERSKI, L. Estudo Da Relação Entre Parâmetros Ambientais E Taxa De Sujidade Em Módulos Fotovoltaicos. **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, [S. l.], 2020. DOI: 10.59627/cbens.2020.890. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/890>.

COSTA, S. C. S., DINIZ, A., BRAGA, D. S., CAMATTA, V., DUARTE, T., & KAZMERSKI, L. **Effects OF soiling OF photovoltaic modules and systems IN Brazil's climate zones**. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States, 2019.

SILVA COSTA , S. C. ., ALVES CARDOSO DINIZ , A. S., CAMATTA , V. ., & LEE KAZMERSKI , L. Determinação das taxas de sujidade para módulos fotovoltaicos de filme fino e silício cristalino instalados em diferentes zonas climáticas brasileiras. *Revista Brasileira De Energia Solar*, 11(1), 58–67. <https://doi.org/10.59627/rbens.2020v11i1.298> (2021).

T. Duarte, S. A. C. Costa, A. S. A. C. Diniz, D. Braga, V. Camatta and L. L. Kazmerski, "Module Soiling Spectral and Temperature Effect Comparisons: Focus on CIGSSe, a-SiH, and c-Si," 2021 IEEE 48th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Fort Lauderdale, FL, USA, 2021, pp. 1732-1734, doi: 10.1109/PVSC43889.2021.9518417.

DINIZ, A.S.A.C.; DUARTE, T.P.; COSTA, S.A.C.; BRAGA, D.S.; SANTANA, V.C.; KAZMERSKI, L.L. Soiling Spectral and Module Temperature Effects: Comparisons of Competing Operating Parameters for Four Commercial PV Module Technologies. *Energies* **2022**, *15*, 5415. <https://doi.org/10.3390/en15155415>

LAWRENCE L. KAZMERSKI, ANTONIA SÔNIA A.C. DINIZ, DENIO ALVES CASSINI, DANIEL SENA BRAGA, VINÍCIUS CAMATTA SANTANA, SUELLEN C.S. Survey of Module and System Quality and Performance in Brazil Photovoltaic Deployments. IEEE Photovoltaic Specialists Conference on June 11-16, 2023, San Juan, Puerto Rico.

DANIEL SENA BRAGA, LAWRENCE L. KAZMERSKI, DENIO ALVES CASSINI, VINÍCIUS CAMATTA AND ANTONIA SÔNIA A.C. DINIZ. Performance of bifacial PV modules under different operating conditions in the State of Minas Gerais, Brazil. *Renew. Energy Environ. Sustain.*, 8 (2023) 23

BRAGA, D. S.; DINIZ, A. S. A. C.; CASSINI, D. A.; SANTANA, V. A. C.; KAZMERSKI, L. L. Desempenho De Módulos Fotovoltaicos Bifaciais Sob Diferentes Condições Operacionais No Estado De Minas Gerais No Brasil. **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, [S. l.], 2024. DOI: 10.59627/cbens.2024.2528. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/2528>. Acesso em: 5 nov. 2024.

Artigo aceito

CAMATTA, VINICIUS, et al., HOTSPOT PATTERNS IN PHOTOVOLTAIC MODULES: CLASSIFICATION, IMPACTS AND MONITORING STRATEGIES, **Solar Energy Advances Journal**, 2025