

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

Philippe Rangel de Souza

DETECÇÃO DE FALHAS EM STRINGS FOTOVOLTAICAS

Alegrete, RS

06 de abril de 2026

Philippe Rangel de Souza

DETECÇÃO DE FALHAS EM STRINGS FOTOVOLTAICAS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação Stricto Sensu em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Guilherme Sebastião da Silva

Alegrete, RS

06 de abril de 2026

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

S719d Souza, Philipe Rangel de
Detecção de falhas em strings fotovoltaicas / Philipe
Rangel de Souza.
80 p.

Dissertação(Mestrado)-- Universidade Federal do Pampa,
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, 2026.
"Orientação: Guilherme Sebastião da Silva".

1. Sistemas Fotovoltaicos. 2. Detecção de Falhas. 3.
Strings Fotovoltaicas. I. Título.

PHILIPPE RANGEL DE SOUZA

DETECÇÃO DE FALHAS EM STRINGS FOTOVOLTAICAS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Dissertação defendida e aprovada em: 06/04/2026.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Guilherme Sebastião da Silva
Orientador
(Unipampa)

Prof. Dr. Lucas Vizzotto Bellinaso
(UFSM)

Prof. Dr. Felipe Bovolini Grigoletto
(Unipampa)



Assinado eletronicamente por **GUILHERME SEBASTIAO DA SILVA, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 07/04/2026, às 15:24, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **Lucas Vizzotto Bellinaso, Usuário Externo**, em 07/04/2026, às 15:32, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **FELIPE BOVOLINI GRIGOLETTO, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 07/04/2026, às 15:40, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.unipampa.edu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **2010533** e o código CRC **DC80096F**.

RESUMO

A crescente demanda por energia limpa e sustentável tem impulsionado a utilização de sistemas fotovoltaicos (FV), o que torna crucial a garantia de seu desempenho contínuo e eficiente. No entanto, esses sistemas estão sujeitos a falhas que afetam diretamente sua geração de energia e, conseqüentemente, sua viabilidade econômica. Este trabalho apresenta uma metodologia para o monitoramento, detecção e diagnóstico de falhas em *strings* fotovoltaicas, com a finalidade de identificar rapidamente problemas como sombreamentos, falhas nos diodos de *by-pass* e desconexões de *strings*. A abordagem proposta combina a análise de parâmetros elétricos, como tensão, corrente e potência gerada, com o monitoramento de variáveis ambientais, como temperatura e irradiância solar. A metodologia permite comparar o desempenho estimado com o medido, e assim identifica anomalias em tempo real. Diferentemente de abordagens baseadas em aprendizado de máquina, o algoritmo proposto apresenta estrutura determinística, baixo custo computacional e facilidade de implementação em sistemas embarcados. Os resultados de simulação e experimentais demonstram a eficácia da metodologia em diversas condições operacionais, evidenciando seu potencial para aplicação em manutenção preditiva, a qual contribui para redução dos custos operacionais das usinas fotovoltaicas, bem como aumenta a confiabilidade e a vida útil destes sistemas, assegurando maior retorno sobre o investimento em energia solar.

Palavras-chave: Sistemas fotovoltaicos, detecção de falhas, *strings* fotovoltaicas.

ABSTRACT

The increasing demand for clean and sustainable energy has driven the increasing adoption of photovoltaic (PV) systems, making it essential to ensure their continuous and efficient performance. However, these systems are subject to faults that directly affect their energy generation and, consequently, their economic viability. This work presents a methodology for monitoring, detection, and diagnosis of faults in photovoltaic strings, aiming to rapidly identify issues such as shading, bypass diode failures, and string disconnections. The proposed approach combines the analysis of electrical parameters, such as voltage, current, and generated power, with the monitoring of environmental variables, including temperature and solar irradiance. The methodology allows the comparison between estimated and measured system performance, enabling the identification of anomalies in real time. Unlike machine learning-based approaches, the proposed algorithm features a deterministic structure, low computational cost, and ease of implementation in embedded systems. Simulation and experimental results demonstrate the effectiveness of the methodology under various operating conditions, highlighting its potential for application in predictive maintenance strategies. This approach contributes to reducing the operational costs of photovoltaic plants while increasing the reliability and lifespan of these systems, thereby ensuring a higher return on investment in solar energy.

Keywords: Photovoltaic systems, fault detection, photovoltaic strings.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Composição da matriz elétrica brasileira referente aos anos de 2022 e 2023.	10
Figura 2 – Comparação entre as fontes de geração eólica, biomassa, nuclear e solar no Brasil.	11
Figura 3 – Geração de energia a partir da micro e minigeração distribuída.	11
Figura 4 – Projeção da capacidade instalada de MMGD por segmento.	13
Figura 5 – Participação por fonte em 2034.	13
Figura 6 – Conexão de células fotovoltaicas: (a) Célula, (b) Módulo, (c) <i>String</i> e (d) Arranjo.	17
Figura 7 – Influência da irradiância solar na curva I-V de um módulo fotovoltaico.	18
Figura 8 – Classificação da radiação solar incidente sobre um módulo fotovoltaico.	18
Figura 9 – Influência da temperatura de operação na curva I-V de um módulo fotovoltaico.	19
Figura 10 – Ilustração de um módulo parcialmente sombreado com um diodo em condução.	22
Figura 11 – Diagrama de blocos de um sistema de monitoramento FV.	23
Figura 12 – Módulos de processamento e protocolos de transmissão de dados.	29
Figura 13 – Desvios que podem ocorrer em curvas I-V.	32
Figura 14 – Curvas I-V de uma <i>string</i> com sombreamento parcial.	34
Figura 15 – Diagrama de fluxo de dados para o monitoramento, detecção e diagnóstico de falhas FV.	37
Figura 16 – Diagrama de uma instalação fotovoltaica básica.	38
Figura 17 – Etapas de operação do algoritmo de detecção e diagnóstico de falhas.	39
Figura 18 – Fluxograma do algoritmo de detecção e diagnóstico de falhas.	44
Figura 19 – Operação do módulo FV: (a) Módulo sem falhas, (b) Curvas I-V e P-V.	47
Figura 20 – Operação do módulo FV: (a) Módulo com sombreamento parcial, (b) Curvas I-V e P-V.	47
Figura 21 – Operação do módulo FV: (a) Módulo com sombreamento parcial e diodo de <i>by-pass</i> aberto, (b) Curvas I-V e P-V.	48
Figura 22 – Operação do módulo FV: (a) Módulo com diodo de <i>by-pass</i> curto-circuitado, (b) Curvas I-V e P-V.	49
Figura 23 – Operação do módulo FV: (a) Módulos desconectados, (b) Curvas I-V e P-V.	50
Figura 24 – Operação do módulo FV: (a) Módulos curto-circuitados, (b) Curvas I-V e P-V.	50
Figura 25 – Diagrama de blocos do sistema FV simulado no <i>Simulink</i>	52
Figura 26 – Curvas I-V e P-V para a operação normal do sistema FV.	54

Figura 27 – Mensagem do algoritmo de detecção e diagnóstico de falhas no <i>Script</i> do MATLAB.	54
Figura 28 – Curvas I-V e P-V: (a) Sombreamento parcial, (b) Diodo de <i>by-pass</i> curto-circuitado.	55
Figura 29 – Mensagem do algoritmo de detecção: (a) Sombreamento parcial, (b) Diodo de <i>by-pass</i> curto-circuitado.	56
Figura 30 – Diodo de <i>by-pass</i> com circuito aberto: (a) Curvas I-V e P-V, (b) Mensagem do algoritmo de detecção.	57
Figura 31 – Curvas I-V e P-V: Módulos desconectados ou curto-circuitados.	58
Figura 32 – Mensagem do algoritmo de detecção e diagnóstico de falhas no <i>Script</i> do MATLAB.	59
Figura 33 – Montagem do sistema proposto.	61
Figura 34 – <i>Software</i> de interface do emulador FV.	62
Figura 35 – <i>Software</i> de interface da carga eletrônica.	63
Figura 36 – <i>Software</i> do emulador FV: operação sem falhas.	64
Figura 37 – <i>Software</i> do Arduino IDE: operação sem falhas.	65
Figura 38 – <i>Software</i> do emulador FV: módulo desconectado ou em curto.	66
Figura 39 – <i>Software</i> do Arduino IDE: módulo desconectado ou em curto.	66
Figura 40 – <i>Software</i> do emulador FV: sombreamento ou sujidade e diodo aberto.	67
Figura 41 – <i>Software</i> do Arduino IDE: sombreamento ou sujidade e diodo aberto.	68
Figura 42 – <i>Software</i> do emulador FV: sombreamento, sujidade ou diodo em curto.	69
Figura 43 – <i>Software</i> do Arduino IDE: sombreamento, sujidade ou diodo em curto.	69

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Fatores construtivos e naturais que impactam a geração fotovoltaica . .	20
Tabela 2 – Fatores operacionais que impactam a geração fotovoltaica	21
Tabela 3 – Comparação de metodologias para detecção de falhas em sistemas fotovoltaicos.	35
Tabela 4 – Parâmetros do módulo simulado na condição STC.	46
Tabela 5 – Parâmetros do modulo Jinko Solar JKM250M-60 na condição STC. . .	53

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	Motivação e Justificativa	12
1.2	Objetivo	14
1.3	Organização	15
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
2.1	Considerações iniciais do capítulo	16
2.2	Geração de energia fotovoltaica	16
2.2.1	Principais fatores que impactam a geração	19
2.3	Monitoramento e diagnóstico de falhas em arranjos fotovoltaicos .	23
2.3.1	Monitoramento, detecção, classificação e localização de falhas . .	23
2.3.2	Monitoramento de tensão, corrente, temperatura e irradiância . .	25
2.3.2.1	Medição de parâmetros elétricos	25
2.3.2.2	Medição da irradiância incidente sobre os módulos	25
2.3.2.3	Medição da temperatura de operação dos módulos	27
2.3.2.4	Amostragem e registro dos dados	27
2.3.2.5	Impacto das incertezas nas medições	28
2.3.3	Detecção de falhas em tempo real	28
2.3.3.1	Módulos de processamento e protocolos de transmissão de dados	29
2.3.4	Detecção e diagnóstico de falhas através da curva I-V	31
2.3.5	Localização de falhas em sistemas fotovoltaicos	33
2.4	Considerações finais do capítulo	34
3	SISTEMA PROPOSTO PARA DETECÇÃO E DIAGNÓSTICO DE FALHAS FV	36
3.1	Considerações iniciais do capítulo	36
3.2	Sistema completo	36
3.3	Algoritmo de detecção e diagnóstico de falhas	38
3.3.1	Parametrização do sistema	39
3.3.2	Medição dos parâmetros elétricos e climáticos	40
3.3.3	Estimação da potência máxima gerada	40
3.3.4	Detecção e diagnóstico de falhas	43
3.3.4.1	Sombreamento parcial e sujidade	46
3.3.4.2	Sombreamento parcial e diodos de by-pass com circuito aberto	47
3.3.4.3	Diodos de by-pass curto-circuitados	48
3.3.4.4	Módulos fotovoltaicos desconectados ou curto-circuitados	49
3.4	Considerações finais do capítulo	51
4	RESULTADOS DE SIMULAÇÃO	52

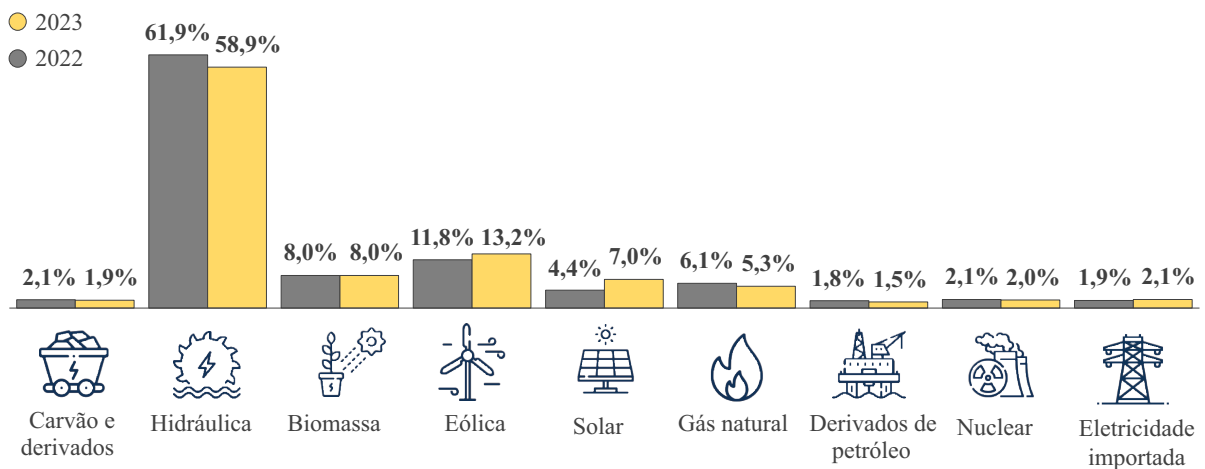
4.1	Considerações iniciais do capítulo	52
4.2	Sistema FV simulado	52
4.3	Operação normal do sistema FV	53
4.4	Sombreamento parcial, sujidade ou diodos de by-pass curto-circuitados	54
4.5	Sombreamento parcial ou sujidade e diodos de by-pass com circuito aberto	56
4.6	Módulos fotovoltaicos desconectados ou curto-circuitados	58
4.7	Considerações finais do capítulo	59
5	RESULTADOS DE EXPERIMENTAIS	60
5.1	Considerações iniciais do capítulo	60
5.2	Montagem do sistema proposto	60
5.3	Módulo operando sem falhas	64
5.4	Módulos Desconectados ou Curto-circuitados	65
5.5	Sombreamento parcial ou sujidade e diodo aberto	67
5.6	Sombreamento parcial, sujidade ou diodo em curto	68
5.7	Considerações finais do capítulo	70
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	71
6.1	Sugestões para trabalhos futuros	71
6.2	Produção associada ao trabalho	72
	REFERÊNCIAS	73

1 INTRODUÇÃO

A crescente demanda por energia renovável tem destacado a energia solar como uma das principais soluções para a transição energética global. No Brasil, em um período considerado entre 2014 e 2023, a menor participação das fontes renováveis na matriz energética foi em 2014 devida à crise hídrica enfrentada. A partir de 2015, as fontes renováveis voltaram a crescer de forma consistente ao alcançarem uma participação de 45% em 2021 e 49,1% em 2023. Esse aumento foi impulsionado, sobretudo, pela expansão das fontes de geração de eletricidade por biomassa, eólica e solar, sendo que dos 49,1%, as fontes solar fotovoltaica (FV) e solar térmica contribuíram com uma parcela de 1,7% (EPE, 2024a).

De forma geral, a matriz elétrica brasileira apresentou mudanças em 2023 em consequência da estabilidade do regime hídrico associada ao aumento da geração eólica e solar. As principais modificações foram a redução da geração através de gás natural (-7,9%) e de óleo diesel (-24,6%), a manutenção da geração hidráulica e a ampliação da geração fotovoltaica (+68,1%) e eólica (+17,4%), como mostra a Figura 1 (EPE, 2024a).

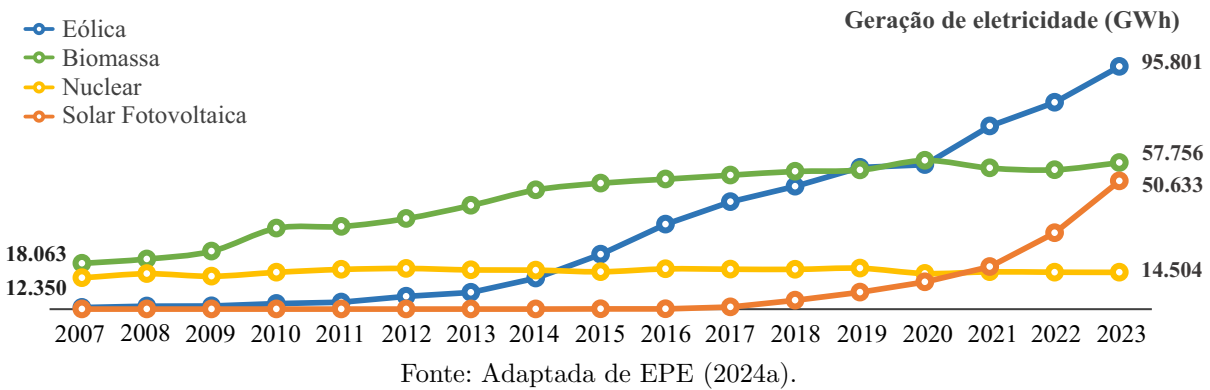
Figura 1 – Composição da matriz elétrica brasileira referente aos anos de 2022 e 2023.



Fonte: Adaptada de EPE (2024a).

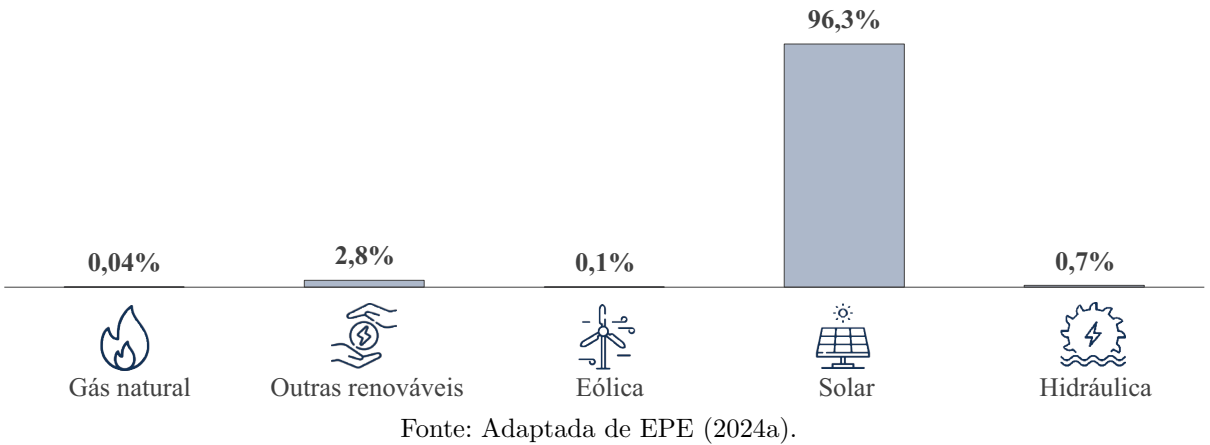
Levando em consideração esse cenário, a geração solar fotovoltaica atingiu um crescimento de mais de 20 TWh em 2023, o que corresponde ao aumento de 68,1% ao ser comparada com a sua energia elétrica produzida em 2022, aproximando-se da geração a biomassa, conforme pode ser visualizado na Figura 2 (EPE, 2024a).

Figura 2 – Comparação entre as fontes de geração eólica, biomassa, nuclear e solar no Brasil.



A energia solar fotovoltaica demonstra ainda mais a sua importância quando se trata de micro e minigeração distribuída (MMGD), que apresentou crescimento de aproximadamente 68% entre 2022 (18.423 GWh) e 2023 (30.950 GWh). Conforme ilustra a Figura 3, a energia solar FV é predominante nesta categoria ao representar 96,3% da MMGD no país (EPE, 2024a).

Figura 3 – Geração de energia a partir da micro e minigeração distribuída.



Neste contexto, dada a intermitência dos sistemas fotovoltaicos (FV) e os desafios ambientais, como poeira, sujeira e variações térmicas, a detecção de falhas em tempo real é vital para assegurar um funcionamento mais estável e contínuo. Isso se torna ainda mais importante à medida que o uso da energia solar se expande tanto em projetos comerciais quanto em residenciais (Lorenzo et al., 2020).

Outro fator relevante é que, embora robustos, os sistemas fotovoltaicos são compostos por dispositivos eletrônicos e elétricos que podem falhar ao longo do tempo. Na ausência de um sistema de monitoramento adequado, a identificação de falhas, tais como pontos quentes (*hot spots*), desconexões, curtos-circuitos e falhas em inversores, pode ocorrer de forma ineficiente, ocasionando perdas de energia não detectadas por longos períodos. O impacto direto é uma diminuição na geração de energia e, por consequência, no retorno econômico dos projetos solares (Livera et al., 2022; Yang et al., 2024).

A implementação de sistemas de monitoramento também melhora a confiança dos investidores e das operadoras, que podem planejar manutenções preditivas e corretivas de maneira mais eficaz, evitando interrupções prolongadas. O diagnóstico preciso permite ainda ações direcionadas, como a substituição de componentes defeituosos antes que eles comprometam a operação completa do sistema (Lorenzo et al., 2020).

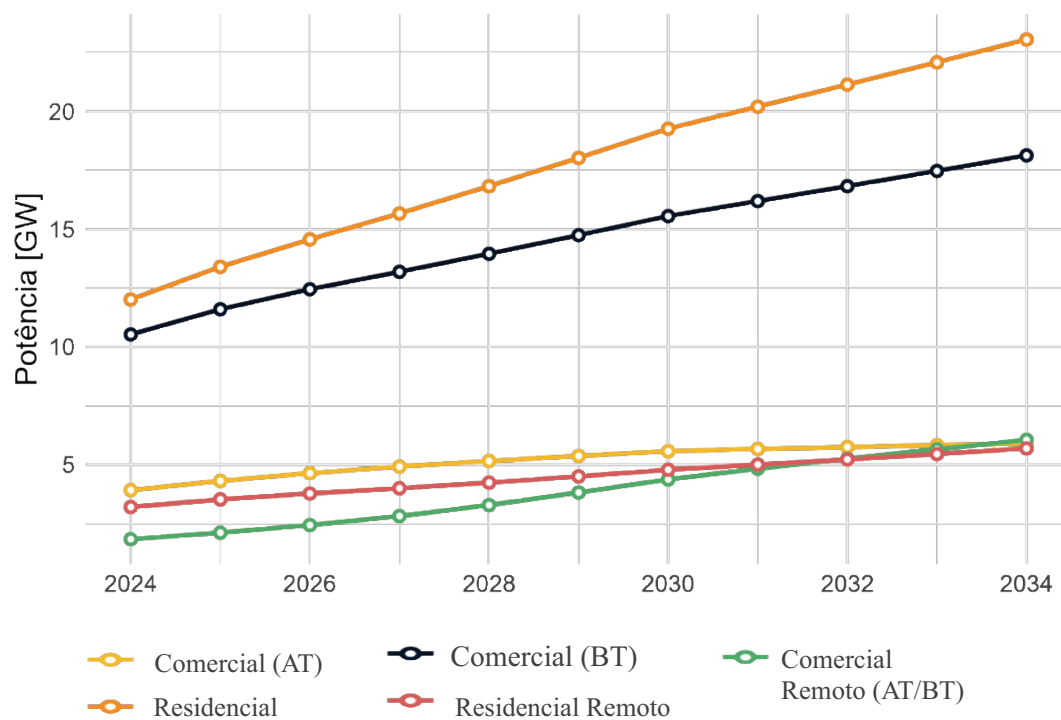
Portanto, a eficiência energética e a sustentabilidade são conceitos interligados, e garantir que as plantas FV operem dentro dos parâmetros ideais é uma das formas mais eficazes de maximizar os benefícios da energia solar. Assim, o monitoramento contínuo, a detecção e o diagnóstico de falhas são partes indissociáveis do sucesso a longo prazo na implementação de tecnologias fotovoltaicas.

1.1 Motivação e Justificativa

A evolução das tecnologias fotovoltaicas apresenta um grande potencial para a ampliação da geração de energia solar, porém ainda há obstáculos a serem superados para consolidá-la como uma fonte de energia com baixo custo e elevada confiabilidade. A confiabilidade de sistemas fotovoltaicos pode ser caracterizada pela sua capacidade de operar de forma eficaz, minimizando falhas e cumprindo os parâmetros de desempenho estabelecidos (Oprea et al., 2019; Lorenzo et al., 2020). Esse fator é essencial para a redução dos custos relacionados à operação e manutenção (O&M), além de contribuir para a extensão da vida útil e disponibilidade dos sistemas (Oprea et al., 2019; Spertino et al., 2021). A criação de protocolos de O&M mais eficientes, juntamente com o uso de tecnologias avançadas de monitoramento e diagnóstico, é fundamental para mitigar riscos operacionais, otimizar o desempenho e maximizar o retorno sobre os investimentos em plantas fotovoltaicas (Hernández-Callejo; Gallardo-Saavedra; Alonso-Gómez, 2019; Livera et al., 2022).

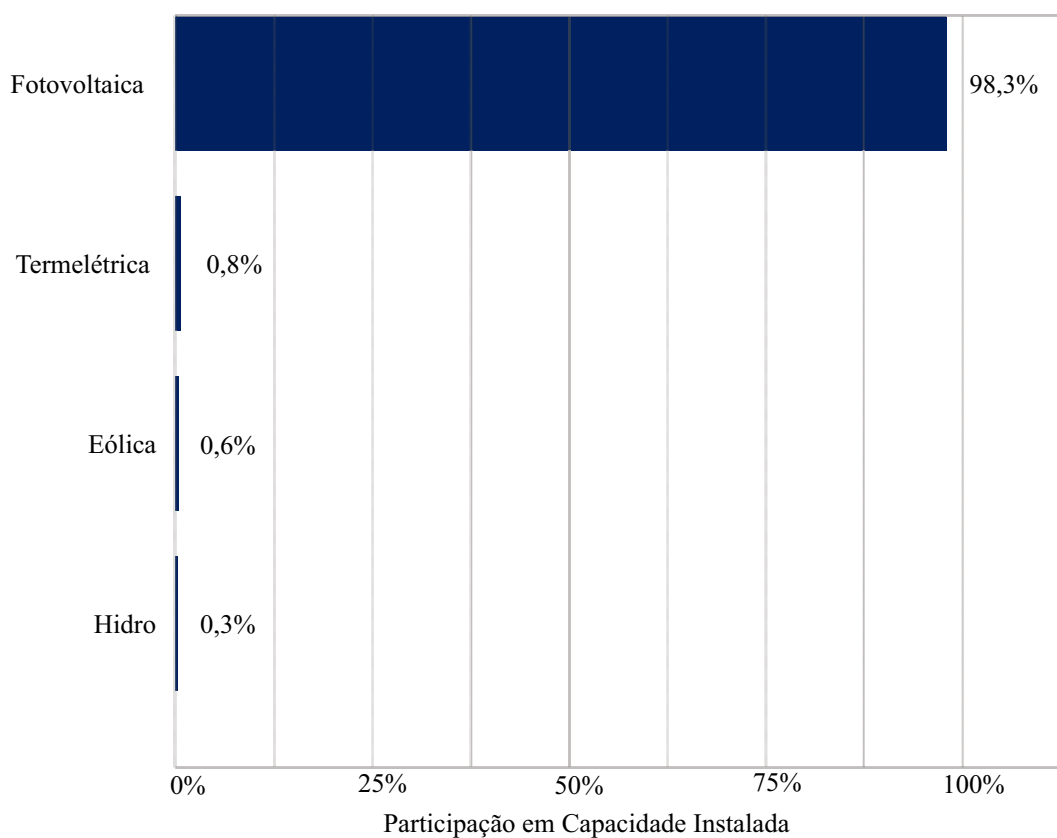
O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) é um dos principais documentos desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com o suporte das equipes do Ministério de Minas e Energia (MME). O PDE 2034 traz as projeções para o crescimento do setor energético nos próximos 10 anos, abrangendo o período de 2025 a 2034. Os estudos são elaborados de acordo com três cenários: superior, referência e inferior. Por exemplo, a Figura 4 apresenta a projeção da capacidade instalada de MMGD por segmento de classes consumidoras baseada no cenário de referência (EPE, 2024b). Nota-se que o segmento residencial seguirá como líder, com mais que o dobro da potência instalada em 2034 comparada ao ano de 2024. Por outro lado, a participação por fonte em 2034 deverá ser conforme a Figura 5, considerando o mesmo cenário de referência, o que mostra o potencial de expansão da energia solar fotovoltaica (98,3%) (EPE, 2024b).

Figura 4 – Projeção da capacidade instalada de MMGD por segmento.



Fonte: Adaptada de EPE (2024b).

Figura 5 – Participação por fonte em 2034.



Fonte: Adaptada de EPE (2024b).

Neste sentido, a motivação para o desenvolvimento de técnicas de monitoramento e diagnóstico de falhas em sistemas FV deriva do impacto econômico e ambiental associado a falhas não detectadas. Em um cenário onde a energia solar desempenha um papel vital na matriz energética global, qualquer degradação na eficiência dos sistemas pode resultar em significativas perdas financeiras, além de comprometer os compromissos ambientais de redução de emissões de carbono. Falhas como degradação de módulos ou problemas de conexão podem reduzir substancialmente a geração de energia, o que torna essencial a implementação de sistemas automatizados de monitoramento que possam identificar e diagnosticar problemas em tempo real.

Além disso, a justificativa para este trabalho está na necessidade de sistemas de monitoramento que sejam não invasivos, precisos e de baixo custo, capazes de operar em condições variáveis e complexas. Os métodos de diagnóstico de falhas FV que utilizam traçadores de curvas I-V, por exemplo, exigem a desconexão e reconexão física das séries fotovoltaicas durante a medição, ou até mesmo o desligamento do inversor em alguns casos (Treter, 2023). Esse procedimento impacta diretamente na geração de energia de uma usina. Logo, o desenvolvimento de um sistema composto de algoritmos que possam ser implementados em dispositivos embarcados, como microcontroladores, sem a necessidade de treinamento extenso de dados e de leitura de curvas I-V, é essencial para a popularização de tecnologias de diagnóstico em larga escala.

1.2 Objetivo

Este trabalho tem como objetivo principal desenvolver e implementar um sistema de monitoramento, detecção e diagnóstico de falhas em sistemas fotovoltaicos que seja eficiente, acessível e de fácil integração com as infraestruturas existentes. Os objetivos específicos incluem:

- Analisar as principais falhas que ocorrem em sistemas fotovoltaicos e seus impactos na geração de energia;
- Projetar um sistema baseado em microcontroladores capaz de monitorar os parâmetros críticos dos módulos FV em tempo real;
- Desenvolver um algoritmo de detecção de falhas que não requer treinamento prévio, mas que seja adaptável a diferentes condições de operação;
- Realizar a simulação do algoritmo proposto no software comercial MATLAB;
- Validar o sistema em cenários reais, a fim de verificar sua eficácia na detecção e no diagnóstico de falhas comuns em plantas fotovoltaicas.

1.3 Organização

O presente trabalho está organizado da seguinte forma:

- **Capítulo 1:** Introdução — traz uma contextualização acerca da geração solar fotovoltaica no Brasil, bem como apresenta a motivação, justificativa, objetivos e a organização do trabalho;
- **Capítulo 2:** Revisão Bibliográfica — discorre sobre a geração fotovoltaica e o estado da arte em monitoramento e diagnóstico de falhas em sistemas FV e destaca as abordagens mais recentes e suas limitações;
- **Capítulo 3:** Metodologia — descreve o desenvolvimento do sistema proposto de monitoramento e detecção de falhas;
- **Capítulo 4:** Resultados de simulação — apresenta os resultados de simulação realizados no *software* MATLAB;
- **Capítulo 5:** Resultados experimentais — apresenta os resultados experimentais realizados em laboratório;
- **Capítulo 6:** Conclusões e trabalhos futuros — resume as principais conclusões do trabalho, discute suas contribuições e sugere direções para futuras pesquisas.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Considerações iniciais do capítulo

Para compreender a operação dos sistemas fotovoltaicos, é fundamental conhecer não apenas os seus componentes, como células, módulos, *strings* e arranjos fotovoltaicos, mas também a influência da irradiância solar e da temperatura.

O monitoramento, a detecção e o diagnóstico de falhas em instalações fotovoltaicas têm se tornado áreas de crescente interesse e importância no campo das energias renováveis. O desenvolvimento e a implementação dessas tecnologias são cruciais para garantir a eficiência e confiabilidade das plantas solares, contribuindo diretamente para o aumento da geração de energia limpa e para a redução de custos operacionais.

Com a crescente demanda por energia renovável, as falhas em sistemas fotovoltaicos podem impactar significativamente a geração de energia, o que pode levar à diminuição da eficiência dos sistemas e ao aumento de custos de manutenção. Por isso, o desenvolvimento de algoritmos e ferramentas de monitoramento inteligentes e eficazes é essencial para detectar problemas de forma precoce, a fim de permitir a correção rápida e minimizar o tempo de inatividade.

Além de discorrer sobre a geração fotovoltaica, este capítulo aborda o estado da arte no monitoramento, detecção e diagnóstico de falhas em sistemas fotovoltaicos, com diferentes métodos que apresentam tanto soluções baseadas em sensores e medições quanto abordagens mais avançadas que utilizam técnicas de inteligência artificial. Além disso, busca-se avaliar o impacto dessas soluções no custo e na eficiência geral dos sistemas FV, bem como discutir as perspectivas futuras para a área.

2.2 Geração de energia fotovoltaica

A geração fotovoltaica é baseada na conversão da luz solar em eletricidade pelas células fotovoltaicas. Conforme mostra a Figura 6, um conjunto de células fotovoltaicas conectadas em série forma um painel ou módulo fotovoltaico. Diversos módulos fotovoltaicos ligados em série formam uma série (*string*), e várias *strings* conectadas em paralelo compõem um arranjo fotovoltaico (Villalva; Gazoli, 2012).

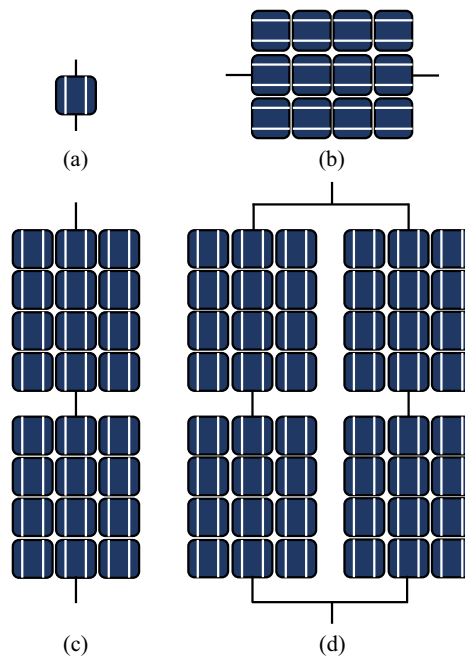
Os sistemas fotovoltaicos são reconhecidos por serem uma fonte de energia renovável com operação limpa e silenciosa, além de requererem baixa manutenção e terem uma longa vida útil. No entanto, eles apresentam algumas desvantagens, como a intermitência da geração de energia devido à dependência das condições climáticas e o custo elevado de instalação (Treter, 2023). Outras características importantes incluem:

- **Modularidade:** os módulos podem ser instalados em diversos tamanhos, desde

pequenos sistemas residenciais até grandes usinas;

- **Redução da conta de energia:** permitem ao consumidor gerar sua própria energia e enviar o excedente como crédito para a rede elétrica;
- **Independência da rede elétrica:** a energia gerada pode ser armazenada em baterias ou processada por um inversor híbrido, garantindo a continuidade da operação do sistema em caso de falhas na rede elétrica.

Figura 6 – Conexão de células fotovoltaicas: (a) Célula, (b) Módulo, (c) *String* e (d) Arranjo.

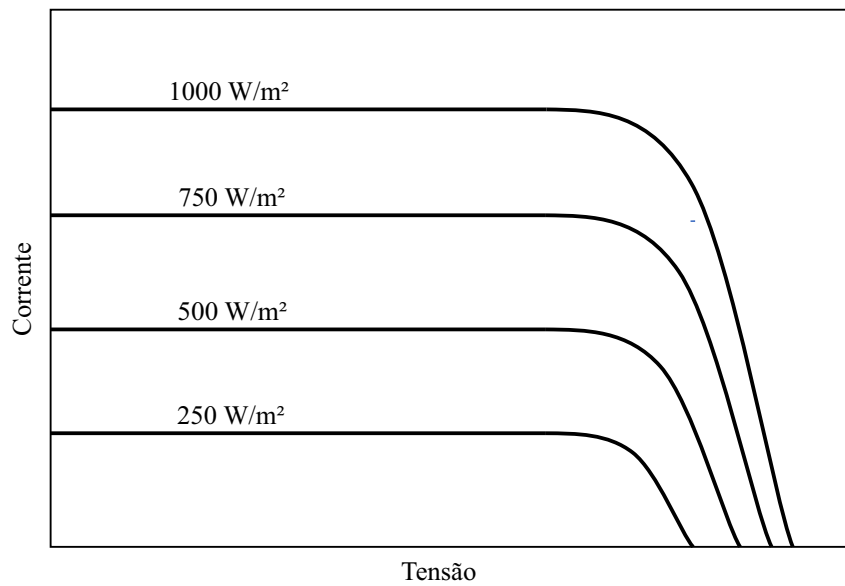


Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 7 mostra a influência da irradiância solar em um módulo fotovoltaico. Observa-se que há mudanças consideráveis na corrente, enquanto a tensão não apresenta alterações significativas. Dessa forma, a potência máxima de um módulo é modificada de forma linear e proporcional em relação à irradiância.

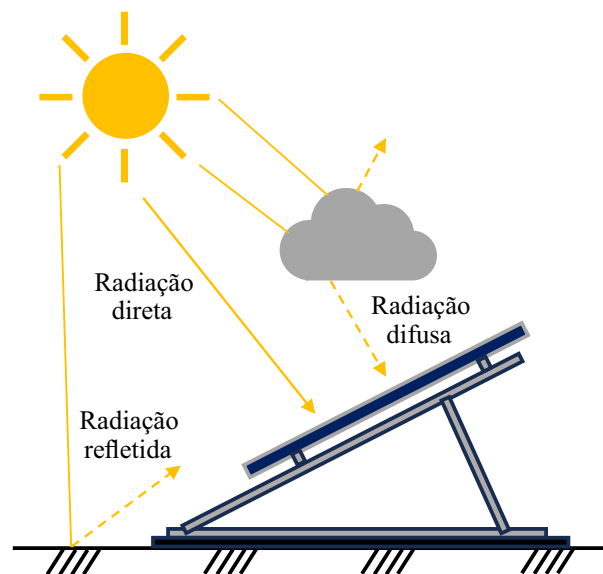
A radiação solar total ou global incidente nos módulos é constituída de três parcelas: direta, difusa e refletida, conforme ilustra a Figura 8. A radiação direta é a parcela que atinge diretamente os módulos sem ser dispersa ou desviada pelo ambiente. A radiação difusa é a parte que alcança indiretamente os módulos devido ao resultado da interação da luz solar com partículas atmosféricas, moléculas de ar e nuvens. Já a radiação refletida é a porção que depende do ambiente, no qual os módulos estão instalados, sendo influenciada pela vegetação, edifícios e refletividade do solo. Portanto, para que não haja influência na medição da irradiação, superfícies altamente reflexivas devem ser retiradas das proximidades dos arranjos fotovoltaicos (Rezk et al., 2017; Gostein et al., 2022).

Figura 7 – Influência da irradiância solar na curva I-V de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Adaptada de Treter (2023).

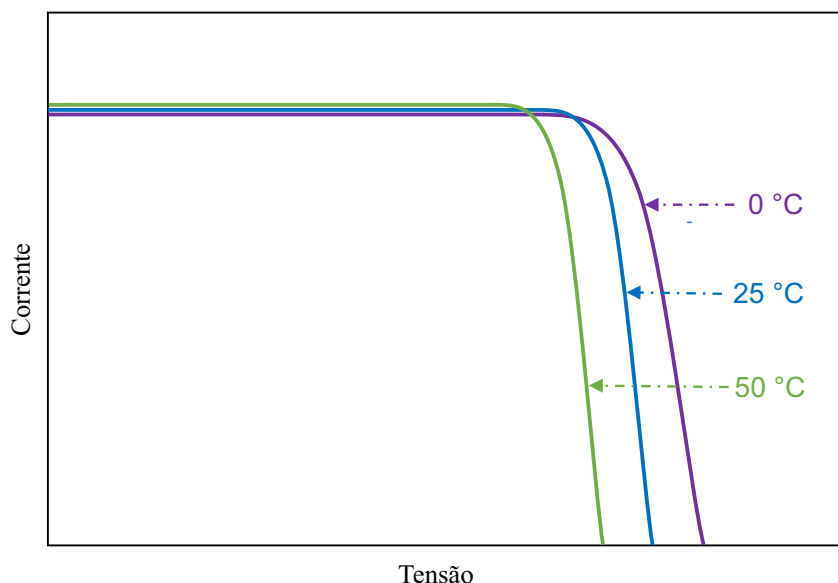
Figura 8 – Classificação da radiação solar incidente sobre um módulo fotovoltaico.



Fonte: Adaptada de Treter (2023).

A eficiência da geração fotovoltaica também depende da temperatura de operação das células. O aumento da temperatura reduz a tensão e a potência dos módulos, bem como causa um pequeno acréscimo na corrente. Os coeficientes de temperatura, encontrados nos catálogos dos módulos, quantificam esses efeitos: para módulos de silício cristalino, o coeficiente de temperatura da tensão é aproximadamente $-0,4 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$, da corrente de curto-circuito é $+0,04 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$, e da potência máxima é $-0,45 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$. Esses coeficientes indicam que a tensão e a potência diminuem com o aumento da temperatura devido ao sinal negativo, como mostra a Figura 9 (Seaward, 2012; Santos; Carvalho; Filho, 2022).

Figura 9 – Influência da temperatura de operação na curva I-V de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Adaptada de Treter (2023).

Por fim, a eficiência das células fotovoltaicas é outro fator que interfere na geração fotovoltaica. As tecnologias predominantes são as células monocristalinas, policristalinas e de filmes finos de silício amorfo. As células de silício cristalino dominam amplamente o mercado, representando mais de 97% da produção total. Em termos de eficiência, as células monocristalinas variam entre 20% e 24%, enquanto as policristalinas estão entre 18% e 20%. As células policristalinas são frequentemente escolhidas por seu menor custo de fabricação (Masson; Kaizuka et al., 2019; Jiang et al., 2020).

O desempenho das instalações fotovoltaicas pode ser comprometido por vários fatores; como, por exemplo, a existência de módulos defeituosos ou com acúmulo de poeira. Na seguinte subseção, são apresentados os principais fatores que impactam negativamente a geração de energia fotovoltaica.

2.2.1 Principais fatores que impactam a geração

Os fatores que afetam e degradam a geração fotovoltaica podem ser construtivos, naturais e operacionais, conforme mostram as Tabelas 1 e 2 (Treter, 2023). Os fatores construtivos e naturais, quando detectados, não necessitam de manutenção corretiva imediata, pois são considerados intrínsecos às instalações fotovoltaicas. Já os fatores operacionais, ao contrário da ocorrência dos fatores construtivos e naturais, exigem a manutenção corretiva dos dispositivos afetados com o propósito de reduzir as perdas de potência (Treter, 2023).

Entretanto, o sombreamento, a sujidade e a falha nos diodos de *by-pass* são os fatores mais abordados na literatura, sendo considerados como falhas, pois impactam diretamente o rendimento dos módulos fotovoltaicos e podem ser reparados de forma

precoce através de sistemas que realizam o monitoramento e o diagnóstico de falhas (John et al., 2016; Bhang et al., 2019; Gaikwad et al., 2021; Treter, 2023). Logo, estes três fatores mencionados são descritos a seguir.

Tabela 1 – Fatores construtivos e naturais que impactam a geração fotovoltaica

Tipos	Descrição
Incompatibilidade de módulos fotovoltaicos	Módulos fotovoltaicos que são instalados com características de tensão e corrente distintas.
Degradação induzida pela luz (LID)	Degradação natural pela exposição à irradiação solar.
Degradação induzida por luz e temperatura elevada (LeTID)	Exposição dos módulos a uma temperatura superior à 50 °C por um longo período.
Sujidade	Acúmulo de partículas na superfície dos módulos fotovoltaicos, como terra, areia e outros.
Sombreamento	Perda parcial ou total, e impede que a radiação solar alcance os módulos.
Perdas nos circuitos CC e CA	Perdas nos componente elétricos e eletrônicos, como cabos, conexões, diodos, chaves estáticas.

Fonte: Elaborada pelo autor.

- **Sombreamento:** impede a incidência da radiação solar sobre as células fotovoltaicas, impactando diretamente na geração de energia. Isso pode ocorrer devido a fatores naturais, como a presença de nuvens ou dejetos de pássaros. No entanto, existem situações em que o sombreamento é causado por objetos do ambiente ao redor, como edifícios, postes, árvores e até partes da própria instalação fotovoltaica. Nestes casos, o sombreamento deve ser considerado um fator operacional, pois tais circunstâncias devem ser previstas no projeto do sistema fotovoltaico. O sombreamento pode ser classificado de duas maneiras: parcial, quando afeta apenas uma parte da matriz; e total, quando cobre a matriz por completo. No caso de sombreamento parcial, mesmo que uma pequena área da matriz seja afetada, a geração de energia pode ser significativamente reduzida. Recomenda-se que instalações fotovoltaicas evitem sombreamento entre 9h e 15h, visto que a maior parte da geração de energia ocorre nesse intervalo de tempo (Seaward, 2012; Laamami; Benhamed; Sbity, 2017).

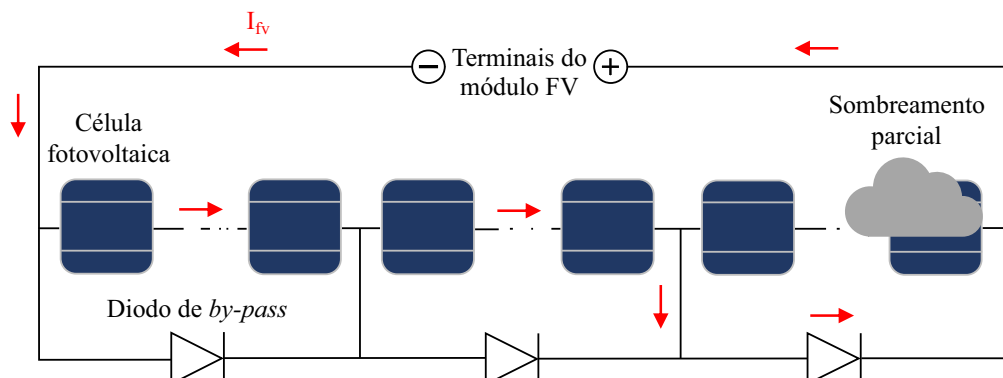
Tabela 2 – Fatores operacionais que impactam a geração fotovoltaica

Tipos	Descrição
Falha nos diodos de <i>by-pass</i>	Diodos em curto-circuito ou com circuito aberto.
Degradação induzida por potencial (PID)	Surge da diferença de potencial entre as células e o aterramento da estrutura dos módulos, o que ocasiona correntes de fuga.
Trilha de caracol	Descoloração ou rachaduras visíveis nas células. Esse fenômeno é ainda mais agressivo em ambientes quentes.
Quebra e fissura das células	Estão relacionadas à sensibilidade e fragilidade das células, e podem acontecer em qualquer período independente da vida útil do módulo.
Falhas nas conexões entre as células	Falhas devido à sobrecarga mecânica e pontes quentes, que fazem com que a solda se rompa.
Corrosão interna e delaminação	Desprendimento dos componentes do módulo, como a camada de vidro, células e folha traseira.
Falhas por arco elétrico	Caminho estabelecido pela corrente elétrica por meio do ar. Pode ocorrer por danos no isolamento das células, ou por corrosão dos conectores e cabos ou pela abrasão na estrutura metálica.
Queima de fusíveis	As séries FV são protegidas contra sobrecorrente. Dependendo das condições climáticas, a corrente de uma série FV pode ultrapassar a corrente nominal do fusível e queimá-lo.
Descargas atmosféricas	As usinas FV estão suscetíveis a descargas atmosféricas, pois são compostas de componentes elétricos e metálicos e ocupam grande extensão territorial.
Falhas no aterramento	Os módulos e a estrutura metálica devem ser aterrados. Porém, qualquer falha no aterramento pode ocasionar choques elétricos.
Falhas no inversor	Os inversores têm uma vida útil, e, dessa forma, os seus componentes sofrem desgastes ao longo do tempo da sua operação.

Fonte: Elaborada pelo autor.

- Sujidade:** o acúmulo de partículas na superfície dos módulos fotovoltaicos, como terra, areia, folhas, dejetos de pássaros e poluentes industriais, impede a radiação solar de alcançar as células fotovoltaicas, diminuindo a eficiência da instalação. A quantidade de sujeira é influenciada pelas condições climáticas e pela qualidade do vidro dos módulos. Essa sujeira aumenta os custos de eletricidade ao elevar as despesas de manutenção e reduzir a energia gerada. Em regiões áridas com baixa precipitação, as perdas podem chegar a 20% ao ano devido ao acúmulo de sujeira. Para essas áreas, recomenda-se limpar os módulos a cada 20 dias para evitar uma redução significativa da potência. No Brasil, um estudo de Rosa e Souto (2021) mostrou os benefícios econômicos da limpeza regular, especialmente durante os períodos secos. Neste sentido, o mercado fotovoltaico tem desenvolvido diversas estratégias de limpeza, como o uso de robôs automatizados e técnicas de vibração ou revestimento (Seaward, 2012; John et al., 2016; Stein, 2017).
- Falha nos diodos de *by-pass*:** os módulos fotovoltaicos são compostos por grupos de células, cada um com um diodo de *by-pass* conectado em paralelo. A função do diodo é evitar o superaquecimento das células em condições de sombreamento parcial ou total. Quando sombreadas, as células operam em modo reverso, dissipando energia ao invés de produzi-la. Os diodos de *by-pass* funcionam como válvulas, desviando a corrente elétrica das células sombreadas, como ilustrado na Figura 10. Por serem componentes eletrônicos, os diodos de *by-pass* podem falhar. Em caso de curto-circuito no diodo, a corrente gerada forma um laço entre as células fotovoltaicas e o diodo, reduzindo a eficiência do módulo. Em caso de circuito aberto no diodo e sombreamento do módulo, a corrente não flui pelos diodos, o que ocasiona pontos quentes (*hot-spots*). Esses pontos quentes degradam o módulo, podendo causar quebra e derretimento das soldas de interconexão das células fotovoltaicas (Khalil et al., 2020; Gaikwad et al., 2021).

Figura 10 – Ilustração de um módulo parcialmente sombreado com um diodo em condução.



Fonte: Adaptada de Treter (2023).

2.3 Monitoramento e diagnóstico de falhas em arranjos fotovoltaicos

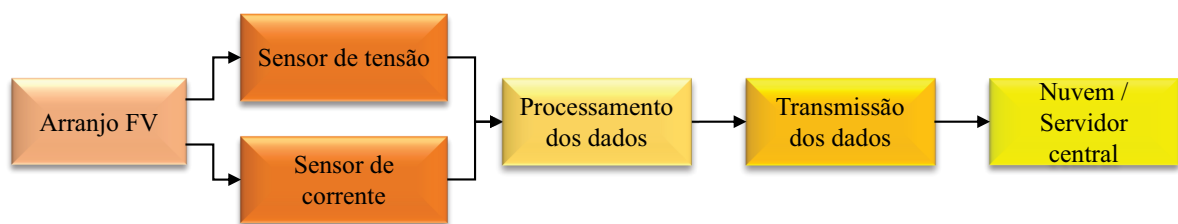
2.3.1 Monitoramento, detecção, classificação e localização de falhas

O monitoramento, detecção, classificação e localização de falhas em sistemas fotovoltaicos são processos cruciais para garantir a eficiência e a longevidade dessas instalações. O monitoramento envolve a coleta contínua de dados essenciais dos arranjos fotovoltaicos, como tensão, corrente, temperatura e irradiância solar. Este processo não se preocupa em identificar falhas, mas sim em fornecer uma visão abrangente do desempenho do sistema em tempo real (Mathew; Vincent, 2016; Ejgar; Momin, 2017; Mondal; Ali; Dutta, 2022). Os dados coletados podem ser usados para:

- Avaliar a eficiência do sistema;
- Detectar mudanças nas condições operacionais;
- Informar a manutenção preventiva ou corretiva.

Um sistema que registra dados de tensão e corrente de cada *string* de módulos e envia esses dados para um servidor central ou nuvem, é um exemplo prático de monitoramento, como pode ser observado no diagrama de blocos da Figura 11. Ferramentas comuns de monitoramento incluem sensores de irradiância, temperatura, corrente e tensão e módulos de processamento e transmissão de dados (Mathew; Vincent, 2016; Ejgar; Momin, 2017).

Figura 11 – Diagrama de blocos de um sistema de monitoramento FV.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A detecção de falhas é o processo de análise dos dados de monitoramento para identificar qualquer anomalia ou desvio significativo do desempenho esperado do sistema fotovoltaico, a fim de otimizar a manutenção e a confiabilidade dos sistemas fotovoltaicos (Kumaradurai et al., 2020; Zhu et al., 2020). Isso pode ser feito por meio de algoritmos de análise de dados (Zhu et al., 2020; Kim et al., 2021; Ashraf et al., 2023), como:

- Algoritmos de detecção de anomalias;
- Técnicas de análise de tendências (Estatística);

- Algoritmos de aprendizado de máquina (Árvores de decisão, redes neurais artificiais, etc).

A detecção precoce de falhas é fundamental para minimizar perdas de eficiência e evitar danos maiores ao sistema fotovoltaico (Kumaradurai et al., 2020). Por exemplo, um algoritmo que identifica uma redução significativa na produção de energia de uma *string* específica comparada às outras.

Uma vez detectada uma anomalia, o próximo passo é classificar o tipo de falha. A classificação envolve a identificação específica do problema, que pode ser (Khalil et al., 2020):

- Sombreamento parcial: ocasionado por obstáculos que bloqueiam a luz solar em parte do módulo;
- Sujeira: acúmulo de poeira, folhas ou outros detritos sobre os módulos;
- Circuito aberto: interrupção no circuito elétrico que impede a corrente de fluir;
- Curto-circuito: conexão indesejada que permite a passagem direta de corrente entre dois pontos do circuito, possivelmente causando danos;
- Falha no diodo de *by-pass*: problemas nos diodos, os quais evitam a sobrecarga dos módulos sombreados.

A classificação pode ser realizada por meio de análise de padrões de dados históricos, uso de algoritmos de aprendizado de máquina, por técnicas de diagnóstico baseadas em modelos físicos do sistema, ou pela análise da curva I-V (Kim et al., 2021). Uma análise que determina que a redução de energia de um arranjo FV é causada por sombreamento parcial devido a uma árvore que cresceu e agora bloqueia parte dos módulos é um exemplo de classificação de falha.

Já a localização de falhas, além de detectar e classificar as falhas, visa identificar os módulos específicos ou os pontos exatos no arranjo onde as falhas ocorrem. Isso é vital para a eficiência das operações de manutenção e reparo. Técnicas usadas para localização incluem (Guo; Cai, 2021; Al-Kashashnehand; Al-Aubidy, 2019; Matos, 2020):

- Termografia: uso de câmeras infravermelhas para identificar pontos quentes que indicam falhas nos módulos;
- Sensores de corrente e tensão: para detectar anomalias em módulos individuais;

- Métodos de eletroluminescência: aplicação de uma tensão que gera uma corrente elétrica para fazer os módulos emitirem luz na faixa do infravermelho, revelando possíveis defeitos internos.

A integração desses processos garante que os sistemas fotovoltaicos operem com máxima eficiência e confiabilidade, minimizando perdas e maximizando a vida útil dos componentes.

2.3.2 Monitoramento de tensão, corrente, temperatura e irradiância

O monitoramento de sistemas fotovoltaicos requer a coleta de parâmetros elétricos e climáticos, e deve seguir uma metodologia adequada para assegurar a precisão das informações e a avaliação de desempenho. A Norma IEC 61724-1 fornece diretrizes sobre os equipamentos, métodos e terminologia para o monitoramento e análise de desempenho, assim como especifica os tipos de sensores, precisão, taxa de aquisição, instalação e condicionamento dos sinais. Esta norma classifica os sistemas de monitoramento em três categorias (A, B, C) com base na precisão (alta, média, baixa), sendo que as classes A e B são recomendadas para grandes instalações fotovoltaicas, como as usinas (Treter, 2023).

O dispositivo de detecção e diagnóstico de falhas proposto neste trabalho requer a medição de tensão, corrente, irradiância e temperatura por *string*. Portanto, nas subseções a seguir, são explanadas as recomendações para a execução dessas medições e técnicas para amostragem e armazenamento de dados. Além disso, também é destacada a importância de analisar o impacto das incertezas nas medições.

2.3.2.1 Medição de parâmetros elétricos

Os sistemas de monitoramento fotovoltaico geralmente medem corrente e potência em corrente contínua (CC) e alternada (CA). A norma IEC 61724-1 exige que os dispositivos de medição tenham capacidade para medir até 120 % da saída esperada sob Condições Padrão de Teste (STC). As medições de classe A devem ter uma incerteza de $\pm 2,0\%$ para valores a partir de 20 % da saída esperada do sistema, enquanto a classe B, aplicável apenas a CA, requer uma precisão de $\pm 3,0\%$ (IEC, 2017). Algumas soluções utilizam medições do próprio inversor, mas estas podem não ser especificadas pelos fabricantes e podem ser imprecisas, com divergências significativas em relação aos valores medidos pelo medidor de energia da concessionária, por exemplo (Chiantore; Papaeconomou; Degener, 2018).

2.3.2.2 Medição da irradiância incidente sobre os módulos

A irradiância, que é a medida da energia que atinge um arranjo fotovoltaico, é tão importante quanto a potência elétrica gerada. No entanto, medir a irradiância com

precisão é um desafio, o que implica na exigência de procedimentos regulamentados e instrumentos de alta qualidade (Friesen et al., 2018).

Os principais métodos de medição da irradiância incluem:

- **Piranômetros:** medem todo o espectro da radiação solar, mas podem apresentar uma divergência de até 3 % em relação à irradiância que os módulos fotovoltaicos realmente absorvem, uma vez que os módulos respondem apenas a uma parte específica do espectro solar. Os piranômetros utilizam o efeito termoeletrico, resultando em um tempo de resposta mais lento, geralmente entre 3 a 5 segundos para atingir 95 % de uma mudança na irradiância (IEC, 2017; Friesen et al., 2018);
- **Células de referência:** feitas do mesmo material dos módulos, correlacionam a irradiância medida com a absorvida pelos módulos fotovoltaicos. A corrente de curto-circuito dessas células é proporcional à irradiância solar, o que permite a medição da irradiância. A norma IEC 60904-2 define os requisitos para classificação, calibração e manutenção dessas células. Para maior precisão, as células de referência devem usar a mesma tecnologia dos módulos do arranjo fotovoltaico. Caso contrário, é necessária uma correção da incompatibilidade espectral conforme a IEC 60904-7. Além disso, como a corrente de curto-circuito aumenta com a temperatura, é essencial medir e corrigir a temperatura da célula (Friesen et al., 2018; Gostein et al., 2022);
- **Fotodiodos:** embora mais econômicos que piranômetros e células de referência, os fotodiodos são geralmente menos precisos. Dessa forma, são recomendados para pequenos sistemas fotovoltaicos ou em aplicações as quais não exigem alta precisão (Treter, 2023).

Os piranômetros são frequentemente usados para medir a irradiância global, enquanto as células de referência são mais adequadas para medir a irradiância no plano inclinado (Khalid et al., 2016). A norma IEC 61724-1 estabelece que medições de classe A devem ser feitas com piranômetros ou células de referência que tenham uma incerteza inferior a $\pm 3,0$ %. Para medições com incertezas de até ± 8 %, estas são classificadas como classe B. Vale ressaltar que fotodiodos não são utilizados para medições de classe A e B, e a irradiância deve ser medida em uma faixa de 0 a 1.500 W/m^2 , com uma resolução mínima de 1 W/m^2 , pois irradiâncias superiores a 1.000 W/m^2 podem ocorrer devido a reflexões nas nuvens em dias parcialmente nublados (IEC, 2017).

Para garantir precisão, a irradiância deve ser medida em locais que representem fielmente as condições do sistema. Sensores instalados em áreas sombreadas ou que refletem irradiância não fornecerão dados precisos. Em grandes instalações, recomenda-se o uso de

múltiplos sensores, posicionados no mesmo plano dos módulos fotovoltaicos. Para sistemas com módulos orientados em diferentes direções, deve haver pelo menos um sensor para cada orientação. O alinhamento entre os sensores e os módulos deve ser inferior a 1° para medições de classe A e inferior a $1,5^\circ$ para medições de classe B. Além disso, é necessário limpar os sensores regularmente e calibrá-los periodicamente para manter a precisão das medições (Friesen et al., 2018).

2.3.2.3 Medição da temperatura de operação dos módulos

A eficiência dos módulos fotovoltaicos é afetada negativamente pelo aumento da temperatura, o que torna essencial a medição precisa da temperatura de operação dos módulos a fim de verificar o desempenho das instalações. Normalmente, essa medição é feita usando métodos de contato, como sensores fixados nos módulos. Esses métodos são mais implementados devido à sua simplicidade, precisão e baixo custo (Friesen et al., 2018). Entre os sensores mais comuns estão as termorresistências, conhecidas por sua alta precisão e estabilidade, e os termopares, que são mais econômicos e têm um tempo de resposta mais rápido (Bega, 2011).

A fixação dos sensores no módulo deve ser realizada com adesivos adequados para evitar erros de medição causados por espaços de ar entre o sensor e o módulo (Cunningham; Hernday; Mokri, 2014). Para uma medição precisa da temperatura média, o sensor deve ser posicionado na parte traseira do módulo, próximo ao centro (Chiantore; Papaeconomou; Degener, 2018).

Além disso, a medição da temperatura também pode ser sem contato, por meio de câmera infravermelha; e indireta, que pode ser feita pela análise da tensão de circuito aberto, conforme regulamentado pela IEC 60904-5. Porém, este último método requer um módulo de referência adicional (Friesen et al., 2018; IEC, 2017).

A norma IEC 61724-1 recomenda que a medição da temperatura, incluindo o condicionamento do sinal, deve ter uma incerteza inferior a 2°C , bem como indica a instalação de vários sensores em grandes usinas para obter uma temperatura média precisa do arranjo fotovoltaico, considerando fatores como irradiância e ventos fortes, os quais podem adicionar uma diferença de temperatura superior a 5°C (IEC, 2017).

2.3.2.4 Amostragem e registro dos dados

A Norma IEC 61724-1 estabelece padrões para a coleta e registro de dados em sistemas fotovoltaicos. Ela define amostra como os dados capturados por um sensor, intervalo de amostragem como o tempo entre essas capturas, e registro como o armazenamento desses dados. Em medições de classe A, os parâmetros elétricos e climáticos devem ser amostrados a cada 3 segundos e registrados a cada minuto. Para medições de classe B,

esses dados devem ser amostrados e registrados a cada 1 e 15 minutos, respectivamente. Os registros precisam incluir a data e hora, que podem ser locais ou universais, e as unidades de aquisição de dados devem ter seus relógios sincronizados automaticamente quando possível (IEC, 2017).

Os sistemas de aquisição de dados (DAQ) são responsáveis pela amostragem e registro dos dados, e devem garantir a integridade e precisão das medições, mesmo em condições extremas (falha na rede de comunicação ou alimentação). Eles variam em termos de intervalo de amostragem, métodos de comunicação e registro, software de interface e capacidade de controle dos sistemas fotovoltaicos (Chiantore; Papaeconomou; Degener, 2018).

O protocolo de comunicação Modbus é comum em instalações fotovoltaicas, e utiliza um meio físico, como ethernet ou RS-485, devido à sua confiabilidade. Entretanto, algumas instalações optam por protocolos sem fio, como, por exemplo, o ZigBee, que oferece um custo menor e suporta uma grande quantidade de dispositivos na rede (Triki-Lahiani; Abdelghani; Slama-Belkhodja, 2018).

2.3.2.5 Impacto das incertezas nas medições

Com o crescimento da geração fotovoltaica, há um aumento significativo de interesse em medições de dispositivos fotovoltaicos por parte de fabricantes, laboratórios de certificação, pesquisadores e investidores. Contudo, a comparação dessas medições é dificultada pela ausência de informações claras sobre as incertezas associadas (Friesen et al., 2018). A precisão das medições é crucial para garantir dados confiáveis e consistentes, influenciando diretamente a avaliação de desempenho das instalações fotovoltaicas e o retorno financeiro dos projetos (Richter et al., 2015; Stein, 2017).

A metodologia inadequada pode levar à classificação incorreta de módulos fotovoltaicos, afetando os resultados e sua aceitação em estudos futuros. As medições são sujeitas a incertezas introduzidas por diferentes elementos da matriz fotovoltaica que não dependem apenas do sensor de circuito de condicionamento, mas também da variabilidade ambiental, como velocidade do vento e ângulo de incidência solar (Reise et al., 2018).

Pesquisas acadêmicas recentes focam na importância da redução dessas incertezas e na melhoria das metodologias de medição, destacando a necessidade de abordar essas questões para assegurar dados mais precisos e confiáveis (Liu, 2012; Dubard et al., 2014).

2.3.3 Detecção de falhas em tempo real

A detecção de falhas em tempo real de arranjos fotovoltaicos é uma prática essencial para garantir a eficiência e a durabilidade dessas instalações. A rápida identificação e correção de falhas atenuam as perdas da geração de energia e evitam danos adicionais aos

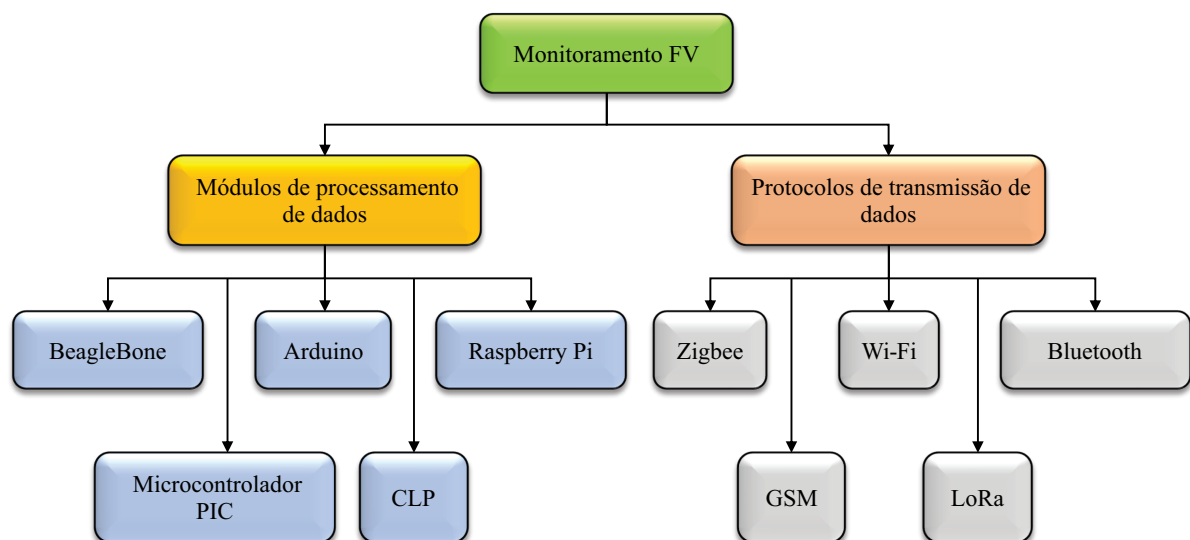
componentes do sistema e o aumento nos custos de manutenção. Logo, com estes pontos positivos, a detecção em tempo real contribui com a melhora da confiabilidade e do retorno sobre o investimento dos sistemas fotovoltaicos.

A seguir, será descrito como é realizado o processo de implementação da detecção de falhas em tempo real, percorrendo sobre os módulos de processamento de dados e a aplicação dos protocolos de transmissão de dados.

2.3.3.1 Módulos de processamento e protocolos de transmissão de dados

A Figura 12 apresenta a classificação de algumas tecnologias empregadas no processamento de dados e no protocolos de transmissão de dados para um sistema de monitoramento solar fotovoltaico (Ansari et al., 2021).

Figura 12 – Módulos de processamento e protocolos de transmissão de dados.



Fonte: Adaptada de Ansari et al. (2021).

Os módulos de processamento de dados são componentes essenciais para a monitoramento de sistemas fotovoltaicos, pois são responsáveis pelo tratamento dos dados coletados. Nesta etapa, é possível realizar operações matemáticas, como a adição ou subtração, ou até mesmo a transformação dos dados, caso seja necessário. Estes módulos variam em termos de implementação, design, especificações, softwares utilizados e limitações. Alguns dos módulos revisados em Ansari et al. (2021) incluem BeagleBone, Arduino, Raspberry Pi, CLP e chips microcontroladores, como ATMEGA8, ATMEGA16 e PIC181F4620, que são discutidos a seguir.

1. BeagleBone:

- Plataforma de microcomputador de código aberto baseada em Linux;

- Desenvolvida para ajudar estudantes a aprender sobre hardware e software de código aberto;
- Utilizada em sistemas de monitoramento FV para calcular a energia gerada e monitorar o consumo de energia em residências.

2. Arduino:

- Plataforma popular devido à sua simplicidade e versatilidade;
- Utilizada em diversas aplicações de monitoramento FV, incluindo a minimização de leituras enviesadas e a integração com aplicativos SCADA para aplicações de baixo custo;

3. Raspberry Pi:

- Utilizada para monitoramento remoto multiusuário e serviços em nuvem;
- Suporta diferentes módulos de comunicação, como transceptores sem fio.

4. CLP (Controlador Lógico Programável):

- Aplicado para monitoramento de módulos em larga escala;
- Integração com *data loggers* e aplicativos inteligentes para monitoramento de sistemas de grande capacidade.

5. Chips microcontroladores:

- São sistemas computacionais embarcados amplamente utilizados na IoT e na indústria para monitorar plantas de energia solar;
- Podem ser aplicados em sistemas de monitoramento solar FV com relés para gerenciar a conexão entre células FV, carga e bateria;
- Possibilitam a integração com monitoramento baseado em nuvem para melhor utilização dos dados.

Já os protocolos de transmissão recebem os dados dos módulos de processamento. Eles permitem a aquisição, controle e gerenciamento de dispositivos conectados e redes em tempo real, atuando como *middleware* para conectar diferentes dispositivos através da tecnologia de computação em nuvem. Logo, a grande vantagem dos dados serem armazenados na nuvem é permitir que o monitoramento em tempo real do sistema FV seja implementado de forma remota. Alguns dos protocolos revisados incluem ZigBee, GSM, Wi-Fi, Bluetooth e LoRa (Ansari et al., 2021), que são descritos a seguir.

1. ZigBee:

- Baseado nos padrões 802.15.4 da IEEE;
- Projetado para redes de sensores sem fio de curto alcance, com baixa potência e alta confiabilidade;
- Utilizado para transmissão de dados em uma faixa de 40 m em ambientes internos e até 120 m em linha de visão externa.

2. GSM:

- Utilizado para comunicação de longo alcance.
- Adequado para aplicações que requerem monitoramento em áreas extensas, com uma faixa de transmissão de 10 a 30 km.

3. Wi-Fi:

- Protocolo de comunicação sem fio amplamente utilizado, com um alcance de até 150 m.
- Suporta altas taxas de transmissão de dados, adequadas para monitoramento de PV em tempo real e serviços em nuvem.

4. Bluetooth:

- Ideal para comunicação de curto alcance com consumo de energia moderado.
- Suporta taxas de transmissão de dados de até 1 Mbps, sendo adequado para aplicações de monitoramento local.

5. LoRa:

- Tecnologia de longo alcance com baixo consumo de energia.
- Suporta comunicação em redes de topologia estrela e *mesh*, com alcance de 10 a 30 km.

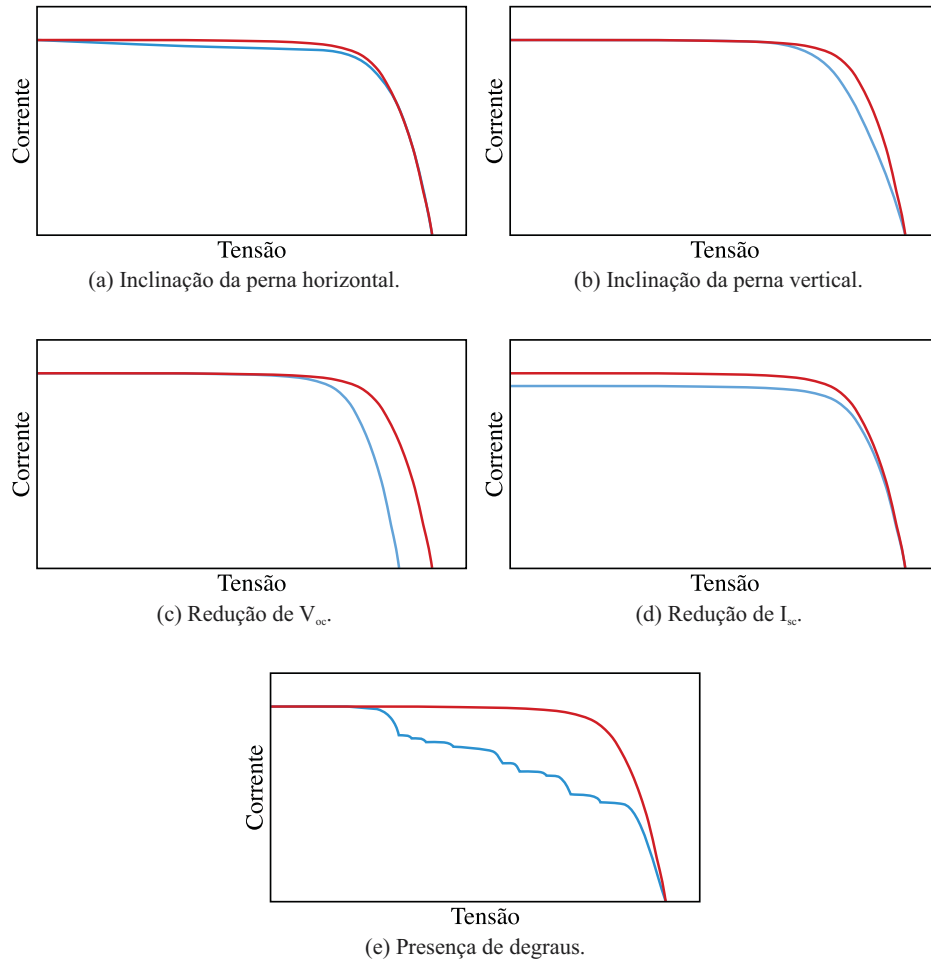
2.3.4 Detecção e diagnóstico de falhas através da curva I-V

O método da curva I-V é muito abordado na literatura e empregado nas instalações fotovoltaicas. Ele consiste em traçar a curva I-V de uma *string* fotovoltaica e compará-la com uma curva I-V estimada ideal, a fim de identificar falhas ou desvios do sistema (Sariikh et al., 2018; Zbib; Sheikh, 2020). Este processo deve ser realizado nas condições de padrão de teste (STC) (Treter, 2023).

Conforme demonstrado na Figura 13, as curvas I-V podem apresentar desvios que indicam uma redução de potência, os quais são isolados ou gerados por uma combinação de fatores, o que implica em uma complexidade na interpretação. As principais diferenças

observadas ao comparar uma curva I-V medida com uma curva estimada ideal incluem (Treter, 2023):

Figura 13 – Desvios que podem ocorrer em curvas I-V.



Fonte: Adaptada de Treter (2023).

- **Inclinação da perna horizontal:** indica uma redução na resistência em paralelo, o que pode ser atribuído a problemas como fugas de corrente. Isso pode ocorrer devido a problemas de isolamento nas células, incompatibilidade entre os módulos, ou até mesmo fissuras nas células.
- **Inclinação da perna vertical:** aponta para um aumento na resistência série. Este problema pode ser originado por danos na fiação, cabos dimensionados inadequadamente, falhas nas soldas ou nas trilhas de interconexão das células e conexões inadequadas entre os módulos. É importante ressaltar que a resistência dos cabos influencia na curva I-V.
- **Redução de V_{oc} :** pode ser por meio do sombreamento significativo e uniforme em todo o arranjo fotovoltaico, ou pela presença de diodos de bypass curto-circuitados,

ou então, pela degradação por potencial induzido (PID).

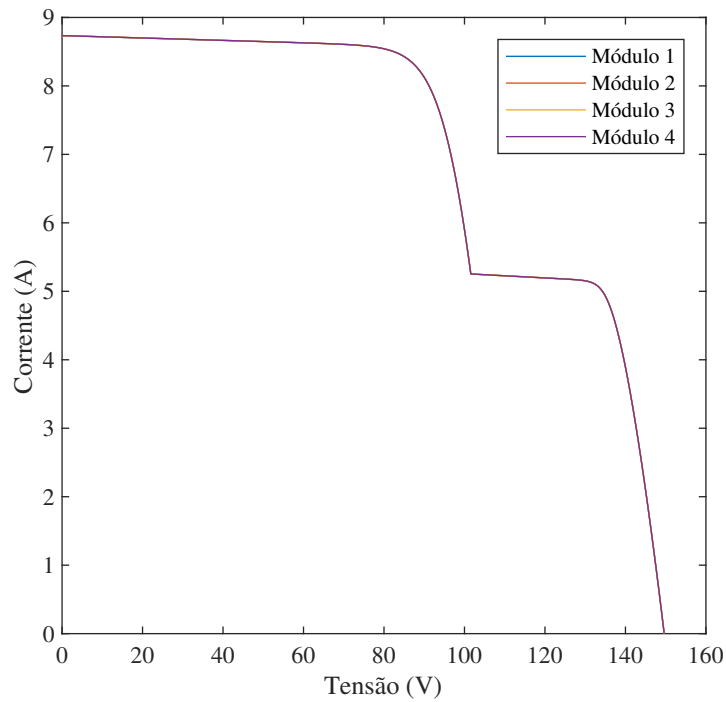
- **Redução de I_{sc} :** pode ser ocasionada por LID, LeTID ou quaisquer perdas de transmitância óptica, que estão associadas à dificuldade da irradiação solar em alcançar as células devido à sujeira, sombreamento ou baixos níveis de irradiância.
- **Presença de degraus:** indica a incompatibilidade entre os módulos fotovoltaicos, a qual é frequentemente causada por módulos parcialmente sombreados ou sujos.

2.3.5 Localização de falhas em sistemas fotovoltaicos

A localização de falhas pode contribuir de forma significativa para a manutenção dos sistemas fotovoltaicos, pois, ao encontrar o local específico da falha, ela permite que o problema seja solucionado mais rapidamente, evitando a perda de potência por um longo período. Há alguns trabalhos na literatura acerca da localização de falhas em arranjos fotovoltaicos, conforme demonstrado em Al-Kashashnehand e Al-Aubidy (2019) e Ansari, Samet e Ghanbari (2021), que possuem métodos diferentes para indicar sombreamento parcial, circuito aberto e curto-circuito em cada módulo.

Porém, localizar falhas em arranjos fotovoltaicos não é uma tarefa simples. Métodos de detecção e diagnóstico de falhas, como a extração da curva I-V e a medição de corrente e tensão por string, não são capazes de identificar o ponto exato da falha. A Figura 14 mostra as curvas I-V, que estão sobrepostas, referentes a quatro simulações com quatro módulos conectados em série. Aplicou-se em cada simulação o mesmo sombreamento parcial em apenas um módulo. Nota-se que todas as simulações apresentam a mesma curva I-V. Portanto, a partir da simulação é possível compreender a complexidade de localizar falhas em *strings* ou arranjos fotovoltaicos, já que a mesma falha em módulos distintos gera curvas idênticas.

Dessa forma, para obter a localização das falhas, frequentemente são empregados sensores de corrente e tensão em cada módulo e nas *strings*. Por exemplo, Ansari, Samet e Ghanbari (2021) utilizam apenas um sensor de tensão por string, enquanto Al-Kashashnehand e Al-Aubidy (2019) empregam sensores de corrente e tensão em cada módulo e nas *strings*. Mas também existem alguns artigos publicados que apresentam dispositivos destinados a detecção e localização de falhas em cada módulo solar, conforme mostram Guerriero et al. (2016) e Ortega et al. (2018). No entanto, é importante ressaltar que utilizar sensores de corrente e tensão ou dispositivos eletrônicos em cada módulo aumenta o custo do monitoramento e diagnóstico do sistema. A Tabela 3 apresenta um comparativo entre metodologias da literatura e o sistema proposto.

Figura 14 – Curvas I-V de uma *string* com sombreamento parcial.

Fonte: Elaborada pelo autor.

2.4 Considerações finais do capítulo

Os métodos analisados ao longo deste trabalho demonstraram que a detecção precoce e precisa de falhas é fundamental não só para aumentar a confiabilidade da geração fotovoltaica, mas também para prolongar sua vida útil, reduzir custos de operação e manutenção e, conseqüentemente, aumentar a competitividade da energia solar em relação a outras fontes de energia.

Embora as abordagens baseadas em inteligência artificial apresentem elevada acurácia, muitas exigem grande volume de dados históricos e elevado poder computacional, limitando sua aplicação em dispositivos embarcados. Além disso, métodos baseados em traçadores de curva I-V podem exigir interrupção do sistema, impactando a geração. Dessa forma, observa-se a necessidade de métodos determinísticos, de baixo custo computacional e aplicáveis em tempo real.

Tabela 3 – Comparação de metodologias para detecção de falhas em sistemas fotovoltaicos.

Autor	Metodologia	Vantagens	Desvantagens
John et al. (2016)	Técnica de deposição artificial de poeira de baixo custo nos módulos para identificar o nível de sujidade.	Baixo custo; não exige desconexão da string e treinamento do sistema.	Apenas identifica o nível de sujidade.
Ortega et al. (2018)	Sistema dividido em unidade de controle da usina e circuito de medição conectado em paralelo a cada módulo.	Não exige desconexão dos módulos da string; detecta diversos tipos de falha.	Alto custo devido à detecção de falhas por módulo.
Sarikh et al. (2018)	Sensores de irradiância e temperatura com análise da curva I-V.	Baixo custo; detecta diversos tipos de falha.	Exige a desconexão dos módulos para traçar a curva I-V.
Al-Kashashneh et al. (2019)	Sensores de tensão e corrente por módulo e por string com medição de temperatura, irradiância e umidade.	Não exige desconexão dos módulos; detecta diversos tipos de falha.	Alto custo devido ao número elevado de sensores.
Zhu et al. (2020)	Sensores de irradiância e temperatura com análise da curva I-V e redes neurais.	Baixo custo; detecta diversos tipos de falha.	Exige desconexão dos módulos para traçar a curva I-V e treinamento do sistema.
Aboshady e Taha (2021)	Sensores de corrente por string.	Baixo custo; não exige desconexão dos módulos.	Não detecta falhas de envelhecimento e falhas nos diodos de by-pass.
Guo e Cai (2021)	Detecção de falhas por termografia.	Baixo custo; não exige desconexão da string.	Detecta poucos tipos de falha.
Gaikwad et al. (2021)	Detecção de falhas por termografia.	Baixo custo; não exige desconexão da string.	Detecta poucos tipos de falha.
Mondal, Ali e Dutta (2022)	Sensores de tensão, corrente, temperatura e umidade com cálculo de potência.	Baixo custo; não exige desconexão dos módulos.	Não detecta falhas.
Treter (2023)	Sensores de irradiância e temperatura com análise da curva I-V e redes neurais.	Baixo custo; detecta diversos tipos de falha.	Não detecta falhas de envelhecimento dos módulos, tais como LID e PID.
Vieira, Callegari e Pereira (2025)	Detecção de Falhas baseada na análise da curva de potência do inversor.	Baixo custo; detecta diversos tipos de falha.	Não detecta sombreamento, falhas nos diodos e envelhecimento dos módulos, tais como LID e PID.
Sistema proposto	Sensores de corrente, irradiância e temperatura com medição de tensão por string.	Baixo custo; não exige desconexão dos módulos.	Detecta duas ou mais falhas simultaneamente.

Fonte: Elaborada pelo autor.

3 SISTEMA PROPOSTO PARA DETECÇÃO E DIAGNÓSTICO DE FALHAS FV

3.1 Considerações iniciais do capítulo

O sistema de monitoramento e diagnóstico proposto para instalações fotovoltaicas (FV) surge em resposta à crescente demanda por fontes de energia renovável eficientes e confiáveis. À medida que a energia solar se torna uma parte vital da matriz energética global, garantir a continuidade e a eficiência dessas instalações é imprescindível. Para atender a essa necessidade, o sistema desenvolvido nesta pesquisa propõe uma metodologia simplificada de detecção de falhas, que se baseia na análise de parâmetros elétricos e climáticos em tempo real.

Uma das principais vantagens do sistema está na simplicidade de implementação. O algoritmo proposto dispensa a necessidade de redes neurais artificiais ou qualquer método de aprendizado de máquina, que frequentemente exigem grandes quantidades de dados e poder computacional para treinamento. Em vez disso, o sistema faz uso de um algoritmo de análise de dados de séries FV, que monitora o comportamento de parâmetros como a tensão de circuito aberto (V_{oc}), a tensão de máxima potência (V_{mp}), e a corrente de máxima potência (I_{mp}), comparando esses valores com os padrões esperados sob condições normais de operação.

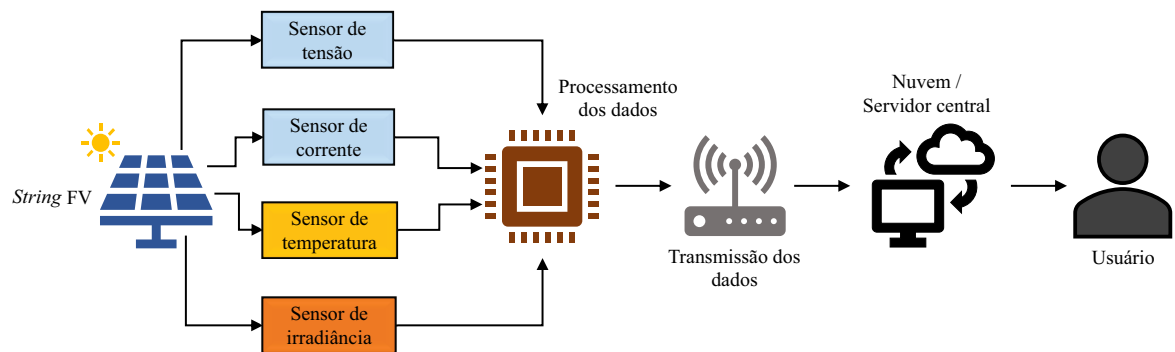
Os dados climáticos, tais como temperatura e irradiação solar, são coletados de sensores instalados na planta solar. Esses valores são utilizados para ajustar os parâmetros elétricos às condições reais de operação, permitindo uma avaliação mais precisa do desempenho dos módulos fotovoltaicos. O sistema considera variações ambientais que podem impactar o rendimento das *strings*, como o aumento de temperatura dos módulos e a variação de irradiância durante o dia.

Por fim, o algoritmo do sistema realiza a detecção de falhas através de um modelo matemático de comparação, em que o desempenho atual de cada *string* é comparado com o desempenho esperado, que é ajustado pelas condições de irradiância e temperatura.

3.2 Sistema completo

O sistema proposto requer a aquisição de dados climáticos (irradiância solar e temperatura de operação dos módulos) e elétricos (tensão e corrente) por *string*, e não necessita do traçador de curvas I-V. A Figura 15 apresenta o diagrama de fluxo de dados elaborado para o monitoramento, detecção e diagnóstico de falhas de instalações fotovoltaicas. Desde a geração de energia pela *string* FV até a análise e operação do sistema pelo usuário, são executadas 6 etapas, as quais são descritas a seguir:

Figura 15 – Diagrama de fluxo de dados para o monitoramento, detecção e diagnóstico de falhas FV.



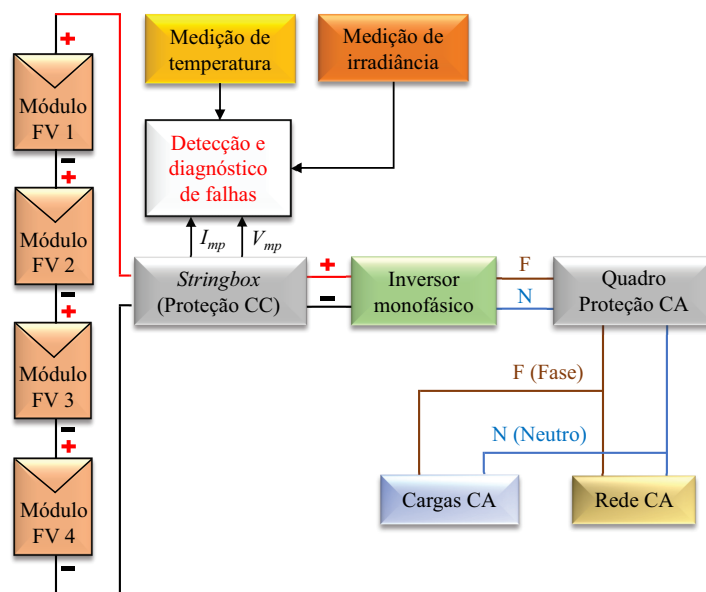
Fonte: Elaborada pelo autor.

1. **String FV:** refere-se a um conjunto de painéis solares conectados em série. Essa *string* é a fonte primária de geração de energia solar, a qual converte a luz solar em eletricidade;
2. **Sensores:** além de registrarem a irradiância solar e a temperatura de operação, os sensores realizam a medição da tensão gerada pela string e da corrente elétrica que flui a partir dos painéis solares, sendo estas fundamentais para calcular a potência, que também é utilizada neste trabalho para detectar falhas;
3. **Processamento dos dados:** os dados coletados pelos sensores são enviados para um módulo de processamento, no qual são analisados e interpretados. Esse módulo pode incluir microcontroladores ou outros dispositivos de computação que executam algoritmos para monitoramento e controle do sistema;
4. **Transmissão dos dados:** Os dados processados são então transmitidos para uma infraestrutura externa, que pode ser uma rede local, um servidor ou diretamente para a nuvem. A transmissão pode ser realizada através de vários protocolos, como Wi-Fi, GSM, LoRa, entre outros já mencionados;
5. **Nuvem/Servidor central:** os dados são recebidos e armazenados em um servidor central ou na nuvem. Essa etapa permite o acesso remoto aos dados, sua análise em tempo real e armazenamento para referências futuras.
6. **Usuário:** o usuário final (que pode ser um técnico, um operador de usina solar, ou até um sistema de automação) acessa os dados através de uma interface gráfica ou aplicativo, permitindo o monitoramento e a tomada de decisões com base nas informações coletadas.

A Figura 16 mostra o diagrama de uma instalação fotovoltaica básica, composta de uma *string* com 4 módulos FV interconectados a um inversor monofásico, que, por sua vez,

está ligado à rede elétrica e às cargas, em corrente alternada (CA), para fornecer a potência gerada com as suas devidas proteções CC e CA. Pode-se observar que o sistema proposto atua no quadro de proteção CC, também chamado de *stringbox*, para medir a corrente e a tensão máximas (I_{mp} e V_{mp}) da *string*, com o objetivo de realizar a detecção e o diagnóstico de falhas. Enquanto a medição da irradiância solar e da temperatura de operação dos módulos deve ser obtida conforme às recomendações do capítulo 2. É importante ressaltar que este sistema de detecção pode ser integrado ao inversor, aproveitando os seus valores adquiridos de tensão e corrente CC.

Figura 16 – Diagrama de uma instalação fotovoltaica básica.

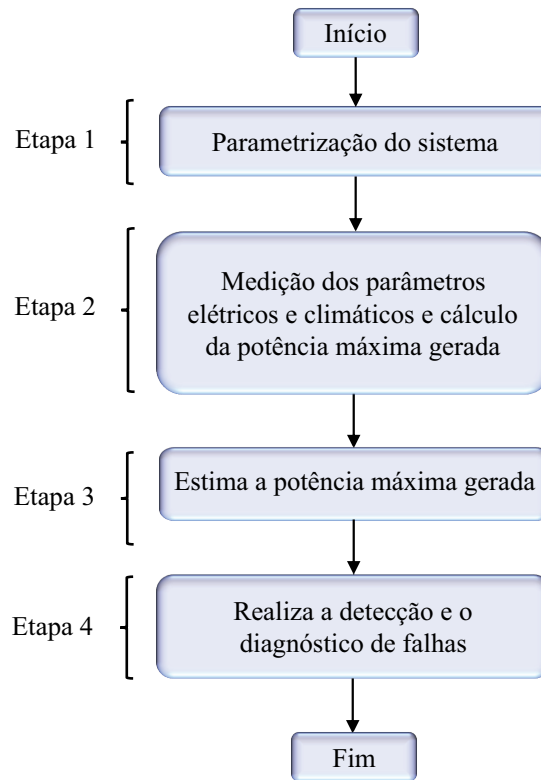


Fonte: Elaborada pelo autor.

3.3 Algoritmo de detecção e diagnóstico de falhas

O algoritmo empregado, desenvolvido para detectar e diagnosticar falhas em módulos fotovoltaicos, destaca-se pela sua simplicidade de implementação comparado aos métodos de inteligência artificial, pois não exige treinamento prévio. Isso ocorre porque ele não utiliza redes neurais artificiais, que normalmente necessitam de um processo de treinamento com grandes conjuntos de dados rotulados para aprender a identificar padrões e anomalias. Portanto, este trabalho aplica equações que estão diretamente relacionadas ao comportamento esperado do sistema para detectar desvios que indiquem falhas. Dessa forma, o algoritmo é composto por quatro etapas, conforme mostra a Figura 17, sendo cada uma delas descrita nas subseções a seguir.

Figura 17 – Etapas de operação do algoritmo de detecção e diagnóstico de falhas.



Fonte: Elaborada pelo autor.

3.3.1 Parametrização do sistema

O usuário, que irá operar o sistema, deve fornecer as informações inerentes aos módulos fotovoltaicos instalados, que podem ser obtidas na folha de dados dos módulos. Após a realização desta etapa, as demais etapas serão executadas automaticamente.

As informações necessárias são:

- A corrente e a tensão de máxima potência (I_{mp} e V_{mp});
- Coeficiente de temperatura para a potência máxima (γ_1);
- A taxa média anual de degradação (d);
- Tempo de operação dos módulos (t);
- E o número de módulos conectados em série (n).

Esses dados são fundamentais para o funcionamento adequado de todo o sistema. Por exemplo, a corrente e a tensão de máxima potência, o número de módulos conectados em série e o coeficiente de temperatura para a potência máxima são usados para calcular a potência máxima estimada.

3.3.2 Medição dos parâmetros elétricos e climáticos

Esta etapa é responsável pelas medições dos parâmetros elétricos e climáticos e pelo cálculo da potência máxima (P_{max}) gerada pela *string* fotovoltaica. Além disso, os dados obtidos da irradiância solar e da temperatura de operação dos módulos serão aplicados na estimação dos parâmetros elétricos.

Os parâmetros mensurados são:

- Corrente de máxima potência (I_{mp});
- Tensão de máxima potência (V_{mp});
- Irradiância solar (G);
- E temperatura de operação dos módulos (T).

A corrente e a tensão são medidas não apenas para detectar curto-circuito e circuito aberto na *string* FV mas também para fornecer a potência máxima gerada por meio do produto das duas grandezas. Assim, a potência máxima calculada pode ser comparada com a potência máxima estimada para identificar falhas.

3.3.3 Estimação da potência máxima gerada

Nesta etapa, o objetivo é estimar a potência máxima gerada (P_{max-es}), que será comparada com a potência máxima extraída da *string* FV, a fim de detectar e diagnosticar falhas nos módulos fotovoltaicos. Para isso, aplicou-se o método de Osterwald, que é um dos métodos mais utilizados pela simplicidade e por permitir o cálculo da potência gerada para quaisquer valores de operação de irradiância solar e temperatura na célula (Mello, 2014). A Equação (3.1) representa o método de Osterwald (Osterwald, 1986).

$$P_{max} = P_{STC} \cdot \frac{G_i}{G_{STC}} \cdot [1 + \gamma_1 \cdot (T_i - T_{STC})] \quad (3.1)$$

Em que P_{STC} é a potência máxima gerada pelo módulo, em Watts (W). G_{STC} e T_{STC} são, respectivamente, a radiação global e a temperatura na célula na condição STC, enquanto G_i e T_i representam a radiação global e a temperatura na célula na condição medida. Todos os parâmetros na condição STC são informados pelo fabricante na folha de dados do módulo FV. Por fim, γ_1 é um fator de correção de temperatura para potência máxima e corresponde ao valor do intervalo: $0,005^{\circ}C^{-1}a - 0,003^{\circ}C^{-1}$ (Mello, 2014).

Além disso, para a obtenção da potência máxima estimada, deve-se considerar a degradação dos módulos fotovoltaicos ao longo de sua vida útil. Entre os modelos

disponíveis na literatura, o modelo de degradação linear destaca-se por sua simplicidade e ampla utilização em estudos relacionados à estimativa de desempenho e à detecção de falhas em sistemas fotovoltaicos. Esse modelo descreve a redução gradual da potência do módulo ao longo do tempo, assumindo que o processo de degradação ocorre a uma taxa constante, conforme apresentado na Equação (3.2) (Diallo et al., 2023).

$$P(t) = P_0 - A \cdot t \quad (3.2)$$

Em que $P(t)$ é a potência do módulo no instante t , em Watts; P_0 é a potência inicial do módulo, que corresponde a potência máxima (P_{max}) para $t = 0$, e A é a taxa de degradação da potência, expressa em W/ano.

Nesse contexto, a degradação acumulada é diretamente proporcional ao tempo de operação do módulo, resultando em uma relação linear entre a perda de desempenho e o tempo. Dessa forma, a inclinação da reta que representa essa relação corresponde à taxa de degradação, o que indica a redução da potência por unidade de tempo. Embora simplificado, esse modelo fornece uma aproximação adequada para análises de longo prazo e é amplamente empregado em estudos de confiabilidade e monitoramento de sistemas fotovoltaicos (Diallo et al., 2023).

A Equação (3.2) pode ser reescrita por meio da Equação (3.4), substituindo a Equação (3.3) na Equação (3.2).

$$A = d \cdot P_0 \quad (3.3)$$

Em que d é a taxa média anual de degradação, em porcentagem (%); e t é o tempo de operação do módulo, em anos;

$$P(t) = P_0 \cdot (1 - d \cdot t) \quad (3.4)$$

Por fim, como P_0 é equivalente à P_{max} , a substituição da Equação (3.1) na Equação (3.4) resulta na Equação (3.5), que descreve a potência máxima estimada de um módulo fotovoltaico. Essa expressão considera simultaneamente os efeitos da irradiância solar incidente, da temperatura de operação do módulo e da degradação de potência acumulada ao longo de sua vida útil, permitindo uma estimativa mais realista do desempenho do sistema fotovoltaico ao longo dos anos.

$$P_{\text{max-es}}(t) = P(t) = P_{\text{STC}} \cdot \frac{G_i}{G_{\text{STC}}} \cdot [1 + \gamma_1 \cdot (T_i - T_{\text{STC}})] \cdot (1 - d \cdot t) \quad (3.5)$$

Por exemplo, a folha de dados (*datasheet*) do módulo Jinko Solar JKM250M-60, utilizado no capítulo 4, não especifica uma taxa anual de degradação. Entretanto, a garantia de desempenho assegura 90% da potência nominal após 12 anos e 80% após 25 anos de operação. Considerando uma aproximação linear, esses valores correspondem a uma taxa média de degradação de aproximadamente 0,8% ao ano, valor frequentemente adotado em estudos de envelhecimento e previsão de desempenho de módulos fotovoltaicos (Diallo et al., 2023).

De forma mais detalhada, uma vez que a potência nominal inicial seja 250 W, a potência mínima garantida pelo fabricante ao final de 12 anos é calculada pela Equação (3.6).

$$P(12) = 0,90 \times 250 = 225 \text{ W} \quad (3.6)$$

Assim, a perda acumulada de potência é obtida por meio da Equação (3.7).

$$\Delta P = 250 - 225 = 25 \text{ W} \quad (3.7)$$

O que corresponde à perda acumulada, em porcentagem, demonstrada na Equação (3.8):

$$\frac{25}{250} \times 100 = 10\% \quad (3.8)$$

Assumindo uma degradação linear, a taxa média anual é apresentada na Equação (3.9).

$$d = \frac{10\%}{12} \approx 0,83\%/\text{ano} \quad (3.9)$$

Já para o período após 25 anos, a potência garantida é determinada por meio da Equação (3.10).

$$P(25) = 0,80 \times 250 = 200 \text{ W} \quad (3.10)$$

Com isso, a perda acumulada de potência é definida pela Equação (3.11).

$$\Delta P = 250 - 200 = 50 \text{ W} \quad (3.11)$$

O que corresponde à perda acumulada, em porcentagem, apresentada na Equação (3.12):

$$\frac{50}{250} \times 100 = 20\% \quad (3.12)$$

Assumindo uma degradação linear ao longo de todo o período de garantia, a taxa média anual é estabelecida na Equação (3.13).

$$d = \frac{20\%}{25} = 0,80\%/ano \quad (3.13)$$

Logo, embora o fabricante não informe explicitamente uma taxa anual de degradação, a garantia de desempenho sugere uma degradação média máxima compreendida entre 0,80 a 0,83%, como apresentado na Equação (3.14).

$$0,80\%/ano \leq d \leq 0,83\%/ano \quad (3.14)$$

Adotando o período total de garantia de 25 anos, obtém-se a taxa média anual de degradação, conforme a Equação (3.15).

$$d \approx \frac{20\%}{25} = 0,80\%/ano \quad (3.15)$$

Portanto, a potência estimada do módulo fotovoltaico JKM250M-60, após 10 anos de operação, sob uma irradiância solar de 850 W/m² e temperatura de operação de 45 °C, pode ser calculada por meio da Equação (3.5), tendo como resultado a potência da Equação (3.16).

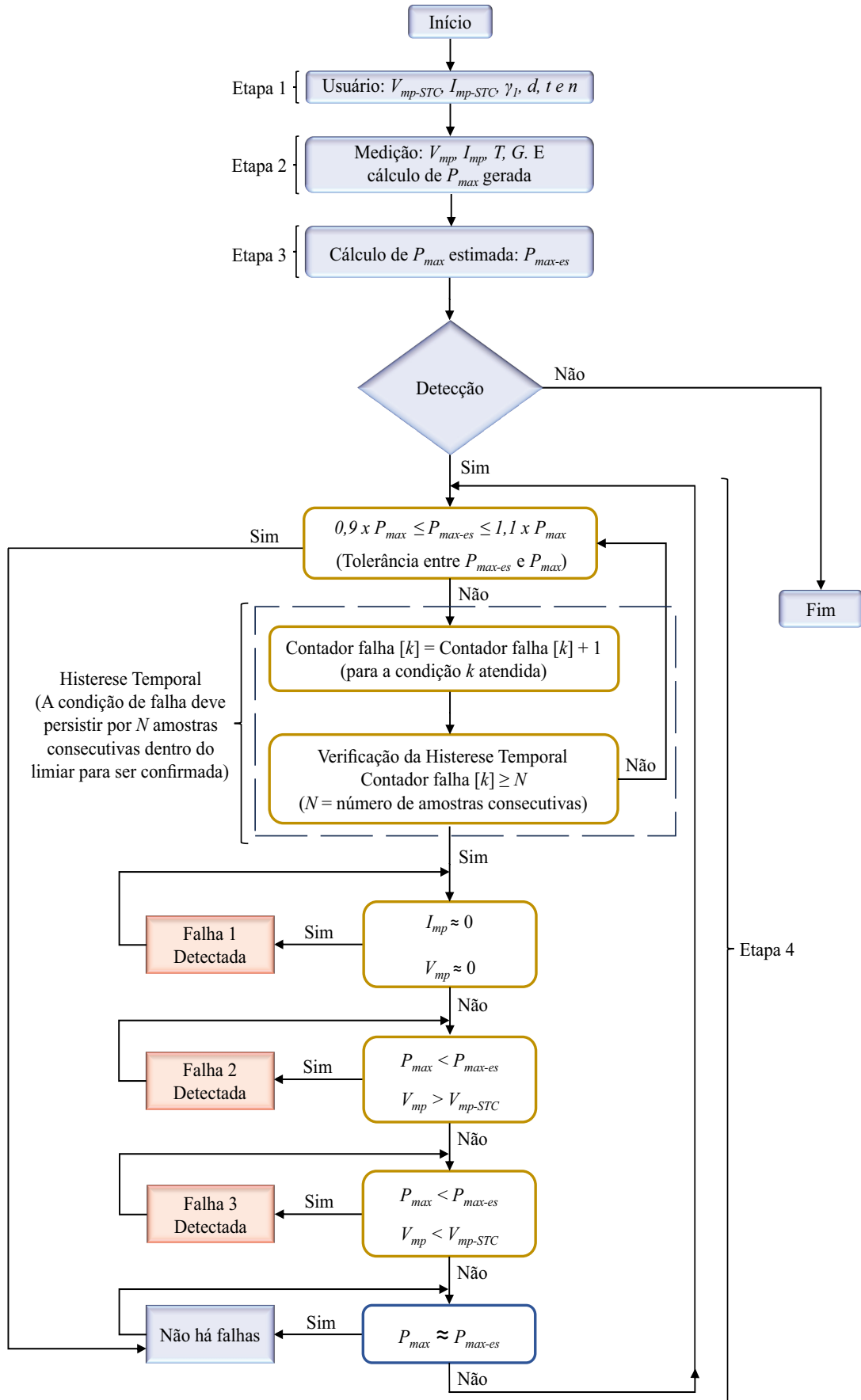
$$P_{\text{max-es}}(10) = 250 \cdot \frac{850}{1000} \cdot [1 - 0,0043 \cdot (45 - 25)] \cdot (1 - ((0,8/100) \cdot 10) = 178,7 \text{ W} \quad (3.16)$$

3.3.4 Detecção e diagnóstico de falhas

Na Figura 18, é possível visualizar o fluxograma completo do algoritmo de detecção e diagnóstico de falhas. Depois do processo passar pelas etapas 1, 2 e 3, a etapa 4 é acionada, na qual, finalmente, o algoritmo proposto utiliza as informações coletadas e estimadas para detectar e classificar possíveis falhas em sistemas fotovoltaicos.

A etapa 4 é executada da seguinte maneira: o algoritmo verifica se a potência medida encontra-se dentro da faixa de tolerância estabelecida, ou seja, admite-se uma variação de $\pm 10\%$ entre os valores. Essa margem evita falsas notificações causadas por ruídos de medição, oscilações ambientais ou pequenas imprecisões do modelo.

Figura 18 – Fluxograma do algoritmo de detecção e diagnóstico de falhas.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Quando uma condição de falha é identificada, o algoritmo não gera imediatamente uma notificação. Em vez disso, é incrementado um contador associado à falha detectada. Nesse contexto, K representa os intervalos de tempo nos quais a condição de falha é observada, podendo ser definidos em segundos, minutos ou horas. Por exemplo, pode-se estabelecer que K corresponda a intervalos de 10 minutos. Além disso, define-se N como o número mínimo de detecções consecutivas necessárias para confirmar a ocorrência de uma falha, sendo esse parâmetro previamente configurado no algoritmo. Assim, se $N = 5$ e forem registradas cinco detecções consecutivas em intervalos de 10 minutos, a falha é confirmada. Essa estratégia, denominada histerese temporal, contribui para a redução de falsos positivos causados por perturbações transitórias ou variações momentâneas das condições de operação.

Após a confirmação da falha, o fluxo do algoritmo é direcionado para uma das três categorias de falhas possíveis (Falha 1, Falha 2 ou Falha 3). Enquanto a condição anômala persistir, a respectiva falha continuará sendo informada pelo sistema de monitoramento. Por outro lado, caso nenhuma condição de falha seja detectada, o sistema permanece em operação normal.

Por fim, o ciclo de processamento é concluído e o algoritmo retorna ao estado de monitoramento contínuo, repetindo periodicamente as etapas de aquisição, processamento e análise dos dados para a detecção de novas ocorrências de falhas, ou encerra sua execução, dependendo da implementação adotada.

As falhas que podem ser detectadas neste trabalho são: sombreamento parcial; sujidade; diodos de *by-pass* curto-circuitados; diodos de *by-pass* com circuito aberto; módulos fotovoltaicos curto-circuitados; e módulos fotovoltaicos desconectados.

No entanto, para que o método empregado de detecção e diagnóstico de falhas tenha êxito, é necessário que algumas falhas citadas anteriormente sejam agrupadas da seguinte forma:

- Falha 1: Módulos fotovoltaicos desconectados ou curto-circuitados;
- Falha 2: Sombreamento parcial ou sujidade e diodo de *by-pass* com circuito aberto);
- Falha 3: Sombreamento parcial, sujidade ou diodo de *by-pass* curto-circuitado;

Esse agrupamento será compreendido posteriormente nas subsubseções, nas quais serão explicadas e demonstradas todas as falhas.

3.3.4.1 Sombreamento parcial e sujidade

Para explicar e demonstrar como ocorrem as falhas nos módulos fotovoltaicos, simulou-se a operação de um módulo para as condições de falha e de padrão de teste (STC, temperatura = 25°C e irradiância = 1000 W/m²), conforme os parâmetros apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Parâmetros do módulo simulado na condição STC.

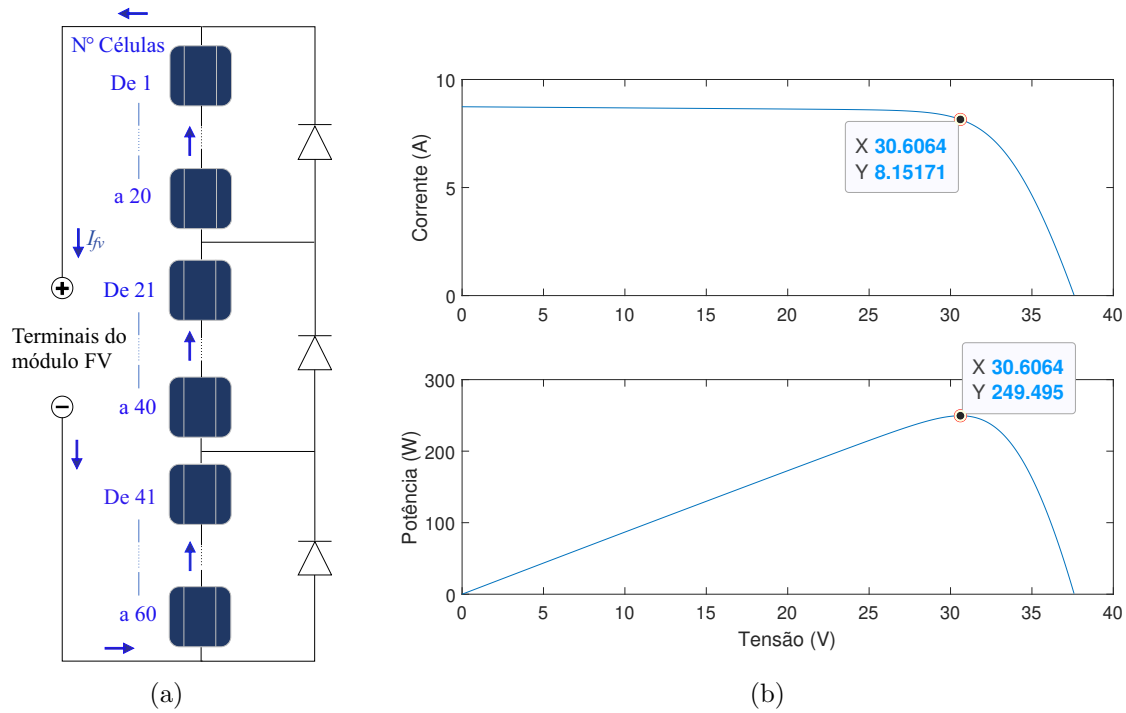
Simbologia	Parâmetro	Valor
N_c	Número de células	60
P_{max}	Máxima potência	250 W
V_{mp}	Tensão de máxima potência	30,6 V
I_{mp}	Corrente de máxima potência	8,17 A
V_{oc}	Tensão de circuito aberto	37,6 V
I_{sc}	Corrente de curto-circuito	8,7 A
γ_1	Coeficiente de temperatura de P_{max}	Não consta
γ_2	Coeficiente de temperatura de I_{sc}	0,048161 %/°C
γ_2	Coeficiente de temperatura de V_{oc}	- 0,33017 %/°C

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 19 ilustra a operação sem falhas do módulo simulado para a temperatura de operação igual a 25 °C e irradiância solar igual a 1000 W/m². O funcionamento do módulo pode ser visualizado na Figura 19 (a). Nota-se que a corrente gerada (I_{fv}) flui por todas as células conectadas em série, e que os diodos de *by-pass*, que estão ligados em paralelo com cada grupo de 20 células, não foram ativados. Já a Figura 19 (b) mostra que os valores máximos de corrente, tensão e potência foram atingidos nas curvas características I-V e P-V.

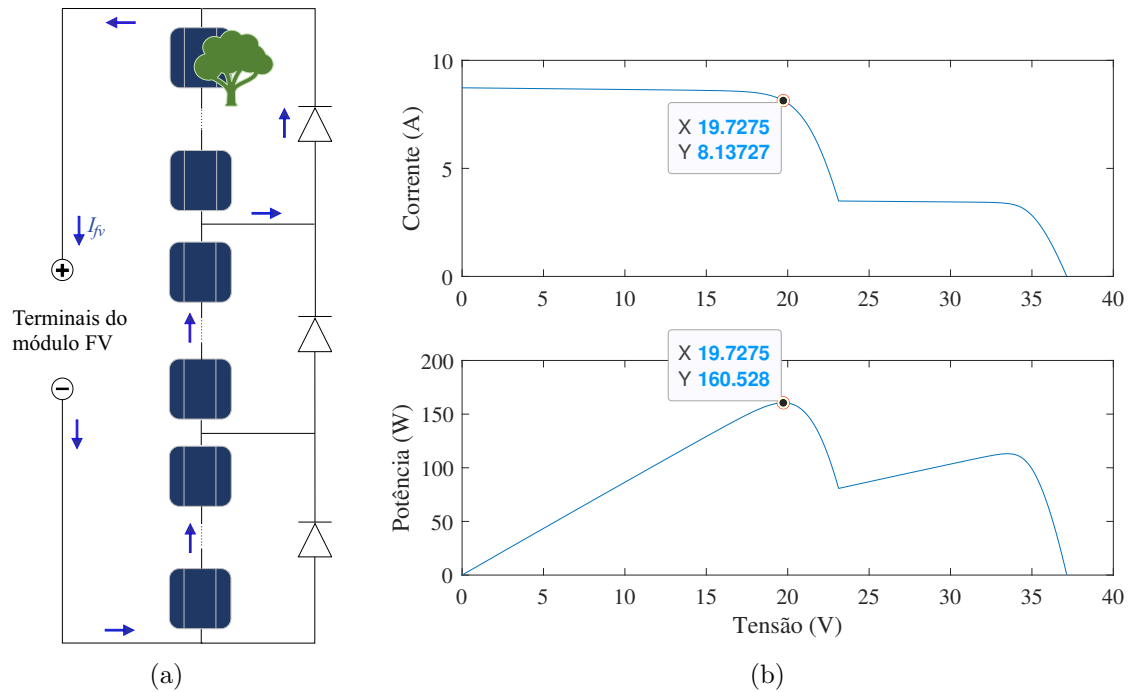
A operação do módulo simulado com sombreamento parcial é apresentada na Figura 20 (a). Manteve-se a temperatura em 25 °C e alterou-se a irradiância de um grupo de células para 400 W/m². Agora, a corrente gerada (I_{fv}) não flui por todas as células, e o diodo de *by-pass*, em paralelo com o primeiro grupo de 20 células, é ativado, o que gera um ponto de inflexão nas curvas I-V e P-V. Dessa forma, as células afetadas não contribuem mais com a geração de energia, conforme mostra a Figura 20 (b), na qual a corrente, a tensão e a potência não atingem os seus valores máximos estabelecidos na Tabela 1. Uniram-se as duas falhas (sombreamento parcial e sujidade), porque causam o mesmo efeito, que é de impedir que a irradiância solar alcance os módulos fotovoltaicos, bem como são falhas que podem ser reconhecidas através de inspeção visual.

Figura 19 – Operação do módulo FV: (a) Módulo sem falhas, (b) Curvas I-V e P-V.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 20 – Operação do módulo FV: (a) Módulo com sombreamento parcial, (b) Curvas I-V e P-V.



Fonte: Elaborada pelo autor.

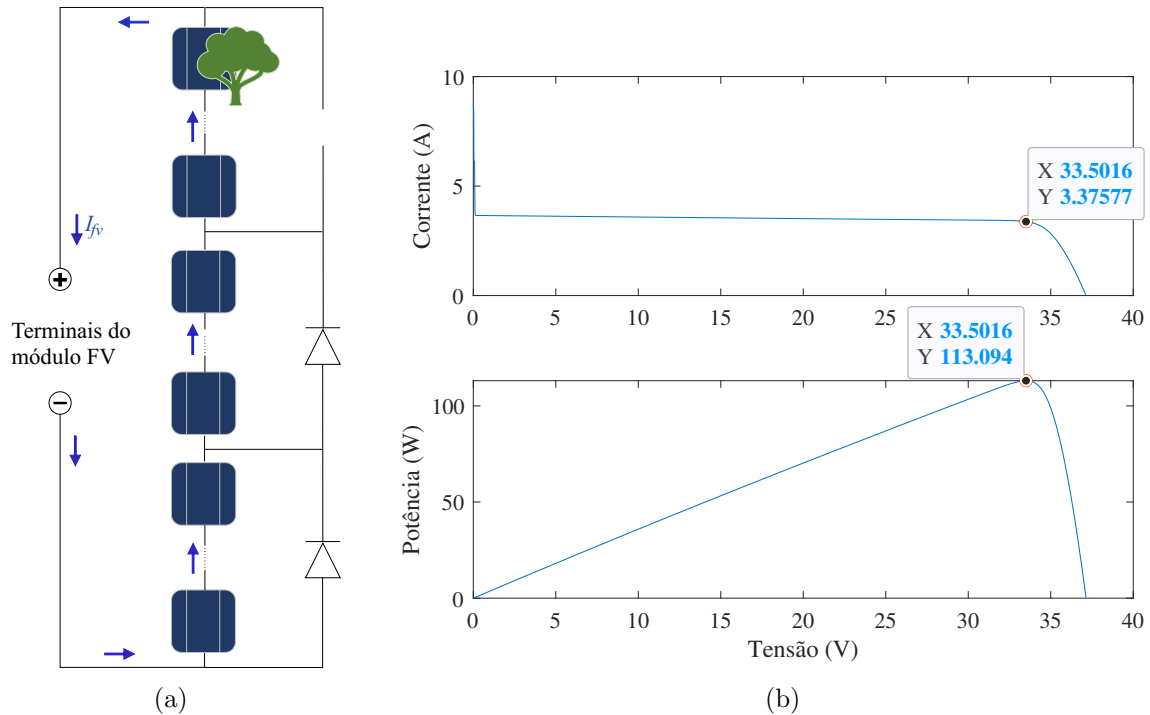
3.3.4.2 Sombreamento parcial e diodos de by-pass com circuito aberto

Aplicando a mesma variação na irradiância da simulação anterior, constatou-se que a falha no diodo de *by-pass* com circuito aberto só interfere na geração de energia caso

ocorra sombreamento parcial. Esse modo de operação pode ser observado na Figura 21 (a). Como as células estão ligadas em série, a menor corrente prevalecerá no módulo, o que reduz ainda mais a potência gerada, como mostra a Figura 21 (b). Por isso, os diodos de *by-pass* exercem uma função importante, uma vez que eles desviam a corrente das células sombreadas, evitando até mesmo pontos quentes. De outra forma, se houver diodo aberto sem a ocorrência de sombreamento parcial, a geração não será afetada, pois a mesma corrente percorrerá todos os grupos de célula.

Logo, quando um módulo está sombreado e sua tensão máxima medida é maior que sua tensão máxima nominal estabelecida na folha de dados, deve ser detectada a falha no diodo com circuito aberto.

Figura 21 – Operação do módulo FV: (a) Módulo com sombreamento parcial e diodo de *by-pass* aberto, (b) Curvas I-V e P-V.



Fonte: Elaborada pelo autor.

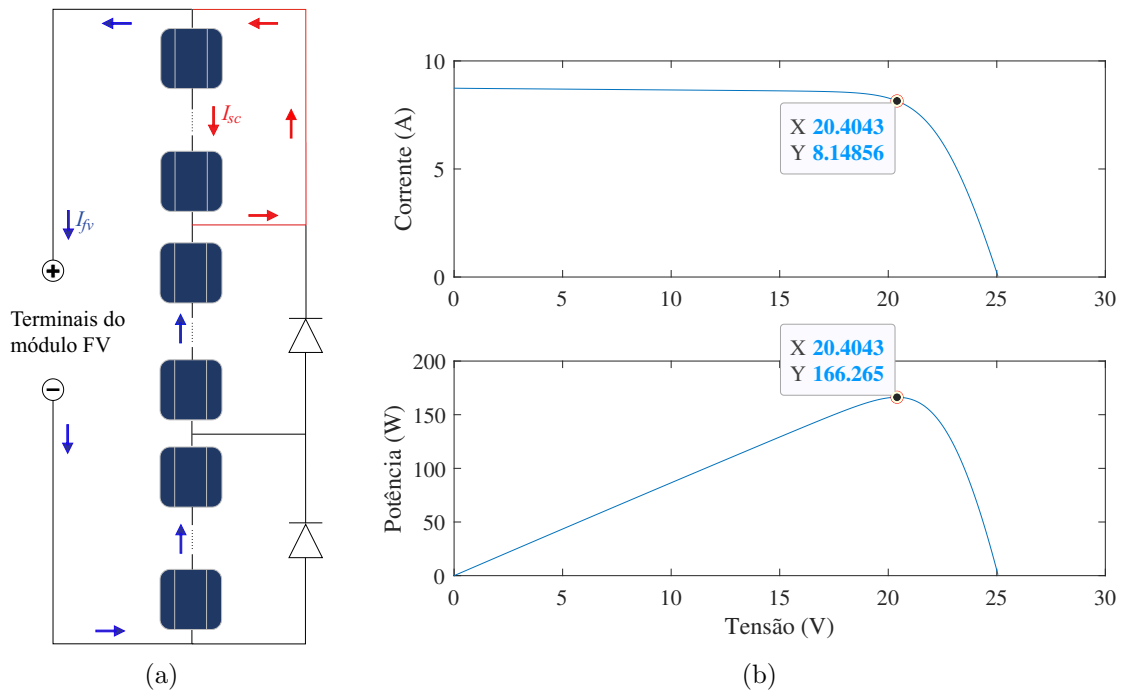
3.3.4.3 Diodos de *by-pass* curto-circuitados

Como mostra a Figura 22 (a), desta vez, o diodo está em curto-circuito, e, novamente, a corrente não flui pelo grupo de células. Na verdade, é como se os terminais do módulo FV enxergasse esse conjunto atingido como apenas um nó, eliminando o grupo de células curto-circuitado. Logo, isso reflete diretamente na redução da tensão de circuito aberto, como pode ser notado na Figura 22 (b).

Como já foi comentado, este trabalho utiliza sensores para a aquisição de dados de temperatura e irradiância e dos valores máximos de tensão e corrente dos módulos.

No entanto, com o objetivo de tornar a compreensão mais simples, ao fazer uma análise das curvas I-V, observa-se que os valores máximos de tensão e corrente mostrados nas Figuras 22 (b) e 20 (b) são aproximados. Sendo assim, esta constatação é a justificativa para inserir a falha de diodo *by-pass* curto-circuitado na mesma categoria de falhas do sombreamento parcial e sujidade, visto que o método estudado para detectar e classificar falhas requer como dados elétricos apenas a medição dos valores máximos de tensão e corrente por *string*.

Figura 22 – Operação do módulo FV: (a) Módulo com diodo de *by-pass* curto-circuitado, (b) Curvas I-V e P-V.



Fonte: Elaborada pelo autor.

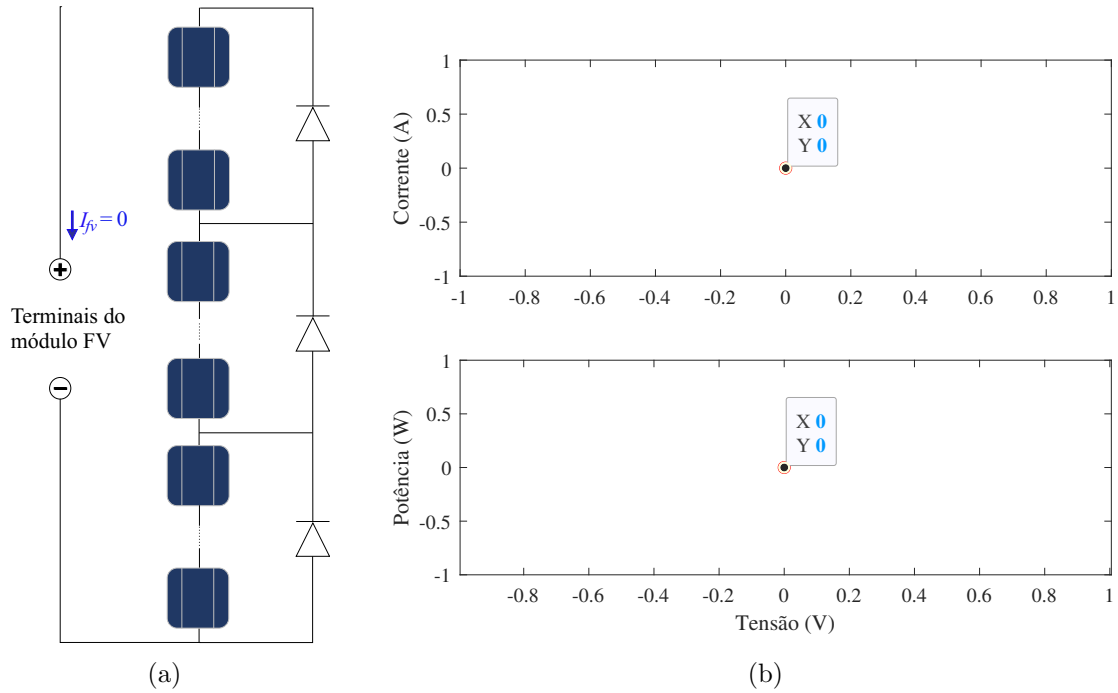
3.3.4.4 Módulos fotovoltaicos desconectados ou curto-circuitados

A falha dos módulos desconectados acontece quando há desconexão dos polos positivo e negativo da *string*. Por exemplo, a Figura 23 (a) ilustra uma falha de circuito aberto com o polo positivo desconectado da *string* fotovoltaica, fazendo com que a corrente elétrica não tenha um caminho para percorrer. Assim, a tensão, a corrente e, consequentemente, a potência gerada são nulas, como podem ser visualizadas na Figura 23 (b). Dito isso, esta falha pode ser diagnosticada quando a tensão e a corrente medidas forem nulas e os seus valores estimados forem diferente de zero.

Já a falha dos módulos curto-circuitados refere-se ao curto-circuito entre os polos positivo e negativo da *string*, como mostra a Figura 24 (a). Quando isso ocorre, é formado um laço entre o curto-circuito (I_{sc}) e os módulos, pelo qual a corrente gerada flui, não abastecendo, dessa forma, as cargas e a rede elétrica. Com isso, a tensão e a corrente são

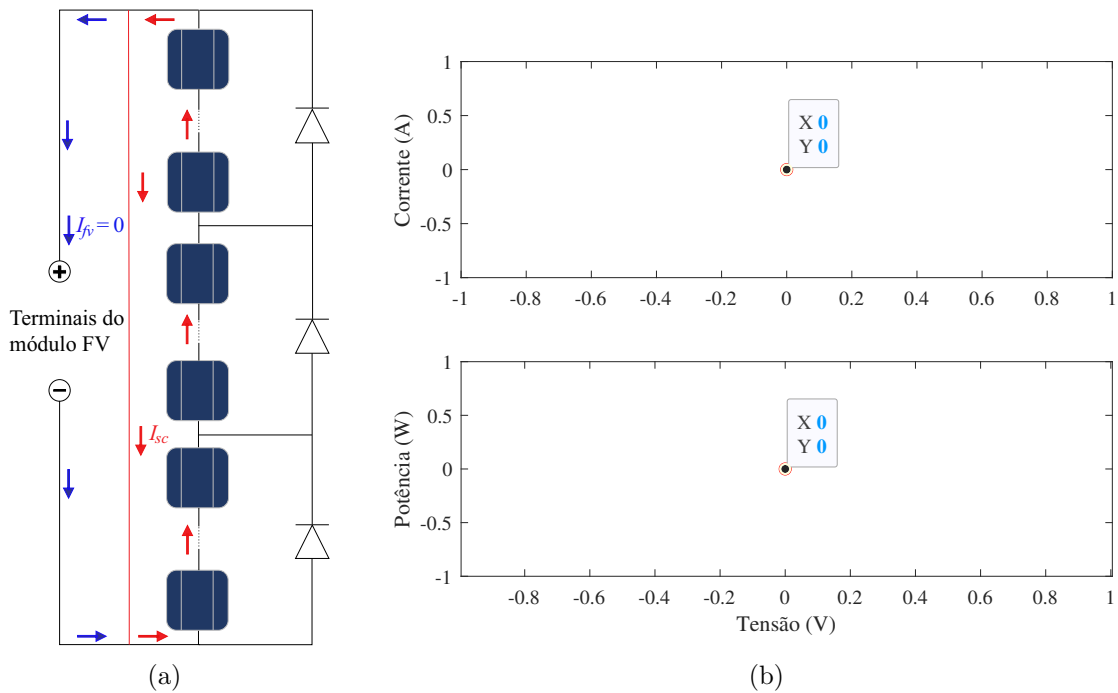
nulas no ponto de medição do diagnóstico de falhas, e não há potência produzida, conforme mostra a Figura 24 (b). Portanto, a distinção entre as falhas requer a análise conjunta das medições de tensão e corrente, ou a utilização de técnicas adicionais de diagnóstico.

Figura 23 – Operação do módulo FV: (a) Módulos desconectados, (b) Curvas I-V e P-V.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 24 – Operação do módulo FV: (a) Módulos curto-circuitados, (b) Curvas I-V e P-V.



Fonte: Elaborada pelo autor.

3.4 Considerações finais do capítulo

Ao longo deste estudo, foi possível desenvolver e avaliar uma metodologia de monitoramento, detecção e diagnóstico de falhas em instalações fotovoltaicas, com o objetivo de assegurar a confiabilidade e o desempenho contínuo dessas plantas. A abordagem apresentada demonstrou-se eficiente na identificação de falhas, proporcionando uma alternativa viável a métodos mais complexos e baseados em redes neurais, que requerem treinamento intensivo de dados. A simplicidade do algoritmo proposto, aliada à sua eficácia, confirma seu potencial para aplicação prática em sistemas fotovoltaicos, especialmente em cenários onde a manutenção contínua e a maximização da geração de energia são cruciais.

Além disso, este trabalho busca contribuir para o avanço das tecnologias de manutenção preditiva no setor de energia solar, oferecendo uma solução capaz de minimizar a perda de energia e os custos associados à operação e manutenção das plantas fotovoltaicas. Futuras pesquisas podem explorar a integração dessa abordagem com outras técnicas de monitoramento em tempo real e expandir o diagnóstico para diferentes condições ambientais e operacionais. Com isso, espera-se que a metodologia proposta continue a evoluir, tornando-se ainda mais robusta e eficiente na gestão de instalações fotovoltaicas em larga escala.

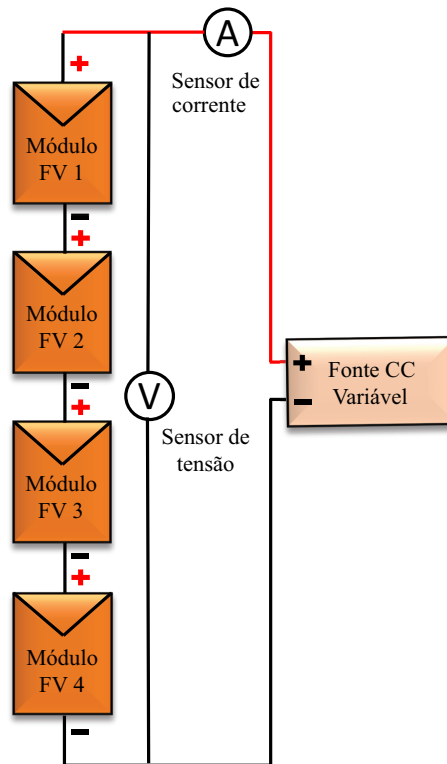
4 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

4.1 Considerações iniciais do capítulo

O *Simulink*, do software MATLAB, é uma ferramenta amplamente utilizada na engenharia para estudar e projetar sistemas fotovoltaicos. Ela permite a modelagem e a análise do desempenho de sistemas solares FV sob diversas condições ambientais e de carga, além de testar a implementação de estratégias de controle e otimização. O ambiente *Simulink* oferece uma plataforma gráfica para projetar, simular e otimizar sistemas fotovoltaicos por meio de bibliotecas de blocos pré-definidos para representar células solares, inversores, controladores e outros dispositivos eletrônicos. Além disso, o MATLAB possui uma área dedicada a programação de códigos com sua linguagem própria, denominada como *Script*, que pode ser atrelada aos circuitos projetados no *Simulink*. Sendo assim, os resultados de simulação foram obtidos com a implementação do sistema solar fotovoltaico no *Simulink* e do algoritmo de detecção e diagnóstico de falhas no *Script* do MATLAB, já que existe uma interface entre as duas ferramentas.

4.2 Sistema FV simulado

Figura 25 – Diagrama de blocos do sistema FV simulado no *Simulink*.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A Figura 25 mostra o diagrama de blocos do sistema FV simulado no *Simulink*, o qual é formado por uma *string* com quatro módulos conectados em série e sensores de corrente e tensão, os quais enviam os valores máximos medidos para o algoritmo elaborado. Não foram utilizados sensores de irradiância solar e temperatura, pois ambos foram manipulados e implementados no algoritmo. Dessa forma, como o objetivo principal é detectar falhas na *string*, empregou-se uma fonte CC variável com rampa nos terminais de saída do circuito estudado, com a intenção de traçar as curvas I-V e P-V e demonstrar o ponto de máxima potência, dispensando, assim, o uso de inversores, cargas e da conexão com a rede elétrica.

Outra justificativa para a escolha do *Simulink*/MATLAB é que ele possui uma biblioteca com módulos fotovoltaicos comerciais, os quais representam de forma precisa as curvas I-V e P-V dos módulos utilizados em instalações fotovoltaicas. Sendo assim, escolheu-se o módulo comercial Jinko Solar JKM250M-60 para a realização das simulações, que tem suas características demonstradas na Tabela 5.

Tabela 5 – Parâmetros do modulo Jinko Solar JKM250M-60 na condição STC.

Simbologia	Parâmetro	Valor
N_c	Número de células	60
P_{max}	Máxima potência	250 W
V_{mp}	Tensão de máxima potência	30,6 V
I_{mp}	Corrente de máxima potência	8,17 A
V_{oc}	Tensão de circuito aberto	37,6 V
I_{sc}	Corrente de curto-circuito	8,7 A
γ_1	Coefficiente de temperatura de P_{max}	- 0,43 %/°C
γ_2	Coefficiente de temperatura de I_{sc}	0,04 %/°C
γ_2	Coefficiente de temperatura de V_{oc}	- 0,30 %/°C

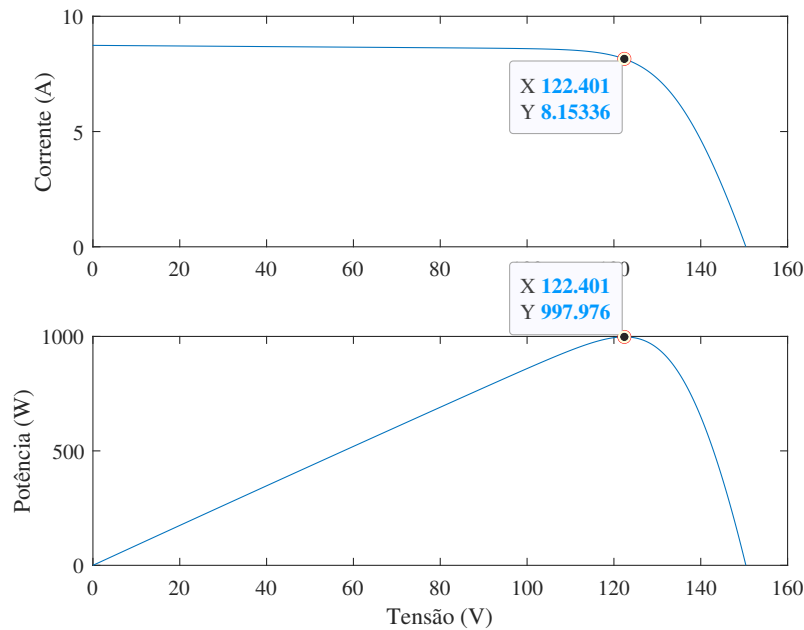
Fonte: Elaborada pelo autor.

Por fim, para demonstrar a validação da metodologia desenvolvida, são apresentados os resultados de simulação nas seguintes subseções.

4.3 Operação normal do sistema FV

A Figura 26 mostra as curvas I-V e P-V para a operação normal do sistema fotovoltaico simulado, quando não há desvios de potência. Já a Figura 27 mostra a mensagem do algoritmo de detecção de falhas no *Script* do MATLAB ("O sistema não apresenta falha"), bem como os valores da geração atual, estimada e perdida, sendo a estimada a potência que o sistema deve gerar. Entretanto, é importante salientar que o valor da geração atual deveria ser 1000 W, já que o sistema é composto por quatro módulos de 250 W. Porém, o valor mostrado foi 997.9756 W, com uma perda de 2,0324 W, que, por sua vez, não se refere a uma falha, mas sim a algum erro de simulação do *Simulink*.

Figura 26 – Curvas I-V e P-V para a operação normal do sistema FV.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 27 – Mensagem do algoritmo de detecção e diagnóstico de falhas no *Script* do MATLAB.

The screenshot shows a MATLAB script editor with a file named 'Deteccao_Falhas_PV_3.m'. The script contains the following code:

```

1  %% Algoritmo para Detecção e Diagnóstico de Falhas em Arranjos Fotovolt
2  % O algoritmo tem como princípio utilizar corrente, tensão e potência
3
4  %% Leituras de tensão e corrente e cálculo da potência
5
6  Tensao = Vmp; % Corrente medida
7  Corrente = Imp; % Tensão medida
8  Potencia = Tensao .* Corrente; % Potência calculada;
9  %
10 % Tensao = max(Vglobal); % Corrente medida
11 % Corrente = max(Iglobal); % Tensão medida

```

Below the script editor is the Command Window, which displays the following output:

```

>> Deteccao_Falhas_PV_3
O sistema não apresenta falha
Geração atual: 997.9756 W
Geração estimada: 1000.008 W
Perda de potência: 2.0324 W

```

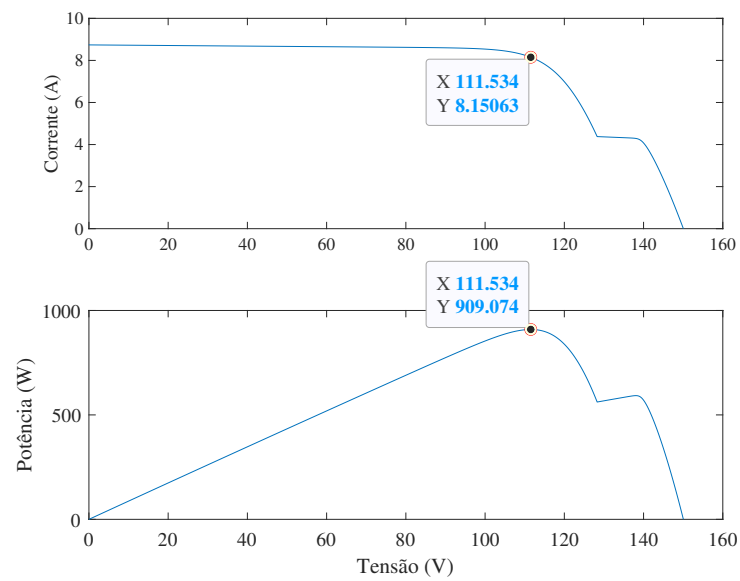
Fonte: Elaborada pelo autor.

4.4 Sombreamento parcial, sujidade ou diodos de by-pass curto-circuitados

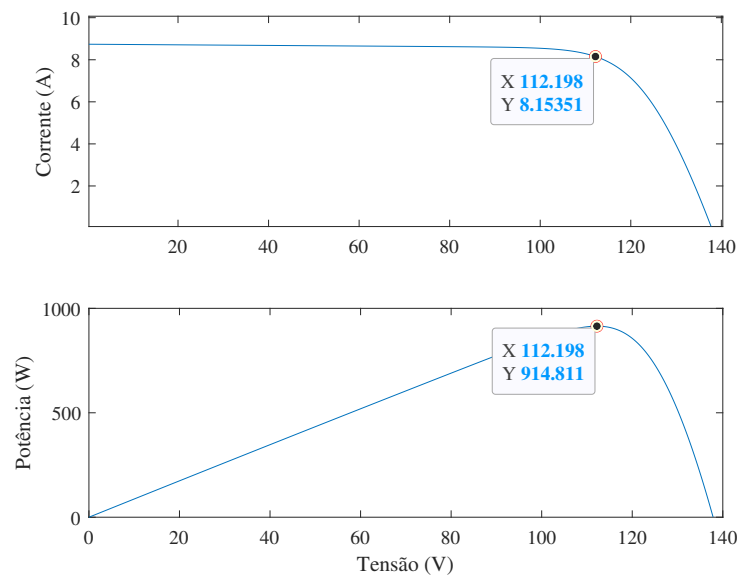
As curvas I-V e P-V, que representam a operação do sistema fotovoltaico simulado com sombreamento parcial e diodo de *by-pass* em curto-circuito, são mostradas na Figura 28. Para a simulação do sombreamento parcial, variou-se a irradiância solar de um dos

grupos de células do módulo FV 1 de 1000 para 500 W/m^2 . Já para simular a falha no diodo, aplicou-se um curto-circuito neste mesmo grupo de células. Com isso, pode-se visualizar na Figura 28 que, ao comparar as duas falhas, os valores máximos de corrente, tensão e potência são próximos, e o que difere é a tensão de circuito aberto. Assim, ambas as falhas estão na mesma categoria de classificação, conforme mostra a Figura 29 por meio da mensagem do algoritmo de detecção de falhas ("Falha: Sombreamento parcial, Sujeira ou Diodo(s) by-pass em curto-circuito").

Figura 28 – Curvas I-V e P-V: (a) Sombreamento parcial, (b) Diodo de *by-pass* curto-circuitado.



(a)



(b)

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 29 – Mensagem do algoritmo de detecção: (a) Sombreamento parcial, (b) Diodo de *by-pass* curto-circuitado.

Deteccao_Falhas_PV_3.m

```

1 %% Algoritmo para Detecção e Diagnóstico de Falhas em Arranjos Fotovo
2 % O algoritmo tem como princípio utilizar corrente, tensão e potência
3
4 %% Leituras de tensão e corrente e cálculo da potência
5
6 Tensao = Vmp; % Corrente medida
7 Corrente = Imp; % Tensão medida
8 Potencia = Tensao .* Corrente; % Potência calculada;
9 %
10 % Tensao = max(Vglobal); % Corrente medida
11 % Corrente = max(Iglobal); % Tensão medida

```

Command Window

New to MATLAB? See resources for [Getting Started.](#)

```

>> Deteccao_Falhas_PV_3
Falha: Sombreamento parcial, Sujeira ou Diodo(s) by-pass em curto-circuito
Geração atual: 909.0739 W
Geração estimada: 1000.008 W
Perda de potência: 90.9341 W

```

(a)

Deteccao_Falhas_PV_3.m

```

1 %% Algoritmo para Detecção e Diagnóstico de Falhas em Arranjos Fotovo
2 % O algoritmo tem como princípio utilizar corrente, tensão e potência
3
4 %% Leituras de tensão e corrente e cálculo da potência
5
6 Tensao = Vmp; % Corrente medida
7 Corrente = Imp; % Tensão medida
8 Potencia = Tensao .* Corrente; % Potência calculada;
9 %
10 % Tensao = max(Vglobal); % Corrente medida
11 % Corrente = max(Iglobal); % Tensão medida

```

Command Window

New to MATLAB? See resources for [Getting Started.](#)

```

>> Deteccao_Falhas_PV_3
Falha: Sombreamento parcial, Sujeira ou Diodo(s) by-pass em curto-circuito
Geração atual: 914.8111 W
Geração estimada: 1000.008 W
Perda de potência: 85.1969 W

```

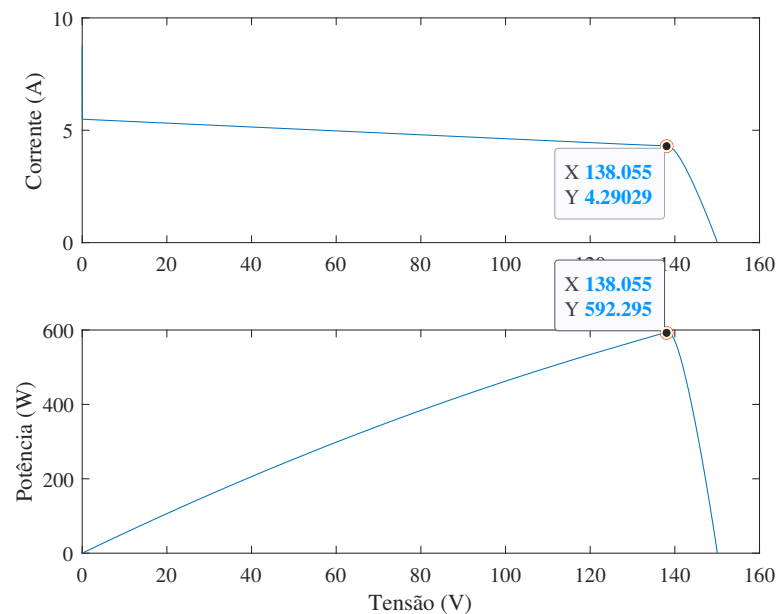
(b)

Fonte: Elaborada pelo autor.

4.5 Sombreamento parcial ou sujidade e diodos de *by-pass* com circuito aberto

O *Simulink* não permite a simulação dos módulos fotovoltaicos sem a presença dos diodos de *by-pass*, entretanto é possível modificar a resistência interna destes componentes. Sendo assim, variou-se a irradiância solar de um dos grupos de células do módulo FV 1 de 1000 para 500 W/m² e mudou-se o valor da resistência do seu diodo de *by-pass* de 0,001 para 1000 Ω, com o objetivo de impedir a sua condução. Os resultados obtidos são mostrados na Figura 30.

Figura 30 – Diodo de *by-pass* com circuito aberto: (a) Curvas I-V e P-V, (b) Mensagem do algoritmo de detecção.



(a)

The screenshot shows a MATLAB script editor with a file named 'Deteccao_Falhas_PV_3.m'. The script contains the following code:

```

1 %% Algoritmo para Detecção e Diagnóstico de Falhas em Arranjos Fotovolt
2 % O algoritmo tem como princípio utilizar corrente, tensão e potência
3
4 %% Leituras de tensão e corrente e cálculo da potência
5
6 Tensao = Vmp; % Corrente medida
7 Corrente = Imp; % Tensão medida
8 Potencia = Tensao .* Corrente; % Potência calculada;
9 %
10 % Tensao = max(Vglobal); % Corrente medida
11 % Corrente = max(Iglobal); % Tensão medida

```

Below the script editor is the Command Window, which displays the following output:

```

>> Deteccao_Falhas_PV_3
Falha: Sombreamento parcial ou Sujeira e Diodo by-pass com circuito aberto
Geração atual: 592.2947 W
Geração estimada: 1000.008 W
Perda de potência: 407.7133 W

```

(b)

Fonte: Elaborada pelo autor.

Como o circuito do diodo de *by-pass* está aberto, observa-se uma redução de aproximadamente 50% na corrente quando comparada ao funcionamento do sistema fotovoltaico em condições de sombreamento parcial, mas sem falhas no diodo. Isso ocorre porque a menor corrente que flui pela *string* influencia diretamente a operação do sistema, limitando a capacidade de geração de energia. Assim, com a detecção da falha, conforme apresenta a Figura 30 (b), o algoritmo mostra a seguinte mensagem: "Falha: Sombreamento parcial ou Sujeira e Diodo *by-pass* com circuito aberto". Como o circuito do diodo de

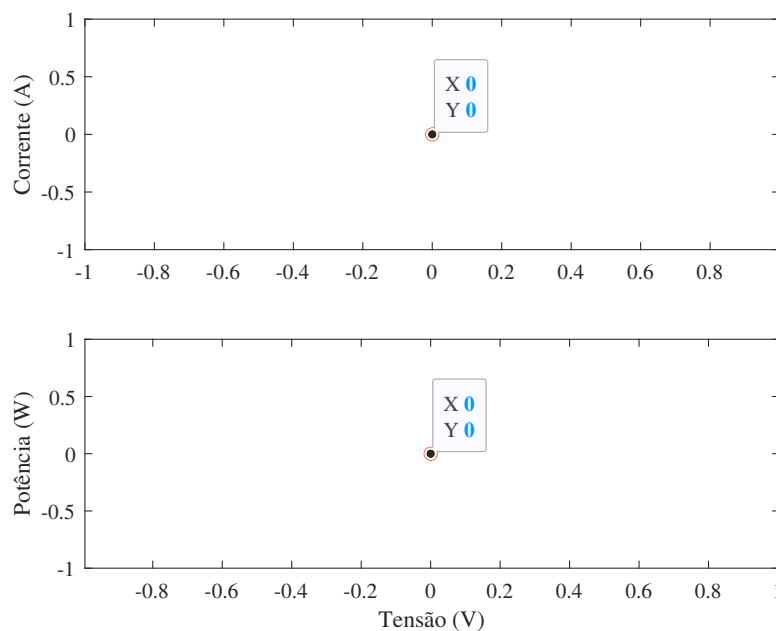
by-pass está aberto, observa-se uma redução de aproximadamente 50% na corrente quando comparada ao funcionamento do sistema fotovoltaico em condições de sombreamento parcial, mas sem falhas no diodo. Isso ocorre porque a menor corrente que flui pela *string* influencia diretamente a operação do sistema, limitando a capacidade de geração de energia. Assim, com a detecção da falha, conforme apresenta a Figura 30 (b), o algoritmo mostra a seguinte mensagem: "Falha: Sombreamento parcial ou Sujeira e Diodo *by-pass* com circuito aberto".

4.6 Módulos fotovoltaicos desconectados ou curto-circuitados

A Figura 31 ilustra as curvas I-V e P-V para as duas condições de falha simuladas, enquanto a Figura 32 exibe as mensagens do algoritmo de detecção de falhas no *Script* do MATLAB ("Módulos desconectados ou em curto-circuito").

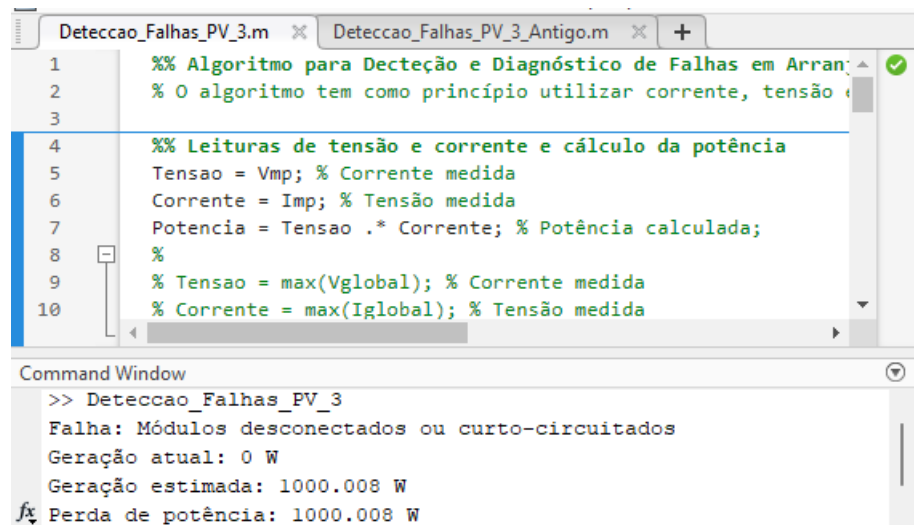
Na simulação dos módulos em curto-circuito, aplicou-se um curto-circuito entre os terminais positivo e negativo da *string* FV. Nessa situação, a corrente de curto-circuito forma um laço com os módulos, e a tensão e a corrente são nulas no ponto de medição do diagnóstico de falhas. Já no caso dos módulos desconectados, retirou-se o terminal positivo conectado aos módulos. Desse modo, o circuito da *string* está aberto, não há fluxo de corrente e as medições de tensão e corrente são nulas. Portanto, não há potência gerada em ambos os casos de falha.

Figura 31 – Curvas I-V e P-V: Módulos desconectados ou curto-circuitados.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 32 – Mensagem do algoritmo de detecção e diagnóstico de falhas no *Script* do MATLAB.



The image shows a MATLAB script editor with a file named 'Deteccao_Falhas_PV_3.m'. The script contains comments and code for fault detection. The Command Window shows the execution results for 'Deteccao_Falhas_PV_3'.

```
1 %% Algoritmo para Detecção e Diagnóstico de Falhas em Arranjos
2 % O algoritmo tem como princípio utilizar corrente, tensão e
3
4 %% Leituras de tensão e corrente e cálculo da potência
5 Tensao = Vmp; % Corrente medida
6 Corrente = Imp; % Tensão medida
7 Potencia = Tensao .* Corrente; % Potência calculada;
8 %
9 % Tensao = max(Vglobal); % Corrente medida
10 % Corrente = max(Iglobal); % Tensão medida
```

Command Window

```
>> Deteccao_Falhas_PV_3
Falha: Módulos desconectados ou curto-circuitados
Geração atual: 0 W
Geração estimada: 1000.008 W
Perda de potência: 1000.008 W
```

Fonte: Elaborada pelo autor.

4.7 Considerações finais do capítulo

As simulações realizadas para o monitoramento, detecção e diagnóstico de falhas em arranjos fotovoltaicos demonstraram a eficácia da metodologia proposta. As análises revelaram que o sistema desenvolvido foi capaz de identificar com precisão diversas condições adversas, como sombreamentos, falhas nos diodos de *by-pass*, curto-circuito e desconexões nos módulos. As falhas simuladas mostraram comportamentos consistentes com o esperado: a redução significativa da corrente e tensão em situações de curto-circuito e desconexão, assim como a degradação de desempenho nos cenários com sombreamento parcial.

Em termos gerais, os resultados indicam que a abordagem adotada tem grande potencial para ser aplicada em usinas solares de diferentes portes, promovendo uma maior confiabilidade e longevidade dos sistemas fotovoltaicos. O monitoramento preciso e a rápida detecção de falhas garantem não apenas a estabilidade na produção de energia, mas também uma maior eficiência e retorno sobre o investimento. Assim, a metodologia proposta pode ser uma solução eficaz para o diagnóstico de falhas em sistemas fotovoltaicos, contribuindo diretamente para a sustentabilidade e expansão da energia solar.

5 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

5.1 Considerações iniciais do capítulo

Este capítulo apresenta os resultados experimentais obtidos a partir da implementação da metodologia proposta para o monitoramento, detecção e diagnóstico de falhas em arranjos fotovoltaicos. Os ensaios foram realizados em ambiente controlado de laboratório, por meio da montagem de um protótipo em bancada, com o objetivo de validar o funcionamento do sistema desenvolvido e verificar sua capacidade de identificar diferentes condições operacionais e tipos de falhas.

Inicialmente, é descrita a montagem do sistema experimental, detalhando os equipamentos e instrumentos utilizados, bem como a forma de aquisição e processamento dos sinais elétricos de tensão e corrente. Em seguida, são analisados os resultados referentes à operação do módulo fotovoltaico em condições normais, sem a presença de falhas, servindo como base de comparação para os demais cenários avaliados.

Na sequência, são apresentados e discutidos os resultados obtidos para diferentes situações de falha, tais como módulos desconectados ou em curto-circuito, sombreamento parcial ou sujidade associados a falhas nos diodos de *by-pass*, tanto em condição de diodo aberto quanto em curto-circuito. Dessa forma, este capítulo busca demonstrar, por meio de resultados experimentais, a eficácia da metodologia proposta perante a distintas condições de operação dos sistemas fotovoltaicos.

5.2 Montagem do sistema proposto

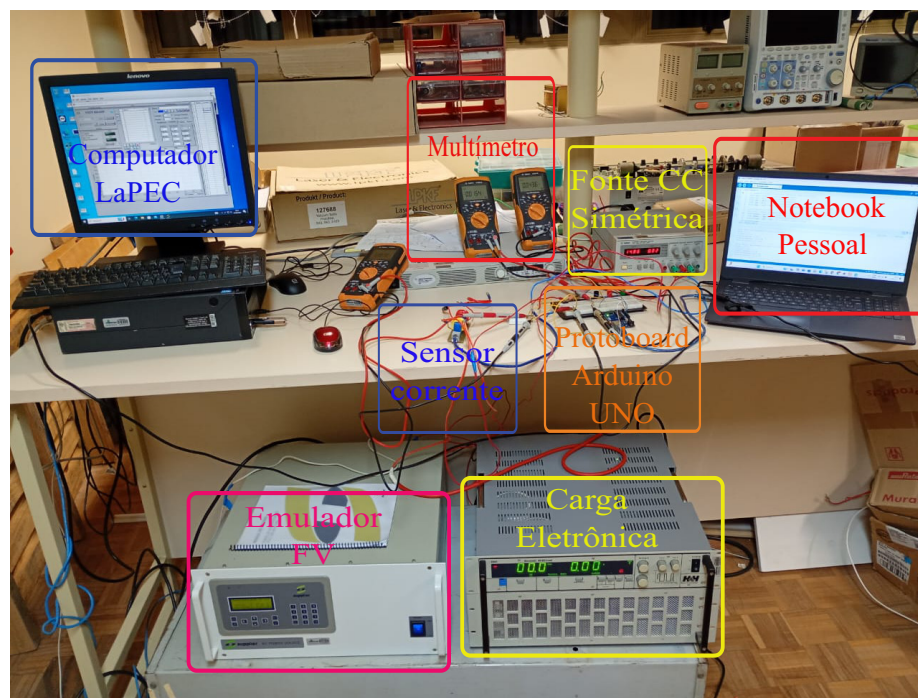
Para obter os resultados experimentais, montou-se um protótipo em bancada no Laboratório de Processamento de Energia e Controle (LaPEC), da Universidade Federal do Pampa, conforme mostra a Figura 33.

Os materiais utilizados na montagem do sistema proposto são descritos abaixo:

- 1 fonte CC emuladora FV modelo FCCT 400-40iF (Modo Emulador PF);
- 1 equipamento de carga eletrônica resistiva modelo H&H ZS;
- 1 Arduino UNO;
- 1 computador;
- 1 notebook;
- 1 Fonte CC simétrica;
- 1 matriz de contatos (*Protoboard*);

- 3 multímetros;
- 1 sensor de corrente LEM LA 100-P;
- 1 resistor de 10 k Ω ;
- 1 resistor de 68 k Ω ;
- 1 resistor de potência de 12 Ω ;
- 1 resistor de potência de 15 Ω ;
- Fios e cabos elétricos.

Figura 33 – Montagem do sistema proposto.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A fonte CC com o emulador fotovoltaico representa o módulo. A carga eletrônica indica a resistência de acordo com os valores de tensão e corrente gerados no emulador FV. No computador, são acessados os *softwares* de interface do emulador FV e da carga eletrônica, nos quais são informados os parâmetros da folha de dados do módulo FV e o valor do resistor correspondente ao ponto de máxima potência.

O Arduino UNO é o microcontrolador escolhido para realizar o processamento dos dados de tensão e corrente, devido a sua simplicidade de implementação e por possuir pinos de entrada e saída analógicos-digitais (AD) lineares, o que facilita a aquisição dos valores de tensão e corrente com precisão. De forma sucinta, o Arduino processa os dados

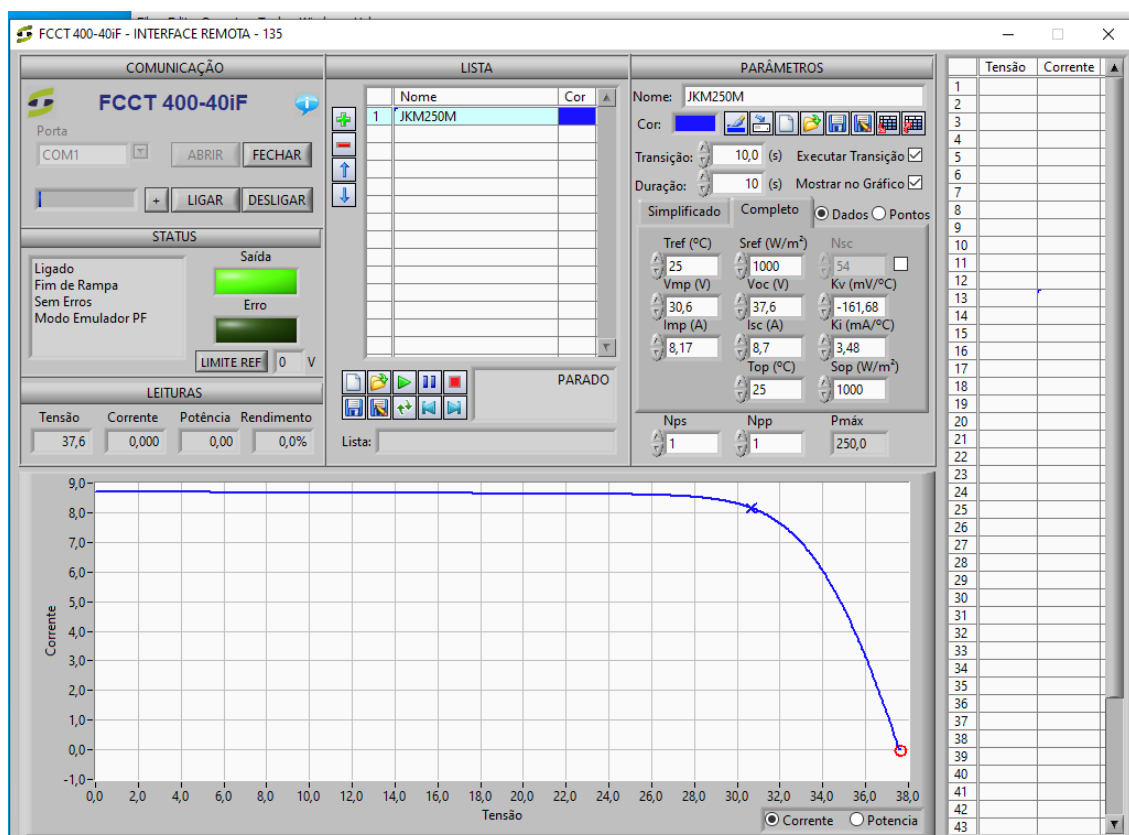
por meio do algoritmo de diagnóstico de falhas, e envia esses dados para o monitor do *software* Arduino IDE, instalado no notebook, via comunicação serial através de um cabo.

O sensor de corrente é alimentado pela fonte CC simétrica e realiza a aquisição de corrente do módulo, enquanto a tensão gerada é obtida pelo divisor de tensão, o qual é composto pelos resistores de 10 k Ω e 68 k Ω .

Os resistores de potência de 12 Ω e 15 Ω foram conectados em série e aplicados na saída do pino de medição do sensor de corrente, para que fossem multiplicados pela corrente com o objetivo de obter valores de tensão equivalentes. Esse processo é necessário, pois os pinos analógicos-digitais do Arduino aceitam apenas valores de tensão. Com isso, o valores medidos de tensão foram novamente transformados em corrente no código do algoritmo, gravado no Arduino.

Já o emulador FV fornece três métodos de aquisição de parâmetros dos módulos fotovoltaicos: simplificado, completo ou pontos. Neste caso, foram empregados os métodos completo e pontos. Conforme apresenta a Figura 34, além da irradiância e temperatura de referência e de operação, o método completo leva em consideração todos os parâmetros de um módulo FV. Ele também mostra as leituras de tensão, corrente, potência e rendimento, bem como o número de módulos ligados em série (N_{ps}) e em paralelo (N_{pp}).

Figura 34 – *Software* de interface do emulador FV.

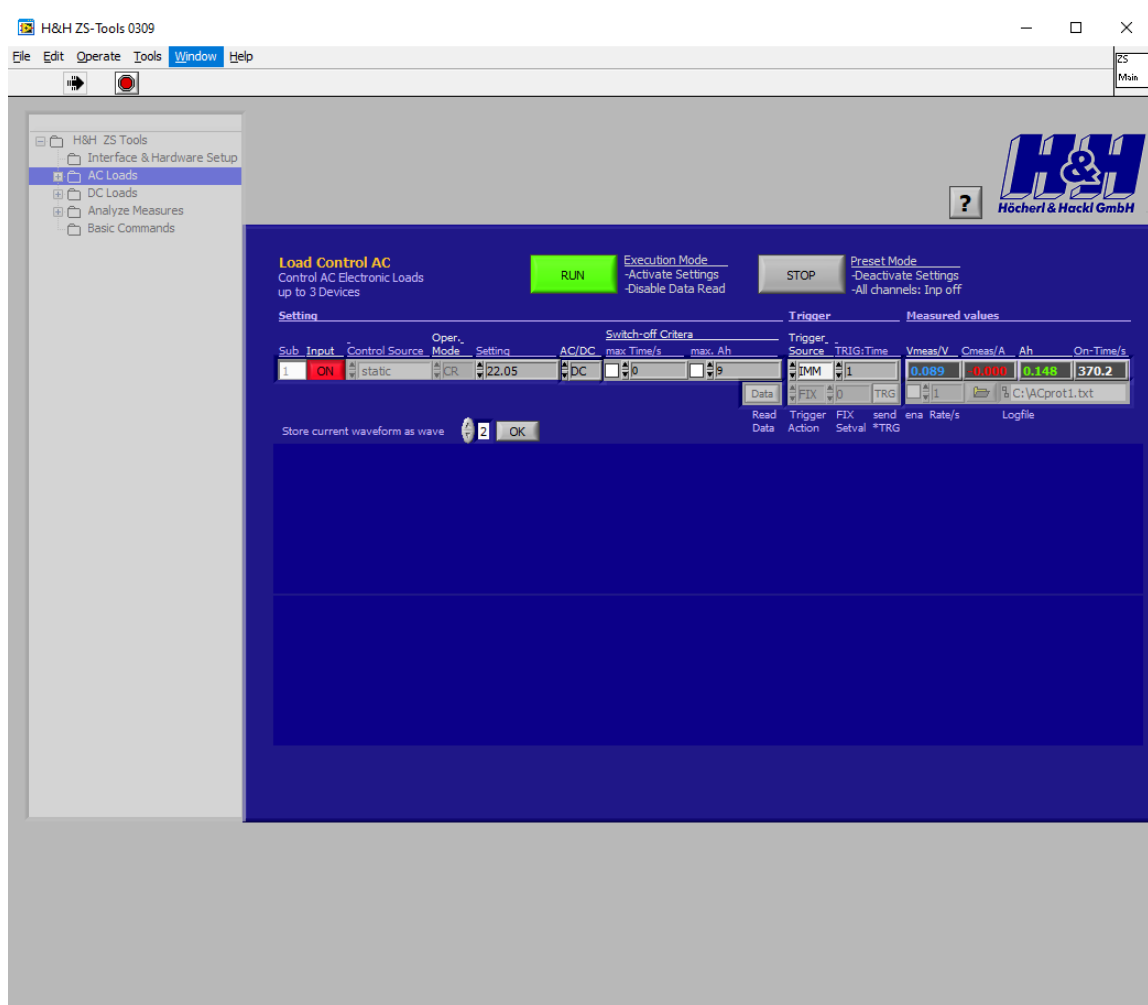


Fonte: Elaborada pelo autor.

Para obtenção dos resultados experimentais, utilizou-se o mesmo módulo FV da seção dos resultados de simulação. Após parametrizar o emulador FV com os parâmetros do módulo Jinko Solar JKM250M-60, realizou-se a sua calibração operando sem carga segundo o manual de instruções. Isso significa que o ponto de operação é representado pela corrente nula e a tensão gerada é igual a tensão de circuito aberto.

Já a carga eletrônica resistiva apresenta dois modos de operação: corrente constante (CC) e resistência constante (CR). Dessa forma, escolheu-se o modo resistência constante, no qual o valor da resistência era calculado conforme a tensão e corrente geradas pelo módulo e informado no *software* de interface, como mostrado na Figura 35. De acordo com o manual, a carga eletrônica opera com tensão máxima de 75 V e corrente máxima de 15 A. Por isso, projetou-se o sistema proposto para a tensão máxima de 40 V e corrente máxima de 10 A, a fim de não ultrapassar os limites da carga eletrônica.

Figura 35 – *Software* de interface da carga eletrônica.



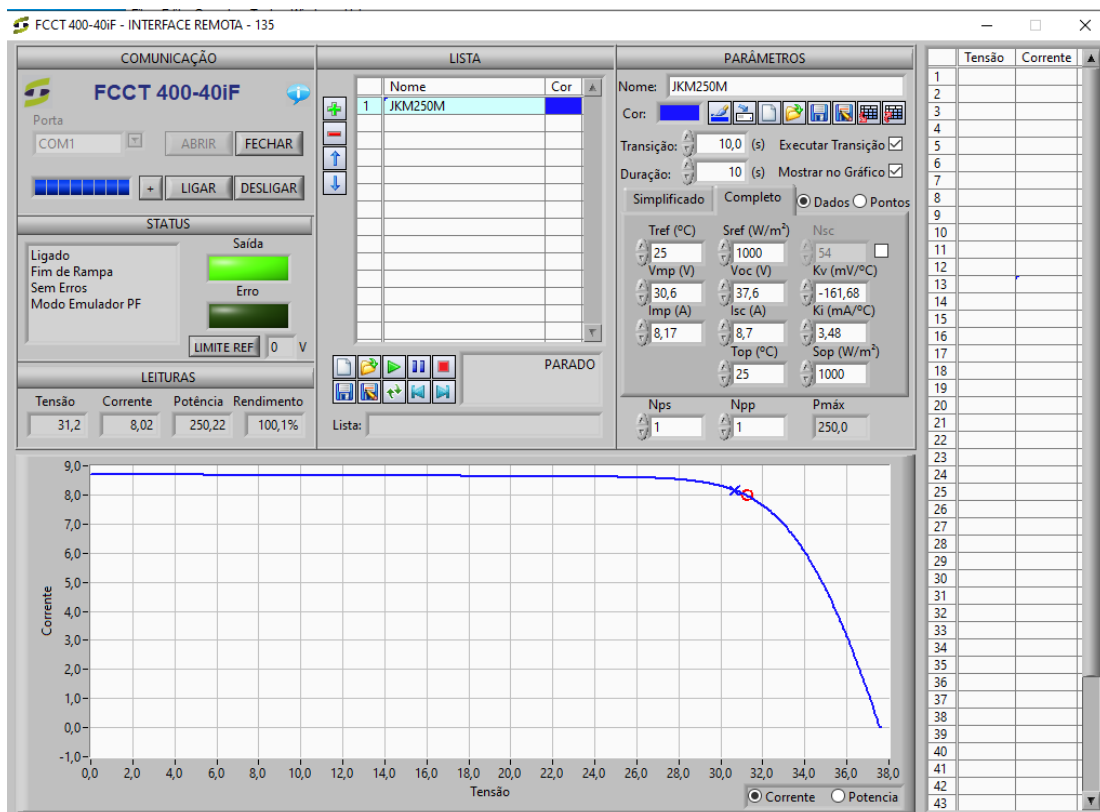
Fonte: Elaborada pelo autor.

5.3 Módulo operando sem falhas

Neste caso, os valores de irradiância e temperatura de operação (S_{op} e T_{op}) e de referência (S_{ref} e T_{ref}) são iguais, logo não há presença de falhas. Assim, a Figura 36 mostra as leituras de tensão, corrente e potência geradas no emulador FV, que ficaram próximas dos valores de referência.

O diagnóstico de falhas é demonstrado na Figura 37. Devido às perdas e à uma certa imprecisão na aquisição da tensão e corrente pelo Arduino, a potência de 250 W não foi alcançada, porém os valores lidos são aproximados. Além disso, as medições são feitas a cada um segundo e podem apresentar pequenas variações.

Figura 36 – *Software* do emulador FV: operação sem falhas.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 37 – *Software* do Arduino IDE: operação sem falhas.

```
Codigo_Completo | Arduino IDE 2.3.6
Arquivo Editar Rascunho Ferramentas Ajuda

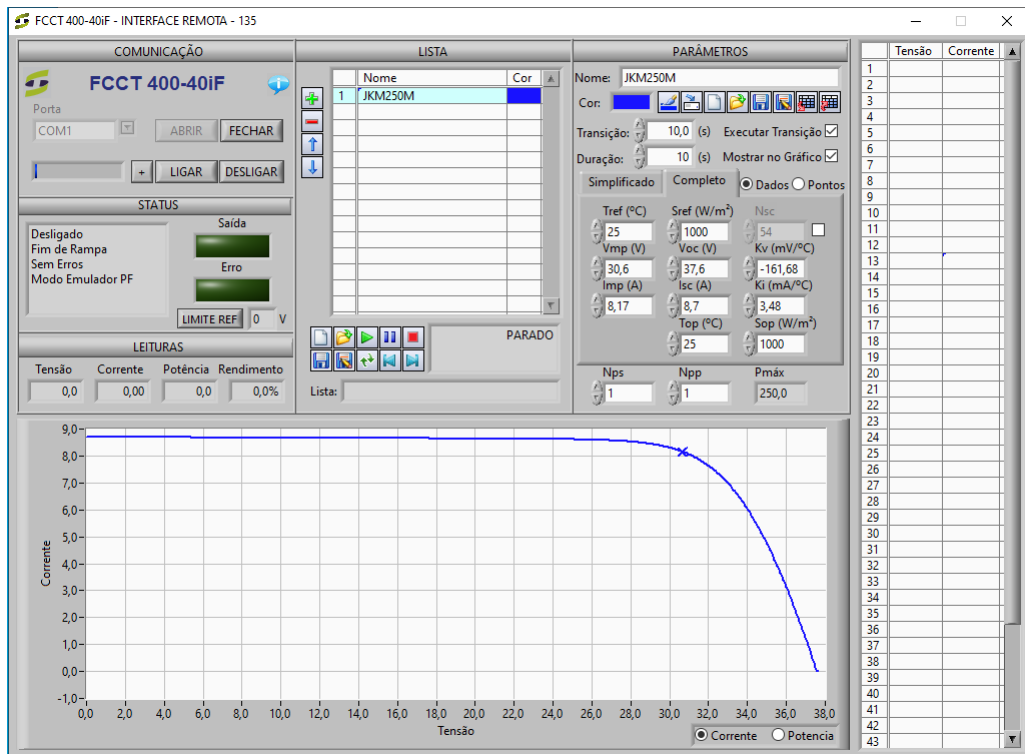
Codigo_Completo.ino
10 float Vocmax1 = Voc1 * n; // Tensão de circuito aberto da string
11 float Vmpmax1 = Vmp1 * n; // Tensão de máxima potência da string
12 float Pstcmax = Vmp1 * Imp1 * n; // Potência total da string
13
14 // Condições ambientais
15 float Ti = 25; // Temperatura medida dos módulos fotovoltaicos em tempo real (°C) - Operação
16 float Gi = 1000; // Irradiância medida em tempo real (em W/m²) - Operação
17 float Tstc = 25; // Temperatura de operação dos módulos para a condição do STC (°C) - Referência (fixa)
18 float Gstc = 1000; // Irradiância incidente nos módulos na condição do STC (em W/m²) - Referência (fixa)
19 float Pstr = Pstcmax; // Potência total do sistema (em W)

Saída Monitor Serial X
|Mensagem (Arduino Uno + Enter para enviar mensagem para 'COM5' em '2')
Potência estimada: 250.00 W
Perda de potência: 6.29 W
-----
Sistema operando normalmente.
Tensão: 29.72 V
Corrente: 8.26 A
Potência medida: 245.59 W
Potência estimada: 250.00 W
Perda de potência: 4.41 W
-----
Sistema operando normalmente.
Tensão: 29.44 V
Corrente: 8.27 A
Potência medida: 243.42 W
Potência estimada: 250.00 W
Perda de potência: 6.58 W
-----
```

Fonte: Elaborada pelo autor.

5.4 Módulos Desconectados ou Curto-circuitados

Observa-se, na Figura 38, que o emulador FV foi desligado com a finalidade de representar o módulo desconectado do sistema ou em curto-circuito, visto que a tensão e a corrente são nulas no ponto de medição, no qual é realizada a detecção e o diagnóstico de falhas. Dessa forma, o resultado do diagnóstico é apresentado na Figura 39.

Figura 38 – *Software* do emulador FV: módulo desconectado ou em curto.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 39 – *Software* do Arduino IDE: módulo desconectado ou em curto.

Codigo_Completo | Arduino IDE 2.3.6

Arquivo Editar Rascunho Ferramentas Ajuda

Arduino Uno

Codigo_Completo.ino

```

1 // Parâmetros do módulo Jinko Solar JKM250M-60: dados pelo usuário
2 float Voc1 = 37.6; // Tensão de circuito aberto
3 float Isc1 = 8.7; // Corrente de curto-circuito
4 float Vmp1 = 30.6; // Tensão de máxima potência
5 float Imp1 = 8.17; // Corrente de máxima potência
6 float gama = -0.43 / 100; // Coeficiente de temperatura para a máxima potência (Pmax)
7
8 // Configuração do arranjo
9 int n = 1; // Número de módulos em série: dado pelo usuário
10 float Vocmax1 = Voc1 * n; // Tensão de circuito aberto da string
11 float Vmpmax1 = Vmp1 * n; // Tensão de máxima potência da string
12 float Pstcmax = Vmp1 * Imp1 * n; // Potência total da string
13

```

Saída Monitor Serial X

Mensagem (Arduino Uno + Enter para enviar mensagem para 'COM5' em '{2}')

```

Falha: Módulos desconectados ou curto-circuitados
Tensão: 0.00 V
Corrente: 0.00 A
Potência medida: 0.00 W
Potência estimada: 250.00 W
Perda de potência: 250.00 W

-----
Falha: Módulos desconectados ou curto-circuitados
Tensão: 0.00 V
Corrente: 0.00 A
Potência medida: 0.00 W
Potência estimada: 250.00 W
Perda de potência: 250.00 W
-----

```

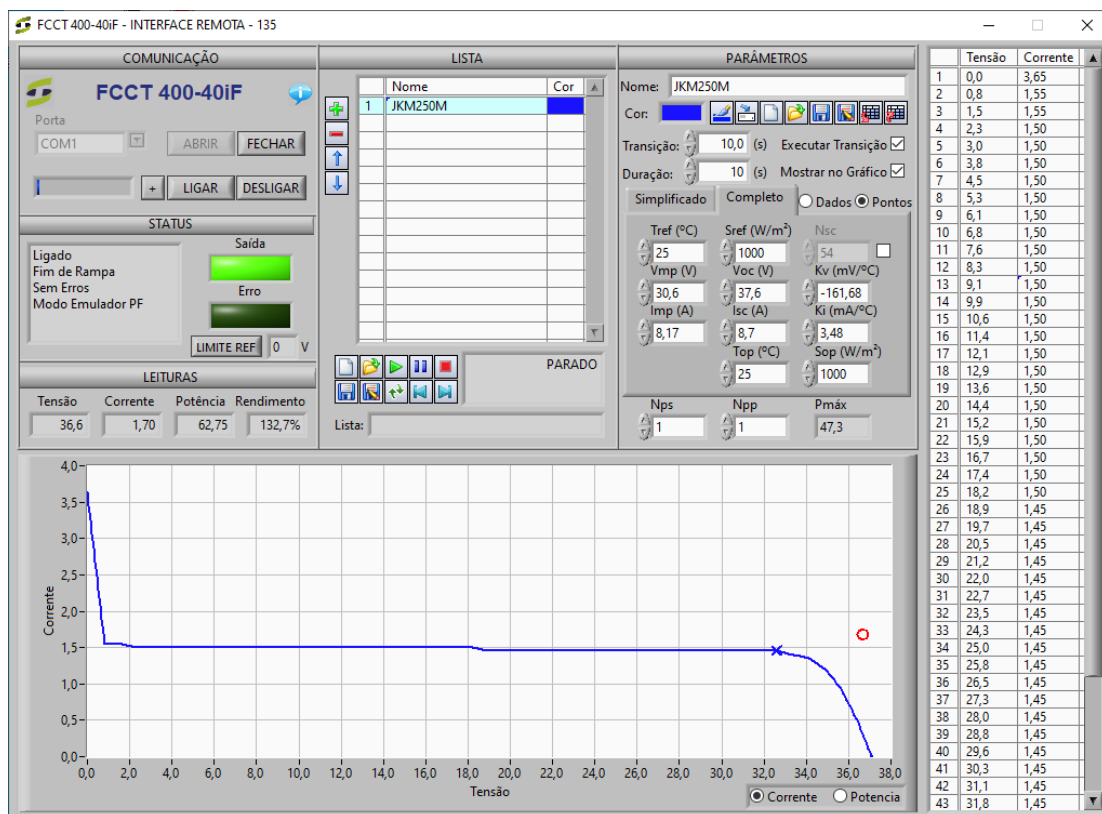
Fonte: Elaborada pelo autor.

5.5 Sombreamento parcial ou sujidade e diodo aberto

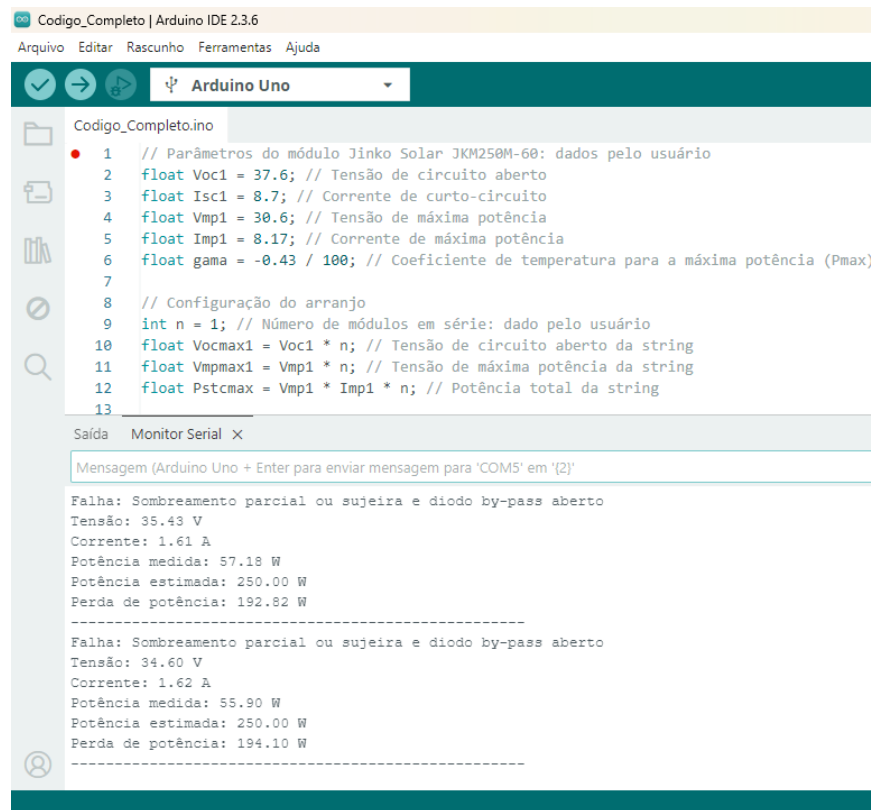
O emulador FV não possibilita gerar falhas de diodo de *by-pass*. Por isso, os pontos de tensão e corrente da simulação do MATLAB foram importados para demonstrar esta falha, conforme ilustrado na Figura 40.

Neste caso, variou-se a irradiância de 1000 para 400 W/m² de um dos grupos de células no *simulink*, do MATLAB, para representar o sombreamento, ao mesmo tempo, com o circuito do diodo aberto. Sendo assim, o diagnóstico do sistema proposto pode ser visualizado na Figura 41. Novamente, os valores medidos pelo Arduino são próximos das leituras do emulador FV.

Figura 40 – *Software* do emulador FV: sombreamento ou sujidade e diodo aberto.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 41 – *Software* do Arduino IDE: sombreamento ou sujidade e diodo aberto.


```

Codigo_Completo | Arduino IDE 2.3.6
Arquivo Editar Rascunho Ferramentas Ajuda

Codigo_Completo.ino
1 // Parâmetros do módulo Jinko Solar JKM250M-60: dados pelo usuário
2 float Voc1 = 37.6; // Tensão de circuito aberto
3 float Isc1 = 8.7; // Corrente de curto-circuito
4 float Vmp1 = 30.6; // Tensão de máxima potência
5 float Imp1 = 8.17; // Corrente de máxima potência
6 float gama = -0.43 / 100; // Coeficiente de temperatura para a máxima potência (Pmax)
7
8 // Configuração do arranjo
9 int n = 1; // Número de módulos em série: dado pelo usuário
10 float Vocmax1 = Voc1 * n; // Tensão de circuito aberto da string
11 float Vmpmax1 = Vmp1 * n; // Tensão de máxima potência da string
12 float Pstcmax = Vmp1 * Imp1 * n; // Potência total da string
13

Saída Monitor Serial X
Mensagem (Arduino Uno + Enter para enviar mensagem para 'COM5' em '2')

Falha: Sombreamento parcial ou sujeira e diodo by-pass aberto
Tensão: 35.43 V
Corrente: 1.61 A
Potência medida: 57.18 W
Potência estimada: 250.00 W
Perda de potência: 192.82 W
-----
Falha: Sombreamento parcial ou sujeira e diodo by-pass aberto
Tensão: 34.60 V
Corrente: 1.62 A
Potência medida: 55.90 W
Potência estimada: 250.00 W
Perda de potência: 194.10 W
-----

```

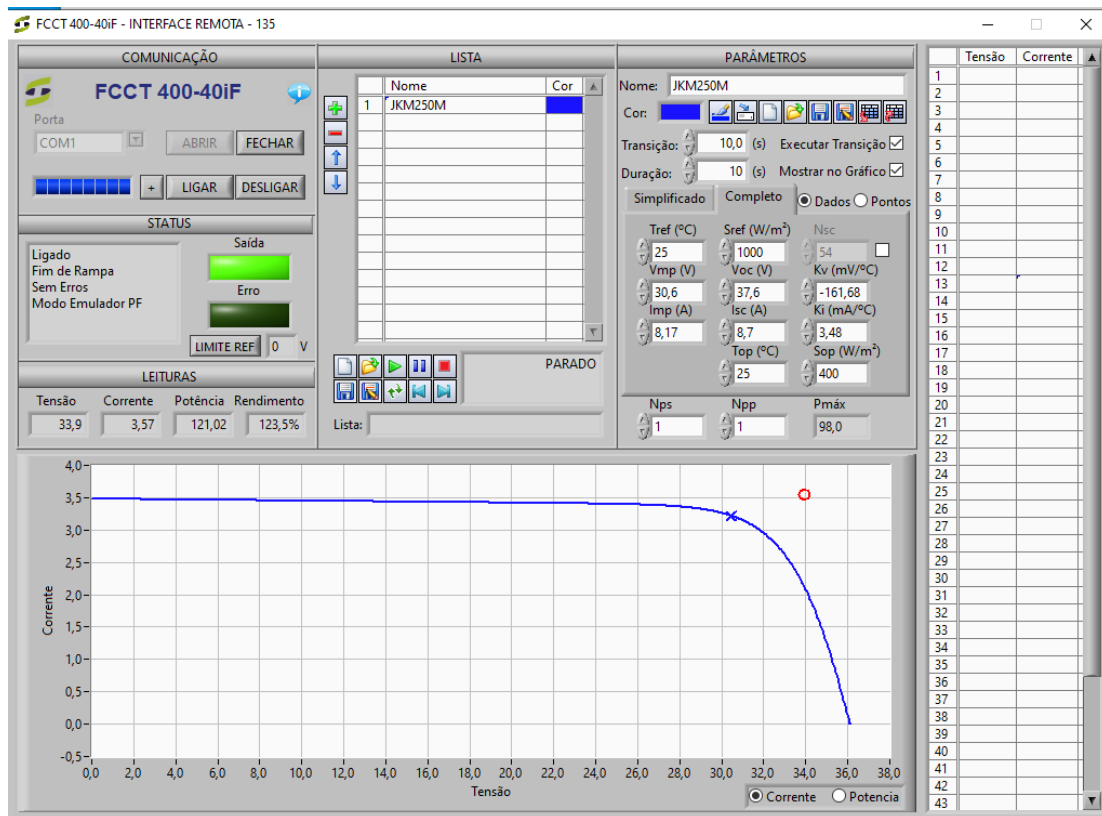
Fonte: Elaborada pelo autor.

5.6 Sombreamento parcial, sujidade ou diodo em curto

Com o objetivo de criar o sombreamento, a irradiância de operação do emulador FV foi alterada de 1000 para 400 W/m², como mostra a a Figura 42, e a irradiância, que seria medida, no caso de uma instalação real, foi manipulada no Arduino, permanecendo em 1000 W/m².

Nota-se que as medições do Arduino não atingiram o ponto de operação do emulador FV, porém estas possuem valores próximos, como pode ser observado na Figura 43.

Nos casos de sombreamento parcial, o emulador FV perdeu a precisão da calibração, com a tensão e corrente muito distantes do ponto de operação. Por isso, demonstrou-se o resultado com o sombreamento total do módulo, que ficou mais próximo do ponto de operação.

Figura 42 – *Software* do emulador FV: sombreamento, sujidade ou diodo em curto.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 43 – *Software* do Arduino IDE: sombreamento, sujidade ou diodo em curto.

```

Codigo_Completo | Arduino IDE 2.3.6
Arquivo Editar Rascunho Ferramentas Ajuda

Arduino Uno

Codigo_Completo.ino
1 // Parâmetros do módulo Jinko Solar JKM250M-60: dados pelo usuário
2 float Voc1 = 37.6; // Tensão de circuito aberto
3 float Isc1 = 8.7; // Corrente de curto-circuito
4 float Vmp1 = 30.6; // Tensão de máxima potência
5 float Imp1 = 8.17; // Corrente de máxima potência
6 float gama = -0.43 / 100; // Coeficiente de temperatura para a máxima potência (Pmax)
7
8 // Configuração do arranjo
9 int n = 1; // Número de módulos em série: dado pelo usuário
10 float Vocmax1 = Voc1 * n; // Tensão de circuito aberto da string
11 float Vmpmax1 = Vmp1 * n; // Tensão de máxima potência da string
12 float Pstcmax = Vmp1 * Imp1 * n; // Potência total da string
13

Saída Monitor Serial X
Mensagem (Arduino Uno + Enter para enviar mensagem para 'COM5' em '2')

Falha: Sombreamento parcial, sujeira ou diodo by-pass em curto
Tensão: 32.26 V
Corrente: 3.65 A
Potência medida: 117.64 W
Potência estimada: 250.00 W
Perda de potência: 132.37 W

-----
Falha: Sombreamento parcial, sujeira ou diodo by-pass em curto
Tensão: 32.41 V
Corrente: 3.65 A
Potência medida: 118.28 W
Potência estimada: 250.00 W
Perda de potência: 131.72 W

```

Fonte: Elaborada pelo autor.

5.7 Considerações finais do capítulo

Os resultados experimentais confirmaram a eficácia da metodologia proposta para o monitoramento, detecção e diagnóstico de falhas em *strings* fotovoltaicas. O sistema desenvolvido foi capaz de identificar corretamente diferentes condições operacionais, incluindo sombreamento, falhas nos diodos de by-pass, curto-circuito e desconexões de módulos.

Em condições normais de operação, as medições de tensão, corrente e potência apresentaram boa concordância com os valores de referência, validando o funcionamento do algoritmo e do sistema de aquisição de dados. Nos cenários de falha analisados, a metodologia demonstrou capacidade de distinção adequada entre as diferentes anomalias, mesmo considerando as limitações inerentes ao ambiente experimental.

Além disso, os resultados evidenciam que a abordagem proposta, baseada em parâmetros elétricos e aplicada a um microcontrolador de baixo custo, apresenta simplicidade de implementação e baixo custo computacional, dispensando o uso de técnicas complexas. Dessa forma, os ensaios experimentais corroboram os resultados de simulação e reforçam o potencial da metodologia para aplicações práticas em sistemas fotovoltaicos reais.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho, apresentou-se um algoritmo determinístico baseado em modelo físico simplificado, capaz de operar em dispositivos embarcados. A funcionalidade do método proposto foi demonstrada por meio de análise experimental e da simulação de uma *string* fotovoltaica utilizando as ferramentas *simulink* e *script*, do software MATLAB. De forma sucinta, as falhas são identificadas e classificadas comparando os dados coletados de tensão, corrente, temperatura e irradiância solar de instalações FV com os dados estimados através de equações que representam esses sistemas.

A metodologia proposta mostrou-se eficiente para identificar indícios de falhas, como sombreamentos parciais, diodos de *by-pass* defeituosos e desconexões de *strings*. Além disso, o acompanhamento da persistência dessas anomalias ao longo de vários dias pode contribuir para diferenciar condições operacionais transitórias de falhas efetivas, aumentando a confiabilidade do diagnóstico. A abordagem, baseada na medição e análise dos parâmetros elétricos e climáticos, permite uma avaliação em tempo real do desempenho dos sistemas fotovoltaicos, o que facilita a manutenção preditiva e reduz o tempo de inatividade destes sistemas em caso de falhas. Dessa forma, a metodologia contribui para prolongar a vida útil e maximizar o retorno sobre o investimento em energia solar fotovoltaica.

Os resultados de simulação e experimentais validaram a eficácia da solução proposta, destacando seu potencial para ser aplicada em plantas solares de diferentes tamanhos e configurações. Esta pesquisa, além de contribuir para o monitoramento de *strings* FV, abre caminho para o desenvolvimento de novos algoritmos e ferramentas que possam tornar os sistemas solares ainda mais robustos e autossuficientes, atendendo à crescente demanda por energia renovável com maior confiabilidade e eficiência. Assim, conclui-se que o uso de sistemas de monitoramento contínuo e diagnóstico automáticos é fundamental para o futuro das energias renováveis, a fim de garantir a viabilidade técnica e econômica dos sistemas fotovoltaicos.

6.1 Sugestões para trabalhos futuros

A partir da análise do trabalho desenvolvido ao longo da dissertação, foi possível identificar alguns tópicos que não foram abordados ou aprofundados e que se configuram como propostas para trabalhos futuros, com o objetivo de ampliar os estudos relacionados ao monitoramento, à detecção e ao diagnóstico de falhas em *strings* fotovoltaicas. Nesse contexto, destacam-se as seguintes possibilidades:

- i) Implementação de um sistema de monitoramento remoto em tempo real para a metodologia proposta;
- ii) Realização de estudos e pesquisas acerca do impacto do envelhecimento dos módulos

fotovoltaicos na potência gerada, a fim de detectar esta falha;

iii) Aplicação do método proposto em instalações fotovoltaicas reais, com o intuito de garantir a sua precisão e confiabilidade.

6.2 Produção associada ao trabalho

Durante a elaboração da dissertação, foi realizada a seguinte publicação como contribuição científica:

Artigo completo, intitulado como Monitoramento, Detecção e Diagnóstico de Falhas em Strings Fotovoltaicas, publicado no evento SEPOC 2025.

REFERÊNCIAS

- ABOSHADY, F. M.; TAHA, I. B. M. Fault detection and classification scheme for pv system using array power and cross-strings differential currents. *IEEE Access*, v. 9, p. 112655–112669, 2021. Citado na página 35.
- AL-KASHASHNEHAND, H. Z.; AL-AUBIDY, K. M. Wireless sensor network based real-time monitoring and fault detection for photovoltaic systems. In: *2019 16th International Multi-Conference on Systems, Signals Devices (SSD)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 315–321. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 33.
- ANSARI, S. et al. A review of monitoring technologies for solar pv systems using data processing modules and transmission protocols: Progress, challenges and prospects. *Sustainability*, MDPI, v. 13, n. 15, p. 8120, 2021. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2071-1050/13/15/8120>>. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 30.
- ANSARI, S.; SAMET, H.; GHANBARI, T. Fault location in solar farms. *IEEE Systems Journal*, v. 15, n. 3, p. 4003–4012, 2021. Citado na página 33.
- ASHRAF, A. Q. et al. Comparative analysis of fault detection algorithms for photovoltaic system. In: *2023 2nd International Conference on Emerging Trends in Electrical, Control, and Telecommunication Engineering (ETECTE)*. [S.l.: s.n.], 2023. p. 1–6. Citado na página 23.
- BEGA, E. A. *Instrumentação Industrial*. S.l.: Interciência, 2011. Citado na página 27.
- BHANG, B. G. et al. Power performance of bifacial c-si pv modules with different shading ratios. *IEEE Journal of Photovoltaics*, v. 9, n. 5, p. 1413–1420, 2019. Citado na página 20.
- CHIANTORE, P. V.; PAPAECONOMOU, V.; DEGENER, S. *Operations & Maintenance Best Practices Guidelines (Version 3.0)*. S.l., 2018. Citado 3 vezes nas páginas 25, 27 e 28.
- CUNNINGHAM, J.; HERNDAY, P.; MOKRI, J. *Commissioning for PV Performance – SunSpec Alliance Best Practice Guide*. S.l., 2014. Citado na página 27.
- DIALLO, S. et al. Understanding photovoltaic module degradation: An overview of critical factors, models, and reliability enhancement methods. *E3S Web of Conferences*, v. 469, 12 2023. Citado 2 vezes nas páginas 41 e 42.
- DUBARD, J. et al. Photovoltaic module performance measurements traceability: Uncertainties survey. *Measurement*, v. 51, p. 451–456, 2014. ISSN 0263-2241. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0263224114000840>>. Citado na página 28.
- EJGAR, M.; MOMIN, B. Solar plant monitoring system: A review. In: *2017 International Conference on Computing Methodologies and Communication (ICCMC)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1142–1144. Citado na página 23.
- EPE. *Balanco energético nacional: Relatório síntese 2024 - ano base 2023*. Rio de Janeiro, Brasil: [s.n.], 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2024>>. Citado 2 vezes nas páginas 10 e 11.

- EPE. *Estudos do plano decenal de expansão de energia 2034 (PDE 2034): Micro e minigeração distribuída e baterias atrás do medidor*. Rio de Janeiro, Brasil: [s.n.], 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034>>. Citado 2 vezes nas páginas 12 e 13.
- FRIESEN, G. et al. *Photovoltaic module energy yield measurements: Existing approaches and best practice*. [S.l.], 2018. Citado 3 vezes nas páginas 26, 27 e 28.
- GAIKWAD, G. et al. Investigation of bypassdiode failures to demonstrate manufacturing defects to enable warranty claims. In: *2021 IEEE 48th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. [S.l.: s.n.], 2021. p. 2648–2650. Citado 3 vezes nas páginas 20, 22 e 35.
- GOSTEIN, M. et al. Measuring global, direct, diffuse, and ground-reflected irradiance using a reference cell array. In: *2022 IEEE 49th Photovoltaics Specialists Conference (PVSC)*. [S.l.: s.n.], 2022. p. 0285–0290. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 26.
- GUERRIERO, P. et al. Monitoring and diagnostics of pv plants by a wireless self-powered sensor for individual panels. *IEEE Journal of Photovoltaics*, v. 6, n. 1, p. 286–294, 2016. Citado na página 33.
- GUO, X.; CAI, J. Optical stepped thermography of defects in photovoltaic panels. *IEEE Sensors Journal*, v. 21, n. 1, p. 490–497, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 35.
- HERNÁNDEZ-CALLEJO, L.; GALLARDO-SAAVEDRA, S.; ALONSO-GÓMEZ, V. A review of photovoltaic systems: Design, operation and maintenance. *Solar Energy*, v. 188, p. 426–440, 2019. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X19305912>>. Citado na página 12.
- IEC. *Photovoltaic System Performance – Part 1: Monitoring*. Geneva, Switzerland, 2017. Citado 4 vezes nas páginas 25, 26, 27 e 28.
- JIANG, L. et al. Comparison of monocrystalline and polycrystalline solar modules. In: *2020 IEEE 5th Information Technology and Mechatronics Engineering Conference (ITOEC)*. [S.l.: s.n.], 2020. p. 341–344. Citado na página 19.
- JOHN, J. J. et al. Study of soiling loss on photovoltaic modules with artificially deposited dust of different gravimetric densities and compositions collected from different locations in india. *IEEE Journal of Photovoltaics*, v. 6, n. 1, p. 236–243, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 20, 22 e 35.
- KHALID, A. M. et al. Performance ratio-crucial parameter for grid connected pv plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 65, p. 1139–1158, 2016. Citado na página 26.
- KHALIL, I. U. et al. Comparative analysis of photovoltaic faults and performance evaluation of its detection techniques. *IEEE Access*, v. 8, p. 26676–26700, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 24.
- KIM, G. G. et al. Fault detection for photovoltaic systems using multivariate analysis with electrical and environmental variables. *IEEE Journal of Photovoltaics*, v. 11, n. 1, p. 202–212, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 24.

- KUMARADURAI, A. et al. Fault detection in photovoltaic systems using machine learning algorithms: A review. In: *2020 8th International Conference on Orange Technology (ICOT)*. [S.l.: s.n.], 2020. p. 1–5. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 24.
- LAAMAMI, S.; BENHAMED, M.; SBITA, L. Analysis of shading effects on a photovoltaic array. In: *2017 International Conference on Green Energy Conversion Systems (GECS)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–5. Citado na página 20.
- LIU, H. Power rating uncertainty analysis of electrical performance of photovoltaic modules. In: *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–4. Citado na página 28.
- LIVERA, A. et al. Operation and maintenance decision support system for photovoltaic systems. *IEEE Access*, v. 10, p. 42481–42496, 2022. Citado 2 vezes nas páginas 11 e 12.
- LORENZO, G. D. et al. Review of om practices in pv plants: Failures, solutions, remote control, and monitoring tools. *IEEE Journal of Photovoltaics*, v. 10, n. 4, p. 914–926, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 11 e 12.
- MASSON, G.; KAIZUKA, I. et al. *Trends in Photovoltaic Applications 2019*. S.l.: International Energy Agency, Photovoltaic Power Systems Programme, 2019. Citado na página 19.
- MATHEW, J.; VINCENT, G. Realtime parameter monitoring and maximum power point estimation of solar photovoltaic array. In: *2016 International Conference on Next Generation Intelligent Systems (ICNGIS)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–4. Citado na página 23.
- MATOS, L. de. *Uso de imagens de eletroluminescência para detecção de danos mecânicos nos módulos fotovoltaicos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade do Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2020. Citado na página 24.
- MELLO, A. P. C. de. *Reconfiguração de redes de distribuição considerando multivariáveis e geração distribuída*. Dissertação (Mestrado) — Universidade do Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2014. Citado na página 40.
- MONDAL, A.; ALI, M. J.; DUTTA, P. Iot enabled smart solar panel monitoring system based on boltuino platform. In: *2022 IEEE International IOT, Electronics and Mechatronics Conference (IEMTRONICS)*. [S.l.: s.n.], 2022. p. 1–7. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 35.
- OPREA, S.-V. et al. Photovoltaic power plants (pv-pp) reliability indicators for improving operation and maintenance activities. a case study of pv-pp agigea located in romania. *IEEE Access*, v. 7, p. 39142–39157, 2019. Citado na página 12.
- ORTEGA, E. et al. Photovoltaic module to module monitoring system. In: *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC 34th EU PVSEC)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 2703–2708. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 35.
- OSTERWALD, C. R. Translation of device performance measurements to reference conditions. *Solar Cells*, v. 80401, p. 269–279, 1986. Citado na página 40.
- REISE, C. et al. *Uncertainties in PV System Yield Predictions and Assessments*. [S.l.], 2018. Citado na página 28.

- REZK, H. et al. Performance of data acquisition system for monitoring pv system parameters. *Measurement*, v. 104, p. 204–211, 2017. ISSN 0263-2241. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0263224117301422>>. Citado na página 17.
- RICHTER, M. et al. *Best practice guide on uncertainty in pv modelling*. [S.l.], 2015. v.2. Citado na página 28.
- ROSA, T.; SOUTO, O. A influência da sujeira no desempenho de sistemas fotovoltaicos. *Revista FotoVOLT*, Aranda Editora, n. 39, p. 26–31, 2021. Citado na página 22.
- SANTOS, L. d. O.; CARVALHO, P. C. M. de; FILHO, C. d. O. C. Photovoltaic cell operating temperature models: A review of correlations and parameters. *IEEE Journal of Photovoltaics*, v. 12, n. 1, p. 179–190, 2022. Citado na página 18.
- SARIKH, S. et al. Fault diagnosis in a photovoltaic system through i-v characteristics analysis. In: *2018 9th International Renewable Energy Congress (IREC)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 35.
- SEAWARD. *Photovoltaic System Commissioning and Testing: A Guide for PV System Technicians and Engineers*. S.l.: Seaward, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 18, 20 e 22.
- SPERTINO, F. et al. Maintenance activity, reliability, availability, and related energy losses in ten operating photovoltaic systems up to 1.8 mw. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 57, n. 1, p. 83–93, 2021. Citado na página 12.
- STEIN, J. *PV Performance Modeling Methods and Practices*. S.l.: [s.n.], 2017. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 28.
- TRETER, M. E. *Diagnóstico inteligente da geração em usinas fotovoltaicas empregando traçador de curvas I-V*. Tese (Doutorado) — Universidade do Estado de Santa Catarina, Santa Catarina, 2023. Citado 11 vezes nas páginas 14, 16, 18, 19, 20, 22, 25, 26, 31, 32 e 35.
- TRIKI-LAHIANI, A.; ABDELGHANI, A. B.-B.; SLAMA-BELKHODJA, I. Fault detection and monitoring systems for photovoltaic installations: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 82, p. 2680–2692, 2018. Citado na página 28.
- VIEIRA, P. A. V.; CALLEGARI, J. M. S.; PEREIRA, H. A. Methodology for fault detection applied in photovoltaic plants based on inverter power curve analysis. *Eletrônica de Potência*, v. 30, p. e202504, Jan. 2025. Disponível em: <<https://journal.sobraep.org.br/index.php/rep/article/view/985>>. Citado na página 35.
- VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. *Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações*. 1. ed. São Paulo: Érica, 2012. Citado na página 16.
- YANG, B. et al. Recent advances in fault diagnosis techniques for photovoltaic systems: A critical review. *Protection and Control of Modern Power Systems*, v. 9, n. 3, p. 36–59, 2024. Citado na página 11.
- ZBIB, B.; SHEIKH, H. A. Fault detection and diagnosis of photovoltaic systems through i-v curve analysis. In: *2020 International Conference on Electrical, Communication, and Computer Engineering (ICECCE)*. [S.l.: s.n.], 2020. p. 1–6. Citado na página 31.

ZHU, H. et al. Photovoltaic failure diagnosis using sequential probabilistic neural network model. *IEEE Access*, v. 8, p. 220507–220522, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 35.