

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

AMANDA COSTA MAIA

**ESTRATÉGIA DE DIAGNÓSTICO INTELIGENTE DE FALHAS PARA SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS DE ALTA POTÊNCIA**

Alegrete

2024

AMANDA COSTA MAIA

**ESTRATÉGIA DE DIAGNÓSTICO INTELIGENTE DE FALHAS PARA SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS DE ALTA POTÊNCIA**

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: Guilherme Sebastião da Silva

Alegrete
2024

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) .

M217e Maia, Amanda Costa

ESTRATÉGIA DE DIAGNÓSTICO INTELIGENTE DE FALHAS PARA
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE ALTA POTÊNCIA / Amanda Costa Maia.
82 p.

Dissertação(Mestrado)-- Universidade Federal do Pampa,
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, 2024.

"Orientação: Guilherme Sebastião da Silva".

1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS. I. Título.

AMANDA COSTA MAIA

ESTRATÉGIA DE DIAGNÓSTICO INTELIGENTE DE FALHAS PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE ALTA POTÊNCIA

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:19/07/2024.

Banca examinadora:

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

Prof. Dr. Felipe Bovolini Grigoletto
(Unipampa)

Prof. Dr. Lucas Vizzotto Bellinaso
(UFSM)



Assinado eletronicamente por **FELIPE BOVOLINI GRIGOLETTO, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 19/07/2024, às 18:19, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as norma vas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **Lucas Vizzo o Bellinaso, Usuário Externo**, em 19/07/2024, às 18:19, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as norma vas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **GUILHERME SEBASTIAO DA SILVA, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 19/08/2024, às 16:22, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as norma vas legais aplicáveis.



A auten cidade 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 **1481754** e o código CRC **3F4F6FCC**.

RESUMO

Nos últimos anos, a instalação de sistemas fotovoltaicos obteve um crescimento exponencial devido a incentivos governamentais, preocupação com o meio ambiente e também pela queda dos preços dos módulos fotovoltaicos. Esse aumento também impulsiona um número maior de comissionamentos, monitoramento e manutenções necessárias nesses sistemas. Esses procedimentos citados são necessários para garantir a maior eficiência dos sistemas fotovoltaicos, e conseqüentemente, uma maior geração. Todavia, como os módulos fotovoltaicos são instalados em ambientes externos, eles estão propensos a danos ocasionados por grandes variações de temperatura, umidade, fortes ventos e até chuva de granizos. Essas condições, quando extremas, podem causar danos nos arranjos fotovoltaicos que acarretam em grandes perdas de geração e até incêndios. Além disso, essas falhas que ocorrem na parte de corrente contínua do sistema são mais difíceis de serem reconhecidas pelos equipamentos já existentes no mercado, por terem características diferentes das falhas que ocorrem no lado de corrente alternada. Dessa forma, essa dissertação propõe um sistema completo para diagnosticar falhas em arranjos fotovoltaicos baseado na curva de corrente por tensão do módulo fotovoltaico e também em redes neurais artificiais. Este sistema é composto pelo arranjo a ser analisado, o conversor CC-CC, que é responsável por traçar a curva I-V de forma experimental, o circuito de comando, que controla o conversor, e também o sistema de aquisição de dados, encarregado por armazenar a curva. Os resultados de simulação do sistema proposto mostra que o conversor CC-CC do tipo *flyback* foi capaz de traçar a curva I-V para todas as condições de falhas do arranjo FV. Ainda, com os resultados da rede neural artificial do tipo *perceptron* multicamadas, observou que a rede é capaz de diagnosticar as condições propostas com uma precisão de 99,3%, classificando corretamente as falhas apresentadas. Os testes experimentais realizados mostraram que o conversor *flyback* modular foi capaz de dividir os esforços de tensão aplicados a sua entrada, e também, é capaz de traçar a curva I-V do módulo fotovoltaico.

Palavras-chave: Arranjo, Curva I-V, Conversor *Flyback*, Diagnóstico, Falhas, Fotovoltaico, Redes Neurais Artificiais.

ABSTRACT

In the last years, the installation of photovoltaic systems had an exponential growth, due to government incentives, concerns with the environment and also a decrease in prices of photovoltaic modules. This increase also drives a greater number of commissioning, monitoring and maintenance required in these systems. These cited procedures are necessary to ensure a greater efficiency of the photovoltaic systems, and consequently, a greater generation. However, the photovoltaic modules are installed outdoors, they are prone to damage caused by big temperature variation, humidity, heavy wind and hailstorm. These conditions, when extreme, can cause damage on the photovoltaic module that entail in huge losses and even fires. Furthermore, these faults that occur on the continuous current side are harder to recognize by the existing equipment on the market, for having different characteristics of the faults that occur on the alternating current side. Therefore, this dissertation proposes a complete system to diagnose faults in photovoltaic arrays based on the current per voltage curve and artificial neural networks. This system is composed by the array to be analysed, the DC-DC converter, which is responsible to trace the I-V curve experimentally, the command circuit, controls the converter, and also, the data acquisition system, responsible for store the curve. The results of the proposed system shows that the DC-DC flyback converter is capable of tracing the I-V curve for all failure conditions of the photovoltaic array. In addition, on the artificial neural network results was observed that the network is able to diagnosing the proposed conditions with 99,3% of accuracy, classifying correctly the faults. Experimental tests showed that the modular flyback converter was able to divide the voltage stresses applied to its input, and is also able to trace the I-V curve of the photovoltaic module.

Keywords: Array, Artificial Neural Network, Flyback Converter, Faults, I-V Curve, Photovoltaic.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Capacidade de potência por fonte de energia.	16
Figura 2 – Exemplo de um sistema fotovoltaico típico.	17
Figura 3 – Constituição de um módulo fotovoltaico	19
Figura 4 – Classificação de falhas.	20
Figura 5 – Falhas em sistemas fotovoltaicos de acordo com a NBR 16274.	22
Figura 6 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.	25
Figura 7 – Curva I-V da célula fotovoltaica.	26
Figura 8 – Variação da irradiância na curva I-V.	26
Figura 9 – Variação da temperatura na curva I-V.	27
Figura 10 – Variação da resistência em série na curva I-V.	27
Figura 11 – Variação da resistência em paralelo na curva I-V.	28
Figura 12 – Efeito do sombreamento suave na curva I-V.	28
Figura 13 – Efeito do sombreamento total na curva I-V.	29
Figura 14 – Sombreamento parcial na curva I-V.	29
Figura 15 – Método com resistência variável.	31
Figura 16 – Método com carga capacitiva.	31
Figura 17 – Método com carga eletrônica.	32
Figura 18 – Método com conversor CC-CC.	33
Figura 19 – Conexão IPOP.	34
Figura 20 – Conexão IPOS.	34
Figura 21 – Conexão ISOP.	34
Figura 22 – Conexão ISOS.	35
Figura 23 – Estrutura do sistema proposto.	36
Figura 24 – Conversor Flyback.	38
Figura 25 – Ganho do conversor <i>flyback</i>	38
Figura 26 – Conversor <i>flyback</i> - Etapa 1 de funcionamento.	39
Figura 27 – Conversor <i>flyback</i> - Etapa 2 de funcionamento.	39
Figura 28 – Conversor <i>flyback</i> modular tipo ISOS.	41
Figura 29 – Curva P-V e aproximação.	42
Figura 30 – (a) Comparação razão cíclica linear e não-linear (b) Comparação entre o ganho não-linear e linear.	44
Figura 31 – Comparação da potência dissipada para a razão cíclica linear e não-linear.	45
Figura 32 – Tensão e corrente para razão cíclica não-linear.	45
Figura 33 – Tensão e corrente para razão cíclica linear.	46
Figura 34 – Sistema para diagnosticar falhas.	46
Figura 35 – Fluxograma do funcionamento do banco de dados.	49
Figura 36 – Simulação do conversor <i>flyback</i>	52

Figura 37 – Resultados para condições normais de operação (a) Curva de tensão por tempo (b) Curva de corrente por tempo (c) Curva I-V (d) Curva P-V.	53
Figura 38 – Resultados para variação da resistência em paralelo.	54
Figura 39 – Resultados para pontos de inflexão.	55
Figura 40 – Resultados para variação da corrente de curto-circuito.	56
Figura 41 – Resultados para variação da tensão de circuito aberto.	57
Figura 42 – Resultados para variação da resistência em série.	58
Figura 43 – Rede Neural Artificial proposta.	60
Figura 44 – Evolução do erro durante o treinamento.	60
Figura 45 – Matriz de confusão.	61
Figura 46 – Módulo <i>flyback</i> .	62
Figura 47 – Circuito de controle.	62
Figura 48 – Fonte chaveada para alimentação do circuito de controle e <i>gatedrive</i> .	63
Figura 49 – <i>Gatedrive</i> utilizado no protótipo.	63
Figura 50 – Protótipo completo.	64
Figura 51 – Fontes de alimentação utilizadas para os testes experimentais.	64
Figura 52 – Teste do conversor modular.	65
Figura 53 – Tensão de entrada da fonte de alimentação.	65
Figura 54 – Razão cíclica 0,399.	66
Figura 55 – Razão cíclica 0,707.	66
Figura 56 – Razão cíclica 0,895.	67
Figura 57 – Tensão no capacitor de entrada.	67
Figura 58 – Tensão na chave.	68
Figura 59 – Tensão no diodo.	68
Figura 60 – Tensão no capacitor de saída.	69
Figura 61 – Tensão e corrente de saída.	70
Figura 62 – Tensão nos capacitores de entrada.	70
Figura 63 – Tensão nos capacitores de entrada.	71
Figura 64 – Demonstração da medição na chave MOSFET.	72
Figura 65 – Tensão nas chaves MOSFET.	72
Figura 66 – Medição da tensão dos diodos.	73
Figura 67 – Tensão nos diodos.	73
Figura 68 – Medição nos capacitores de saída.	74
Figura 69 – Tensão nos capacitores de saída.	74
Figura 70 – Medição dos parâmetros no resistor.	75
Figura 71 – Medição dos parâmetros de entrada do conversor.	75
Figura 72 – Tensão e corrente do módulo fotovoltaico.	76
Figura 73 – Curva I-V.	77

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparação dos métodos para detecção de falhas	25
Tabela 2 – Zonas de operação dos conversores CC-CC.	33
Tabela 3 – Vantagens e desvantagens dos traçadores de curva I-V (MORALES-ARAGONÉS et al., 2021).	35
Tabela 4 – Ganho estático para conversores básicos.	37
Tabela 5 – Possibilidades de saída da RNA.	48
Tabela 6 – Intervalo dos valores de referência para o banco de dados.	49
Tabela 7 – Parâmetros do módulo JKM310M-72.	51
Tabela 8 – Valores dos componentes do conversor <i>flyback</i>	51
Tabela 9 – Parâmetros do módulo KD210GX-LP.	58
Tabela 10 – Parâmetros de treinamento da RNA.	59
Tabela 11 – EQM e taxas de acerto para diferentes topologias de RNA.	59
Tabela 12 – Componentes utilizados no circuito do protótipo.	61
Tabela 13 – Componentes utilizados no circuito do protótipo.	70
Tabela 14 – Parâmetros do módulo fotovoltaico utilizado.	71

LISTA DE SÍMBOLOS

R_{sh}	Resistência paralela de uma célula FV
R_s	Resistência série de uma célula FV
I_{sc}	Corrente de curto-circuito
V_{oc}	Tensão de circuito aberto
P_{max}	Máxima potência
V_{mp}	Tensão no ponto de máxima potência
I_{mp}	Corrente no ponto de máxima potência
I_{pv}	Corrente de saída da célula FV
I_{ph}	Corrente fotogerada pela célula FV
I_0	Corrente de saturação reversa
q	Carga do elétron
a	Fator de idealidade
k	Constante de Boltzmann
T	Temperatura da célula FV
I_{sc}^{stc}	Corrente de curto-circuito para condições padrão de teste
I_{rr}	Irradiância
stc	Condições padrão de teste
ΔT	Variação da temperatura
β	Coefficiente de temperatura para a tensão
V_{oc}^{stc}	Tensão de circuito aberto para condições padrão de teste
α	Coefficiente de temperatura para a corrente
V_{inf}	Tensão de inflexão
n	Número de módulos FV em série
C	Capacitor
T_{subida}	Tempo de subida

D	Razão cíclica
R_{pv}	Resistência de carga
R	Resistência de saída
∞	Infinito
S_1	Chave
L_m	Indutância de magnetização
D_1	Diodo
N_p	Número de espiras do primário
N_s	Número de espiras do secundário
G	Ganho do conversor
V_o	Tensão de saída do conversor
V_{in}	Tensão de entrada do conversor
i_1	Corrente do primário
i_m	Corrente de magnetização
i_{1max}	Corrente de pico do primário
i_{mmax}	Corrente de pico de magnetização
f_s	Frequência de comutação do conversor
i_{2max}	Corrente máxima no secundário do transformador
V_{D_1}	Tensão do diodo no conversor <i>flyback</i>
V_{S_1}	Tensão na chave seccionadora no conversor <i>flyback</i>
I_c	Corrente do capacitor
ΔV_c	Variação da tensão na saída
I_{sn}	A tensão máxima em cada chave no conversor <i>flyback</i>
$C_{in(n)}$	Capacitor de entrada para cada um dos módulos do conversor
P_{med}	Potência média dissipada
T_s	Período da curva

D_L	Razão cíclica linear
G_{NL}	Ganho não-linear
M_{ed}	Média da corrente de saída
D_v	Desvio padrão da corrente de saída
r	Valor normalizado
x	Valor a ser normalizado
x_{min}	Menor valor do intervalo a ser normalizado
x_{max}	Maior valor do intervalo a ser normalizado

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

FV	Fotovoltaico
NBR	Norma brasileira
LID	<i>Light induced degradation</i>
PID	<i>Potencial induced degradation</i>
CC	Corrente contínua
I-V	Corrente por tensão
P-V	Potência por tensão
IPOP	<i>Input-parallel, output-parallel</i>
IPOS	<i>Input-parallel, output-series</i>
ISOP	<i>Input-series, output-parallel</i>
ISOS	<i>Input-series, output-series</i>
RNA	Rede Neural Artificial
PMC	Perceptron Multicamadas
MPPT	Maximum Power Point Tracking
EQM	Erro Quadrático Médio
PCB	Placa de circuito impresso

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Motivação	17
1.2	Objetivos Gerais	18
1.2.1	Objetivos Específicos	18
1.3	Organização da dissertação	18
2	FALHAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	19
2.1	Considerações gerais	19
2.2	Falhas em sistemas fotovoltaicos	19
2.2.1	Tipos de falhas	20
2.2.2	Norma NBR 16274	21
2.3	Revisão sobre estratégias de classificação de falhas	22
2.3.1	Estratégia baseada na curva I-V	23
2.3.2	Estratégia baseada em redes neurais artificiais	23
2.3.3	Estratégia baseada em potência	23
2.3.4	Estratégia inteligência artificial	24
2.3.5	Comparação das estratégias	24
2.4	Revisão de traçadores de curva I-V	24
2.4.1	Características das curvas I-V	25
2.4.2	Principais métodos para traçar a curva I-V	30
2.4.2.1	Traçador com resistência variável	30
2.4.2.2	Traçador com carga capacitiva	31
2.4.2.3	Traçador com carga eletrônica	32
2.4.2.4	Traçador com conversor CC-CC	32
2.4.3	Formas de conexão modular	33
2.4.4	Comparação dos traçadores	35
2.5	Considerações finais do capítulo	35
3	SISTEMA DE DIAGNÓSTICO DE FALHAS EM ARRANJOS FOTOVOLTAICOS	36
3.1	Considerações gerais	36
3.2	Conversor CC-CC de tensão	36
3.3	Traçador da curva I-V proposto	40
3.3.1	Circuito de comando	43
3.4	Estratégia de classificação de falhas	46
3.4.1	Dados de entrada da RNA	47
3.4.2	Rede Neural Artificial	47
3.4.2.1	Treinamento	48

3.4.2.2	Banco de dados	48
3.4.3	Diagnóstico de falha no arranjo FV	50
3.5	Considerações finais do capítulo	50
4	RESULTADOS	51
4.1	Resultados de simulação para Conversor <i>flyback</i>	51
4.1.1	Curva I-V para condições normais	52
4.1.2	Curva I-V para variação da resistência em paralelo	53
4.1.3	Curva I-V para pontos de inflexão	54
4.1.4	Curva I-V para variação da corrente de curto-circuito	55
4.1.5	Curva I-V para variação da tensão de circuito aberto	56
4.1.6	Curva I-V para variação da resistência em série	57
4.2	Estratégia de classificação	58
4.3	Resultados experimentais para Conversor <i>flyback</i> modular utilizando fonte de tensão	61
4.4	Resultados experimentais para Conversor <i>flyback</i> modular com emulador do módulo fotovoltaico	69
5	CONCLUSÕES	78
5.1	Trabalhos futuros	78
	REFERÊNCIAS	79

1 INTRODUÇÃO

A maior parte da energia produzida em todo o mundo atualmente é proveniente de combustíveis fósseis, principalmente petróleo, carvão mineral e gás natural. Seu uso indiscriminado é incentivado pela sua alta capacidade de estocagem e o custo relativamente baixo (OLIVEIRA, 2022). Todavia, estes têm grandes impactos ambientais e socioeconômicos. Entre suas consequências estão poluição do ar, agravamento do aquecimento global, chuvas ácidas, ameaçando a fauna, a flora e a vida humana.

Nas últimas décadas, a preocupação em relação à emissão de gases que agravam o aquecimento global aumentou significativamente, visto que o setor de produção de energia elétrica é o que mais libera esses gases para a atmosfera (KANOĞLU; ÇENGEL; CIMBALA, 2020). Dessa forma, buscam-se formas de substituir as fontes não-renováveis por fontes renováveis (VIEIRA, 2021).

A Figura 1 mostra o cenário energético a partir do ano de 2010, e sua perspectiva até o ano de 2026 (IEA, 2022). Observa-se que no ano de 2010, mais da metade da capacidade de potência no mundo era gerada por fontes poluentes e não-renováveis, como carvão e gás natural.

Figura 1 – Capacidade de potência por fonte de energia.

%



Fonte: Adaptado de (IEA, 2022).

A partir do ano de 2010, percebe-se que há uma diminuição das fontes não-renováveis e um aumento das fontes renováveis. Esse movimento mundial é incentivado

principalmente pela preocupação ambiental, para alcançar o objetivo de redução de emissão gases agravantes do efeito estufa, o esgotamento dos combustíveis fósseis e os incentivos governamentais de fontes renováveis.

A fonte renovável que se destaca pelo seu crescimento nos últimos anos é a energia solar fotovoltaica. Conforme a Figura 1, pode-se observar que a fonte de energia tem um crescimento exponencial. Além disso, a previsão para o ano de 2026 é que a energia solar fotovoltaica ultrapasse as fontes não-renováveis como carvão e gás natural.

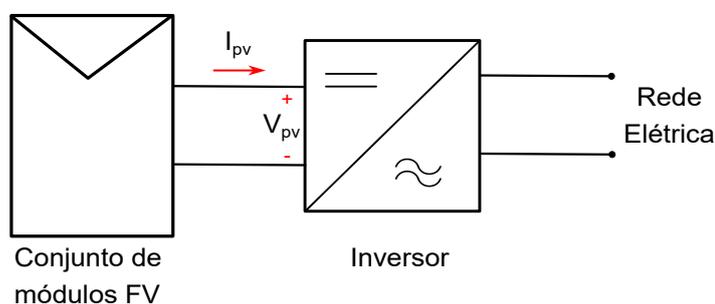
Entretanto, minimizar as perdas do sistema é essencial para maior eficiência dos sistemas fotovoltaicos (MORALES-ARAGONÉS et al., 2021). Portanto, é fundamental realizar o comissionamento, monitoramento, manutenção e os testes realizados nos sistemas para averiguar sua integridade. Além disso, os módulos são instalados em ambientes externos, ficando expostos a intempéries, variações de temperatura e umidade. Devido a essas condições adversas, os módulos tornam-se vulneráveis a grandes perdas de potência, danos irreversíveis ao sistema e até mesmo incêndios.

Portanto, os sistemas fotovoltaicos devem possuir alta confiabilidade, eficiência e segurança. Com o crescimento de instalações fotovoltaicas, conseqüentemente, haverá um aumento da necessidade de manutenção e proteção nesses sistemas (HUANG; WAI; GAO, 2019).

1.1 MOTIVAÇÃO

O sistema fotovoltaico (FV) típico é composto por três partes principais: os módulos fotovoltaicos, a unidade de processamento (inversor) e a rede elétrica utilizada para conexão do sistema (ZHAO et al., 2012), conforme diagrama de sistema fotovoltaico apresentado na Figura 2.

Figura 2 – Exemplo de um sistema fotovoltaico típico.



Fonte: Elaborado pela autora.

Falhas que ocorrem na parte de corrente contínua do sistema são mais difíceis de serem detectadas pelos aparelhos convencionais de proteção. Segundo PILLAI, RAJASEKAR, 2018, os principais motivos para essa dificuldade são: falhas de baixa intensidade, a presença do rastreamento do ponto de máxima potência, perfil não-linear entre a tensão e corrente e dependência entre a potência gerada e irradiância. As falhas que ocorrem em

módulos fotovoltaicos possuem características diferentes das falhas tradicionais, devido ao comportamento não-linear entre a tensão e a corrente o que as torna difíceis de prever e distinguir (PILLAI; RAJASEKAR, 2018).

A exigência de maior segurança e detecção de falhas nesses sistemas leva ao aumento de pesquisas voltadas a essa área, há dois grupos principais de métodos para detecção de falhas: métodos baseados em modelos e métodos baseados em dados (HARROU et al., 2018).

Os métodos baseados em modelos compara valores de saída reais dos sistemas fotovoltaicos com uma previsão da saída calculada computacionalmente. Uma notificação é emitida quando os dados são divergentes. Além disso, a eficiência desse método baseia-se na acurácia do modelo adotado (HARROU et al., 2018). Por outro lado, os métodos baseados em dados utilizam modelos empíricos derivados de dados coletados anteriormente, inteligência artificial e aprendizado de máquina.

1.2 OBJETIVOS GERAIS

Essa dissertação tem como finalidade propor o emprego de um conversor CC-CC do tipo *flyback* com conexões modulares para caracterizar a curva I-V de um arranjo fotovoltaico. Além disso, propõe uma estratégia utilizando redes neurais artificiais e a curva I-V experimental do arranjo para diagnosticar falhas no sistema.

1.2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Desenvolvimento, projeto e análise do conversor CC-CC para operar com resistência variável;
- Projeto do circuito de comando para o conversor *flyback*;
- Análise do comportamento do conversor CC-CC e da estratégia para diagnóstico do arranjo fotovoltaico;
- Implementação do protótipo para avaliação dos resultados.

1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Esse trabalho está dividido em cinco capítulos. Primeiramente, apresenta-se uma revisão bibliográfica sobre os módulos fotovoltaicos e as principais falhas que ocorrem em arranjos e as principais formas de traçar a curva I-V.

No Capítulo 3 é apresentado o sistema proposto para classificar as falhas em arranjos fotovoltaicos, destacando o método utilizado.

O Capítulo 4 são apresentados os resultados de simulação e experimentais. O Capítulo 5 apresenta as considerações finais para esse trabalho

2 FALHAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

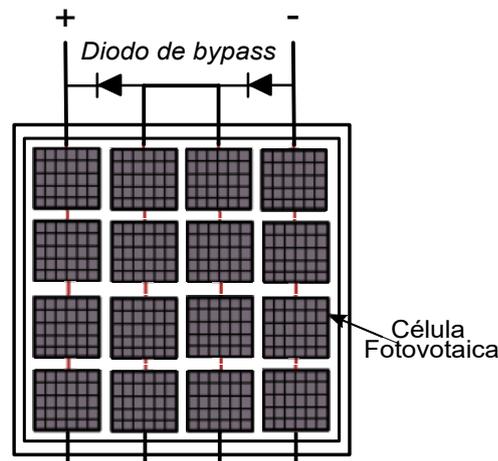
Este capítulo apresenta as principais falhas e suas consequências em sistemas fotovoltaicos, com foco no lado de corrente contínua. Além disso, destaca a definição de falhas conforme a norma brasileira NBR 16274, bem como as principais estratégias existentes na literatura para a classificação de falhas em sistemas fotovoltaicos.

2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Sistemas fotovoltaicos são inerentemente expostos às mudanças climáticas bruscas e atípicas apesar de serem projetados para esse tipo de ambiente, ainda assim estão sujeitos à falhas e danos. Para garantir o máximo desempenho e vida útil, é necessário prevenir falhas e faltas nesses sistemas. As falhas no lado CC dos sistemas fotovoltaicos não são facilmente identificadas e reparadas. No entanto, causam redução no desempenho do sistema, na confiabilidade e na potência gerada, e em casos extremos podem gerar incêndios.

A Figura 3 mostra a constituição física de um módulo fotovoltaico. O módulo é constituído por um conjunto de células conectadas em série e em paralelo e, além disso, cada conjunto de células possui um diodo de *bypass* conectado em antiparalelo. Há falhas que podem ocorrer em cada um dos componentes do módulo fotovoltaico e são identificadas quando há redução da potência gerada (MOMENI et al., 2019).

Figura 3 – Constituição de um módulo fotovoltaico



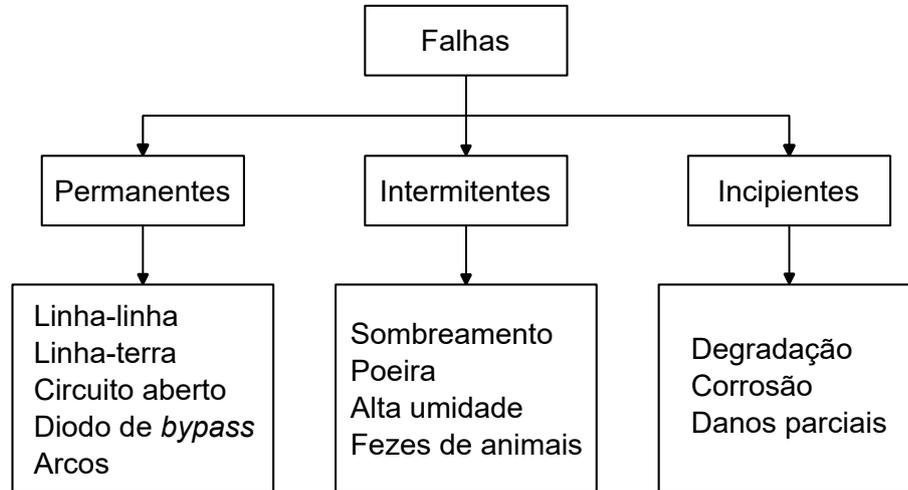
Fonte: Elaborado pela autora.

2.2 FALHAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

As falhas podem ser classificadas pelo seu tempo de duração, como: intermitente, permanente e incipientes. Falhas ditas intermitentes são temporárias, falhas permanentes causam danos irreversíveis ao sistema e falhas incipientes são o começo de falhas perma-

nentes. A Figura 4 mostra as principais falhas de cada classe, as causas de falhas podem ser físicas, elétricas ou ambientais.

Figura 4 – Classificação de falhas.



Fonte: Adaptado de (ABDULMAWJOOD; REFAAT; MORSI, 2018)

Embora existam inúmeras falhas, os principais tipos e também as que causam mais danos e perdas de energia são: falha linha-linha, falha à terra, falha com arcos elétricos e pontos quentes (APPIAH et al., 2019). Essas falhas podem provocar incêndios nos sistemas fotovoltaicos.

2.2.1 TIPOS DE FALHAS

Degradação: a degradação de módulos fotovoltaicos podem acontecer por inúmeras razões, e as perdas no sistema podem alcançar até 50% (ABDULMAWJOOD; REFAAT; MORSI, 2018), além de ser um dano irreversível. Existem seis fontes de degradação que ocorrem em módulos fotovoltaicos (BASTIDAS-RODRIGUEZ et al., 2013).

- Sujeira na superfície do módulo: pode causar perda de 10% na potência gerada.
- Degradação ótica: produz perdas de até 50%.
- Degradação da célula fotovoltaica: produzida por correntes de fuga, oxidação dos terminais da caixa de junção ou da célula ou até mesmo pela mudança de temperatura ao decorrer do dia.
- Células incompatíveis: produzido por células quebradas, sombreamentos, degradação do revestimento antirreflexivo a longo prazo podem causar pontos quentes.
- Degradação induzida pela luz (LID): produzidos por quebras nas ligações de silício.
- Degradação induzida por potencial (PID): produzidas por problemas de aterramento, altas tensões entre a moldura dos módulos.

Sombreamentos parciais: esse tipo de falha é denominada intermitente podem ocorrer devido a objetos próximos, fezes de animais ou construções. Como consequência, há a redução de potência gerada e podem a longo prazo podem gerar pontos quentes (ALSAYID et al., 2013).

Falhas linha-linha: ocasionadas por curto-circuitos ou arco CC entre dois pontos diferentes do arranjo fotovoltaico (ZHAO et al., 2012), pode ocorrer entre módulos pertencentes à mesma *string* ou de *strings* diferentes vale ressaltar que não envolve pontos aterrados. Assim, há a redução na tensão de circuito aberto do arranjo, resultando na diminuição na potência gerada do sistema.

Falhas do diodo de *bypass*: os diodos de *bypass* previnem o aquecimentos em situações de sombreamento por estarem conectados em paralelo com grupos de células fotovoltaicas. Isso ocorre devido o diodo desviar o fluxo de corrente reverso que ocorreria na célula sombreada. Portanto, quando há uma falha no diodo de *bypass* a célula torna-se uma carga, causando pontos quentes e nos piores casos, incêndios (APPIAH et al., 2019).

Falhas de circuito aberto: ocorre quando há a desconexão de uma ou mais *strings* e pode ser causada por soldas inadequadas nas interconexões dos módulos ou *strings* (ABDULMAWJOOD; REFAAT; MORSI, 2018).

Falhas à terra: as falhas à terra ocorrem devido a curto-circuitos entre um ou mais condutores e à terra. Esse tipo de falha ocorre principalmente devido à quebras, à falhas e ao envelhecimento na isolação dos cabos condutores. Como consequência causam choques elétricos e incêndios (LONG-DONG; WU; PHAM, 2021).

Falhas com arco: ocorrem em conexões CC defeituosas e precárias e entre condutores com falha no isolamento. Além da diminuição de potência, outra consequência desse tipo de falha é causar incêndios (LONG-DONG; WU; PHAM, 2021).

2.2.2 NORMA NBR 16274

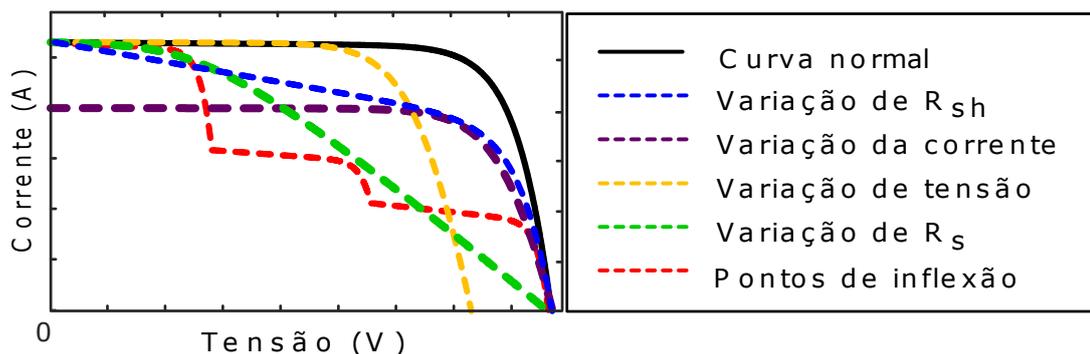
A norma brasileira NBR 16274 trata dos requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho em sistemas fotovoltaicos e é responsável por definir os parâmetros para o funcionamento adequado de um sistema fotovoltaico após a instalação, estipulando métodos de comissionamento, manutenção e também como deve-se realizar uma avaliação de desempenho do sistema.

A norma também define as principais mudanças que podem acontecer na curva I-V devido as falhas (NBR16274, 2014), onde cada alteração na curva está ligada diretamente a uma falha física no sistema fotovoltaico.

A curva em preto representa um sistema em condições ideais de operação, ou seja, sem falhas. Já as outras curvas tracejadas apresentam falhas que geram perdas de potência no sistema.

- A falha denominada variação da resistência paralela (R_{sh}) que ocorre quando há

Figura 5 – Falhas em sistemas fotovoltaicos de acordo com a NBR 16274.



Fonte: Adaptado de (NBR16274, 2014)

falhas nas células ou suas interconexões, e quando módulos com correntes de curto-circuitos são colocados na mesma *string*.

- A variação de corrente ocorre quando os módulos estão sujos ou obstruídos, degradados ou o medidor de corrente não está calibrado.
- A variação de tensão é causada por sombreamentos totais de células ou módulos, ou o diodo de *bypass* está operando incorretamente.
- A variação da resistência em série é causada (R_s) por falhas ou danos na fiação que conecta os módulos fotovoltaicos, falha nas conexões entre módulos, e má qualidade dos cabos utilizados no sistema.
- Os pontos de inflexão na curva I-V são causados por sombreamento parcial das células fotovoltaicas, células danificadas ou o diodo de *bypass* está em curto-circuito.

2.3 REVISÃO SOBRE ESTRATÉGIAS DE CLASSIFICAÇÃO DE FALHAS

Na literatura já existem estratégias para a detecção e o diagnóstico de falhas do lado CC nos sistemas fotovoltaicos. Os principais tipos de métodos de acordo com (ABDULMAWJOOD; REFAAT; MORSI, 2018), são: métodos visuais e com imagem, métodos elétricos, técnicas com aprendizado de máquina e inteligência artificial.

Os métodos visuais são feitos através de inspeções realizadas regularmente em sistemas fotovoltaicos, que podem ser realizadas a olho nu e com o auxílio de câmeras térmicas. Através desses métodos pode-se detectar falhas como: pontos quentes, marcas de queimado em células, células ou vidros quebrados, pontos de sujeira, danos nas conexões e corrosões.

O método denominado elétrico pode ser realizados por meio de dados climáticos, medição da curva I-V do arranjo fotovoltaico e através da análise da potência de saída. Todavia, eles não possuem a capacidade de diagnóstico do sistema, conseguem apenas detectar se ocorre alguma falha.

Já a técnica de aprendizado de máquina pode ser utilizada para a detecção e classificação de falhas em arranjos fotovoltaicos. Vários tipos de inteligência artificial e redes neurais podem ser utilizados nessa técnica.

Estas estratégias têm como objetivo classificar a falha para possibilitar a localização e posterior isolamento ou reparação da mesma. O objetivo é evitar a redução da potência gerada, danos permanentes nos módulos fotovoltaicos e até incêndios, além de aumentar a confiabilidade do sistema, sua vida útil e oferecer segurança ao sistema fotovoltaico (ABDULMAWJOOD; REFAAT; MORSI, 2018).

2.3.1 ESTRATÉGIA BASEADA NA CURVA I-V

FADHEL et al., 2016 propõe uma estratégia com o objetivo de diagnosticar falhas em sistemas fotovoltaicos baseado na curva I-V e na curva P-V. O método é capaz de diagnosticar falhas no diodo de *bypass*, falhas no diodo de bloqueio, curtos-circuitos na células ou módulos, sombreamentos parciais e problemas de conexão (FADHEL et al., 2016).

2.3.2 ESTRATÉGIA BASEADA EM REDES NEURAIIS ARTIFICIAIS

Em KUMARI;SHEKHAR; KUMAR, 2022 apresenta uma estratégia onde são utilizadas redes neurais artificiais com o intuito de diagnosticar falhas em arranjos fotovoltaicos. A estratégia utiliza redes neurais do tipo de classificação para diagnosticar o arranjo em falha, as falhas analisadas são:

- Falha de curto-circuito;
- Falha de pontos quentes;
- Condições normais de funcionamento.

Além disso, a rede neural tem como entrada as derivadas de corrente, potência e tensão. A corrente e a tensão são medidas em tempo real e, em seguida, são calculadas as respectivas derivadas (KUMARI; SHEKHAR; KUMAR, 2022).

O sistema possui um número otimizado de neurônios utilizados e também de camadas escondidas, demandando um menor poder computacional. A acurácia desse método chega a 98,4%.

2.3.3 ESTRATÉGIA BASEADA EM POTÊNCIA

Em ILES; MAHMOUD, 2021, é proposta uma estratégia que detecta falhas e sombreamentos parciais em arranjos fotovoltaicos esse método utiliza a medição de potência em tempo real. Entretanto, o método não aponta o tipo de falha que está ocorrendo no arranjo.

A vantagem do método é a sua simplicidade, visto que, apenas necessita-se de medição de corrente e tensão para o cálculo da potência, e em contrapartida, esse método não é capaz de apresentar qual falha está ocorrendo no sistema fotovoltaico (ILES; MAHMOUD, 2021).

2.3.4 ESTRATÉGIA INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL

A estratégia utilizada em YU; LIU, 2022 apresenta um método de diagnóstico de falhas em arranjos fotovoltaicos. O método utiliza inteligências artificiais como, o algoritmo de colônia de formigas e redes neurais para detectar e diagnosticar falhas, e possui as seguintes entradas:

- Corrente de curto-circuito (I_{sc});
- Tensão de circuito aberto (V_{oc});
- Máxima potência (P_{max});
- Tensão no ponto de máxima potência (V_{mp});
- Corrente no ponto de máxima potência (I_{mp}).

A partir dos dados do arranjo o método proposto em (YU; LIU, 2022), é capaz de classificar as seguintes falhas: falha de circuito aberto, falha linha para linha, envelhecimento anormal, falhas por sombreamento e falhas combinadas. O modelo apresentou alta acurácia para todos os tipos de falhas apresentadas, todavia ainda não possui monitoramento em tempo real.

2.3.5 COMPARAÇÃO DAS ESTRATÉGIAS

As principais estratégias citadas anteriormente, são dispostas na Tabela 1, comparando os vários tipos de métodos para diagnosticar falhas em arranjos fotovoltaicos.

Cada método utiliza uma entrada diferente, e classificam ou detectam diferentes tipos de falhas. A complexabilidade de cada método depende das falhas que são classificadas e qual algoritmo é utilizado

2.4 REVISÃO DE TRAÇADORES DE CURVA I-V

A curva I-V é de suma importância para entender e verificar o comportamento de módulos fotovoltaicos, e são amplamente utilizadas tanto em ambientes controlados, como em laboratórios, quanto em ambientes externos para realizar o comissionamento ou manutenção de arranjos fotovoltaicos.

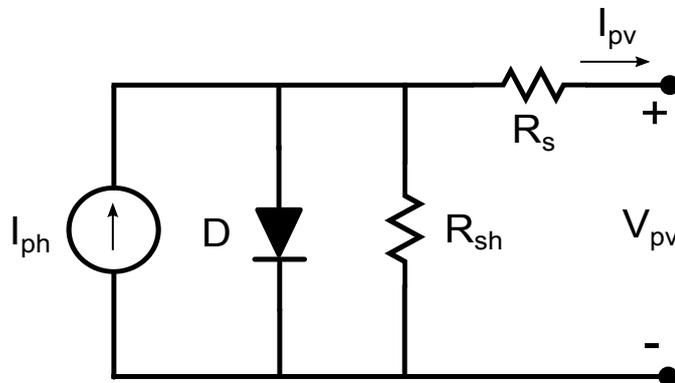
Descrição	Curva I-V	Potência	Redes Neurais	Inteligência
Entrada	Curva I-V e Curva P-V	Corrente e Tensão	Corrente e Tensão	I_{sc} , V_{oc} , P_{max} V_{mp} e I_{mp}
Tipos de falhas	Diodo de <i>bypass</i> Diodo de bloqueio Curtos-circuitos Sombreamentos Conexões	Não informa	Curto-circuito Ponto quente	Circuito aberto Linha-linha Envelhecimento Sombreamento Combinadas
Acurácia	Baixa	Baixa	Alta	Alta

Tabela 1 – Comparação dos métodos para detecção de falhas

2.4.1 CARACTERÍSTICAS DAS CURVAS I-V

Células fotovoltaicas têm um comportamento não-linear entre a tensão e corrente tornando complexo o entendimento de seu comportamento. De acordo com (COTFAS; COTFAS; CATARON, 2018), o forma mais simples de representar uma célula fotovoltaica é através do modelo de um diodo, representado pela Figura 6.

Figura 6 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.



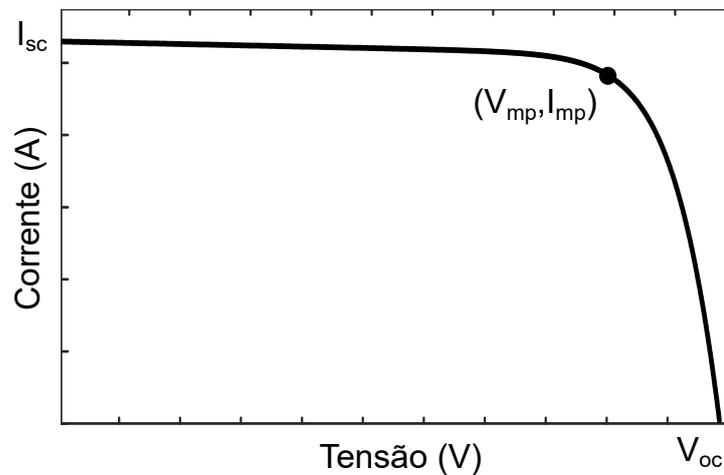
Fonte: Elaborado pela autora.

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \times \left[e^{\left(\frac{q \times (V_{pv} + I_{pv} \times R_s)}{a \times k \times T} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{pv} + I_{pv} \times R_s}{R_{sh}} \quad (2.1)$$

Onde: I_{pv} é a corrente de saída (A); I_{ph} é a corrente fotogerada pela célula (A); I_0 é corrente de saturação reversa (A); q é carga do elétron ($1,62 \times 10^{-19}$ C); a é fator de idealidade; k é constante de Boltzmann ($1,381 \times 10^{-23} m^2 \times kg/s^2 \times K$); T é temperatura da célula (K); R_{sh} é resistência em paralelo (Ω); R_s é resistência em série (Ω). Ao aplicar a lei de Kirchoff no circuito, tem-se como resultado (2.1). O comportamento de uma célula fotovoltaica também é representado pela Figura 7.

Os parâmetros principais da curva I-V são: a corrente de curto-circuito (I_{sc}), a tensão de circuito aberto (V_{oc}), a corrente no ponto de máxima potência (I_{mp}) e a tensão

Figura 7 – Curva I-V da célula fotovoltaica.



Fonte: Elaborado pela autora.

no ponto de máxima potência (V_{mp}).

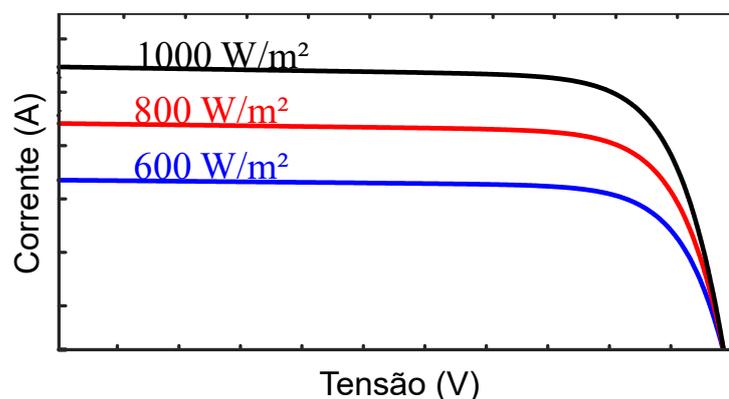
A curva I-V pode mudar de acordo com os seguintes parâmetros: irradiância, temperatura, resistência em série e a resistência em paralelo.

A corrente de curto-circuito da célula fotovoltaica depende diretamente da irradiância (I_{rr}), conforme (2.2). Além disso, a tensão de circuito aberto aumenta logarithmicamente em relação ao aumento da corrente, e, conseqüentemente da irradiância (MAIA, 2020).

$$I_{sc} = I_{sc}^{stc} \times \frac{I_{rr}}{1000} \quad (2.2)$$

As conseqüências da diminuição da irradiância, em relação ao valor padrão de teste (STC), na curva I-V é visto conforme a Figura 8.

Figura 8 – Variação da irradiância na curva I-V.



Fonte: Elaborado pela autora.

A variação da temperatura (ΔT) tem um efeito diferente da irradiância, o aumento da temperatura ocasiona uma diminuição da tensão de circuito aberto, conforme (2.3). Essa alteração se relaciona ao coeficiente de temperatura (β), que varia com a tecnologia empregada nas células fotovoltaicas.

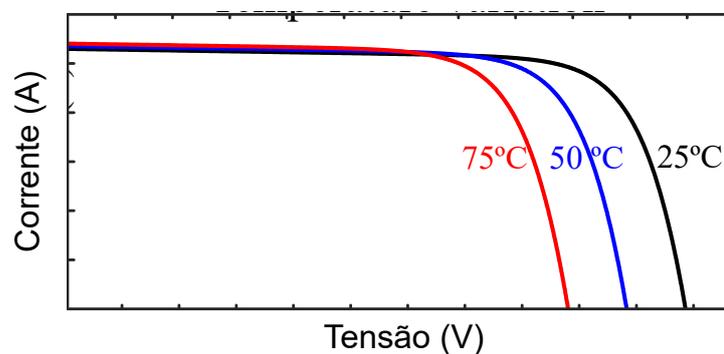
$$V_{oc} = V_{oc}^{stc} \times (1 - \beta \times \Delta T) \quad (2.3)$$

Já a corrente de curto-circuito tem aumento de acordo com o coeficiente da corrente (α), como visto em (2.4).

$$I_{sc} = I_{sc}^{stc} \times (1 + \alpha \times \Delta T) \quad (2.4)$$

Os efeitos dessas mudanças ocasionada pela temperatura refletem na curva I-V, conforme é mostrado na Figura 9.

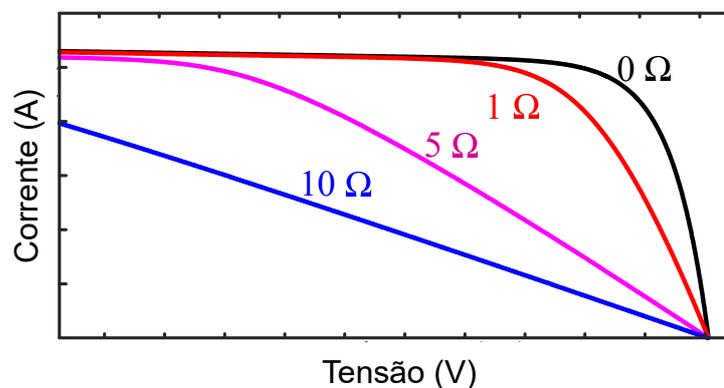
Figura 9 – Variação da temperatura na curva I-V.



Fonte: Elaborado pela autora.

O valor ideal da resistência em série é 0Ω , essa resistência representa as perdas que ocorrem no material semicondutor da célula fotovoltaica e nos contatos metálicos. Quanto maior essa resistência pior será o desempenho da célula, conforme mostrado na Figura 10. O valor de R_s também pode se alterar com a variação de irradiância e de temperatura.

Figura 10 – Variação da resistência em série na curva I-V.

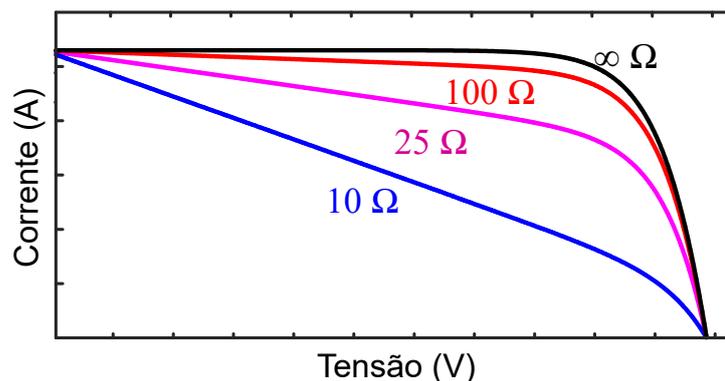


Fonte: Elaborado pela autora.

A resistência em paralelo (R_{sh}), representa as fugas de correntes que ocorrem nas células fotovoltaicas, as impurezas no materiais semicondutores e imperfeições.

O valor ideal de R_{sh} é infinito e quanto menor o valor dessa resistência menor o ponto de máxima potência, conforme visto na Figura 11.

Figura 11 – Variação da resistência em paralelo na curva I-V.



Fonte: Elaborado pela autora.

Assim como a irradiância que atinge a célula e a temperatura alteram a potência gerada, a ocorrência de sombreamentos nas células também acarretam mudanças na potência gerada.

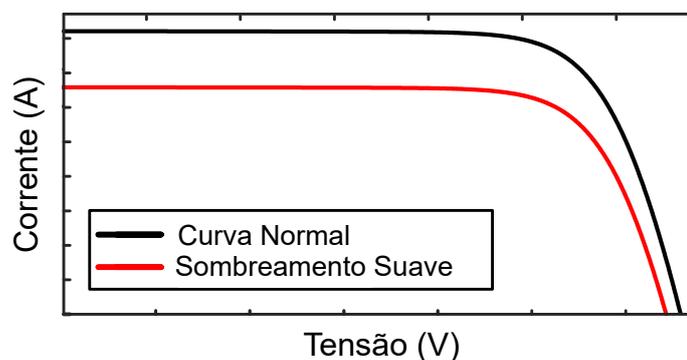
Existem basicamente três tipos de sombreamento (ZHAO, 2011), e estes se diferenciam pela forma que modificam a curva I-V e a potência gerada pela célula fotovoltaica. Os tipos são: suave, severo e parcial.

O sombreamento suave ocorre quando há um acúmulo uniforme de sedimentos na superfície dos módulos fotovoltaicos que compõem uma *string*, e como consequência os sedimentos impedem que a irradiância disponível atinja totalmente a célula fotovoltaica. O resultado da diminuição da irradiância na célula é uma corrente gerada menor, quando comparado com a condição normal de operação, esse efeito é visto na Figura 12.

O sombreamento total ocorre quando uma célula encontra-se coberta completamente, dessa forma a célula não produz corrente e a tensão cai a zero.

Como as outras células que compõem o módulo fotovoltaico estão gerando, a célula sombreada torna-se uma carga e começa a dissipar energia. Essa condição gera pontos quentes (do inglês *hotspots*) que podem causar danos irreversíveis na célula, visto que a célula não foi projetada para operar nessas condições.

Figura 12 – Efeito do sombreamento suave na curva I-V.



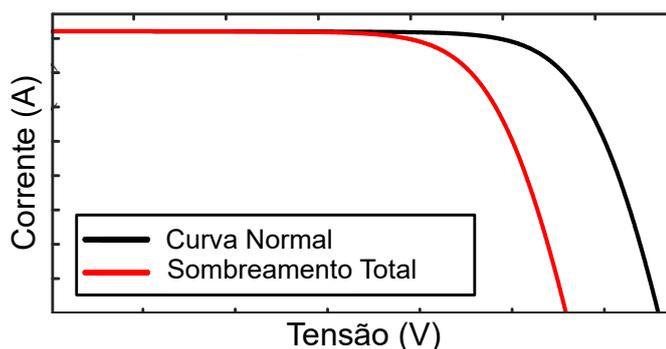
Fonte: Elaborado pela autora.

Para que não ocorra pontos quentes em módulos fotovoltaicos são conectados

diodos de *bypass* em antiparalelo em conjuntos de células fotovoltaicas, em situações normais de operação o diodo de *bypass* não entra em operação, e portanto, não interfere na operação do sistema.

Já quando uma célula é totalmente sombreada, o diodo de *bypass* se torna diretamente polarizado, devido a diferença de potencial que surge entre as células. Consequentemente, o conjunto de células conectadas ao conjunto é desabilitado, o que ocasiona a diminuição da tensão fornecida pelo módulo, conforme mostra a Figura 13

Figura 13 – Efeito do sombreamento total na curva I-V.

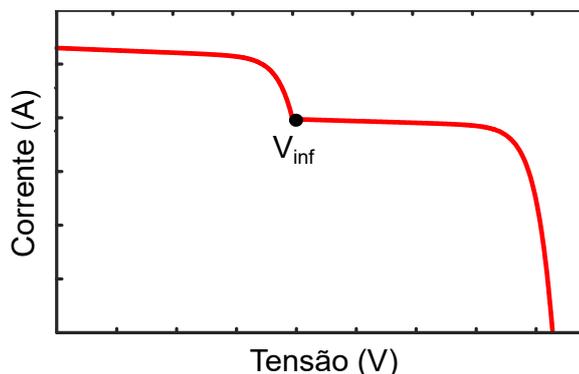


Fonte: Elaborado pela autora.

O caso de sombreamento parcial ocorre quando a célula está parcialmente obstruída, recebendo apenas uma parcela de irradiância e é o mais crítico entre os sombreamentos.

Nessa situação, a corrente gerada será menor quando comparada com as células sem sombreamento. Nessa situação, a corrente gerada será menor quando comparada com as células sem sombreamento. Como as células são ligadas em série, a menor corrente irá limitar a corrente do conjunto, isso cria pontos de inflexão, mostrado na Figura 14.

Figura 14 – Sombreamento parcial na curva I-V.



Fonte: Elaborado pela autora.

Para baixas tensões o diodo de *bypass* está diretamente polarizado dessa forma a célula sombreada está desativada, e como consequência, a corrente não está limitada.

Já para tensões acima do ponto de inflexão, o diodo está desativado e a corrente é limitada pela célula sombreada. O número de pontos de inflexão é diretamente ligado ao número de sombreamentos existentes.

A tensão de inflexão (V_{inf}) para um arranjo com um número n de módulos em série (RODRÍGUEZ; RAMOS-PAJA; MEJÍA, 2012), é dada conforme (2.5).

$$V_{inf}^{n,n+1} = -a \times N \times V_t \times \text{lambert}_w[0, I_0^n \times A^n \times e^{B^n}] - I_{pv}^n \times (R_s^n + R_{sh}^n) + R_{sh}^n \times (I_{ph}^n + I_0^n) \quad (2.5)$$

A função *lambert* é utilizada na equação para tornar direta e explicita a relação entre a tensão e a corrente do arranjo fotovoltaico. As variáveis V_t , A^n , B^n , I_{pv}^n , R_s^n , R_{sh}^n , I_0^n e I_{ph}^n são representadas de (2.6) a (2.13).

$$V_t = \frac{k \times T}{q} \quad (2.6)$$

$$A^n = \frac{R_{sh}^n}{a \times N \times V_t} \quad (2.7)$$

$$B^n = A^n \times (I_{pv}^n + I_0^n - I_{ph}^n) \quad (2.8)$$

$$I_{pv}^n = \left(1 + \frac{R_s^n}{R_{sh}^n}\right) \times I_{sc}^n \quad (2.9)$$

$$R_s^n = \frac{T}{298} \times \left[1 - 0,217 \times \ln\left(\frac{I_{rr}}{1000}\right)^n\right] \times R_s^{stc} \quad (2.10)$$

$$R_{sh}^n = R_{sh} \times \frac{1000}{I_{rr}^n} \quad (2.11)$$

$$I_0^n = \frac{I_{ph}^n - \frac{V_{pv}^n}{R_{sh}^n}}{e^{\frac{V_{pv}^n}{a \times N \times V_t}} - 1} \quad (2.12)$$

$$I_{ph}^n = \frac{1000}{I_{rr}^n} \times [I_{ph}^{n-1} + n \times (T - 298)] \quad (2.13)$$

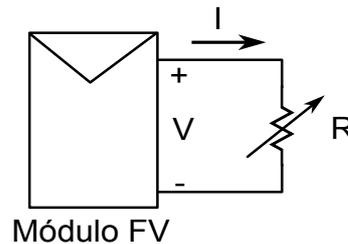
2.4.2 PRINCIPAIS MÉTODOS PARA TRAÇAR A CURVA I-V

Na literatura há diversas formas de traçar a curva I-V, seja de células, módulos ou arranjos fotovoltaicos. Os principais métodos são resistência variável, carga capacitiva, carga eletrônica e através de conversores CC-CC.

2.4.2.1 TRAÇADOR COM RESISTÊNCIA VARIÁVEL

A forma mais simples de obter a curva I-V é conectar uma resistência variável nos terminais do módulos fotovoltaico e medir a corrente e a tensão de saída, como indica a Figura 15.

Figura 15 – Método com resistência variável.



Fonte: Elaborado pela autora.

Quando o valor de resistência é zero, o módulo encontra-se no estado de curto-circuito, ou seja, atinge o valor de corrente de curto-circuito (I_{sc}) e a tensão é zero (CAMPOS, 2019).

Já quando a resistência é infinita, o módulo está na condição de circuito aberto, e atinge a tensão de circuito aberto (V_{oc}) e a corrente é zero. Além disso, qualquer valor de resistência entre zero e infinito gera valores intermediários de tensão e corrente.

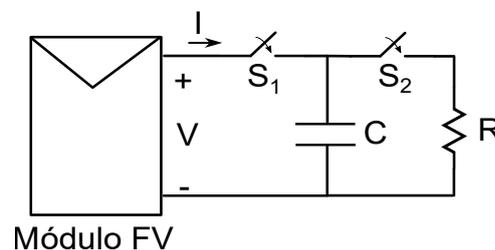
Como é impossível chegar a uma resistência infinita e zero, esse tipo de traçador não alcança as situações das extremidades, e o número de pontos coletados na curva I-V é determinado pelo número de valores de resistências, isso resulta que o método não possui uma precisão grande.

A principal vantagem é que a topologia apresenta um baixo custo e baixa complexidade, por outro lado, a principal desvantagem é que possui uma baixa precisão.

2.4.2.2 TRAÇADOR COM CARGA CAPACITIVA

A Figura 16 mostra o esquema de ligação do de um traçador da curva I-V utilizando uma carga capacitiva. Como o capacitor é um elemento capaz de armazenar energia pode ser utilizado para varrer a curva I-V (ARAÚJO; LOPES; MOREIRA, 2020).

Figura 16 – Método com carga capacitiva.



Fonte: Elaborado pela autora.

Com o capacitor inicialmente descarregado, conectam-se os módulos fotovoltaicos nos terminais do capacitor. No instante inicial, o módulo encontra-se na condição de curto-circuito. À medida que o capacitor se carrega a corrente diminuirá e a tensão irá aumentar até a condição de circuito aberto.

O número de pontos coletados e o tempo de carga e descarga dependerá do tamanho do capacitor, sendo o projeto desse elemento de extrema importância para o

funcionamento adequado do sistema. O tempo de plotagem da curva I-V (T_{subida}) é definido por (2.14). Além disso, o dimensionamento do capacitor dependerá diretamente da tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito.

$$T_{subida} = 1,261 \times \left(\frac{V_{oc} \times C}{I_{sc}} \right) \quad (2.14)$$

Além disso, a capacitância utilizada nesse método é dependente do tempo que o capacitor demora a chegar no regime permanente (t_s), a tensão e a corrente que eles estão submetidos, a relação é definida por (2.15).

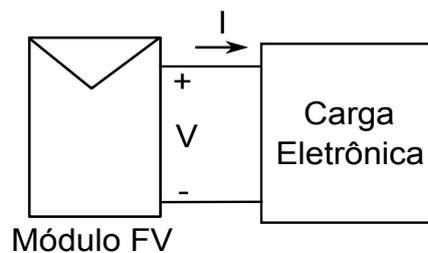
$$C = \frac{t_s}{2} \times \frac{I_{sc}}{V_{oc}} \quad (2.15)$$

Além disso, esse método possui baixa modularidade e flexibilidade em relação ao tempo de plotagem, pois o valor ideal da capacitância a ser empregada vai variar de acordo com os parâmetros de cada arranjo fotovoltaico, que interfere diretamente no tempo de aquisição de dados, sensibilidade dos sensores de tensão e corrente, e também, na chave semicondutora utilizada (ARAÚJO; LOPES; MOREIRA, 2020).

2.4.2.3 TRAÇADOR COM CARGA ELETRÔNICA

A topologia utilizando carga eletrônica é ilustrada na Figura 17. O circuito eletrônico é utilizado para emular uma resistência variável (CORNELIUS et al., 2018).

Figura 17 – Método com carga eletrônica.



Fonte: Elaborado pela autora.

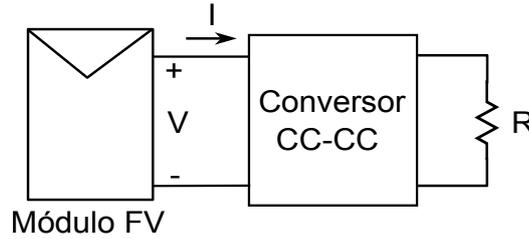
Na literatura há diversas topologias propostas para o circuito de carga eletrônica, que faz um controle minucioso do número de pontos e da variação da resistência, apresentando resultados satisfatórios.

A topologia é indicada para aplicações em baixa potência, além de apresentar alta complexidade e não possuir um alto custo de aquisição.

2.4.2.4 TRAÇADOR COM CONVERSOR CC-CC

Os conversores CC-CC também podem ser aplicados como resistências variáveis, o circuito utilizado para esse tipo de circuito é demonstrado na Figura 18.

Figura 18 – Método com conversor CC-CC.



Fonte: Elaborado pela autora.

O conversor permite a variação da resistência através de seu *duty cycle* ou razão cíclica (D). O método tem a melhor desempenho, acurácia e uma taxa de amostragem maior quando comparado com outros métodos (PEREIRA et al., 2021).

Essa topologia apresenta alta confiabilidade, níveis médios de complexidade e custo e, são indicados para médias potências (DURAN et al., 2008). Porém, isso pode ser contornado com o uso de conversores modulares.

O ponto de operação de um conversor CC-CC é diretamente ligado à resistência de carga (R_{pv}). Dessa forma, a Tabela 2 apresenta a relação entre a resistência de saída (R), a razão cíclica e a zona de operação para os conversores *buck*, *boost* e *buck-boost*.

Conversor CC-CC	R_{pv}	$R_{pv} (D=0)$	$R_{pv} (D=1)$
<i>Buck</i>	$\frac{R}{D^2}$	∞	R
<i>Boost</i>	$R \times (1 - D)^2$	R	0
<i>Buck-boost</i>	$R \times \left(\frac{1-D}{D}\right)^2$	∞	0

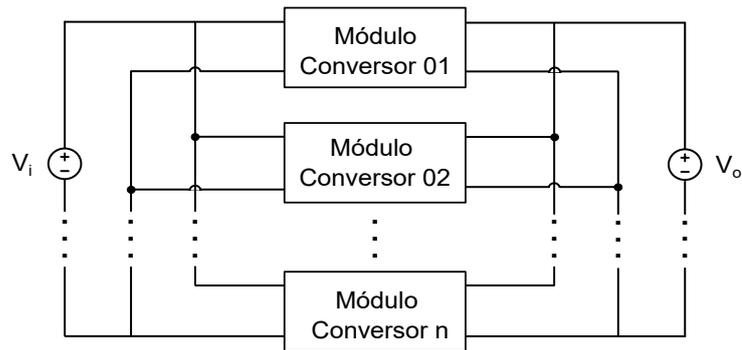
Tabela 2 – Zonas de operação dos conversores CC-CC.

2.4.3 FORMAS DE CONEXÃO MODULAR

A conexão modular de conversores CC-CC é uma forma de elevar a potência processada de um sistema (AZEVEDO et al., 2022), existem quatro tipos de conexão modular e são descritas a seguir:

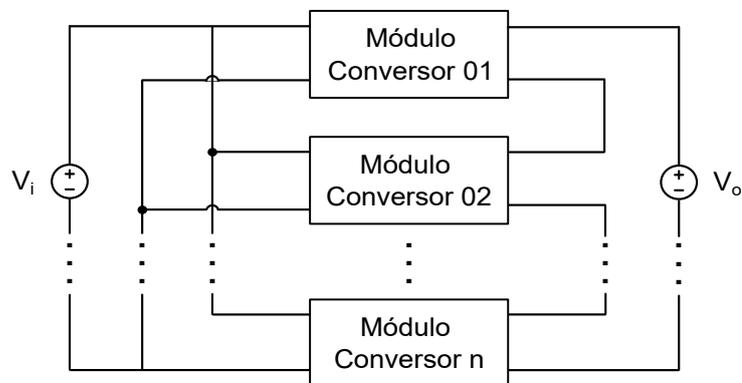
- Conexão entrada em paralelo, saída em paralelo (IPOP - *input-parallel, output-parallel*): esse tipo de conexão, indicada na Figura 19, é aplicada para aplicações em baixa tensão e elevada corrente, tanto na entrada quanto na saída do sistema. Segundo PAGLIOSA et al., 2018, a conexão garante esforço igualitário das correntes.
- Conexão entrada em paralelo e saída em série (IPOS - *input-parallel, output-series*): essa conexão, vista na Figura 20, é indicada para aplicações em que há a necessidade de elevar a tensão de entrada em relação a saída (LIAN et al., 2016).

Figura 19 – Conexão IPOP.



Fonte: Adaptado de (PAGLIOSA et al., 2018).

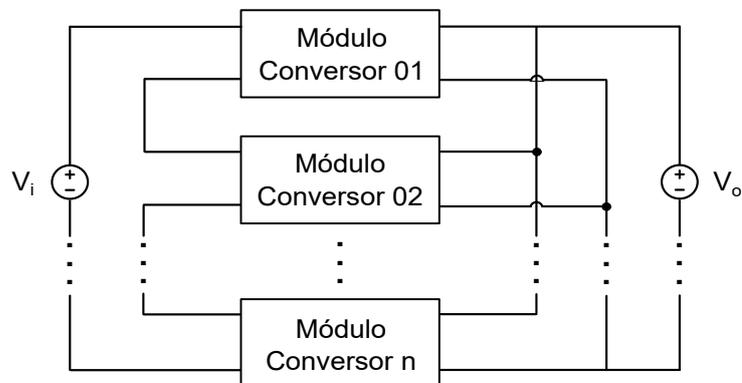
Figura 20 – Conexão IPOS.



Fonte: Adaptado de (PAGLIOSA et al., 2018).

- Conexão entrada em série e saída em paralelo (ISOP - *input-series, output-parallel*): a Figura 21 representa a conexão, indicada para transformar a média tensão de entrada em baixa tensão na saída, além de apresentar na saída um elevado nível de corrente na saída (CHEN et al., 2014).

Figura 21 – Conexão ISOP.

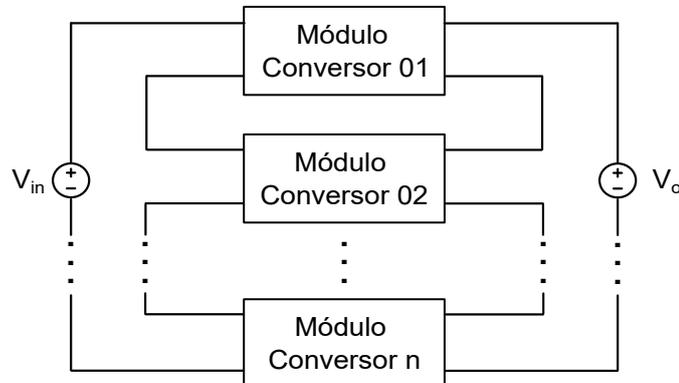


Fonte: Adaptado de (PAGLIOSA et al., 2018).

- Conexão entrada em série e saída em série (ISOS - *input-series, output-series*): quando tem-se tensões elevadas tanto na entrada quanto na saída utiliza-se a conexão

mostrada na Figura 22, além disso, é a conexão mais adequada para divisão de esforços de tensão nos componentes do sistema (AZEVEDO et al., 2022).

Figura 22 – Conexão ISOS.



Fonte: Adaptado de (PAGLIOSA et al., 2018).

2.4.4 COMPARAÇÃO DOS TRAÇADORES

Cada umas das topologias mencionadas anteriormente possui vantagens e desvantagens. Segundo MORALES-ARAGONÉS et al., 2021, as principais características de cada conversor é determinada pela Tabela 3.

Método	Flexibilidade	Modularidade	Custo	Acurácia	Resolução
Carga Resistiva	Médio	Médio	Baixo	Baixo	Baixo
Carga Capacitiva	Baixo	Baixo	Alto	Médio	Médio
Carga Eletrônica	Alto	Alto	Alto	Médio	Médio
Conversor CC-CC	Alto	Alto	Médio	Alto	Alto

Tabela 3 – Vantagens e desvantagens dos traçadores de curva I-V (MORALES-ARAGONÉS et al., 2021).

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou diversas falhas que podem ocorrer em arranjos fotovoltaicos, bem como a importância de seu diagnóstico. Além disso, tem-se a relevância da curva característica de um arranjo fotovoltaico e os diversos métodos de obtê-la experimentalmente.

Neste trabalho, o conversor CC-CC será utilizado para traçar a curva I-V em arranjos fotovoltaicos devido às suas características, tais como alta flexibilidade, modularidade, precisão e resolução.

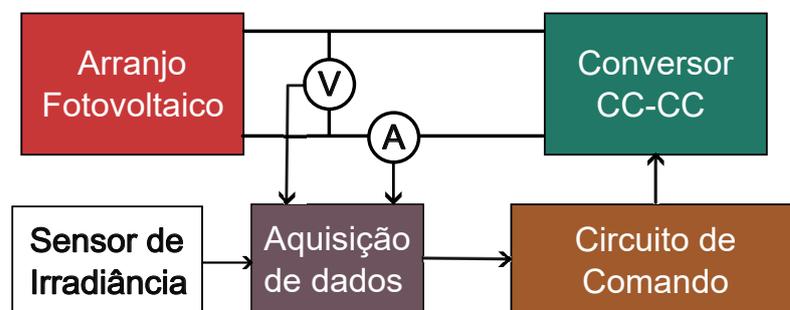
3 SISTEMA DE DIAGNÓSTICO DE FALHAS EM ARRANJOS FOTOVOLTAICOS

Este capítulo apresenta o sistema proposto para diagnóstico de falhas em sistemas fotovoltaicos no lado de corrente contínua. Além disso, destaca as etapas necessárias para o funcionamento do sistema, os equipamentos e topologias que foram implementadas.

3.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

A Figura 23 mostra a estrutura do sistema proposto para o sistema de diagnóstico de falhas, esse sistema é composto por quatro elementos básicos: o arranjo fotovoltaico, o conversor CC-CC, o sistema de aquisição de dados e o circuito de comando.

Figura 23 – Estrutura do sistema proposto.



Fonte: Elaborado pela autora.

- O objetivo deste estudo é extrair informações sobre as condições de operação do arranjo fotovoltaico. E em seguida, as informações são processadas para diagnóstico do arranjo fotovoltaico.
- O conversor CC-CC é responsável por emular uma resistência variável para coletar todos os pontos da curva característica do arranjo fotovoltaico.
- O sistema de controle é responsável por definir o modo de funcionamento do conversor CC-CC utilizado.
- O sistema de aquisição de dados é responsável por medir, armazenar e processar a tensão e a corrente proveniente do arranjo fotovoltaico.

3.2 CONVERSOR CC-CC DE TENSÃO

Conversores CC-CC de tensão são circuitos formados por semicondutores de potência operando como chaves e elementos passivos com o intuito de controlar a tensão e o fluxo de potência da entrada para a saída (BARBI; MARTINS, 2000). O fluxo de potência do sistema composto pelo conversor é controlado pela razão cíclica, definida como D , que é a razão entre o tempo da chave ligada e o tempo total.

Existem inúmeros conversores CC-CC já difundidos na literatura, entre eles os três principais são: *buck*, *boost* e *buck-boost*. A Tabela 4 mostra o ganho estático de cada conversor.

Conversor	Ganho estático (G)
<i>Buck</i>	D
<i>Boost</i>	$1/(1-D)$
<i>Buck-boost</i>	$D/(1-D)$

Tabela 4 – Ganho estático para conversores básicos.

Observa-se que, o conversor *buck* desempenha somente a função de abaixador, ou seja, a tensão da carga será sempre menor que a tensão da fonte (BARBI; MARTINS, 2000). Em contrapartida, o conversor *boost* tem a função de elevador, a tensão mínima da carga sempre terá um valor maior ou igual à tensão da fonte de tensão da entrada. Já o conversor *buck-boost* consegue desempenhar o papel dos dois conversores mencionados anteriormente. Neste conversor, se a razão cíclica é menor que 0,5, desempenha o papel de conversor redutor, e se maior que 0,5 desempenha a função de conversor elevador.

Dentre os conversores já existentes na literatura, o conversor *flyback*, visto na Figura 24, é idêntico ao conversor *buck-boost*, porém, apresenta isolamento galvânica entre a tensão de entrada e a saída, e também possui a capacidade de elevar ou rebaixar a tensão de entrada. De acordo com (FAUST et al., 2014), as principais características desse conversor são:

- Estrutura simples;
- Fácil acionamento;
- Capacidade de acumular energia;
- Operação como elevador e abaixador de tensão;
- Possibilita múltiplas saídas;
- Isolamento galvânico entre a entrada e a saída.

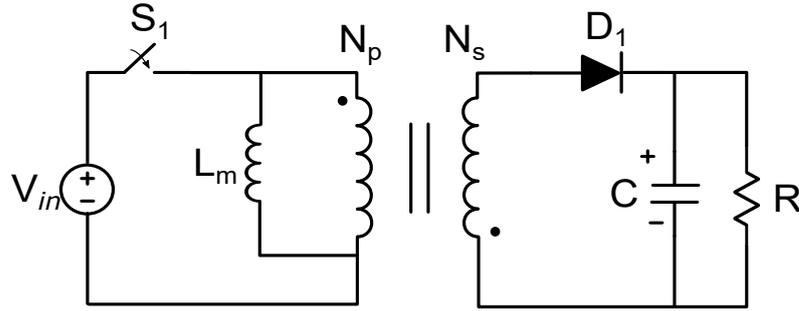
Onde, S_1 representa a chave semicondutora, L_m a indutância de magnetização, D_1 o diodo, N_p número de espiras do primário e N_s número de espiras do secundário.

O ganho (G) desse conversor é representado por (3.1), e a Figura 25 mostra o comportamento do ganho (G) em função da razão cíclica.

$$\frac{V_o}{V_{in}} = G = \frac{D}{1-D} \times \frac{N_p}{N_s} \quad (3.1)$$

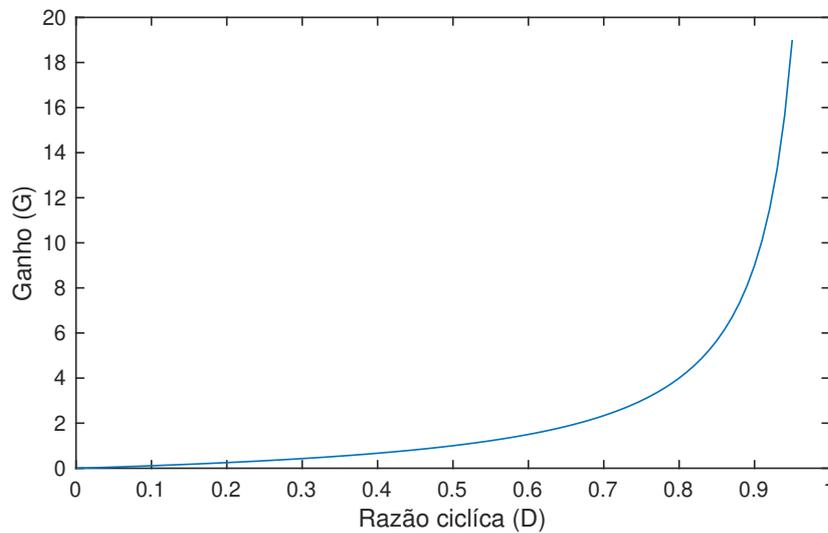
O conversor *flyback* é conhecido como um conversor de baixo custo por ter um número pequeno de elementos passivos. Além disso, a união do indutor e da etapa de

Figura 24 – Conversor Flyback.



Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 25 – Ganho do conversor *flyback*.



Fonte: Elaborado pela autora.

transformação elimina a etapa de armazenamento realizada por um volumoso e de alto custo indutor (TAMYUREK; KIRIMER, 2014).

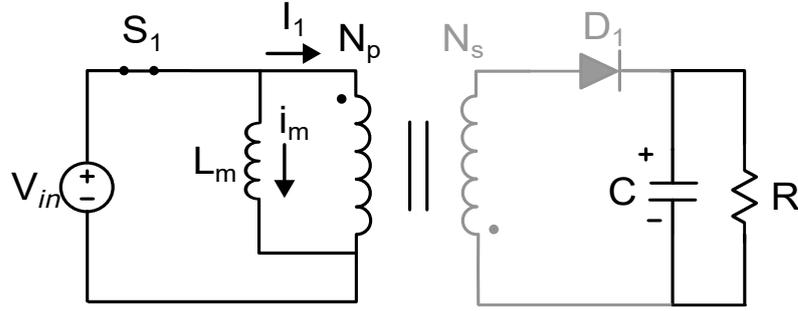
O conversor CC-CC *flyback* tem o funcionamento em duas etapas no modo de operação contínua. Na primeira etapa, ilustrada na Figura 26, a chave S_1 está fechada, e a energia da fonte de tensão da entrada é acumulada no indutor (L_m), que representa a indutância de magnetização do transformador, e a corrente no indutor cresce linearmente. O diodo (d) está inversamente polarizado ou seja, está bloqueado, e a carga (R) é alimentada pelo capacitor (C).

A corrente do primário do transformador (i_1), nessa primeira etapa, começa no valor inicial em zero e cresce linearmente com o tempo, de acordo com (3.2) (TAMYUREK; KIRIMER, 2014).

$$i_1 = i_m = \frac{V_{in}}{L_m} \times t \quad (3.2)$$

No fim do período que a chave está fechada, a corrente atinge o seu valor de pico, conforme (3.3), sendo f_s a frequência de comutação do conversor. Dessa forma, o valor

Figura 26 – Conversor *flyback* - Etapa 1 de funcionamento.



Fonte: Elaborado pela autora.

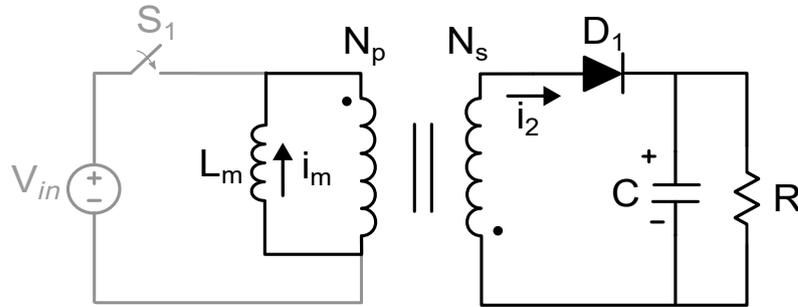
médio da corrente de entrada é dada conforme (3.4).

$$i_{1max} = i_{mmax} = \frac{V_{in} \times D_{max}}{L_m \times f_s} \quad (3.3)$$

$$I_1 = \frac{V_{in} \times D_{max}^2}{2 \times L_m \times f_s} \quad (3.4)$$

Na segunda etapa de operação, conforme a Figura 27, a chave S_1 está aberta, a polaridade da corrente inverte e o diodo (D_1) começa a conduzir. A energia que foi acumulada no indutor na primeira etapa é transferida para o capacitor e para a carga.

Figura 27 – Conversor *flyback* - Etapa 2 de funcionamento.



Fonte: Elaborado pela autora.

A corrente de magnetização na segunda etapa, é dada por (3.5) (TAMYUREK; KIRIMER, 2014).

$$i_m = \frac{V_o}{L_m} \times \frac{N_p}{N_s} \times t \quad (3.5)$$

Além disso, a corrente máxima no secundário do transformador (i_{2max}) é dada por (3.6).

$$i_{2max} = \frac{V_o \times N_p \times (1 - D_{max})}{N_s \times L_m \times f_s} \quad (3.6)$$

Ainda, a tensão no diodo (V_{D_1}) é definida por (3.7).

$$V_{D_1} = -V_o - V_{in} \times \frac{N_s}{N_p} \quad (3.7)$$

A tensão na chave seccionadora (V_{S_1}) enquanto está aberta é dada por (3.8), onde temos por resultado a soma entre a tensão de entrada e a tensão de saída refletida no primário.

$$V_{s_1} = V_{in} + \frac{N_p}{N_s} \times V_o \quad (3.8)$$

O capacitor de saída é definido a partir da variação da tensão desejada na saída (ΔV_c) e pela corrente que o atravessa (I_c), conforme visto em (3.9).

$$C = \frac{D \times I_c}{\Delta V_c \times f_s} \quad (3.9)$$

3.3 TRAÇADOR DA CURVA I-V PROPOSTO

O sistema proposto para traçar a curva I-V de um arranjo fotovoltaico é composto por: arranjo fotovoltaico, conversor *flyback* modular, ilustrado na Figura 28. A topologia ISOS foi escolhida para essa aplicação devido suas características de distribuir a tensão entre os módulos de cada conversor.

Através da Lei de *Kirchhoff* das correntes aplicada aos nós da entrada do circuito, tem-se (3.10).

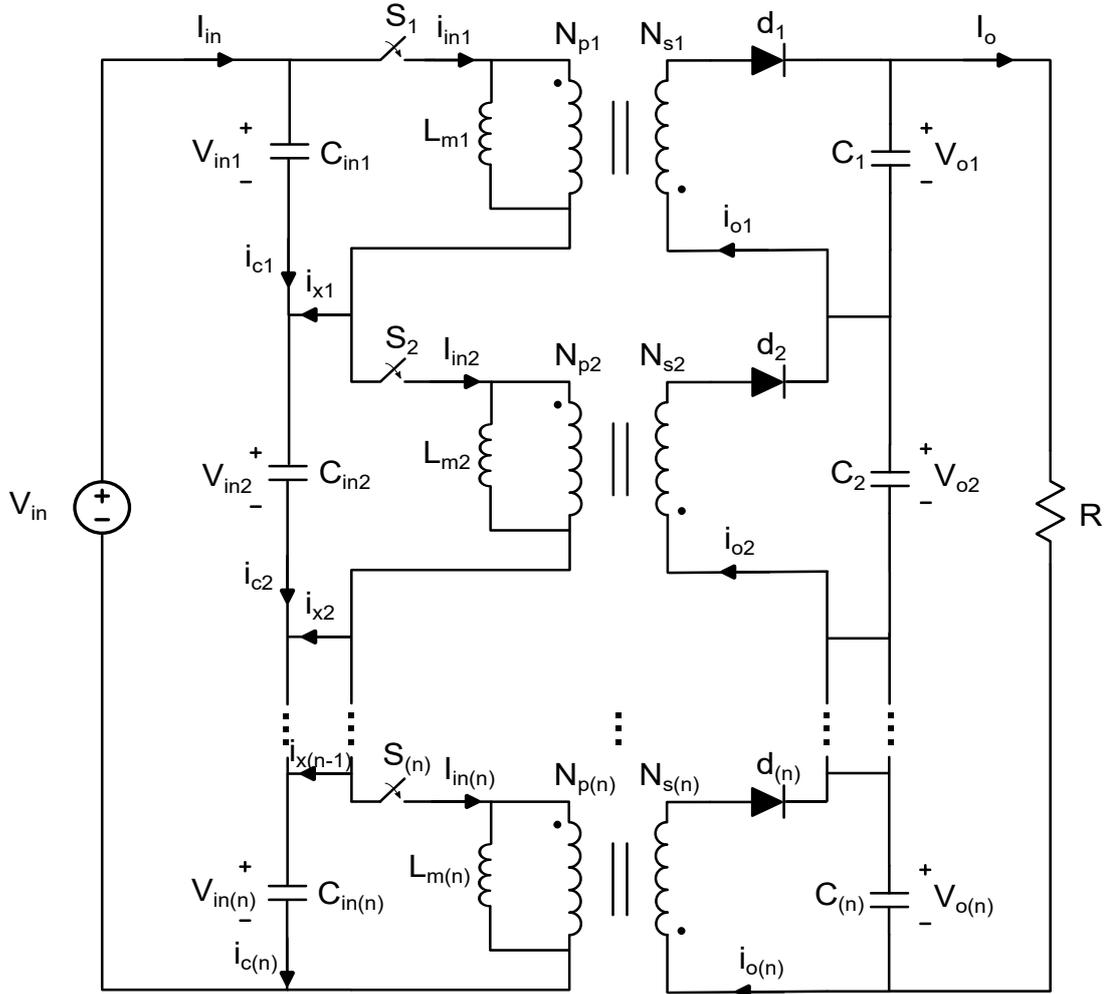
$$\begin{aligned} i_{x1} &= i_{in1} - i_{in2} \\ i_{x2} &= i_{in2} - i_{in3} \\ &\vdots \\ i_{x(n-1)} &= i_{in(n-1)} - i_{in(n)} \end{aligned} \quad (3.10)$$

Onde n representa o número de módulos de cada conversor CC-CC. Levando em consideração que se trata de um conversor ideal, o ganho estático de cada conversor é definido por (3.11). E dessa forma, pode-se concluir que o ganho dos módulos são idênticos.

$$\begin{aligned} G &= \frac{V_o}{V_{in}} \\ G_1 &= \frac{V_{o1}}{V_{in1}} \\ G_2 &= \frac{V_{o2}}{V_{in2}} \\ &\vdots \\ G_{(n)} &= \frac{V_{o(n)}}{V_{in(n)}} \end{aligned} \quad (3.11)$$

Aplicando a Lei de *Kirchhoff* das tensões na entrada do circuito da Figura 28, tem-se (3.12). Dessa forma, tem-se que a tensão de entrada é distribuída entre os módulos

Figura 28 – Conversor *flyback* modular tipo ISOS.



Fonte: Adaptado de (PAGLIOSA et al., 2018).

de cada conversor. Os conversores devem possuir as mesmas características para que as tensões sejam distribuídas igualmente entre eles. A equação também possui equivalência para a saída do conversor, como mostra (3.13).

$$V_{in} = V_{in1} + V_{in2} + \dots + V_{in(n)} \quad (3.12)$$

$$V_o = V_{o1} + V_{o2} + \dots + V_{o(n)} \quad (3.13)$$

As correntes de entrada de cada conversor são iguais na conexão em série, o que resulta na potência ativa de cada conversor e também na potência total de acordo com (3.14).

$$\begin{aligned} P_{in1} &= P_{o1} = V_{in1} \times I_{in} = V_{o1} \times I_o \\ P_{in2} &= P_{o2} = V_{in2} \times I_{in} = V_{o2} \times I_o \\ &\vdots \end{aligned} \quad (3.14)$$

$$P_{in} = P_o = V_{in} \times I_{in} = V_o \times I_o$$

O valor da resistência de carga (R) é dado conforme (3.15).

$$R = \frac{V_o}{I_o} \quad (3.15)$$

A corrente máxima em cada chave (I_{sn}) é dada pela equação (3.16), (FAUST et al., 2014).

$$I_{sn} = \frac{V_{in(n)} \times D(n)}{L_{m(n)} \times f_s} \quad (3.16)$$

O capacitor de entrada para cada um dos módulos do conversor ($C_{in(n)}$) é dado por (3.17).

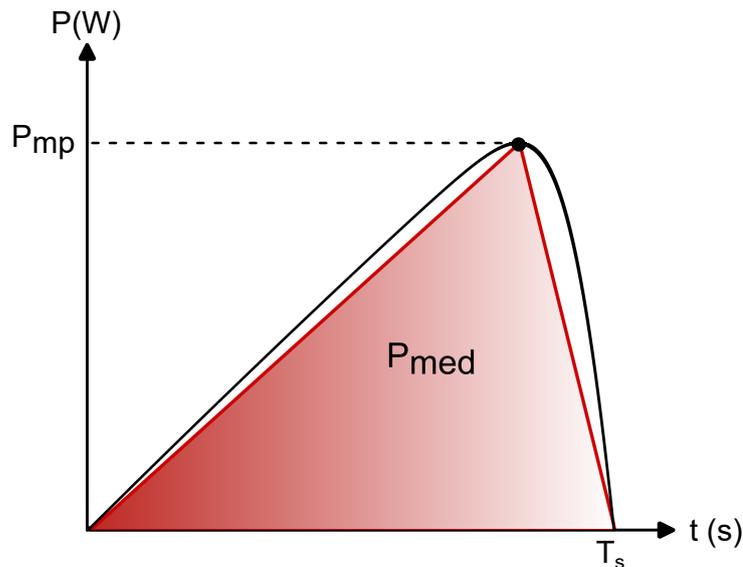
$$C_{in(n)} = \frac{4 \times \Delta I_{in(n)}}{\pi^3 \times f_s \times \Delta V_{in(n)}} \quad (3.17)$$

A potência média dissipada (P_{med}) no resistor é dada por (3.18) (PEREIRA et al., 2021). Onde, T_s representa o período da curva de potência instantânea do resistor.

$$P_{med} = \frac{1}{T_s} \int_0^{T_s} P(t) dt \quad (3.18)$$

A Figura 29 mostra a curva da potência dissipada no intervalo de tempo $[0, T_s]$. Observa-se que a curva possui uma forma semelhante à de um triângulo. Neste trabalho, aproximou-se a área da potência dissipada pela área de um triângulo. Dessa forma, em (3.19) tem-se a equação que aproxima a potência média para o sistema FV.

Figura 29 – Cuva P-V e aproximação.



Fonte: Adaptado de (PEREIRA et al., 2021).

$$P_{med} \cong \frac{P_{mp}}{2} \quad (3.19)$$

3.3.1 CIRCUITO DE COMANDO

A forma mais comum para o controle de um conversor CC-CC para emular uma resistência variável é variando a razão cíclica de 0 a valores próximos de 1 de forma linear (D_L) (PEREIRA et al., 2021), conforme mostra Figura 30 (a), representado em azul. A razão cíclica linear ocasiona um ganho estático não-linear (G_{NL}), de acordo com a equação do ganho do conversor *flyback*, vista em (3.1). O ganho estático não-linear é mostrado pela Figura 30 (b), também representado em azul.

Além da forma linear, pode-se variar a razão cíclica de forma não-linear (D_{LN}), conforme (3.20). A curva da razão cíclica não-linear é conforme a curva em vermelho na Figura 30 (a), como resultado de uma razão cíclica não-linear tem-se um ganho linear (G_{LN}), representado em vermelho na Figura 30 (b).

$$D = \frac{G}{1 + G} \quad (3.20)$$

Além disso, na razão cíclica não-linear, o tempo que o arranjo fotovoltaico trabalha na condição de máxima potência é menor, quando comparamos com a razão cíclica linear, e como consequência, a temperatura final nos resistores de saída também diminui (PEREIRA et al., 2021).

Na Figura 31 observa-se em azul a curva da potência para a razão cíclica linear, e em vermelho para razão cíclica não-linear. Para a potência quando tem-se a D_{NL} , pode-se observar que no final do ciclo que a curva trabalha em potências menores.

Apesar de as duas curvas alcançarem o mesmo valor de pico, ou seja, a máxima potência que o arranjo pode produzir, a curva em azul possui uma área cerca de 1,59 vezes maior que a potência para D_{NL} . Isso significa que a curva em vermelho dissipa uma potência menor que a potência representada em azul.

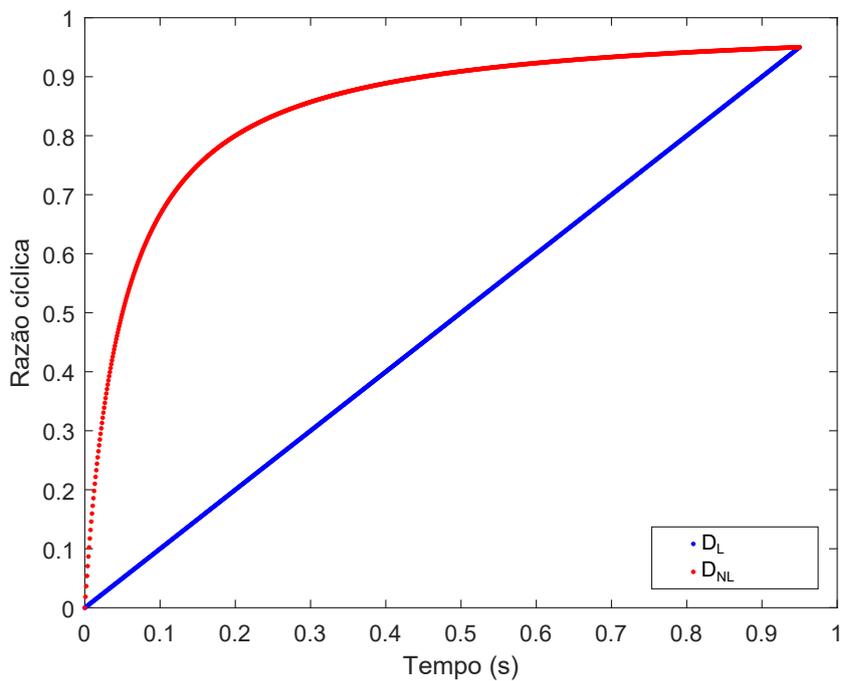
Outra vantagem da razão cíclica não-linear, é que essa metodologia concentra mais pontos na região de curto-circuito da curva, sendo essa a parte mais crítica da curva sendo possível identificar melhor a ocorrência de pontos de inflexão na curva I-V. A Figura 32 mostra a tensão e a corrente para essa situação, onde podemos identificar que a corrente trabalha em maior parte do tempo na região próxima ao curto-circuito.

A razão cíclica linear concentra a maior parte dos pontos na parte de circuito aberto, onde a menor parcela de informação se concentra (PEREIRA et al., 2021). A Figura 33 mostra a tensão e a corrente para esse caso, e pode-se observar que a tensão permanece a maior parte do tempo em seu valor de pico.

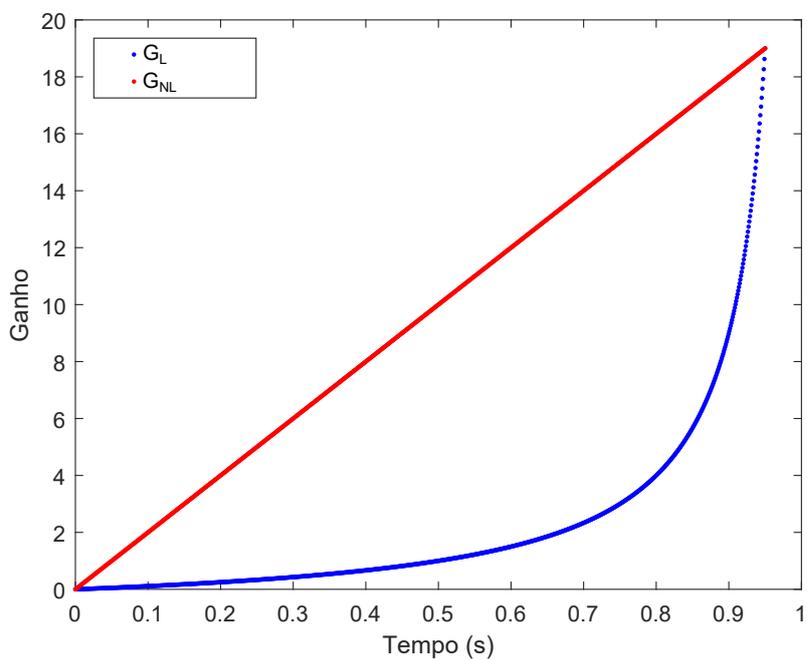
Com a razão cíclica não linear temos uma menor dissipação térmica no resistor final, o que resulta em uma temperatura inferior para o mesmo ciclo de trabalho quando comparado com a razão cíclica linear. Com resultado precisa-se de um resistor com uma potência menor.

Outro fator que deve ser considerada é o ciclo de trabalho empregado ao traçador da curva I-V e a capacidade térmica do resistor de saída. O resistor de saída deve ser

Figura 30 – (a) Comparação razão cíclica linear e não-linear (b) Comparação entre o ganho não-linear e linear.



(a)

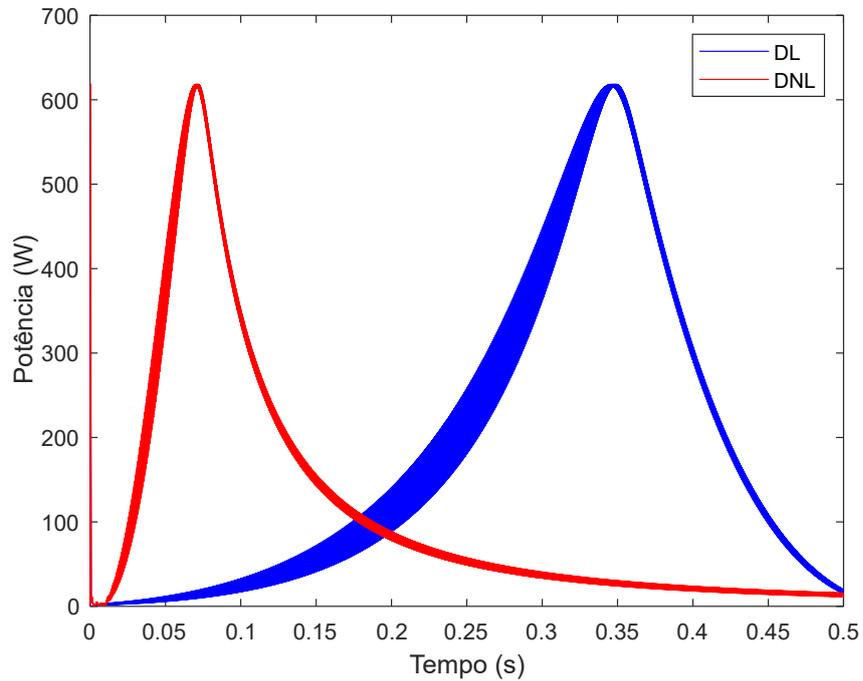


(b)

Fonte: Elaborado pela autora.

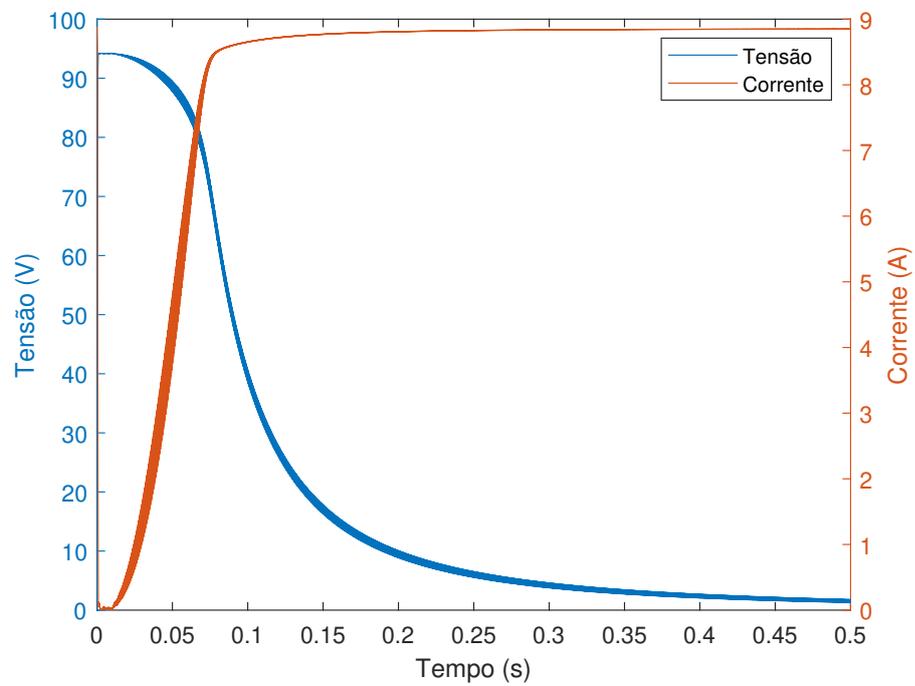
capaz de suportar toda a potência dissipada do arranjos FV em todo o ciclo de trabalho.

Figura 31 – Comparação da potência dissipada para a razão cíclica linear e não-linear.



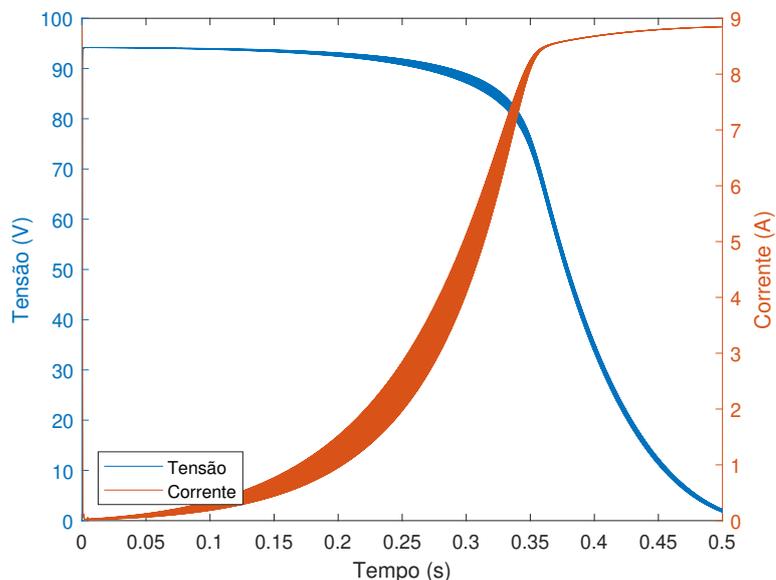
Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 32 – Tensão e corrente para razão cíclica não-linear.



Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 33 – Tensão e corrente para razão cíclica linear.

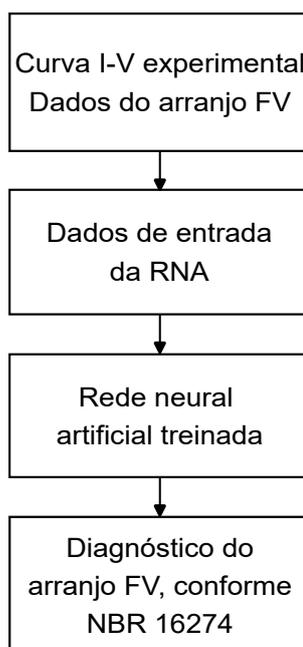


Fonte: Elaborado pela autora.

3.4 ESTRATÉGIA DE CLASSIFICAÇÃO DE FALHAS

A estratégia para diagnosticar falhas no arranjo FV é baseada na curva I-V do arranjo FV a ser analisado, e também, em redes neurais artificiais (RNA) do tipo *perceptron* multicamadas. A Figura 34 mostra o funcionamento da estratégia em quatro etapas.

Figura 34 – Sistema para diagnosticar falhas.



Fonte: Elaborado pela autora.

A entrada do sistema é composta pela curva I-V (proveniente do traçador) e os dados do arranjo FV, que incluem, tensão de circuito aberto, corrente de curto circuito

(dados encontrado na folha de dados fornecida pelo fabricante), irradiância e número de módulos em série e paralelo.

A etapa de tratamento de dados prepara as informações da entrada do sistema para serem inseridas na RNA. Posteriormente, a RNA treinada computa as informações do arranjo FV e retorna com a condição do arranjo, apontando alguma falha ou não. E como resposta, o algoritmo tem como saída o diagnóstico do arranjo FV, indicando as principais causas da falhas, de acordo com a norma brasileira NBR 16274. As condições analisadas são: condições normais de operação, variação da resistência em paralelo, pontos de inflexão na curva, variação na tensão de circuito aberto, variação na corrente de curto-circuito e variação da resistência em série.

3.4.1 DADOS DE ENTRADA DA RNA

Essa etapa faz-se necessária para o funcionamento do algoritmo, devido a entrada da RNA ser em forma de vetores, e na entrada do algoritmo os dados são fornecidos separadamente. Em (3.21) é mostrado o vetor X de entrada da RNA.

$$X = (Irr \ V_{oc} \ I_{sc} \ R_{sh} \ M_{ed} \ D_v)^T \quad (3.21)$$

Onde, Irr : irradiância que incide nos módulos FV; V_{oc} : tensão de circuito aberto do arranjo, I_{sc} : corrente de curto-circuito do arranjo, R_{sh} : resistência em paralelo do arranjo, M_{ed} : média da corrente de saída e D_v : desvio padrão da corrente de saída.

Além disso, para que a RNA trabalhe de forma rápida e eficaz, faz-se necessário normalizar os dados do vetor de entrada (MARTINELLI et al., 1999). Em (3.22) é representado como pode-se realizar essa normalização.

$$r = \frac{x - x_{min}}{x_{max} - x_{min}} \quad (3.22)$$

Em que, r : valor normalizado, x : valor a ser normalizado, x_{min} : menor valor do intervalo a ser normalizado e x_{max} : maior valor do intervalo a ser normalizado.

Em seguida, com os dados já normalizados, dá-se a etapa da rede neural artificial do tipo de classificação.

3.4.2 REDE NEURAL ARTIFICIAL

A rede neural do tipo *perceptron* multicamadas (PMC) pode ser composta por uma camada de entrada, uma ou duas camadas intermediárias e a saída (BRAGA; FERREIRA; LUDERMIR, 2007), além disso, outra característica da rede é possuir todos os neurônios entre as camadas interconectados e tipo de alimentação direta.

A PMC que contém apenas uma camada oculta tem a capacidade de aproximar funções contínuas. Todavia, se a rede possuir duas camadas ocultas é capaz de de aproximar qualquer função (FLECK et al., 2016).

Para concepção de uma rede neural depende-se das seguintes etapas: determinação do número de neurônios e de camadas escondidas, e o banco de dados para o treinamento da rede.

A saída da RNA é através da matriz Y , vista em (3.23), onde cada valor assumido pela matriz é relacionado à condição do arranjo FV, conforme mostra a Tabela 5. Enquanto a entrada da RNA é a matriz X contendo as informações do arranjo FV.

$$Y = (y_{11} \ y_{12} \ y_{13} \ y_{14} \ y_{15} \ y_{16})^T \quad (3.23)$$

Tipo de falha	Saída prevista para RNA (Y)
Condições normais de operação	1 0 0 0 0 0
Variação de R_{sh}	0 1 0 0 0 0
Pontos de inflexão	0 0 1 0 0 0
Variação de I_{sc}	0 0 0 1 0 0
Variação de V_{oc}	0 0 0 0 1 0
Variação de R_s	0 0 0 0 0 1

Tabela 5 – Possibilidades de saída da RNA.

3.4.2.1 TREINAMENTO

Para que a rede neural seja capaz de classificar os dados necessita-se alterar seus pesos sinápticos, esse processo de alteração é denominado treinamento. Uma RNA do tipo classificação deve ser treinada de forma supervisionada, ou seja, deve-se possuir os valores de entrada e de saída para uma determinada classe, onde o critério de parada é o erro entre a saída esperada e o valor da saída real da RNA.

Para o treinamento de uma PMC utilizam-se dois tipos de algoritmos de treinamento: *back-propagation* e *levenberg-marquardt* (FLECK et al., 2016). O algoritmo de *back-propagation* calcula o erro através da observação da resposta que a alteração dos pesos sinápticos obteve na saída. Já o algoritmo *levenberg-marquardt*, faz uso de otimização numérica para estimar os pesos sinápticos (BRAGA; FERREIRA; LUDERMIR, 2007).

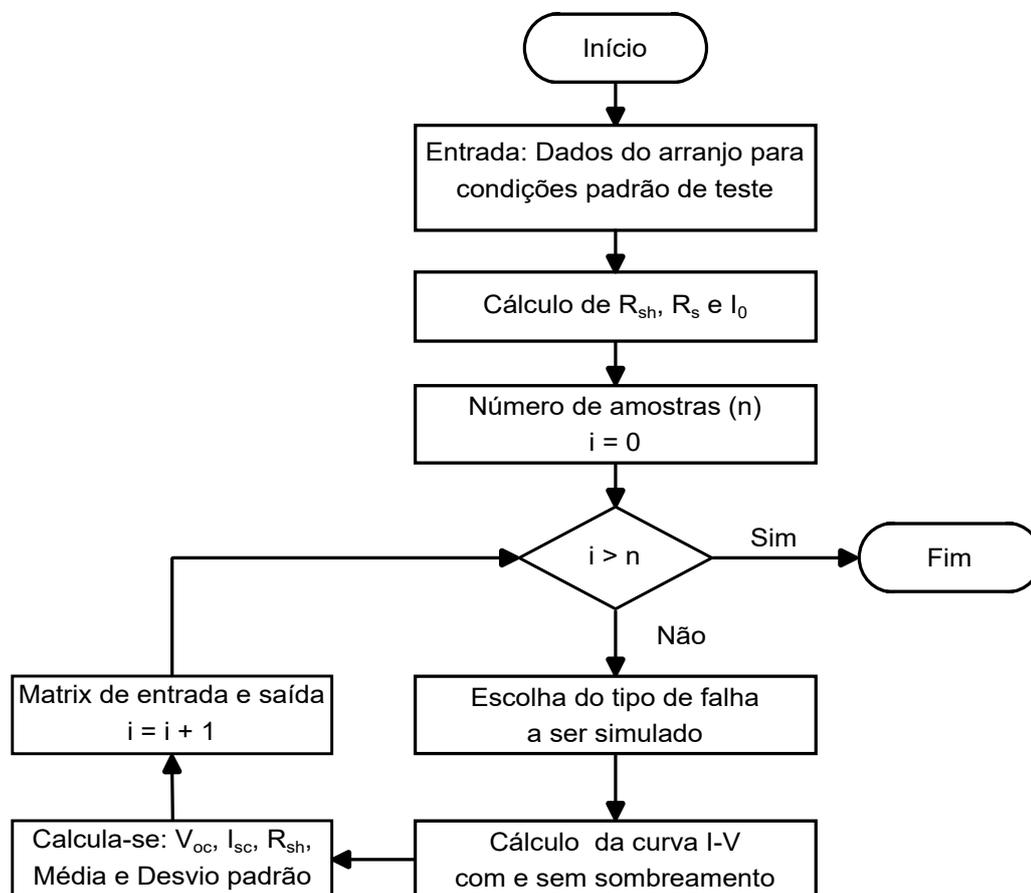
Dessa forma, para o treinamento de uma RNA, é necessário um banco de dados contendo informações da entrada e a saída da rede neural esperada, ou seja, necessita-se das características do arranjo como, curva I-V e a folha de dados, e a saída esperada para cada a condição correspondente do arranjo.

3.4.2.2 BANCO DE DADOS

O banco de dados é criado unicamente para o treinamento da rede neural, dessa forma, deseja-se simular as condições próximas as falhas e a condição de funcionamento normal. Para diversificação do banco de dados, há a possibilidade de escolher o modelo do módulo a ser utilizado, o número de módulos em série e em paralelo, o número de

amostras e as falhas desejadas a serem simuladas (MAIA, 2020). O fluxograma da Figura 35 mostra o funcionamento do banco de dados.

Figura 35 – Fluxograma do funcionamento do banco de dados.



Fonte: Elaborado pela autora.

Os dados requeridos do arranjo FV são: a máxima potência, tensão de máxima potência, corrente de máxima potência e os coeficientes de temperatura para a tensão e a corrente, todas essas informações estão disponíveis na folha de dados disponibilizada pelo fabricante do módulo. Os valores necessários de irradiância, temperatura, número de módulos são gerados aleatoriamente pelo algoritmo, e estão de acordo com os intervalos da Tabela 6.

Descrição	Intervalo
Irradiância	0 - 1000 W/m ²
Temperatura	10 - 60 °C
Número de módulos em série	1 - 10
Número de módulos em paralelo	1 - 10

Tabela 6 – Intervalo dos valores de referência para o banco de dados.

Para a simulação da curva I-V, calcula-se as resistência série, em paralelo e a corrente de saturação reversa para a condição padrão de teste. E, o cálculo da curva se difere para situações onde a irradiância é regular na superfície do módulo e quando há

sombreamentos parciais. Em MAIA, 2020, é descrita de forma detalhada a metodologia para realização dos cálculos da curva I-V e dos parâmetros do arranjo FV. Em seguida, a partir dos dados da curva I-V, são formadas as matrizes X e Y , que posteriormente serão utilizadas para o treinamento da rede neural.

3.4.3 DIAGNÓSTICO DE FALHA NO ARRANJO FV

A etapa de saída do sistema é o diagnóstico do arranjo FV que é responsável por averiguar a saída da rede neural e imprimir o tipo de falha e suas causas prováveis de acordo com a norma NBR 16274 (MAIA, 2020). Dessa forma, seguem as informações disponíveis pelo algoritmo para cada falha.

Condições normais de operação [1 0 0 0 0 0] - O arranjo está em condições normais de operação.

Varição da resistência em paralelo [0 1 0 0 0 0] - Causas prováveis são: células fotovoltaicas com defeito ou suas interconexões, divergência entre as correntes de curto-circuito dos módulos.

Pontos de inflexão na curva [0 0 1 0 0 0] - Causas prováveis são: sombreamento parcial de células ou módulos FV, células ou módulos danificados e diodo de *bypass* em curto-circuito.

Varição da corrente de curto-circuito [0 0 0 1 0 0] - Causas prováveis são: o arranjo está sujo ou obstruído, os módulos estão degradados, dados do módulo ou arranjo incorretos, problemas de calibração do medidor de corrente.

Varição da tensão de circuito aberto [0 0 0 0 1 0] - Causas prováveis são: sombreamento total de células ou módulos FV, diodo de *bypass* invertido ou operando incorretamente.

Varição da resistência em série [0 0 0 0 0 1] - Causas prováveis são: danos ou falhas na fiação, falha nas conexões dos módulos FV, recomenda-se verificar a qualidade dos condutores utilizados nas fiações ou conexões do arranjo FV.

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou a topologia do conversor CC-CC que será implementada, e também, as principais vantagens, desvantagens do conversor *flyback* e as características desse conversor. Além disso, apresentou-se um circuito de comando do conversor que reduz a potência dissipada na saída do conversor CC-CC. Por fim, se expôs a metodologia utilizada para diagnóstico de falhas em arranjos FV através de redes neurais artificiais e a curva I-V experimental.

4 RESULTADOS

Este capítulo apresenta os resultados de simulação para o conversor *flyback* e as curvas de corrente e tensão para cada situação de falha. O *software* Matlab/Simulink® é utilizado para reproduzir a estratégia de diagnóstico de falhas com redes neurais artificiais. Além disso, os resultados experimentais do protótipo são apresentados utilizando inicialmente uma fonte de tensão para validação do conversor, e posteriormente um emulador de módulos fotovoltaicos para extrair a curva I-V.

4.1 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO PARA CONVERSOR FLYBACK

Para a simulação do conversor *flyback*, primeiramente, definiu-se o módulo da *Jinko Solar* JKM310M-72 a ser utilizado, seus parâmetros são mostrados na Tabela 7. Para simulação é definido uma *string* com seis módulos em série, totalizando uma potência máxima de 1,85 kW e uma tensão de máxima potência de 231 V.

Descrição	Valor
Potência máxima	$P_{max} = 309,925 \text{ W}$
Tensão de circuito aberta	$V_{oc} = 47,1 \text{ V}$
Tensão de máxima potência	$V_{mp} = 38,5 \text{ V}$
Corrente de curto-circuito	$I_{sc} = 8,78 \text{ A}$
Corrente de máxima potência	$I_{sc} = 8,05 \text{ V}$
Número de células	$N = 72$

Tabela 7 – Parâmetros do módulo JKM310M-72.

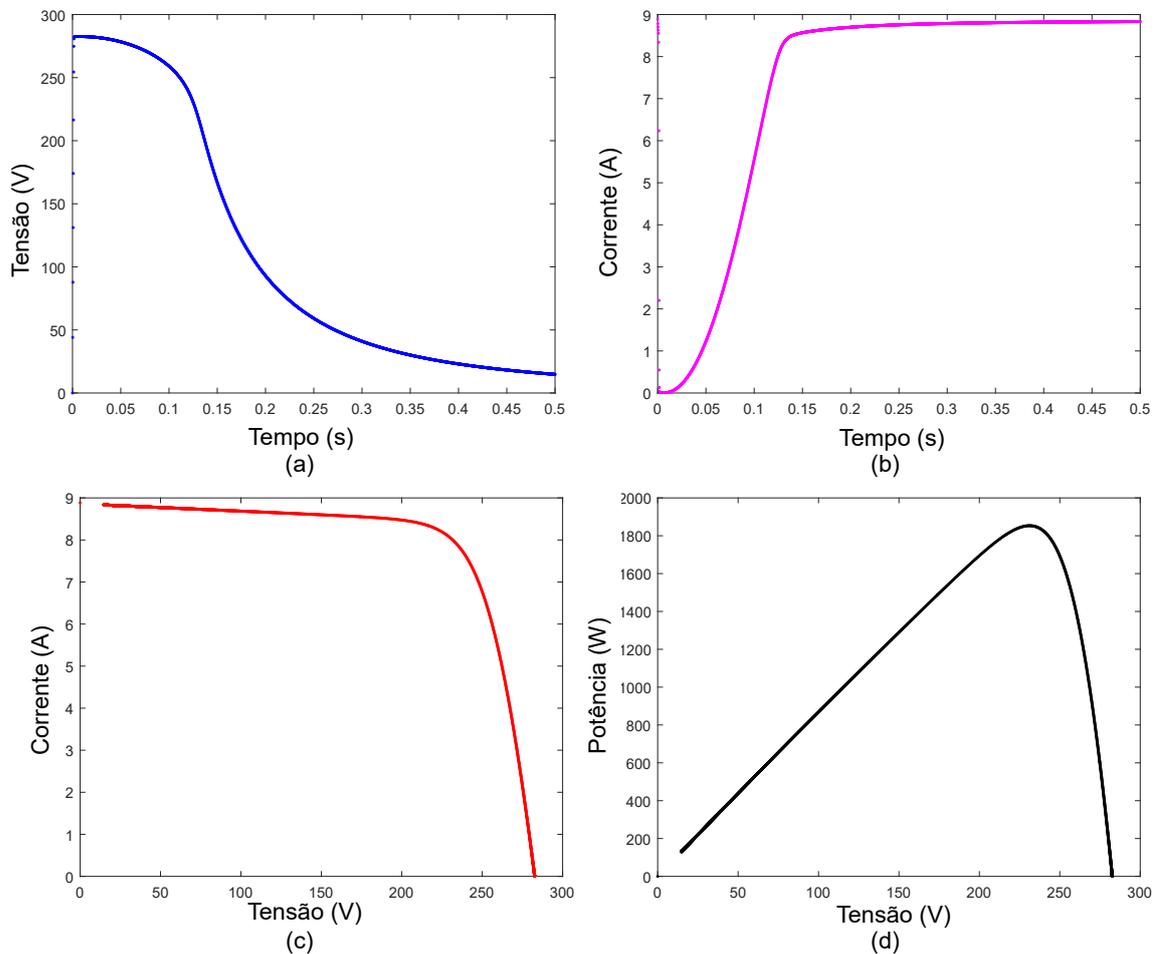
A partir dos valores de máxima potência da *string* são calculados os parâmetros do conversor *flyback*, além disso, também são definidos as máximas ondulações de tensão e corrente, conforme a Tabela 8. Nota-se que, as ondulações da tensão da saída tem valores relativamente altos, isso ocorre porque a tensão de saída não é relevante para esse estudo.

Descrição	Valor
Frequência de chaveamento	$f_s = 20 \text{ kHz}$
Máxima ondulação da corrente de entrada	$\Delta I_{in} = 10\%$
Máxima ondulação da tensão de entrada	$\Delta V_{in} = 5\%$
Máxima ondulação da tensão de saída	$\Delta V_o = 20\%$
Capacitor de entrada	$C_{in} = 40 \mu F$
Indutância de magnetização	$L_m = 8 \text{ mH}$
Capacitor de saída	$C = 1 \mu F$
Resistência de saída	$R = 100 \Omega$
Tempo de simulação	$T_s = 0,5 \text{ s}$

Tabela 8 – Valores dos componentes do conversor *flyback*.

A simulação realizada é vista na Figura 36, para o circuito de comando foi utilizada a estratégia da razão cíclica não-linear que ocasiona uma dissipação de potência menor na saída. Além disso, para simulação do arranjo fotovoltaico foi usada uma irradiância de

Figura 37 – Resultados para condições normais de operação (a) Curva de tensão por tempo (b) Curva de corrente por tempo (c) Curva I-V (d) Curva P-V.



Fonte: Elaborado pela autora.

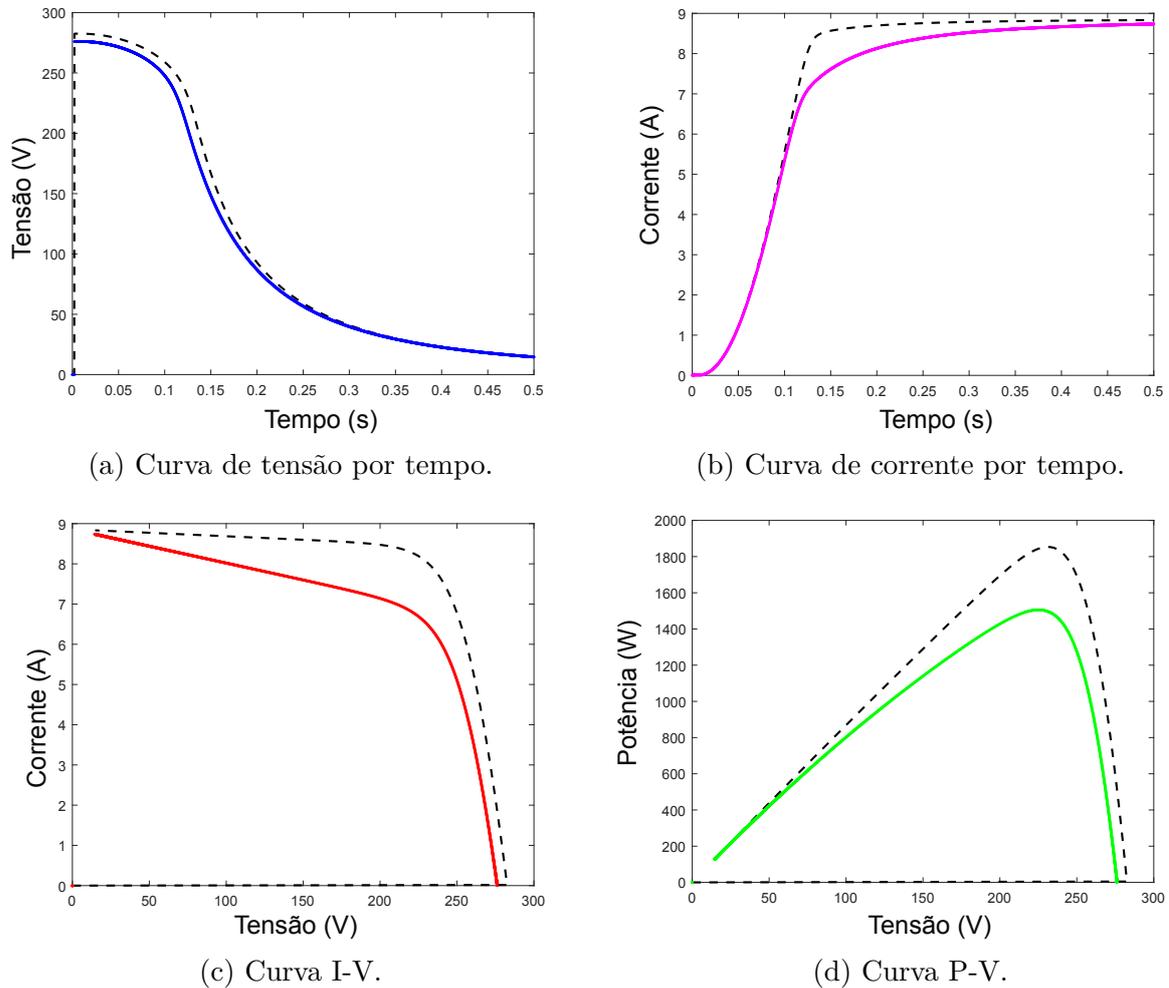
4.1.2 CURVA I-V PARA VARIAÇÃO DA RESISTÊNCIA EM PARALELO

Nessa etapa, verifica-se se o conversor CC-CC é capaz de traçar a curva I-V para a condição de resistência em paralelo. Conforme mencionado no capítulo 2, a curva I-V se modifica para um formato específico para essa falha. A principal consequência dessa falha, é a diminuição da potência gerada pelo sistema.

A Figura 38 (a) e (b) mostra a tensão e a corrente, respectivamente. Visivelmente, não vemos diferença entre essa situação e a condição normal de operação, porém, observando a curva I-V, mostrada na Figura 38 (c), observa-se que a região da corrente de curto-circuito possui uma inclinação maior que a curva sem falha. Além disso, conforme a Figura 38 (d), para essa falha simulada tem-se uma potência máxima de 1505W, alcançando cerca de 20% de perda de potência.

Em síntese, pode se afirmar que o conversor CC-CC conseguiu delinear a curva I-V completa para a diminuição de R_{sh} .

Figura 38 – Resultados para variação da resistência em paralelo.



Fonte: Elaborado pela autora.

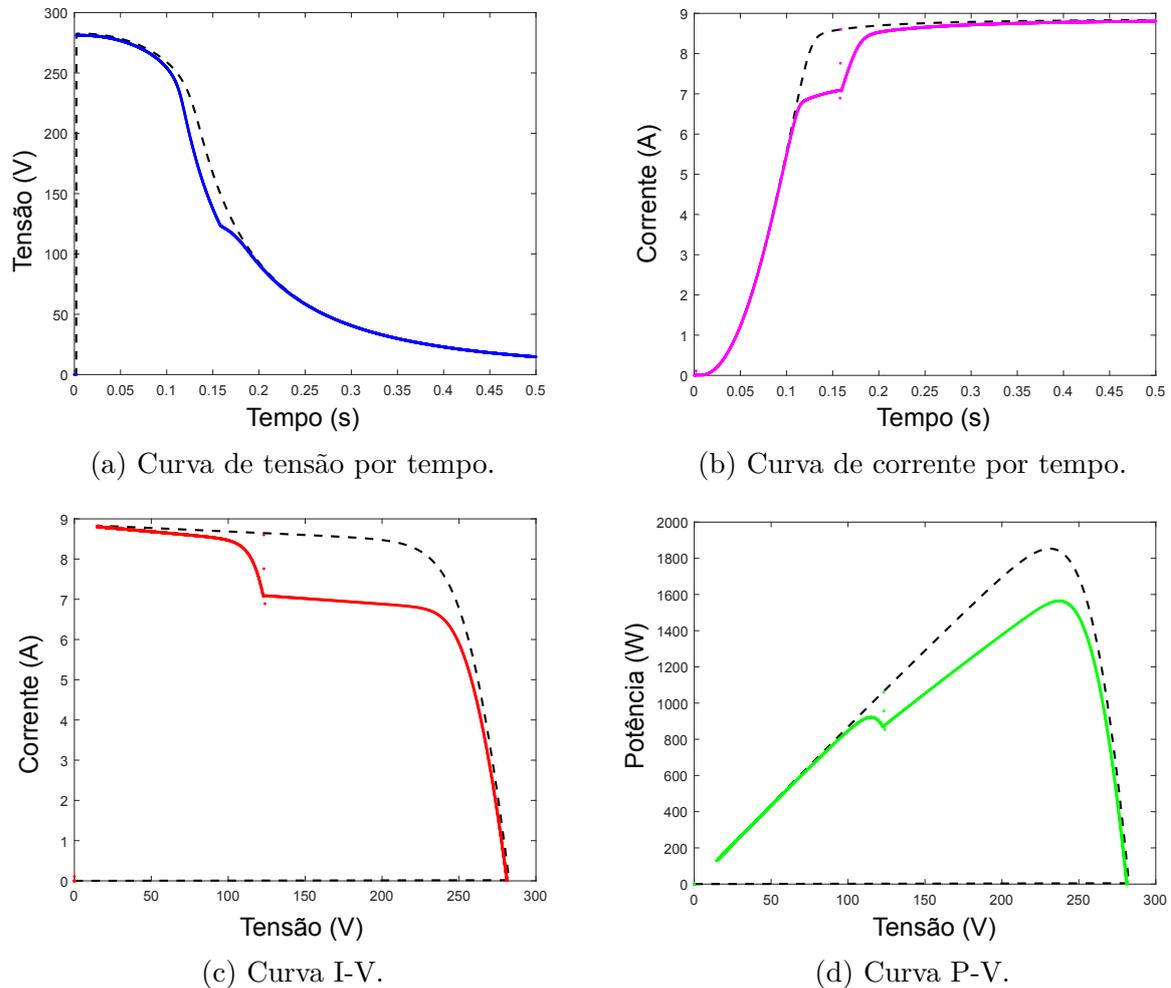
4.1.3 CURVA I-V PARA PONTOS DE INFLEXÃO

Um ponto de inflexão ocorre, principalmente, quando um módulo é sombreado parcialmente e os outros módulos conectados na mesma *string* em série não estão sombreados, ou seja, os módulos na mesma *string* possuem irradiância diferentes.

Logo, simulou-se essa situação no *software* com três módulos com irradiância regular e três módulos com sombreamento parcial em uma *string* em série. A Figura 39 (a) mostra a tensão para essa falha, e há o surgimento de um ponto de inflexão, esse ponto também aparece na corrente, conforme a Figura 39 (b).

Esse ponto de inflexão também é refletido na curva I-V, conforme a Figura 39 (c). Na potência, mostrada na Figura 39 (d), ocorre um fenômeno singular para esse tipo de falha, há o aparecimento de pontos de máxima potência locais, que podem confundir os algoritmos convencionais de MPPT (do inglês, *maximum power point tracking*). Além disso, também há a diminuição da potência gerada, sendo o ponto de máxima potência global atingindo um valor de 1565W, enquanto que o ponto de máxima potência local

Figura 39 – Resultados para pontos de inflexão.



Fonte: Elaborado pela autora.

atingiu um valor de 919,5W.

Observa-se também que, no ponto de inflexão tem-se transitórios devido a dinâmica do conversor CC-CC e a variação abrupta da corrente nesse ponto. Todavia, esse transitório não possui grande interferência na caracterização da curva I-V.

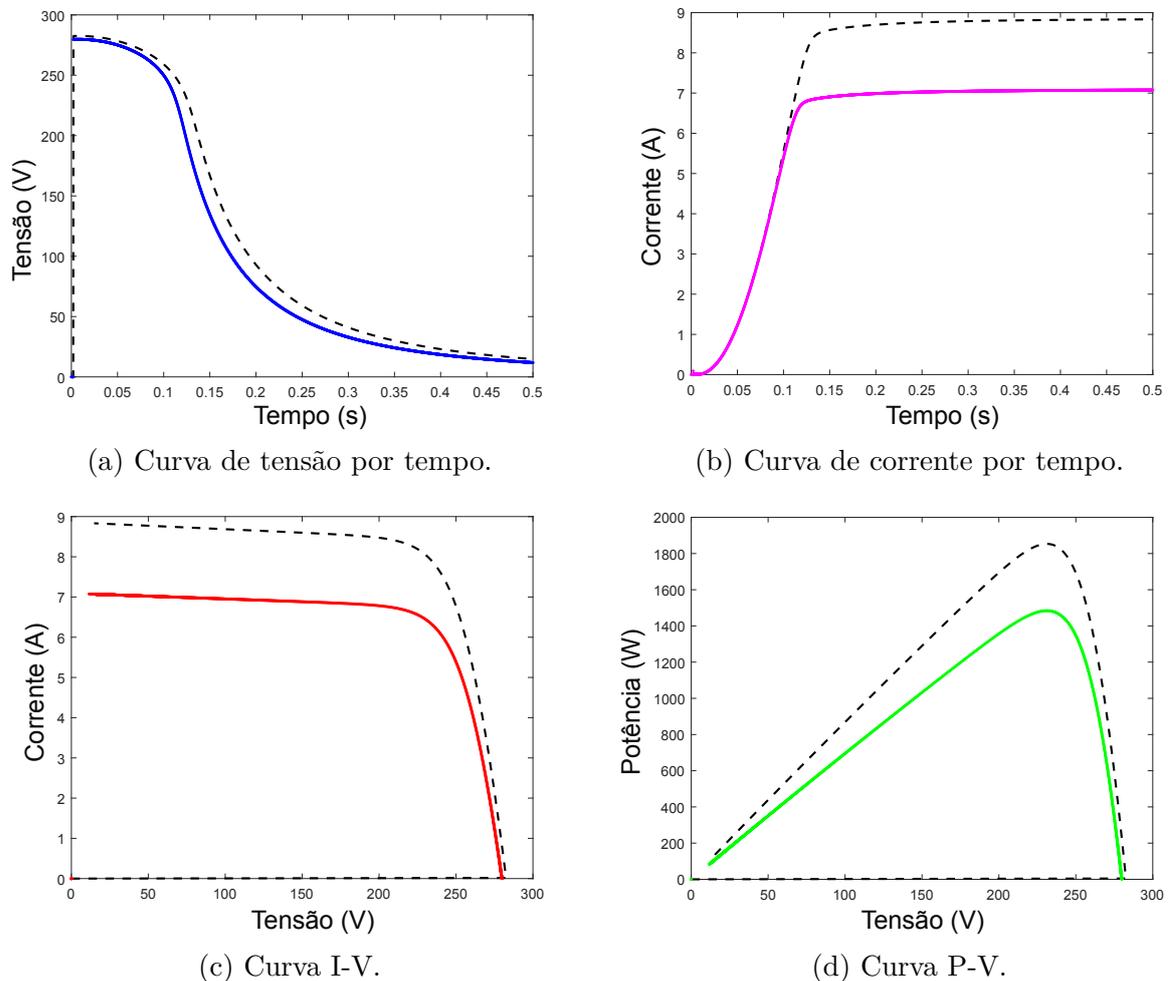
4.1.4 CURVA I-V PARA VARIAÇÃO DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO

A falha de variação da corrente de curto-circuito é causada pela diminuição da irradiância que chega à célula FV em relação a irradiância que alcança a superfície do módulo FV.

Desse modo, simula-se essa condição, onde a irradiância que alcança a célula FV é cerca de 25% a menos do seu valor da condição normal, e os resultados são vistos na Figura 40. Observa-se uma grande diminuição na corrente de curto-circuito, visto na Figura 40 (b), e há uma diminuição, em proporções menores, da tensão de circuito aberto.

Na Figura 40 (c) pode-se observar essa diminuição, e o conversor consegue delinear

Figura 40 – Resultados para variação da corrente de curto-circuito.



Fonte: Elaborado pela autora.

a curva I-V completamente. E, como consequência dessa falha, ocorre a diminuição da potência máxima gerada atingindo um valor de 1484W.

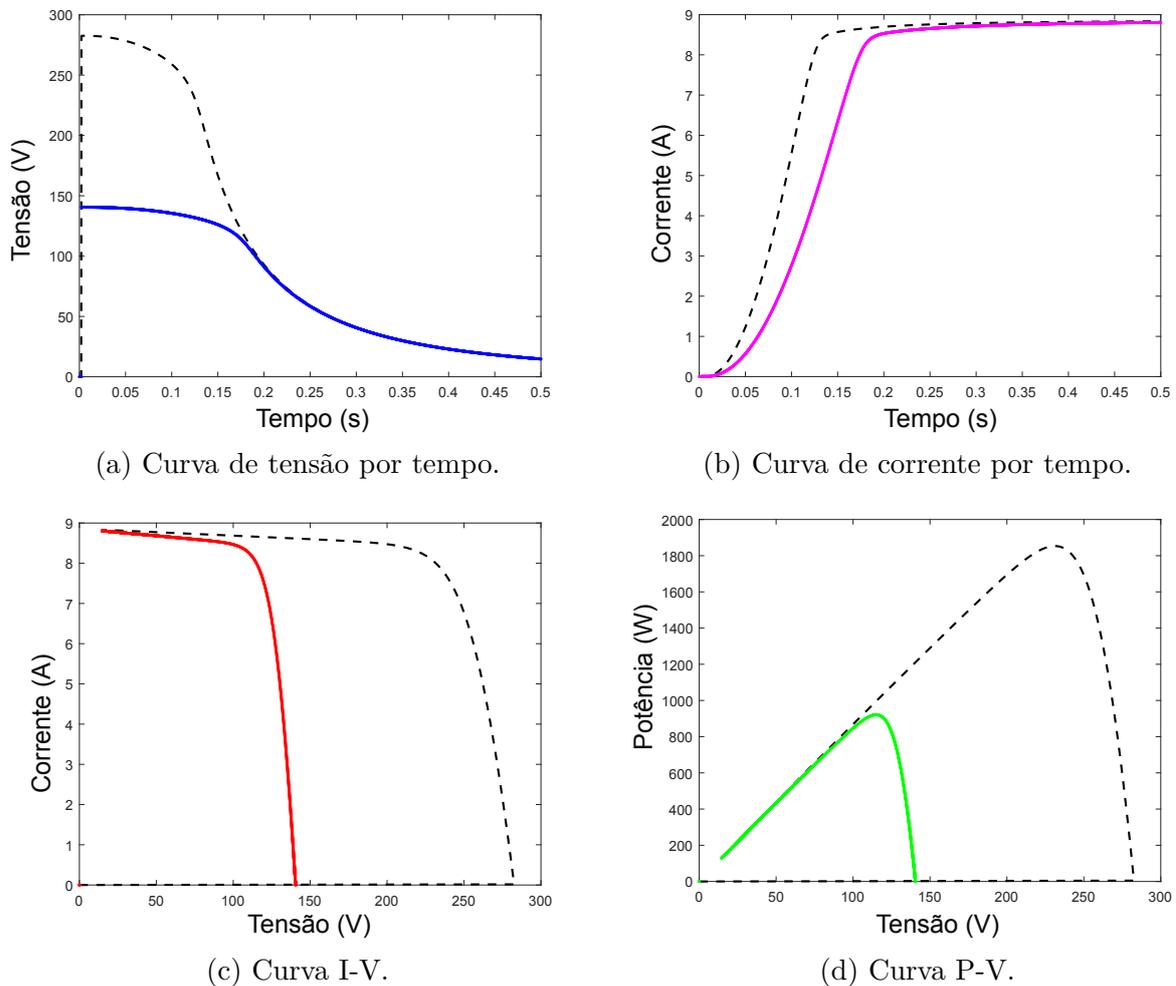
4.1.5 CURVA I-V PARA VARIAÇÃO DA TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO

A falha denominada variação na tensão de circuito aberto causa uma diminuição de V_{oc} , e para averiguar a falha, simulou-se a condição de sombreamento total em três módulos da *string*, e os outros módulos FV que compõe a *string* estão em condição normal.

Na Figura 41 (a) mostra-se a tensão para essa falha, e observa-se que há uma diminuição da tensão de circuito aberto para condição normal de 282,6V, para um valor de 140,5V. Todavia, na corrente, vista na Figura 41 (b), não há alteração em seu valor.

Na Figura 41 (c) vemos que o conversor é capaz de traçar toda a curva I-V e que há também a diminuição da tensão. Na Figura 41 (d) observa-se uma diminuição da máxima potência para 920,8W, reduzindo para a metade a potência gerada.

Figura 41 – Resultados para variação da tensão de circuito aberto.



Fonte: Elaborado pela autora.

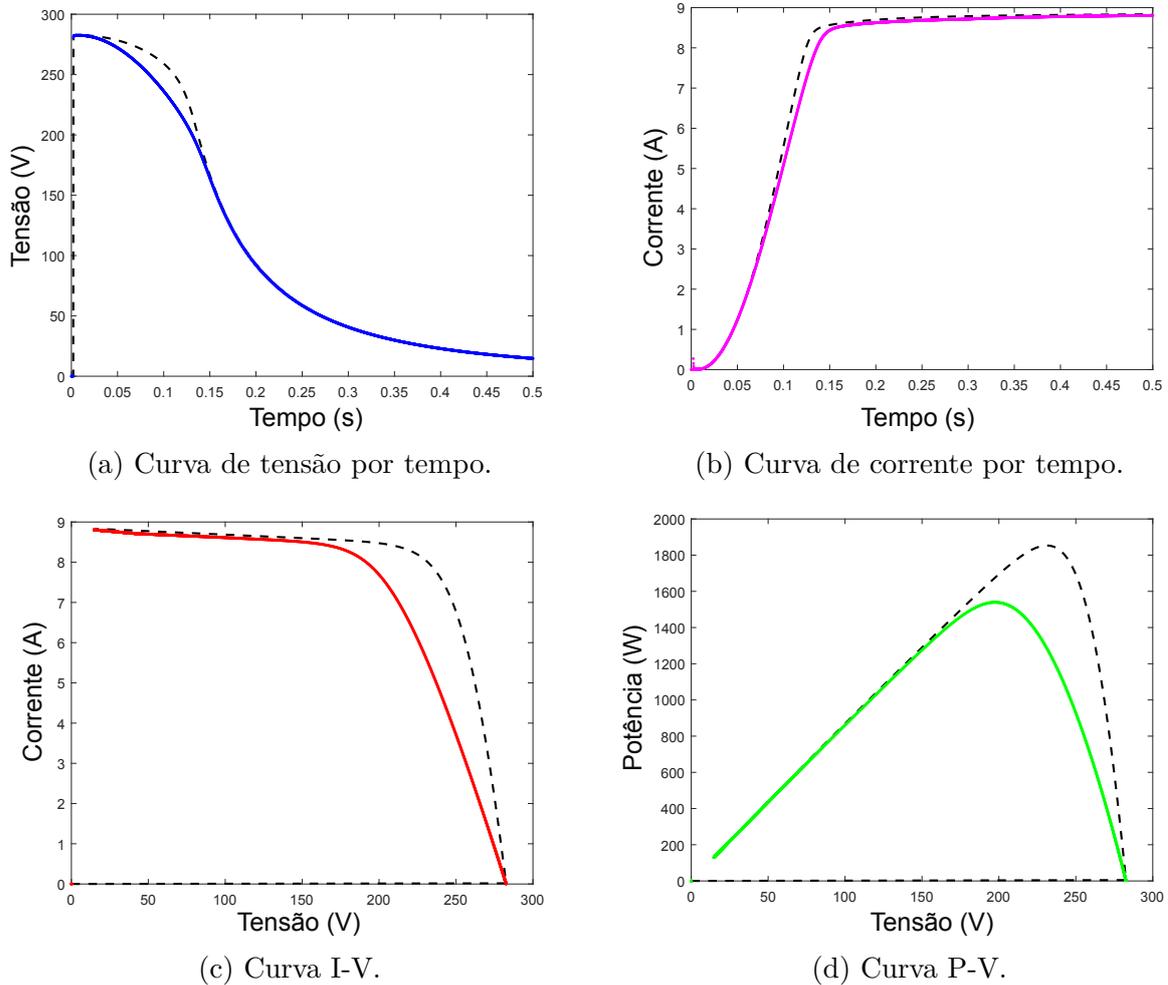
4.1.6 CURVA I-V PARA VARIAÇÃO DA RESISTÊNCIA EM SÉRIE

Na falha variação da resistência em série causa uma inclinação maior da curva I-V na região de tensão de circuito aberto, essa inclinação é causada por um aumento de R_s em relação ao seu valor nominal. Então, foi simulado esse aumento da resistência para verificar o comportamento do conversor CC-CC para essa falha.

Na Figura 42 (a) e (b) mostra a tensão e a corrente, respectivamente, para essa falha. Essa mudança que ocorre não é notória analisando apenas as curvas de tensão e corrente separadamente, pois a tensão alcança seu valor de circuito aberto e a corrente chega ao valor de curto-circuito.

Na curva I-V, mostrada na Figura 42 (c), observa-se o efeito da falha, e também, um deslocamento do ponto de máxima potência em relação à condição sem falha. A Figura 42 (d) mostra a curva P-V para a falha, observa-se uma diminuição da potência gerada pelo arranjo FV, chegando a 1539W.

Figura 42 – Resultados para variação da resistência em série.



Fonte: Elaborado pela autora.

4.2 ESTRATÉGIA DE CLASSIFICAÇÃO

O treinamento da rede neural artificial é realizado a partir do banco de dados criado para simular cada condição de falha do arranjo. Para isso utilizou-se o módulo da *Kyocera* KD210GX-LP para gerar as amostras, os parâmetros desse módulo são apresentados na Tabela 9.

Descrição	Valor
Potência máxima	$P_{max} = 210 \text{ W}$
Tensão de circuito aberta	$V_{oc} = 33,2 \text{ V}$
Tensão de máxima potência	$V_{mp} = 26,6 \text{ V}$
Corrente de curto-circuito	$I_{sc} = 8,58 \text{ A}$
Corrente de máxima potência	$I_{sc} = 7,9 \text{ V}$
Número de células	$N = 54$

Tabela 9 – Parâmetros do módulo KD210GX-LP.

O banco de dados foi composto por 750 amostras, com valores de irradiância, tem-

peratura e número de módulos escolhidos de forma aleatória, para um melhor treinamento da RNA. Além disso, para cada falha foram geradas 125 amostras e armazenadas nas matrizes X e Y . E, 525 amostras foram utilizadas para o treinamento, equivalente a 70% do total de amostras. Para etapa de teste foram utilizadas 150 amostras (20%) e para a fase de validação foram utilizadas 75 amostras, ou seja, 10%.

A RNA do tipo perceptron multicamadas foi configurada utilizando critérios da Tabela 10. Além disso, entre as funções de ativação existentes, foi escolhida a tangente hiperbólica, por operar melhor em redes neurais do tipo classificação e é aplicada nas camadas escondidas da rede.

Descrição	Valor
Taxa de aprendizado	0,01
Momentum	0,9
Critério de parada	1×10^{-6}
Limite de épocas	3000

Tabela 10 – Parâmetros de treinamento da RNA.

O número de camadas escondidas e o número de neurônios em uma rede neural é definido empiricamente e através de testes variando esses parâmetros. E, para avaliar o desempenho da RNA utilizou-se o critério do erro quadrático médio (EQM), da taxa de acertos no treinamento e no teste, os resultados para diferentes número de neurônios são vistos na Tabela 11.

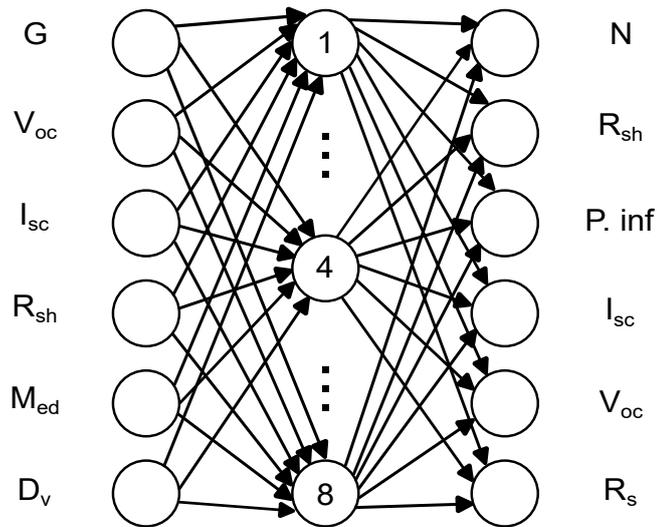
Nº de neurônios	EQM	Taxa de acertos treinamento (%)	Taxa de acertos para teste (%)
5	$5,1 \times 10^{-4}$	99,73	98,67
6	$2,7 \times 10^{-4}$	99,82	98,6
7	$2,3 \times 10^{-4}$	99,87	98,99
8	$1,9 \times 10^{-4}$	99,87	98,74
9	$2,22 \times 10^{-4}$	99,89	98,79
10	$4,4 \times 10^{-4}$	99,76	98,93

Tabela 11 – EQM e taxas de acerto para diferentes topologias de RNA.

Com base nos resultados da Tabela 11, escolheu-se a rede neural com oito neurônios na camada escondida. Além disso, não foi realizado teste na RNA com mais de duas camadas escondidas, pois os resultados para apenas uma camada foram satisfatórios. A rede neural formada é vista na Figura 43.

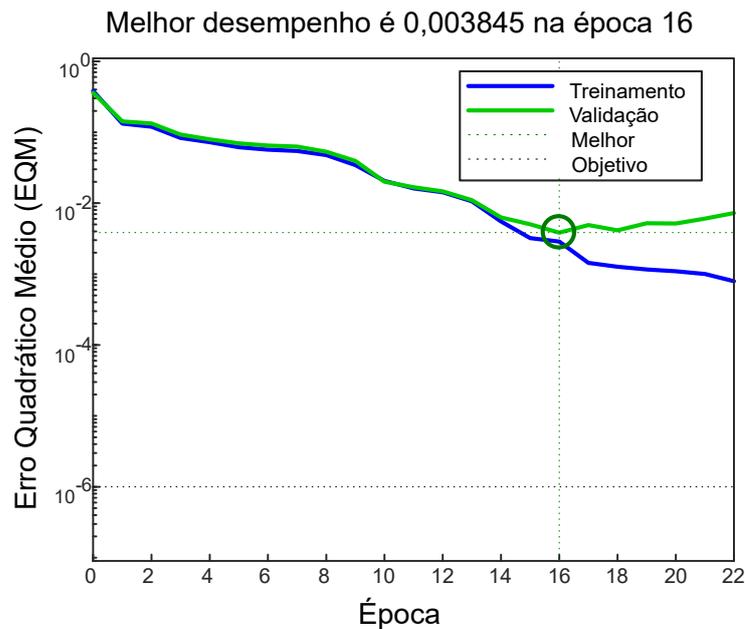
A partir da definição da arquitetura da RNA, os critério de parada e o banco de dados criados pode-se realizar o treinamento da rede neural. Para o treinamento utilizou-se o algoritmo de treinamento *levenberg-marquardt*. A evolução do erro quadrático médio para o treinamento e também para a etapa de validação são vistos na Figura 44.

Figura 43 – Rede Neural Artificial proposta.



Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 44 – Evolução do erro durante o treinamento.



Fonte: Elaborado pela autora.

Além disso, para mostrar resultados de redes neurais artificiais do tipo classificação é utilizada a matriz de confusão, onde as colunas representam as saídas da RNA. A matriz de confusão para a etapa de teste é vista na Figura 45.

A matriz de confusão apresenta o número de amostras classificadas corretamente pela RNA após o treinamento e a coluna na matriz de confusão representam as saídas da RNA, além disso, foram utilizadas 150 amostras para gerar a matriz de confusão.

E, observa-se que apenas na quinta coluna, correspondente à falha "Variação de tensão", a RNA classificou uma falha incorretamente. Ainda, a matriz mostra a acurácia da RNA treinada, que foi de 99,3%. Dessa forma, pode-se concluir que a RNA criada e

Figura 45 – Matriz de confusão.

Classe de Saída	1	25 16.7%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	1 0.7%	0 0.0%	96.2% 3.8%
	2	0 0.0%	25 16.7%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	100% 0.0%
	3	0 0.0%	0 0.0%	25 16.7%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	100% 0.0%
	4	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	25 16.7%	0 0.0%	0 0.0%	100% 0.0%
	5	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	24 16.0%	0 0.0%	100% 0.0%
	6	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	25 16.7%	100% 0.0%
			100% 0.0%	100% 0.0%	100% 0.0%	100% 0.0%	96.0% 4.0%	100% 0.0%
		1	2	3	4	5	6	
		Classe Alvo						

Fonte: Elaborado pela autora.

treinada é capaz de classificar corretamente as falhas propostas.

4.3 RESULTADOS EXPERIMENTAIS PARA CONVERSOR *FLYBACK* MODULAR UTILIZANDO FONTE DE TENSÃO

O protótipo foi implementado conforme o projetado no capítulo 3. Os componentes utilizados no circuito são apresentados na Tabela 12.

Componente	Valor Nominal
Microcontrolador	ESP32
Transformador	550W, 200:200V, 15A
Capacitor de entrada eletrolítico	22 μ F
Chave MOSFET	IRFB5620
Diodo	MUR1620CT
Capacitor de saída eletrolítico	100 μ F
Resistor 100W	10 Ω
Frequência	20kHz

Tabela 12 – Componentes utilizados no circuito do protótipo.

A Figura 46 apresenta a fotografia de um módulo do conversor *flyback* implementado em uma placa de circuito impresso (PCB). Junto ao módulo do *flyback* está conectado o *gatedrive* responsável pelo acionamento da chave, cada conversor está conectado a um *gatedrive* individual.

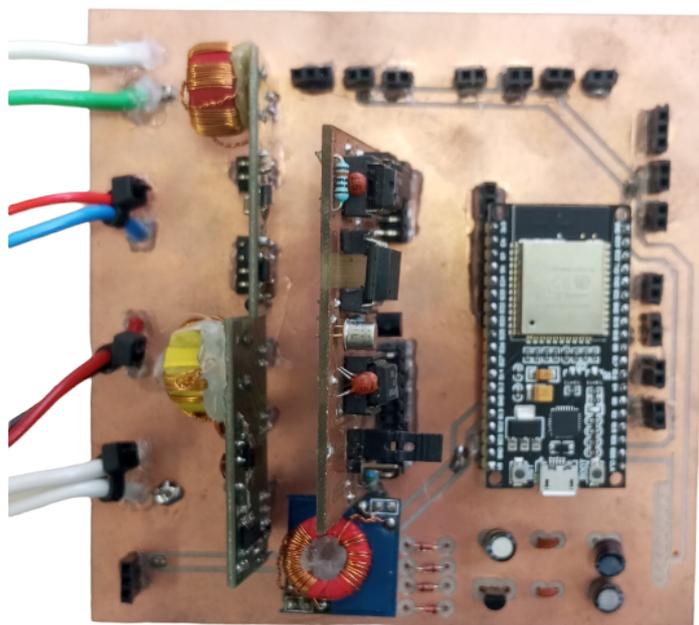
A placa de controle tem a função de conectar os módulos dos conversores em série, possui o circuito de controle, a entrada e a saída geral do conversor completo. O circuito é

Figura 46 – Módulo *flyback*.

Fonte: Elaborado pela autora.

composto pela entrada proveniente dos módulos fotovoltaicos a serem testados, a saída que é constituída por um resistor para dissipar a energia, e entrada para alimentar o circuito de controle. A PCB implementada para esse circuito descrito é apresentada na Figura 47.

Figura 47 – Circuito de controle.



Fonte: Elaborado pela autora.

Para alimentação do circuito de comando e também o *gatedrive* foi utilizada uma fonte de tensão chaveada, a fonte é apresentada na Figura 48.

Além disso, foi utilizado um *gatedrive* para transformar o sinal do PWM fornecido pelo microcontrolador em sinal para acionamento do MOSFET. O *gatedrive* utilizado é mostrado na Figura 49.

O protótipo completo foi implementado com dois conversores conectados em série.

Figura 48 – Fonte chaveada para alimentação do circuito de controle e *gatedrive*.



Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 49 – *Gatedrive* utilizado no protótipo.



Fonte: Elaborado pela autora.

Os conversores são conectados através da PCB de controle, que também é responsável pela alimentação do *gatedrive*, do microcontrolador e a entrada do conversor *flyback* modular. A Figura 50 mostra o protótipo completo.

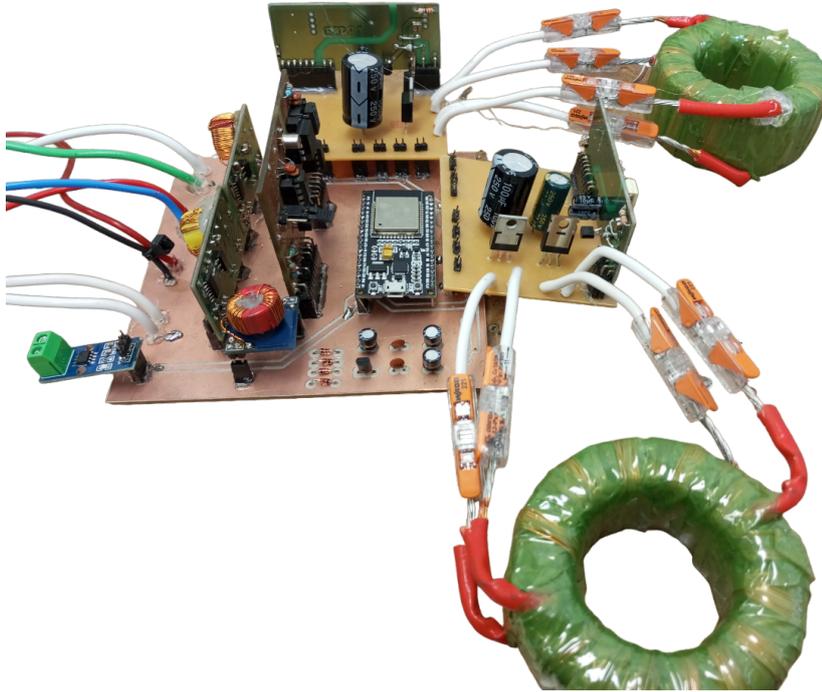
O conversor *flyback* modular confeccionado possui dos módulos de conversores com o intuito de aumentar a potência e a tensão suportada. Para o teste foram utilizadas duas fontes de tensão, a primeira fonte, conforme mostrada na Figura 51a, parametrizada em 15V para alimentação do circuito de controle e o microcontrolador. Já a segunda fonte de tensão, mostrada na Figura 51b, foi conectada na entrada do conversor modular para verificar se o conversor *flyback* se comportará conforme o projetado e é estabelecido uma tensão de entrada de 20V.

A Figura 52 mostra a bancada e a realização dos testes no protótipo, para medição da tensão foi utilizado uma ponteira diferencial.

A tensão de alimentação de entrada do conversor modular é estipulada em 20V, ao longo dos teste a tensão de entrada varia, essa variação é apresentada na Figura 53.

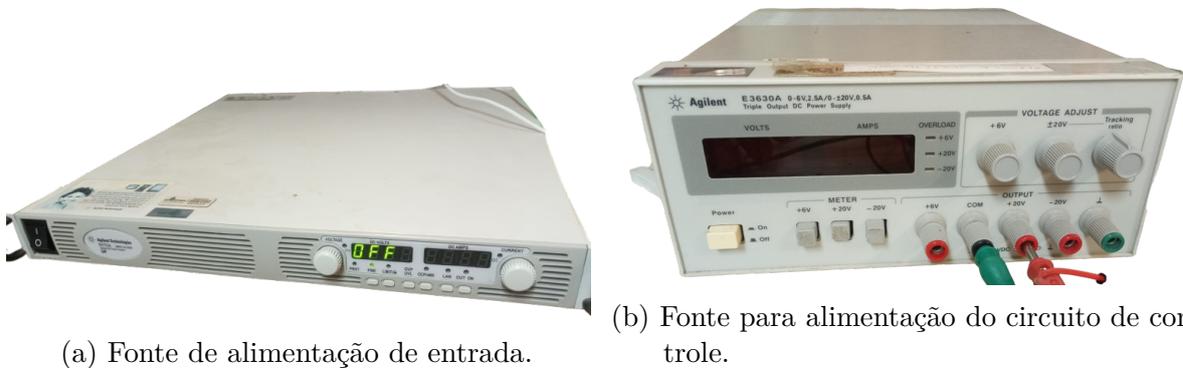
O PWM estabelecido para alimentar a chave é variável no tempo e possui uma frequência de 20kHz. A razão cíclica é estabelecida para variar de 0,10 a 0,90 em um intervalo de tempo de aproximadamente 2 segundos. Para maior exemplificação da razão cíclica utilizada foi retirada amostras em pequenos intervalos de tempo. A Figura 54 mostra a razão cíclica quando está em 0,399.

Figura 50 – Protótipo completo.



Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 51 – Fontes de alimentação utilizadas para os testes experimentais.



(a) Fonte de alimentação de entrada.

(b) Fonte para alimentação do circuito de controle.

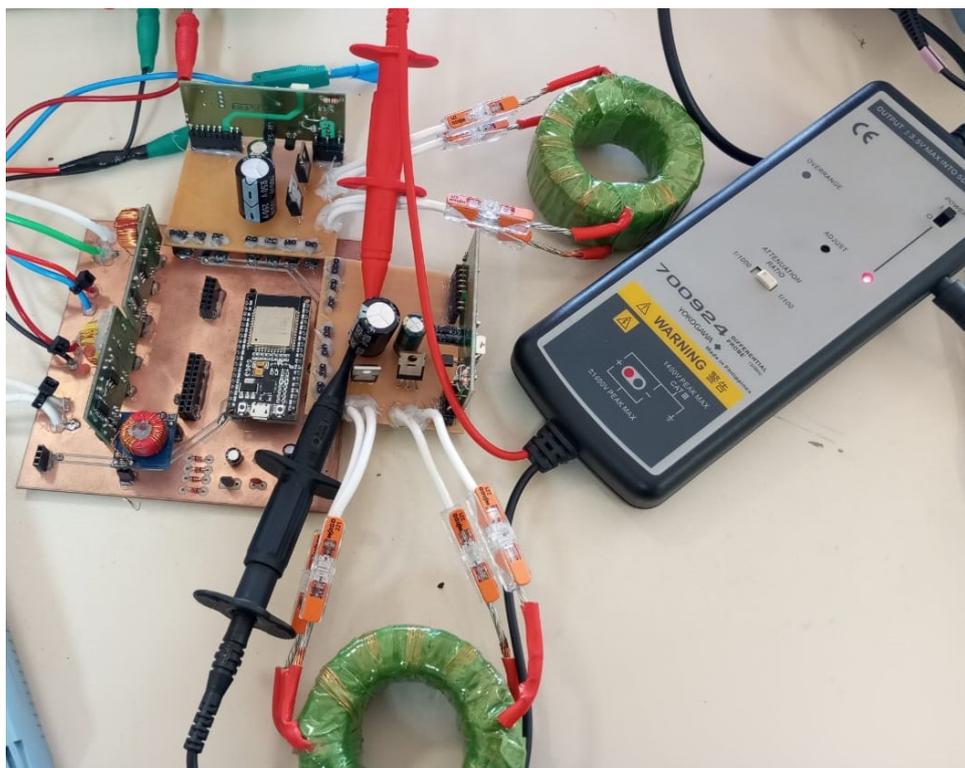
Outra amostragem foi retirada da razão cíclica em 0,707, na Figura 55 é apresentado essa razão cíclica.

Além disso, foi realizado outra amostragem na razão cíclica em 0,895, como mostrado na Figura 56.

Após a entrada geral do conversor modular temos um capacitor de entrada no valor de $22\mu\text{F}$. A tensão é medida em um dos módulos dos conversores, assim tem-se tensão máxima no capacitor de entrada de 11,4V e a varia de acordo com a razão cíclica implementada. Na Figura 57 observa-se o comportamento da tensão no capacitor de entrada, e vale ressaltar que o gráfico apresenta uma escala de 5V por divisão.

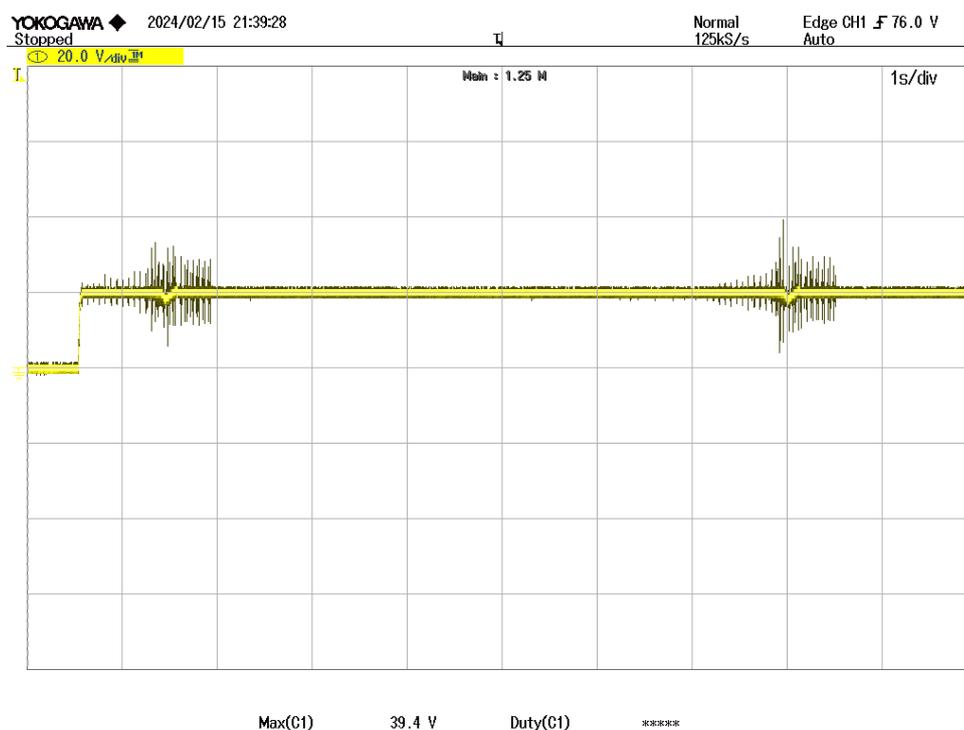
A tensão na chave é vista na Figura 58, a tensão na chave varia conforme a razão cíclica implementada ao *gatedrive*. Observa-se que no gráfico possui a escala de 50V por

Figura 52 – Teste do conversor modular.



Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 53 – Tensão de entrada da fonte de alimentação.

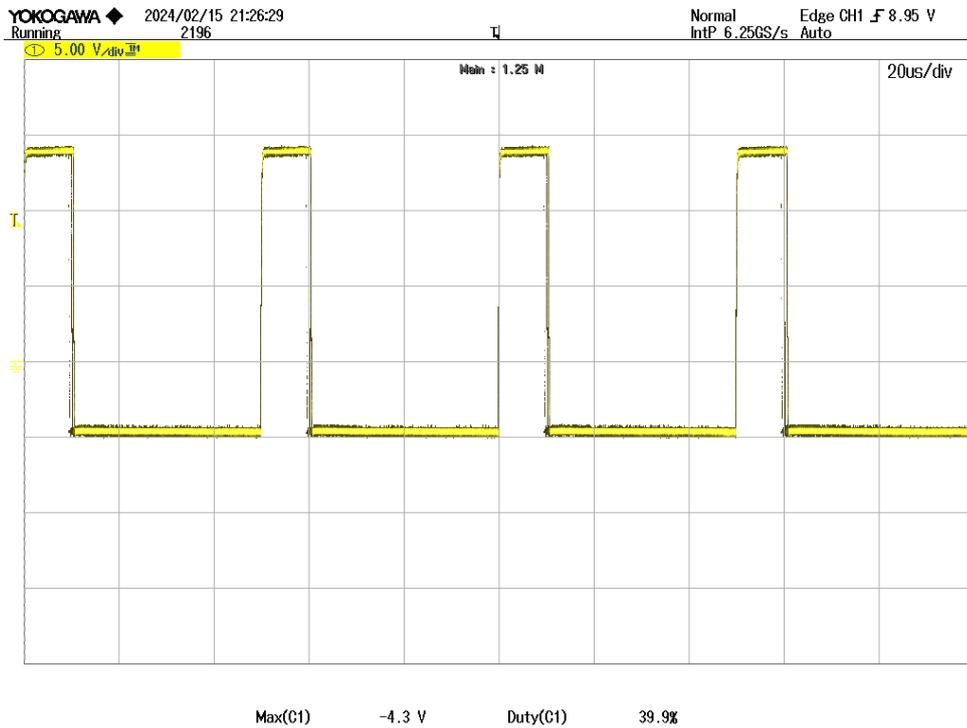


Fonte: Elaborado pela autora.

divisão.

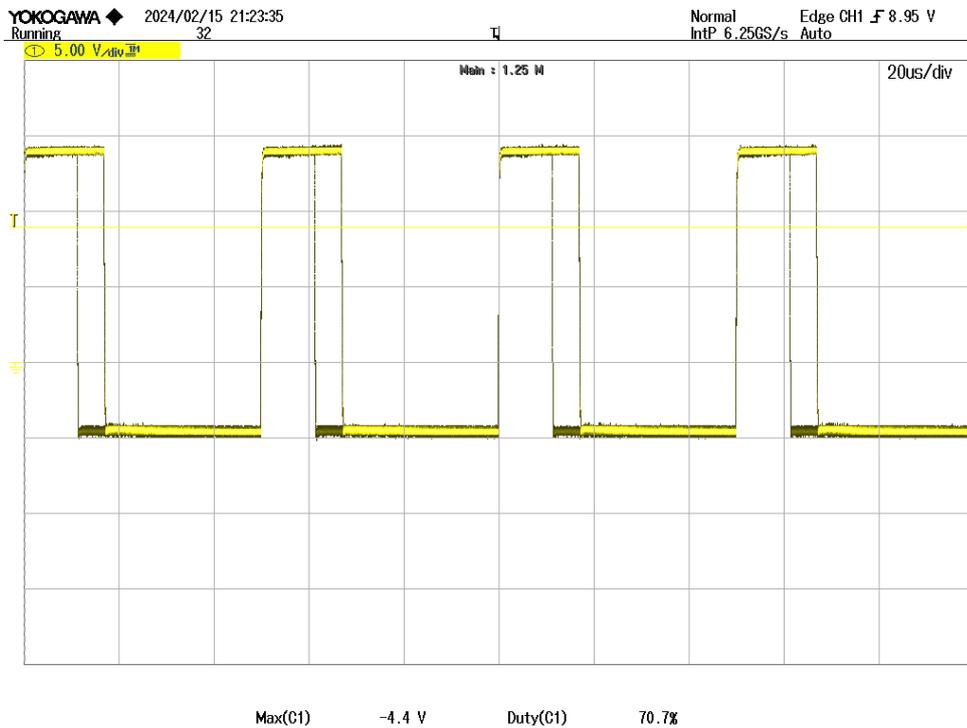
Na Figura 59 apresenta-se a tensão no diodo do módulo do conversor, a máxima

Figura 54 – Razão cíclica 0,399.



Fonte: Elaborado pela autora.

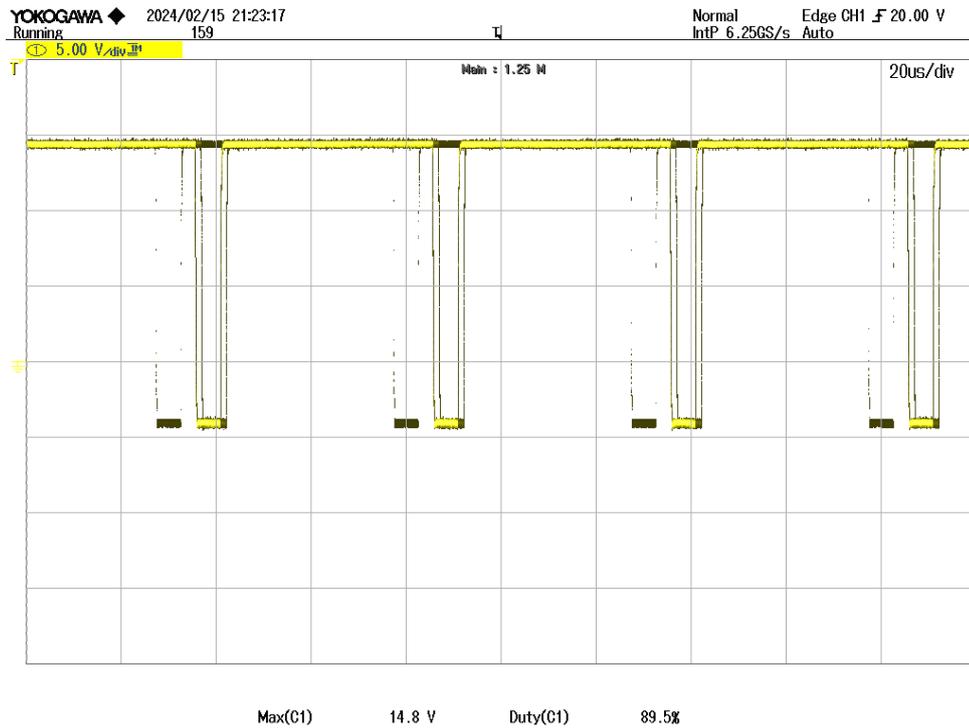
Figura 55 – Razão cíclica 0,707.



Fonte: Elaborado pela autora.

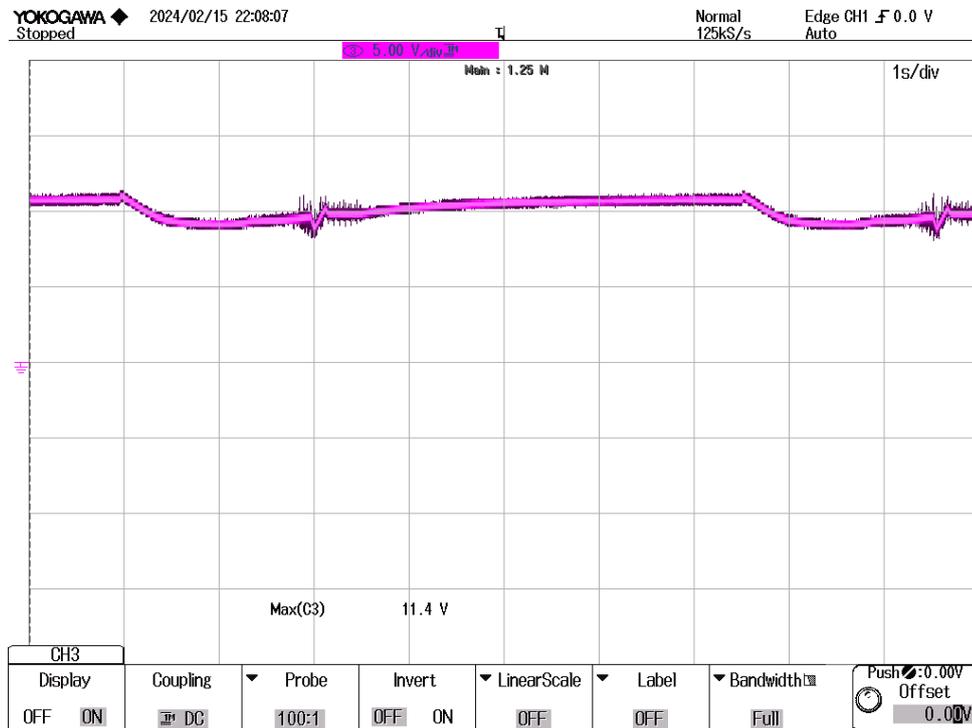
tensão no diodo chega a aproximadamente 90V, o que é coerente com o esperado, devido a razão cíclica máxima do conversor ser de 0,9, conseqüentemente cada módulo terá uma tensão de 90V no diodo.

Figura 56 – Razão cíclica 0,895.



Fonte: Elaborado pela autora.

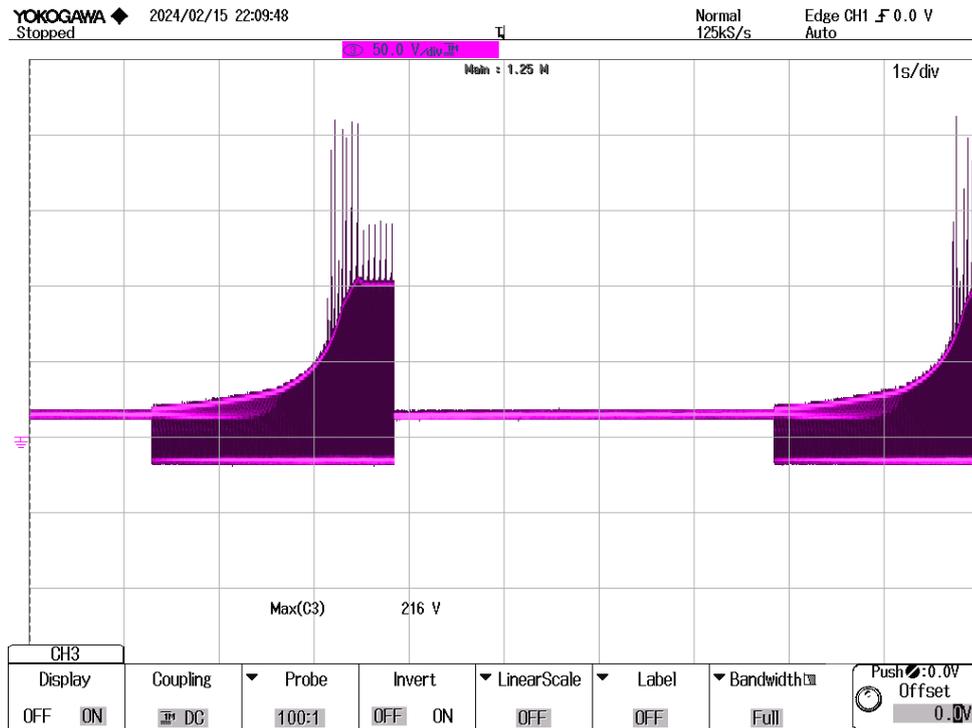
Figura 57 – Tensão no capacitor de entrada.



Fonte: Elaborado pela autora.

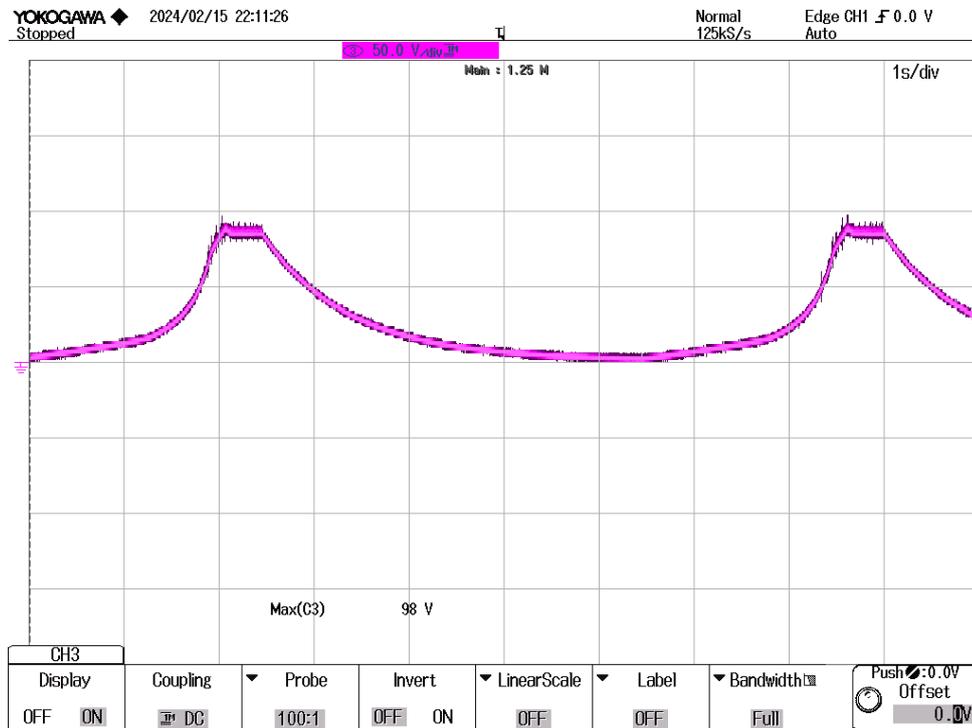
O capacitor de saída possui uma capacitância de $100\mu\text{F}$, e o comportamento da tensão é visto na Figura 60, e a tensão máxima é aproximadamente 96V , e pode-se concluir que a tensão que o capacitor foi submetida foi dividida entre os dois módulos de

Figura 58 – Tensão na chave.



Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 59 – Tensão no diodo.

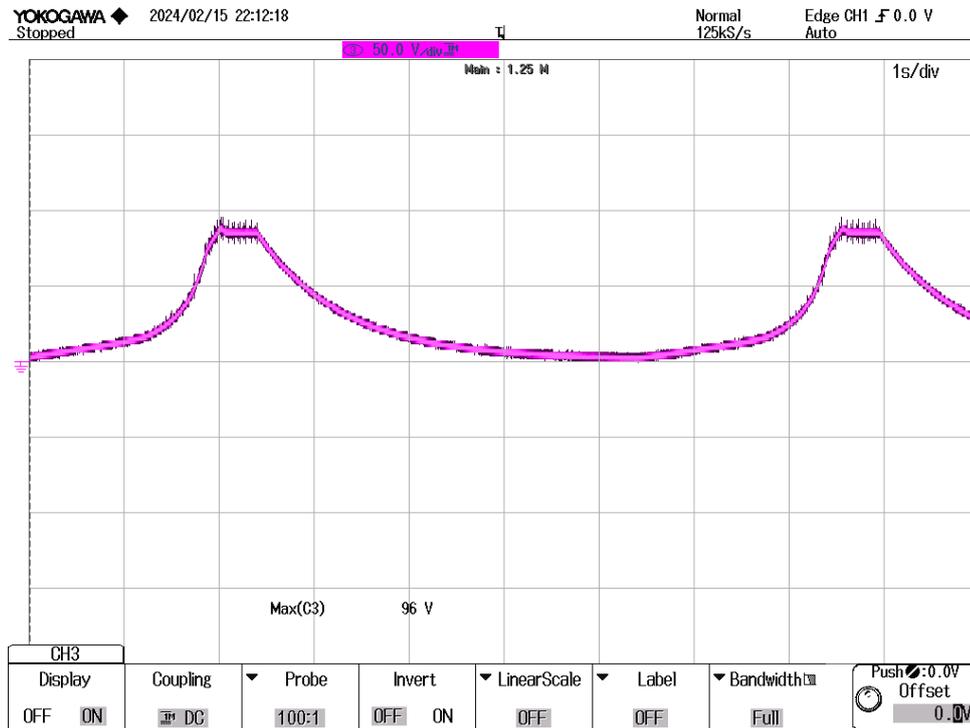


Fonte: Elaborado pela autora.

conversores.

Por fim, a Figura 61 mostra o comportamento da tensão e também da corrente de saída do conversor modular *flyback*. Observa-se que a tensão tem o comportamento que

Figura 60 – Tensão no capacitor de saída.



Fonte: Elaborado pela autora.

se espera para um conversor CC-CC do tipo *buck-boost* quando submetido a uma razão cíclica variável. Além disso, a tensão tem inicialmente um valor próximo a zero quando a razão cíclica está em seu valor mínimo e quando a razão cíclica está em seu valor máximo a tensão chega a 190V aproximadamente.

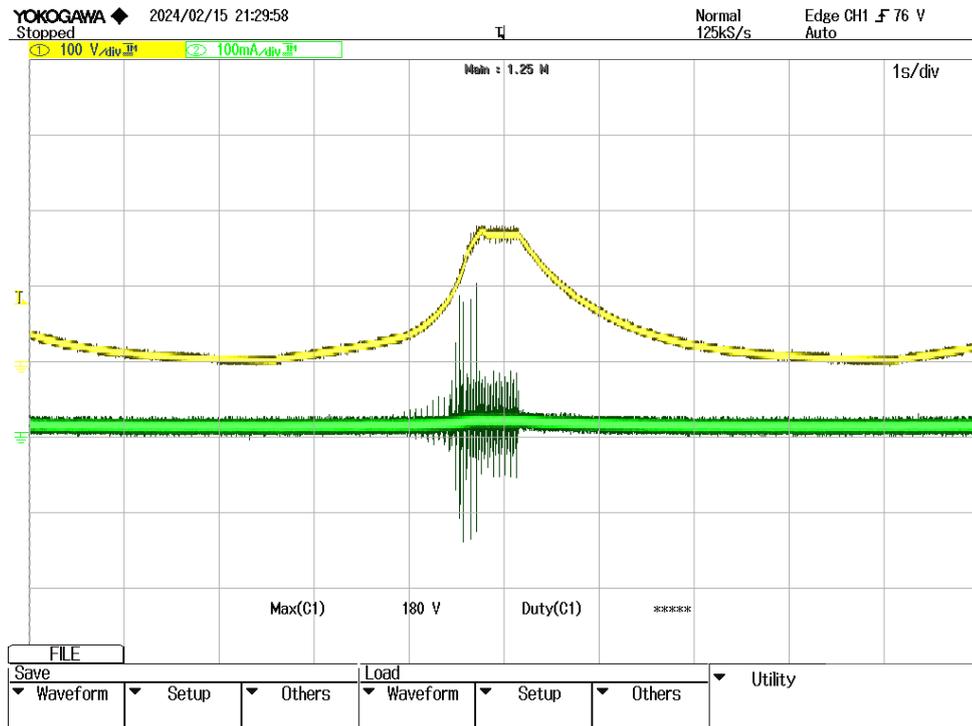
4.4 RESULTADOS EXPERIMENTAIS PARA CONVERSOR *FLYBACK* MODULAR COM EMULADOR DO MÓDULO FOTOVOLTAICO

Após a constatação de funcionamento do protótipo através da fonte de tensão, o protótipo foi testado com um emulador de módulo fotovoltaico para sua validação experimental.

Para emular o comportamento do módulo fotovoltaico foi utilizado uma fonte de tensão contínua capaz de comporta-se semelhante a um módulo fotovoltaico. A fonte de tensão CC é mostrada na Figura 62, além disso, as suas características são apresentadas na Tabela 13.

Para o teste no protótipo com o emulador fotovoltaico foi necessário realizar a troca da chave MOSFET de um dos módulos *flyback*, pois a chave encontrava-se queimada. No entanto, não havia a possibilidade de substituição pelo mesmo tipo de chave pela falta do componente no laboratório. Dessa forma, utilizou-se em um dos módulos *flyback* uma chave MOSFET similar de modelo SW50N06. Essa chave suporta até 50A no dreno e 60V não tensão do dreno para *source*, as quais atendem os resiquitos para os testes a serem

Figura 61 – Tensão e corrente de saída.



Fonte: Elaborado pela autora.

Descrição	Valor Nominal
Tensão de entrada	220Vac
Frequência de entrada	60Hz
Tensão de saída	0-400Vcc
Corrente de saída	0-10A
Potência de saída	4,0kW
Fusível	32A/400V

Tabela 13 – Componentes utilizados no circuito do protótipo.

Figura 62 – Tensão nos capacitores de entrada.



Fonte: Elaborado pela autora.

realizados.

Para simular um módulo fotovoltaico foram colocados os parâmetros da Tabela

como entrada do emulador fotovoltaico. Além disso, foi conectado a saída do conversor CC-CC uma resistência de 20Ω .

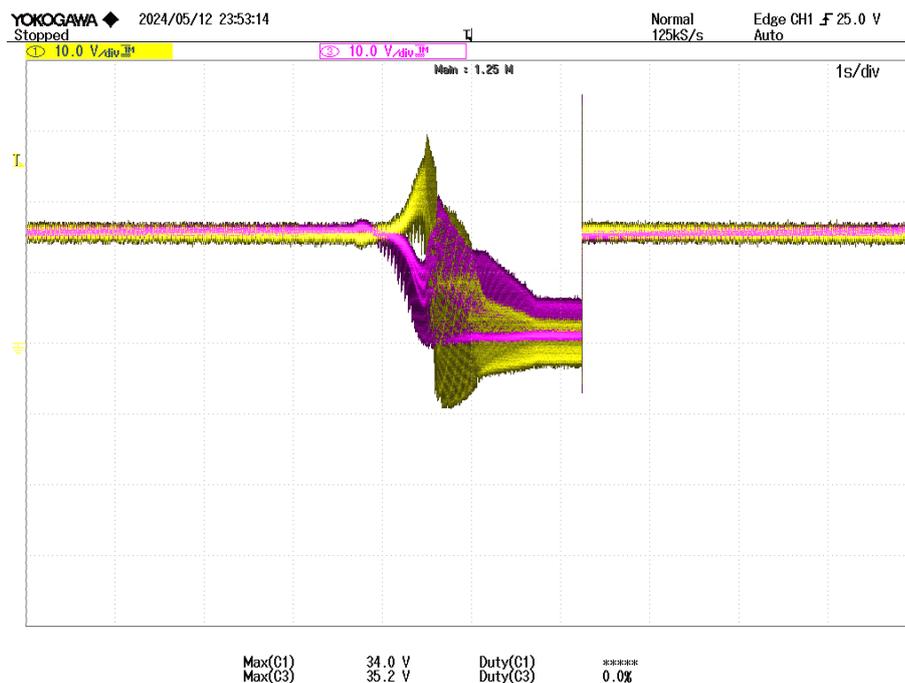
Descrição	Valor Nominal
Tensão de circuito aberto	32,9V
Tensão de máxima potência	27V
Corrente de curto-circuito	8,21A
Corrente de máxima potência	7,57A

Tabela 14 – Parâmetros do módulo fotovoltaico utilizado.

A fonte de tensão CC é conectada na entrada do protótipo do conversor CC-CC para extrair a curva I-V do módulo FV utilizado. A razão cíclica comporta-se de forma semelhante ao teste anterior e demonstrado na Figura 54. Para averiguar o funcionamento correto com protótipo é apresentado as medições em seus componentes.

A Figura 63 apresenta o comportamento das duas tensões nos capacitores, representadas pelas curvas rosa e amarela. Em cada capacitor tem o valor de tensão máxima de aproximadamente 15V em regime permanente, alcançando picos de tensão em aproximadamente 30V, vale ressaltar que na Figura 63 apresenta uma escala de 10V por divisão. O valor de tensão observado nos capacitores comprova a distribuição de tensão entre os módulos do conversor. A diferença de tensão observada pode ser explicada pela diferença de resistência interna entre as chaves e também entre os demais componentes, mesmo que sejam de mesmos valores em sua fabricação pode haver diferenciação das resistências internas.

Figura 63 – Tensão nos capacitores de entrada.



Fonte: Elaborado pela autora.

Logo após foi realizada a medição nas duas chaves MOSFET, a Figura 64 apresenta como foi realizada a medição nas chaves, que ocorreu entre as entradas *drain* e o *source*.

Pelas características do conversor *flyback* na chave são somadas as tensões de entrada e saída do conversor, considerando também a relação de transformação do transformador. Dessa forma, a chave escolhida deve suportar esse nível de tensão. Além disso, para esse protótipo não foi utilizado um circuito *snubber* para aliviar os esforços de tensão na chave devido a comutação.

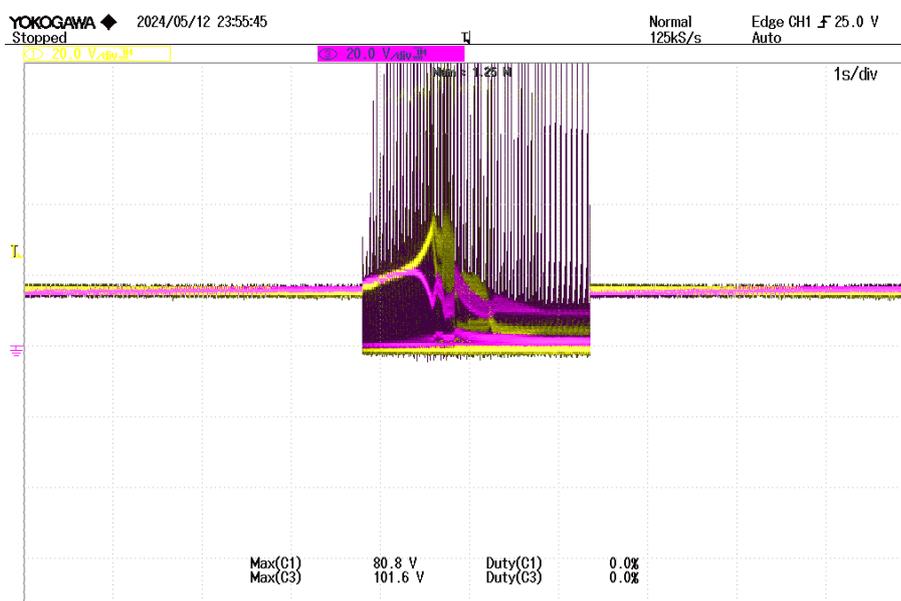
Figura 64 – Demonstração da medição na chave MOSFET.

Fonte: Elaborado pela autora.

O comportamento da tensão nas chaves MOSFET é mostrado na Figura 65 sendo que a escala do osciloscópio é de 20V por divisão. Observa-se uma tensão em regime permanente máxima em aproximadamente 20V em uma das chaves e outra chega próximo a 40V, essa diferença de tensão é explicada devido a utilização de duas chaves diferentes, além disso há picos de tensão devido a comutação das chaves que chegam a 100V.

Uma forma de solucionar os picos de tensão nas chaves MOSFET é a utilização de circuitos *snubbers* para minimizar os picos de tensão e também o estresse dos componentes.

Figura 65 – Tensão nas chaves MOSFET.



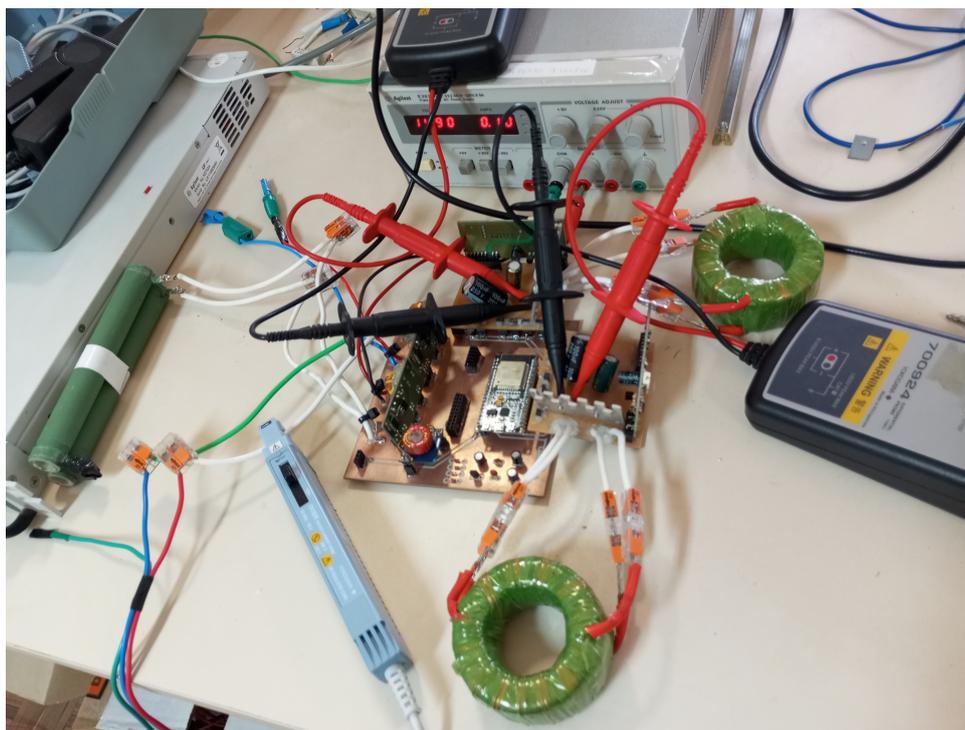
Fonte: Elaborado pela autora.

A Figura 66 mostra a medição da tensão no diodo para o teste apresentado, é realizada a medição nos diodos de cada módulo *flyback* simultaneamente.

A Figura 67 apresenta uma escala de 20V por divisão, a tensão do diodo de uma dos módulos alcança aproximadamente 20V, enquanto que no outro módulo a tensão chega a cerca 40V. Observa-se também que a tensão é dividida em cada um dos módulos *flyback*.

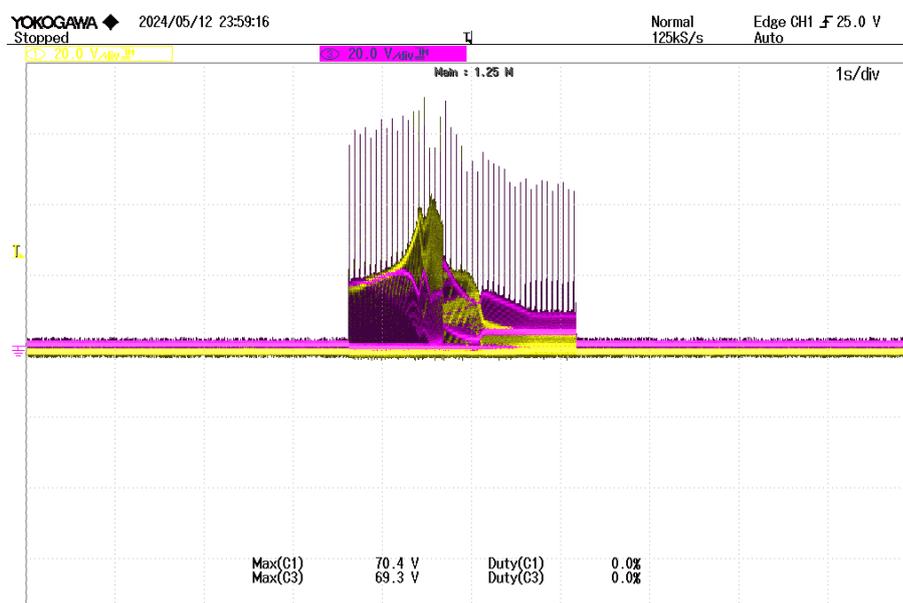
A Figura 68 apresenta a medição dos capacitores de saídas dos módulos *flyback*.

Figura 66 – Medição da tensão dos diodos.



Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 67 – Tensão nos diodos.

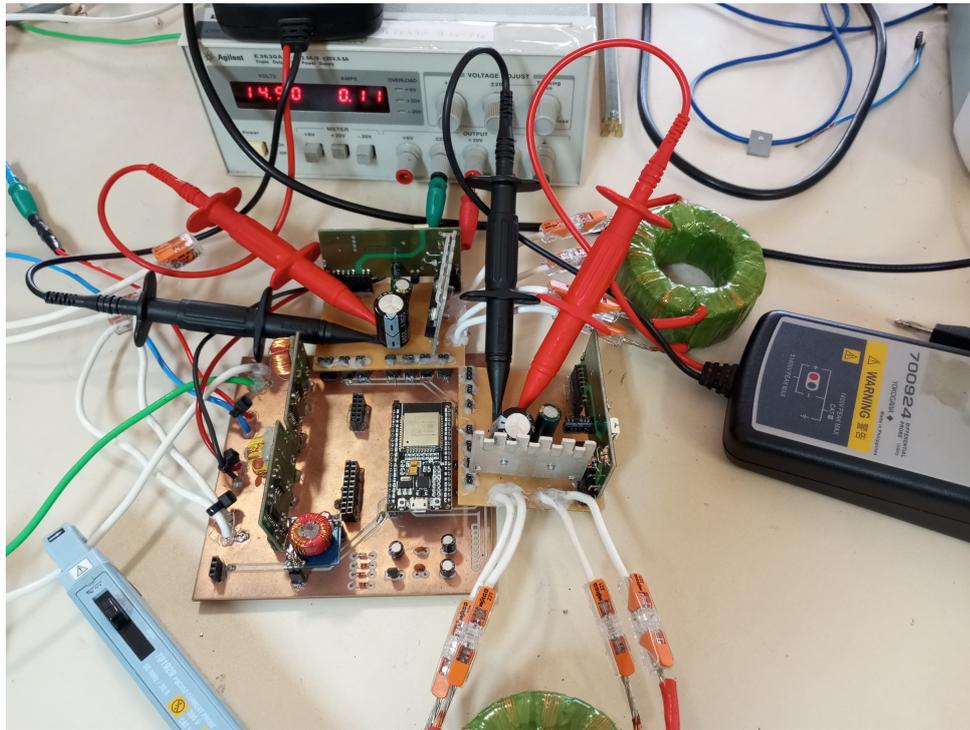


Fonte: Elaborado pela autora.

A Figura 69 apresenta as medições da tensão dos capacitores de saída com uma escala de 10V por divisão. A tensão em um dos capacitores fica em aproximadamente 5V e em outro alcança aproximadamente 13V, dessa forma há a divisão de tensão.

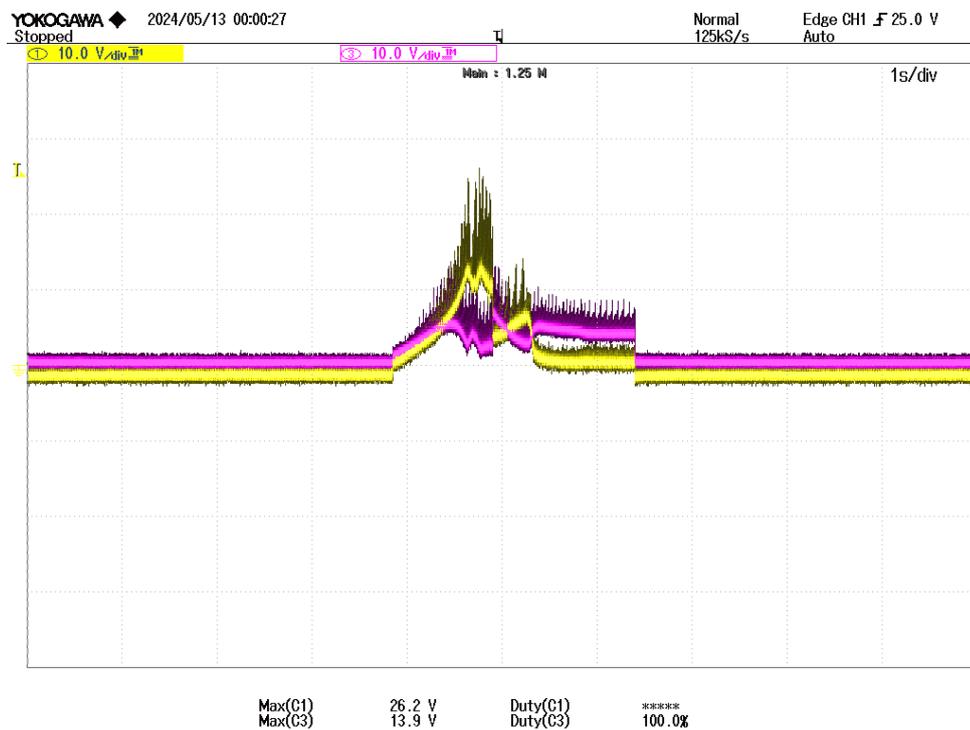
A Figura 70 apresenta a medição de tensão e corrente no resistor de saída do conversor CC-CC completo. O resistor tem a função de dissipar toda a potência fornecida pelo módulo fotovoltaico.

Figura 68 – Medição nos capacitores de saída.



Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 69 – Tensão nos capacitores de saída.

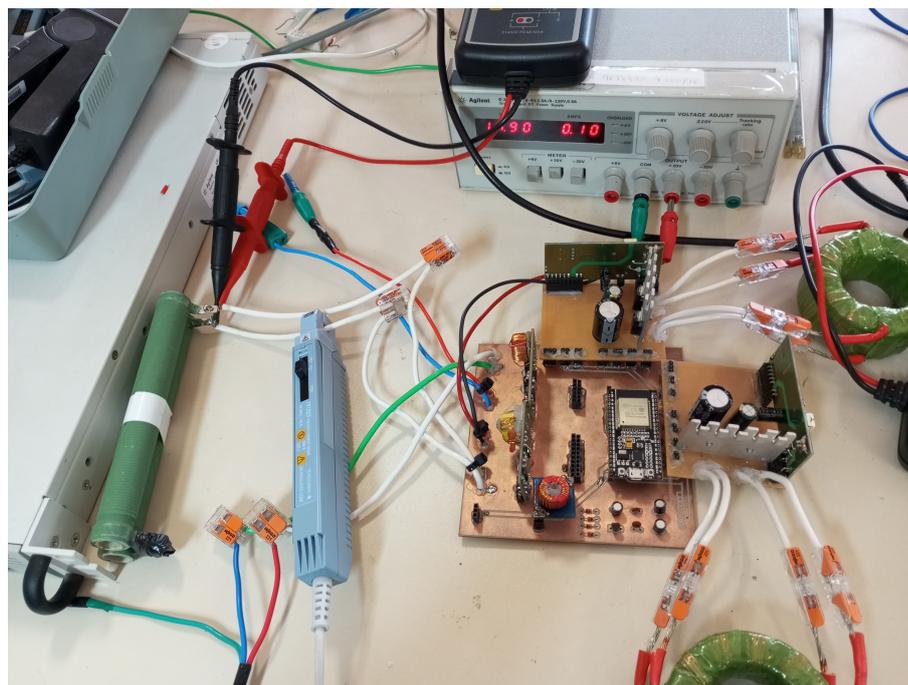


Fonte: Elaborado pela autora.

E por último tem-se na Figura 71 a medição de tensão e corrente de entrada do emulador do módulo fotovoltaico.

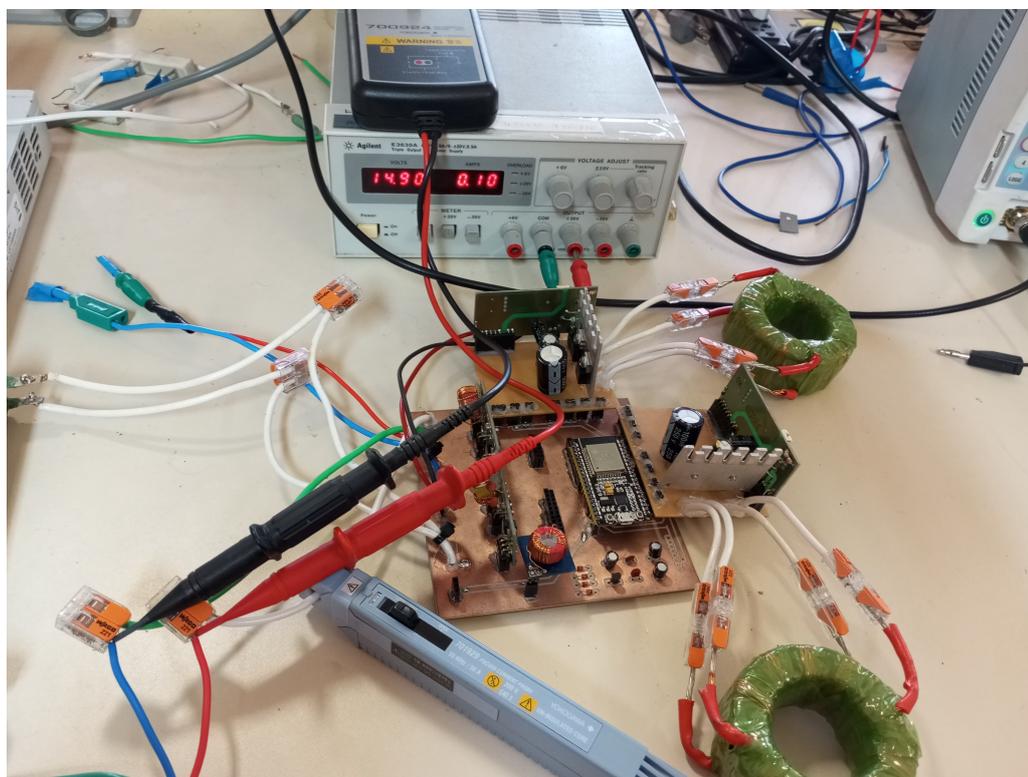
A Figura 72 apresenta a medição e corrente do emulador do módulo fotovoltaico

Figura 70 – Medição dos parâmetros no resistor.



Fonte: Elaborado pela autora.

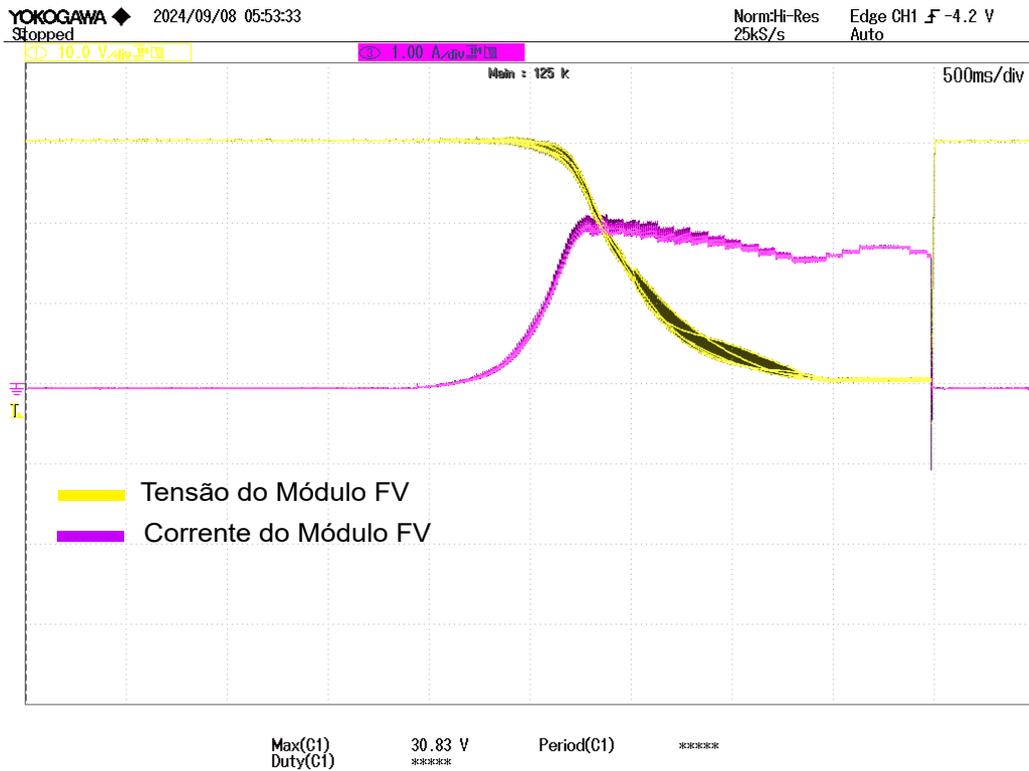
Figura 71 – Medição dos parâmetros de entrada do conversor.



Fonte: Elaborado pela autora.

e a tensão possui uma escala de 20V por divisão, enquanto que a corrente 10A por divisão. Observa-se que a tensão máxima do módulo fotovoltaico é a atingida e também sua corrente máxima.

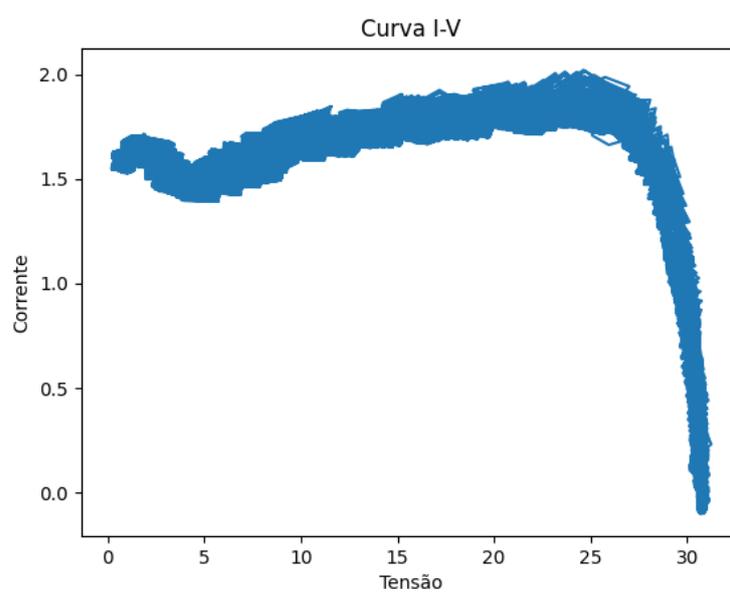
Figura 72 – Tensão e corrente do módulo fotovoltaico.



Fonte: Elaborado pela autora.

Na Figura 73 tem-se a curva I-V do módulo FV para irradiância de $200\text{W}/\text{m}^2$, observa-se que o traçador foi capaz de traçar a curva I-V, embora em condições de curto-circuito não reproduziu a curva com fidelidade. Em amarelo tem-se a tensão do módulo fotovoltaico e em rosa a corrente, ambas as curvas começam na condição de circuito aberto até o curto-circuito.

Figura 73 – Curva I-V.



Fonte: Elaborado pela autora.

5 CONCLUSÕES

Esse trabalho apresentou uma metodologia para traçar a curva I-V de um arranjo FV, e também, para diagnosticar a condição desse arranjo de acordo com a norma NBR 16274, publicado no *SEPOC 2022* (MAIA; SILVA, 2022) . Além disso, apresentou resultados de simulação que comprovam que o conversor proposto é capaz de traçar a curva característica de um arranjo em todas as situações de falhas estipuladas. Também foram apresentados os resultados experimentais do protótipo do conversor modular *flyback*.

Nos testes experimentais do protótipo constatou-se que um conversor modular ligado em série-série torna possível a divisão dos esforços de tensão e, conseqüentemente, de potência. Sendo a principal contribuição deste trabalho é a confecção e dimensionamento de um traçador da curva I-V capaz de suportar tensões e potências altas.

O traçador proposto foi capaz de traçar parcialmente a curva I-V, sendo que condições de circuito aberto não foram alcançadas apropriadamente. Devendo ser reprojatadas as condições da razão cíclica, resistência de saída utilizada e também as oscilações de tensão.

A curva I-V é uma forma de obter as características operacionais e instantâneas de tensão, corrente, resistências internas de um arranjo FV, assim sua extração é um método utilizado para medir e averiguar falhas e defeitos em módulos FV.

As falhas em sistemas FV têm conseqüências graves por causarem perdas de potência gerada, danos nas células e módulos FV, causar arcos elétricos e em casos mais graves incêndios. Então, tem-se a necessidade de diagnosticar as falhas que acontecem nos arranjos FV para que situações críticas não ocorram.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Segue-se algumas propostas para trabalhos futuros:

- Desenvolver e dimensionar um circuito *snubber* para aliviar os esforços na chave causados pela comutação.
- Melhorar as oscilações de tensão e corrente de entrada.
- Utilizar o resultado da curva I-V experimental juntamente com a curva teórica para treinar a rede neural artificial.

REFERÊNCIAS

- ABDULMAWJOOD, K.; REFAAT, S. S.; MORSI, W. G. Detection and prediction of faults in photovoltaic arrays: A review. In: IEEE. *2018 IEEE 12th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG 2018)*. [S.l.], 2018. p. 1–8. Citado 4 vezes nas páginas 20, 21, 22 e 23.
- ALSAYID, B. et al. Partial shading of pv system simulation with experimental results. *Smart Grid and Renewable Energy*, 2013, 4, 429-435 [http://dx. doi. org/10 ...](http://dx.doi.org/10...), 2013. Citado na página 21.
- APPIAH, A. Y. et al. Review and performance evaluation of photovoltaic array fault detection and diagnosis techniques. *International Journal of Photoenergy*, Hindawi, v. 2019, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 21.
- ARAÚJO, A. L. P. L. de; LOPES, A. V.; MOREIRA, A. B. Topologias em traçador de curva iv para módulos fotovoltaicos. In: *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018*. [S.l.: s.n.], 2020. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 32.
- AZEVEDO, D. J. A. de et al. Modelagem e controle de conversor flyback intercalado para aplicações em sistemas fotovoltaicos. *Revista Interdisciplinar de Pesquisa em Engenharia*, v. 8, n. 1, p. 59–71, 2022. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 35.
- BARBI, I.; MARTINS, D. C. Conversores cc-cc básicos não isolados. *Florianópolis, SC-Brasil-Edição dos Autores*, 2000. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 37.
- BASTIDAS-RODRIGUEZ, J. D. et al. Photovoltaic modules diagnostic: An overview. In: IEEE. *IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. [S.l.], 2013. p. 96–101. Citado na página 20.
- BRAGA, A. de P.; FERREIRA, A. C. P. de L.; LUDERMIR, T. B. *Redes neurais artificiais: teoria e aplicações*. [S.l.]: LTC editora, 2007. Citado 2 vezes nas páginas 47 e 48.
- CAMPOS, R. *Desenvolvimento e Construção de um Protótipo de Traçador Eletrônico de Curva IV Para a Análise de Módulos e Strings Fotovoltaicos*. Tese (Doutorado) — University of Campinas Campinas, Brazil, 2019. Citado na página 31.
- CHEN, W. et al. Wireless input-voltage-sharing control strategy for input-series output-parallel (isop) system based on positive output-voltage gradient method. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, IEEE, v. 61, n. 11, p. 6022–6030, 2014. Citado na página 34.
- CORNELIUS, R. et al. Desenvolvimento de um dispositivo eletrônico para caracterização de painéis fotovoltaicos. *Sepoc*, p. 6, 2018. Citado na página 32.
- COTFAS, D. T.; COTFAS, P. A.; CATARON, A. Using the genetic algorithm to determine the parameters of photovoltaic cells and panels. In: IEEE. *2018 International Symposium on Electronics and Telecommunications (ISETC)*. [S.l.], 2018. p. 1–4. Citado na página 25.
- DURAN, E. et al. Different methods to obtain the i–v curve of pv modules: A review. In: IEEE. *2008 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. [S.l.], 2008. p. 1–6. Citado na página 33.

- FADHEL, S. et al. Faults effects analysis in a photovoltaic array based on current-voltage and power-voltage characteristics. In: IEEE. *2016 17th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA)*. [S.l.], 2016. p. 223–228. Citado na página 23.
- FAUST, R. G. et al. Conversor flyback modular conectado em série na entrada e série na saída operando no modo descontínuo com pulso único de comando. 2014. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 42.
- FLECK, L. et al. Redes neurais artificiais: Princípios básicos. *Revista Eletrônica Científica Inovação e Tecnologia*, v. 1, n. 13, p. 47–57, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 47 e 48.
- HARROU, F. et al. Reliable fault detection and diagnosis of photovoltaic systems based on statistical monitoring approaches. *Renewable energy*, Elsevier, v. 116, p. 22–37, 2018. Citado na página 18.
- HUANG, J.-M.; WAI, R.-J.; GAO, W. Newly-designed fault diagnostic method for solar photovoltaic generation system based on iv-curve measurement. *IEEE Access*, IEEE, v. 7, p. 70919–70932, 2019. Citado na página 17.
- IEA, P. World energy outlook 2022. 2022. Citado na página 16.
- ILES, H.; MAHMOUD, Y. Power based fault detection method for pv arrays. In: IEEE. *IECON 2021–47th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. [S.l.], 2021. p. 1–6. Citado na página 24.
- KANOĞLU, M.; ÇENGEL, Y. A.; CIMBALA, J. M. *Fundamentals and applications of renewable energy*. [S.l.]: McGraw-Hill Education, 2020. Citado na página 16.
- KUMARI, A.; SHEKHAR, A.; KUMAR, M. S. An artificial neural network-based fault detection technique for pv array. In: IEEE. *2022 2nd International Conference on Emerging Frontiers in Electrical and Electronic Technologies (ICEFEET)*. [S.l.], 2022. p. 1–6. Citado na página 23.
- LIAN, Y. et al. Modular input-parallel output-series dc/dc converter control with fault detection and redundancy. *IET Generation, Transmission & Distribution*, Wiley Online Library, v. 10, n. 6, p. 1361–1369, 2016. Citado na página 33.
- LONG-DONG, B.; WU, Y.-K.; PHAM, M.-H. Fault identification and diagnosis methods for photovoltaic system: A review. In: IEEE. *2021 7th International Conference on Applied System Innovation (ICASI)*. [S.l.], 2021. p. 126–129. Citado na página 21.
- MAIA, A. C. Estratégia para classificação de efeitos em arranjos fotovoltaicos através de redes neurais artificiais. Universidade Federal do Pampa, 2020. Citado 3 vezes nas páginas 26, 49 e 50.
- MAIA, A. C.; SILVA, G. S. d. A new fault diagnostic strategy for photovoltaic arrays through artificial neural network. *SEPOC 2022*, Brasil, 2022. Citado na página 78.
- MARTINELLI, E. et al. Extração de conhecimento de redes neurais artificiais. *São Carlos: USP*, 1999. Citado na página 47.

- MOMENI, H. et al. Fault diagnosis in photovoltaic arrays using gbssl method and proposing a fault correction system. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, IEEE, v. 16, n. 8, p. 5300–5308, 2019. Citado na página 19.
- MORALES-ARAGONÉS, J. I. et al. A review of i–v tracers for photovoltaic modules: Topologies and challenges. *Electronics*, MDPI, v. 10, n. 11, p. 1283, 2021. Citado 3 vezes nas páginas 9, 17 e 35.
- NBR16274. *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho*. [S.l.]: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2014. v. 1. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 22.
- OLIVEIRA, T. Evolução da matriz energética brasileira em comparação com outros países. Universidade Federal de São Carlos, 2022. Citado na página 16.
- PAGLIOSA, M. A. et al. Conexão série de conversores modulares: metodologia para análise do auto-equilíbrio das tensões e estudo do conversor flyback a duas chaves. Universidade Federal de Santa Catarina, 2018. Citado 3 vezes nas páginas 34, 35 e 41.
- PEREIRA, T. A. et al. Design of a portable photovoltaic i–v curve tracer based on the dc–dc converter method. *IEEE Journal of Photovoltaics*, IEEE, v. 11, n. 2, p. 552–560, 2021. Citado 3 vezes nas páginas 33, 42 e 43.
- PILLAI, D. S.; RAJASEKAR, N. A comprehensive review on protection challenges and fault diagnosis in pv systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 91, p. 18–40, 2018. Citado na página 18.
- RODRÍGUEZ, J. D. B.; RAMOS-PAJA, C. A.; MEJÍA, E. F. Modeling and parameter calculation of photovoltaic fields in irregular weather conditions. *Ingeniería*, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, v. 17, n. 1, p. 37–48, 2012. Citado na página 30.
- TAMYUREK, B.; KIRIMER, B. An interleaved high-power flyback inverter for photovoltaic applications. *IEEE transactions on Power Electronics*, IEEE, v. 30, n. 6, p. 3228–3241, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 39.
- VIEIRA, R. G. Aplicação de técnicas de inteligência artificial para identificação de faltas em módulos fotovoltaicos. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2021. Citado na página 16.
- YU, J.; LIU, Y. Research on fault diagnosis of photovoltaic array based on aca-rbf neural network model. In: IEEE. *2022 4th International Conference on Power and Energy Technology (ICPET)*. [S.l.], 2022. p. 731–735. Citado na página 24.
- ZHAO, Y. *Fault analysis in solar photovoltaic arrays*. Tese (Doutorado) — Northeastern University, 2011. Citado na página 28.
- ZHAO, Y. et al. Line–line fault analysis and protection challenges in solar photovoltaic arrays. *IEEE transactions on Industrial Electronics*, IEEE, v. 60, n. 9, p. 3784–3795, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 21.