



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

YURI GONÇALVES BATISTA

**CORRENTE REVERSA EM ARRANJOS FOTOVOLTAICOS**

Recife  
2025

**YURI GONÇALVES BATISTA**

**CORRENTE REVERSA EM ARRANJOS FOTOVOLTAICOS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
ao Departamento de Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Pernambuco, como  
requisito parcial para obtenção do grau de  
Engenheiro Eletricista.

Orientador(a): Dr. Prof. Marcio Rodrigo Santos de Carvalho

Recife  
2025

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Gonçalves Batista, Yuri .

Corrente reversa em arranjos fotovoltaicos / Yuri Gonçalves Batista. -  
Recife, 2025.

75 : il., tab.

Orientador(a): Marcio Rodrigo Santos de Carvalho

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de  
Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Elétrica -  
Bacharelado, 2025.

Inclui referências.

1. corrente reversa. 2. sistemas fotovoltaicos. 3. proteção de sistemas  
fotovoltaicos. 4. ABNT NBR 16690. I. Santos de Carvalho, Marcio Rodrigo .  
(Orientação). II. Título.

620 CDD (22.ed.)

**YURI GONÇALVES BATISTA**

**CORRENTE REVERSA EM ARRANJOS FOTOVOLTAICOS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
ao Departamento de Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Pernambuco, como  
requisito parcial para obtenção do grau de  
Engenheiro Eletricista.

Aprovado em: 17/12/2025

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. Marcio Rodrigo Santos de Carvalho  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof. Dr. Vicente Ribeiro Simoni  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof. Dr. Fabricio Bradaschia  
Universidade Federal de Pernambuco

## AGRADECIMENTOS

O curso de Engenharia Elétrica foi, para mim, um grande desafio. Durante muito tempo, não consegui me dedicar como gostaria, principalmente por questões externas. A pessoa que me ajudou a retomar esse caminho, devolveu-me a alegria de viver, de amar, de ser amado, de buscar sempre ser melhor e de olhar mais para mim. Por isso, meu primeiro agradecimento é para Kelane Oliveira, a pessoa que mais admiro. Ela tem um olhar para si, para os outros e para natureza cheio de vida. Cativa qualquer um que se aproxima com boas intenções, é inteligente, divertida e maravilhosa. Agradeço por sempre acreditar em mim, essa conquista é nossa.

Agradeço à minha família: à minha mãe, Vilma Maria, que sempre me deu todo o amor e suporte possíveis e que confiou, sem hesitar, na minha capacidade e no meu sucesso; ao meu pai, Jorge Marcos, que serviu de inspiração para que eu seguisse pelo caminho da engenharia, sempre apoiando minha educação e me ensinando tanto ao longo dessa trajetória; e às minhas irmãs, Jessica Batista e Amanda Batista, por sempre torcerem por mim e acreditarem no meu potencial.

Quando consegui voltar à universidade e retomar os estudos, encontrei pessoas incríveis. Aprendemos juntos e passamos a amar a Engenharia Elétrica, cada um com suas dificuldades, mas sempre nos apoiando. Hoje, estamos quase todos muito próximos de nos tornarmos engenheiros. Agradeço a todos, em especial a João Carlos e Evelyn Silva. Juntos, superamos trabalhos e provas, estudamos, tiramos dúvidas e construímos uma amizade que quero levar para a vida toda.

Agradeço ao professor Márcio Rodrigo, que sempre esteve disponível, oferecendo respostas rápidas, detalhadas e construtivas. Obrigado pela paciência, por compreender minhas dificuldades e por permitir que eu desenvolvesse este trabalho no meu tempo. Agradeço também a Júlio Gonçalo, sempre solícito e essencial para que este trabalho acontecesse.

Tudo aconteceu no tempo em que deveria acontecer, e hoje sou profundamente grato por essa trajetória que se encerra. Me sinto orgulhoso por poder receber meu filho, Cauã, tendo me tornado um homem, um marido e um engenheiro eletricista.

A ciência é um esforço colaborativo. Os resultados combinados de várias pessoas trabalhando juntas costumam ser muito mais eficazes do que os de um cientista trabalhando sozinho.  
(BARDEEN, Discurso no Banquete do Nobel, 1972)

## RESUMO

Com o crescimento da geração fotovoltaica, a segurança e a confiabilidade dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) tornam-se essenciais. Um dos desafios é o fenômeno da corrente reversa em arranjos fotovoltaicos com múltiplas séries fotovoltaicas (*strings*) em paralelo. Diferenças de tensão significativas entre as séries fotovoltaicas conectadas em paralelo, que resultam em corrente reversa, são provocadas por curto-circuito em um módulo fotovoltaico da série, falhas internas nas células dos módulos, problemas de aterramento ou erros durante a instalação do sistema fotovoltaico. Esta condição pode levar ao superaquecimento dos módulos fotovoltaicos, risco de incêndio e perdas de geração. Estudos da literatura, como os de Vargas et al. (2015) e Shin et al. (2019), analisam a ocorrência da corrente reversa sob diferentes perspectivas, incluindo descasamentos elétricos, falhas de dispositivos de proteção e condições não uniformes de operação. Entretanto, observa-se uma lacuna quanto à quantificação sistemática da corrente reversa em função simultânea do número de módulos em curto-circuito em uma série fotovoltaica e do número de séries conectadas em paralelo, com foco no dimensionamento de dispositivos de proteção. Nesse contexto, este trabalho tem como objetivo quantificar a magnitude da corrente reversa em arranjos fotovoltaicos submetidos a cenários de falha por meio de simulação computacional. O estudo foi desenvolvido no ambiente MATLAB/Simulink, utilizando o bloco clássico PV Array, baseado no modelo de diodo único. Foram modeladas séries fotovoltaicas e arranjos com múltiplas séries em paralelo, permitindo a análise do comportamento elétrico do sistema em operação normal e sob falhas por curto-circuito de módulos. Os resultados indicam que a corrente reversa aumenta com o número de séries fotovoltaicas em paralelo e com a quantidade de módulos em curto-circuito em uma mesma série, podendo atingir valores superiores aos limites admissíveis para módulos e dispositivos de proteção. Conclui-se que a simulação computacional é uma ferramenta eficaz para a análise desse fenômeno, fornecendo subsídios técnicos para o dimensionamento adequado dos dispositivos de proteção, em conformidade com a ABNT NBR 16690.

**Palavras-chave:** corrente reversa; sistemas fotovoltaicos; proteção de sistemas fotovoltaicos; ABNT NBR 16690.

## ABSTRACT

With the growth of photovoltaic generation, the safety and reliability of grid-connected photovoltaic systems have become essential. One of the challenges is the phenomenon of reverse current in photovoltaic arrays composed of multiple photovoltaic strings connected in parallel. Significant voltage differences between parallel-connected photovoltaic strings, which give rise to reverse current, are caused by short circuits in a photovoltaic module within a string, internal failures in module cells, grounding issues, or errors during the installation of the photovoltaic system. This condition may lead to overheating of photovoltaic modules, fire hazards, and generation losses. Studies reported in the literature, such as those by Vargas et al. (2015) and Shin et al. (2019), analyze the occurrence of reverse current from different perspectives, including electrical mismatch, failures of protection devices, and non-uniform operating conditions. However, a gap remains regarding the systematic quantification of reverse current as a simultaneous function of the number of short-circuited modules within a photovoltaic string and the number of strings connected in parallel, with a focus on the sizing of protection devices. In this context, this work aims to quantify the magnitude of reverse current in photovoltaic arrays subjected to fault scenarios through computational simulation. The study was developed in the MATLAB/Simulink environment using the classical PV Array block, based on the single-diode model. Photovoltaic strings and arrays with multiple parallel-connected strings were modeled, allowing the analysis of the electrical behavior of the system under normal operation and under module short-circuit fault conditions. The results indicate that reverse current increases with both the number of parallel-connected photovoltaic strings and the number of short-circuited modules within the same string, potentially exceeding the allowable limits for modules and protection devices. It is concluded that computational simulation is an effective tool for analyzing this phenomenon, providing technical support for the proper sizing of protection devices in compliance with ABNT NBR 16690.

**Keywords:** reverse current; photovoltaic systems; protection of photovoltaic systems; ABNT NBR 16690.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Crescimento da energia solar .....	14
Figura 2 – Geração de energia no Brasil.....	15
Figura 3 – Ponto quente em módulos fotovoltaicos.....	17
Figura 4 – Modelo elétrico de um diodo representando uma célula fotovoltaica .....	22
Figura 5 – Símbolo e curva I-V característica do diodo p-n.....	23
Figura 6 – Curva I-V da célula FV quando na presença de uma radiação incidente.	24
Figura 7 – Curva característica de uma célula fotovoltaica .....	25
Figura 8 – Diodo de passagem em antiparalelo com a célula.....	27
Figura 9 – Curva I-V resultante da atuação do diodo de passagem em uma célula sombreada com 35 células iluminadas (condição ilustrativa não real).....	28
Figura 10 – Atuação do diodo de passagem em um conjunto de células do módulo.	
	29
Figura 11 – Curvas I-V para as células em paralelo.....	30
Figura 12 – Corrente reversa fluindo para a série com um módulo defeituoso.....	31
Figura 13 – Falha dos diodos de passagem. ....	33
Figura 14 – Curvas I-V e P-V para diferentes irradiações. ....	34
Figura 15 – Arranjo fotovoltaico com o único inversor.....	35
Figura 16 – Corrente reversa no caso de descasamento.....	38
Figura 17 – Fusível do tipo gPV. ....	43
Figura 18 – Porta fusível. ....	43
Figura 19 – Possibilidade de proteção de séries FV em arranjos. ....	44
Figura 20 – Condições para o aparecimento de corrente reversa.....	46
Figura 21 – Arranjo fotovoltaico contendo proteção em cada série.....	47
Figura 22 – Arranjo FV simulado.....	51
Figura 23 – Simulação do arranjo com um curto-circuito em uma das séries FV.....	54
Figura 24 – Curva da tensão do arranjo FV em operação normal.....	56
Figura 25 – Curva da corrente do arranjo FV em operação normal. ....	57
Figura 26 – Curva da potência do arranjo FV em operação normal.....	57
Figura 27 – Curva da tensão da série FV em operação normal. ....	58
Figura 28 – Curva da corrente da série FV em operação normal.....	59
Figura 29 – Curva I-V do arranjo FV em operação normal.....	59

Figura 30 – Curva P-V do arranjo FV em operação normal. ....	60
Figura 31 – Curva da tensão do arranjo FV em condição de curto-círcuito.....	61
Figura 32 – Curva da corrente do arranjo FV em condição de curto-círcuito. ....	61
Figura 33 – Curva da potência do arranjo FV em condição de curto-círcuito.....	62
Figura 34 – Curva da corrente da série FV defeituosa.....	62
Figura 35 – Curva da tensão da série FV defeituosa. ....	63
Figura 36 – Curva da corrente das séries FV em condição normal.....	64
Figura 37 – Curva I-V do arranjo FV com 4 módulos em curto-círcuito em uma das séries.....	66
Figura 38 – Curva P-V do arranjo FV com 4 módulos em curto-círcuito em uma das séries.....	67

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 – Dados do módulo CS6W-550MS.....	52
Tabela 2 – Resultados para diferentes condições de curtos em uma das séries.....	65
Tabela 3 – Dados do módulo CS6W-550MB-AG. ....	68
Tabela 4 – Resultados da corrente reversa em uma série.....	69
Tabela 5 – Resultados da corrente reversa em uma série.....	70

## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
FV	Fotovoltaica
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i> (Comissão Eletrotécnica Internacional)
MPP	<i>Maximum Power Point</i> (Ponto de Máxima Potência)
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> (Seguimento do Ponto de Máxima Potência)
MQT	<i>Module Quality Test</i> (Testes de Segurança do Módulo)
MST	<i>Module Safety Tests</i> (Teste de Qualificação do Módulo)
NBR	Normas Brasileiras Regulamentadoras
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
STC	<i>Standard Test Conditions</i> (Condições Padrão de Teste)
UCP	Unidade de Condicionamento de Potência

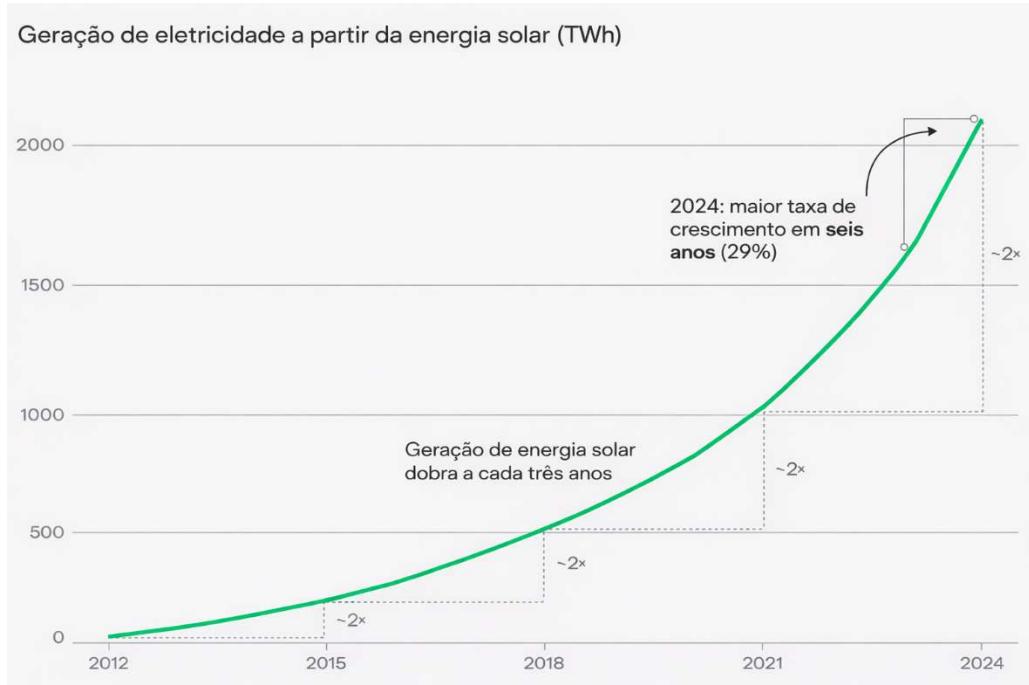
## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>14</b>
1.1	OBJETIVOS .....	18
1.1.1	Geral.....	18
1.1.2	Específicos .....	18
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	19
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....</b>	<b>21</b>
2.1	ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS .....	39
2.2	PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTE .....	42
2.3	SIMULAÇÃO .....	48
<b>3</b>	<b>DESENVOLVIMENTO.....</b>	<b>51</b>
<b>4</b>	<b>RESULTADOS.....</b>	<b>56</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>72</b>
<b>6</b>	<b>PROPOSTAS DE CONTINUIDADE.....</b>	<b>73</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>74</b>

## 1 INTRODUÇÃO

No contexto global de transição energética, a geração solar fotovoltaica consolida-se como o principal vetor da expansão das fontes renováveis, impulsionando a matriz energética para um futuro mais limpo e sustentável. De acordo com Ember (2025), em 2024 as fontes de energia limpa ultrapassaram 40% da geração elétrica mundial, atingindo 40,9% da matriz global, o maior valor desde a década de 1940. O destaque desse crescimento foi a energia solar, que apresentou um aumento recorde de 29% em relação ao ano anterior, conforme evidenciado pela evolução histórica da geração solar apresentada na Figura 1, somando 2.131 TWh e registrando, pelo terceiro ano consecutivo, o maior aumento absoluto entre todas as fontes de eletricidade. Essa expansão foi viabilizada por uma adição sem precedentes de capacidade instalada, superior a 585 GW em 2024, mais que o dobro do volume registrado em 2022. Nesse cenário, os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) assumem papel central, desde pequenas aplicações residenciais até grandes usinas, contribuindo para a descentralização da geração e para a mitigação das emissões de gases de efeito estufa [1].

Figura 1 – Crescimento da energia solar.

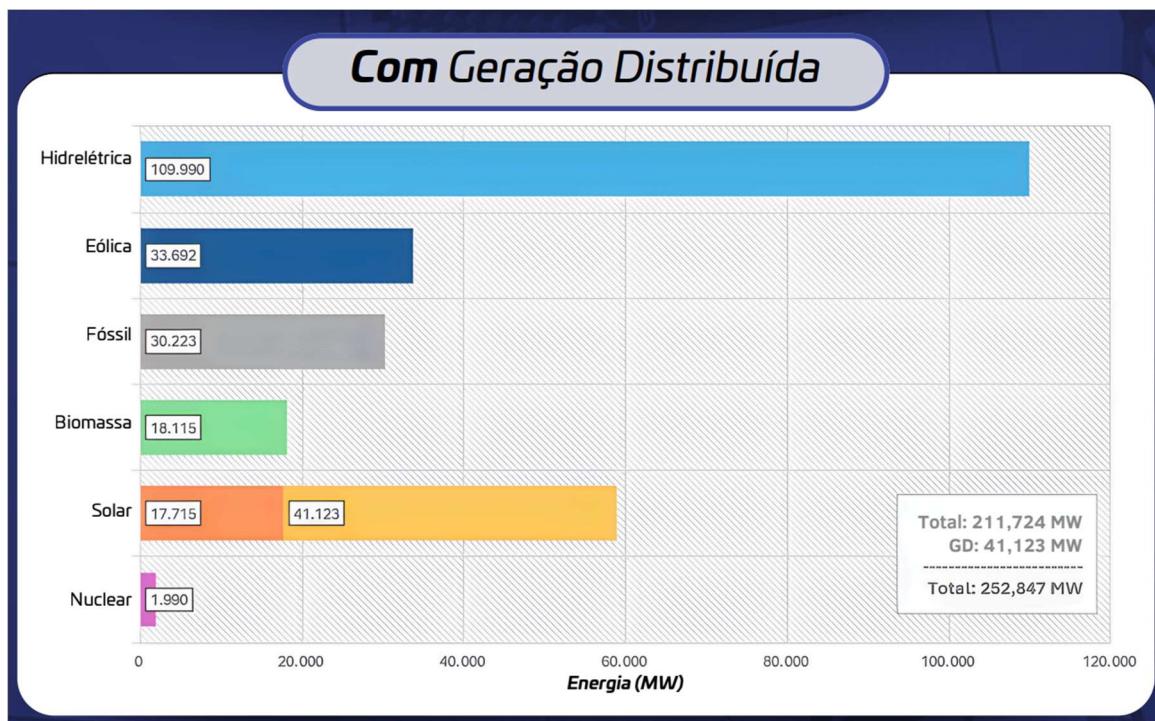


Fonte: Adaptado de [1].

A energia solar tem se consolidado como uma das principais fontes renováveis de eletricidade no Brasil, impulsionada pela crescente demanda por soluções sustentáveis, pela abundância de recursos naturais e vantagens financeiras. Segundo a ABSOLAR (2025), o país já conta com 3.838.765 sistemas de geração distribuída e 18.101,6 usinas de geração centralizada, refletindo o crescente uso da energia solar tanto por consumidores residenciais e comerciais quanto por grandes usinas de produção. Essa tendência é impulsionada pelas condições climáticas favoráveis em diversas regiões do Brasil, que oferecem grande potencial para a geração de energia solar [2].

A Figura 2 ilustra a distribuição da potência instalada por fonte no sistema elétrico brasileiro, evidenciando a predominância da geração hidrelétrica, seguida pelas fontes eólica e solar. Observa-se que a inclusão da Geração Distribuída (GD) impacta de forma significativa a participação da fonte solar, elevando a potência total instalada para 211.724 MW, dos quais 41.123 MW correspondem à GD [2].

Figura 2 – Geração de energia no Brasil.



Fonte: Adaptado de [2].

Apesar desse crescimento, surgem desafios técnicos relacionados à confiabilidade e segurança dos arranjos fotovoltaicos. A expansão da geração distribuída e a maior densidade de módulos e inversores intensificam a necessidade de compreender modos de falha capazes de comprometer a integridade dos sistemas. Entre esses fenômenos, destaca-se a corrente reversa em arranjos com múltiplas séries fotovoltaicas conectadas em paralelo, condição que pode reduzir a vida útil dos módulos. A mitigação desse problema é essencial para assegurar a operação segura e sustentável dos SFCR.

A corrente reversa pode originar-se de diferentes falhas elétricas ou construtivas nos arranjos fotovoltaicos, incluindo erros de concepção do projeto, instalação inadequada ou defeitos internos nos módulos que resultem em curtos-circuitos parciais. Embora os erros de projeto e as falhas de montagem possam ser corrigidos durante o comissionamento, defeitos internos que reduzem significativamente a tensão de circuito aberto de uma série não podem ser previstos, criando desbalanceamentos elétricos que induzem o fluxo de corrente entre as séries fotovoltaicas paralelizadas [3].

Esse fenômeno não é comumente causado por descasamento (*mismatch*) de tensão por sombreamento ou variações de irradiância. Como discutido por Shin et al. (2019), a corrente reversa é ocasionada por falhas ou defeitos, como o curto-círcito de um ou mais módulos em uma série fotovoltaica, frequentemente decorrente da falha de diodos de passagem, que provoca a queda drástica na tensão da série. Nesse caso, as séries saudáveis fornecem corrente para a série afetada, que passa a operar como carga [4].

Nessa condição, os módulos defeituosos deixam de atuar como geradores e dissipam energia elétrica na forma de calor, elevando a temperatura local das células e favorecendo o aparecimento de pontos quentes. A termografia permite identificar essas regiões de aquecimento anômalo, como ilustrado na Figura 3, em que duas células no canto inferior direito exibem temperaturas superiores às demais. Esse aquecimento localizado acelera a degradação dos materiais semicondutores e encapsulantes, podendo causar danos irreversíveis ao módulo [5].

Figura 3 – Ponto quente em módulos fotovoltaicos.



Fonte: Mertens, 2018 [5].

As consequências tornam-se críticas quando a corrente reversa ultrapassa os limites especificados pelo fabricante do módulo fotovoltaico, valores usualmente indicados nas folhas de dados como corrente máxima reversa ou corrente máxima do fusível de proteção. Exceder esses limites pode resultar em superaquecimento, degradação acelerada e até risco de incêndio. Por isso, a norma brasileira ABNT NBR 16690 (2019) [6] estabelece critérios rigorosos quanto à obrigatoriedade de dispositivos de proteção contra sobrecorrente, tornando o dimensionamento adequado de fusíveis e disjuntores uma etapa fundamental no projeto de sistemas fotovoltaicos seguros e confiáveis.

Apesar da existência de estudos relevantes sobre a ocorrência da corrente reversa em arranjos fotovoltaicos, como os apresentados por Vargas et al. (2015) e Shin et al. (2019), observa-se que a literatura concentra-se, em grande parte, na análise qualitativa do fenômeno ou em cenários específicos de falha, como descasamentos elétricos, sombreamento severo e falhas pontuais de dispositivos de proteção. Embora esses trabalhos forneçam importantes contribuições conceituais, ainda há uma lacuna quanto à quantificação sistemática da corrente reversa em função de dois parâmetros fundamentais de projeto: o número de módulos em curto-circuito em uma série fotovoltaica e o número de séries conectadas em paralelo no arranjo [4] [7].

Adicionalmente, os modelos apresentados na literatura nem sempre exploram de forma explícita a relação entre a topologia do arranjo fotovoltaico, a magnitude da

corrente reversa resultante e os critérios normativos adotados para o dimensionamento dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente. Em particular, observa-se a ausência de estudos que avaliem, de maneira integrada e paramétrica, como o aumento do paralelismo entre séries e a severidade da falha influenciam diretamente os valores de corrente reversa, à luz das exigências estabelecidas pela ABNT NBR 16690.

Nesse contexto, o trabalho não se limita à reprodução de modelos existentes, mas busca ampliar o entendimento do fenômeno da corrente reversa por meio de uma abordagem sistemática e orientada à engenharia de projeto, fornecendo subsídios práticos para o dimensionamento adequado de dispositivos de proteção e contribuindo para o aumento da segurança e confiabilidade de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

## **1.1 Objetivos**

### ***1.1.1 Geral***

Diante da criticidade do tema e da necessidade de um projeto seguro e otimizado, este trabalho tem como objetivo analisar detalhadamente o fenômeno da corrente reversa em arranjos fotovoltaicos sob a condição de curto-círcuito em um ou mais módulos de uma série fotovoltaica.

### ***1.1.2 Específicos***

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Desenvolver, no ambiente MATLAB/Simulink, modelos de arranjos fotovoltaicos baseados no bloco clássico PV Array, capazes de representar múltiplas séries fotovoltaicas conectadas em paralelo, permitindo a análise do comportamento elétrico do sistema tanto em condições normais de operação quanto em cenários de falha

caracterizados por curto-circuito de módulos e pela consequente ocorrência de corrente reversa.

- Simular diferentes cenários de falha, variando a quantidade de módulos fotovoltaicos defeituosos em curto-circuito dentro de uma série e o número de séries fotovoltaicas em paralelo, com o intuito de quantificar a magnitude da corrente reversa e avaliar a influência da topologia do sistema sobre sua intensidade e comportamento.
- Analisar e comparar os resultados obtidos nas simulações com os cálculos teóricos de proteção recomendados pela literatura e pelas normas, a fim de validar o modelo e fornecer subsídios práticos para o correto dimensionamento dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente.

## **1.2 Organização do Trabalho**

Estruturalmente, este trabalho contém cinco capítulos, incluindo o introdutório, apresentados de forma cronológica com a sequência de desenvolvimento das atividades.

Capítulo 2 – A fundamentação teórica aborda os conceitos fundamentais da tecnologia fotovoltaica, detalhando o funcionamento dos arranjos fotovoltaicos. São apresentados os princípios do fenômeno da corrente reversa e suas causas, além de serem detalhadas as diretrizes de segurança e as exigências normativas aplicáveis, com foco especial na ABNT NBR 16690, que rege o dimensionamento de dispositivos de proteção.

Capítulo 3 - O desenvolvimento descreve a aplicação prática e quantitativa da teoria. Esta etapa inicia-se com a exposição da metodologia de simulação computacional implementada no ambiente MATLAB/Simulink, detalhando os parâmetros do módulo de referência e a arquitetura dos circuitos simulados.

Capítulo 4 – O Resultado apresenta a quantificação da corrente reversa sob diferentes condições de falha, discute as implicações da perda de potência e valida as equações normativas.

Por fim, o capítulo de Conclusões apresenta uma síntese dos principais resultados obtidos ao longo do estudo e são apresentadas propostas de continuidade para aprofundar a pesquisa.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Para que a análise do fenômeno da corrente reversa e a interpretação dos resultados de simulação sejam rigorosas, é fundamental estabelecer a base física e elétrica dos componentes do arranjo. O comportamento de geração e falha do sistema fotovoltaico está intrinsecamente ligado ao modelo da célula individual.

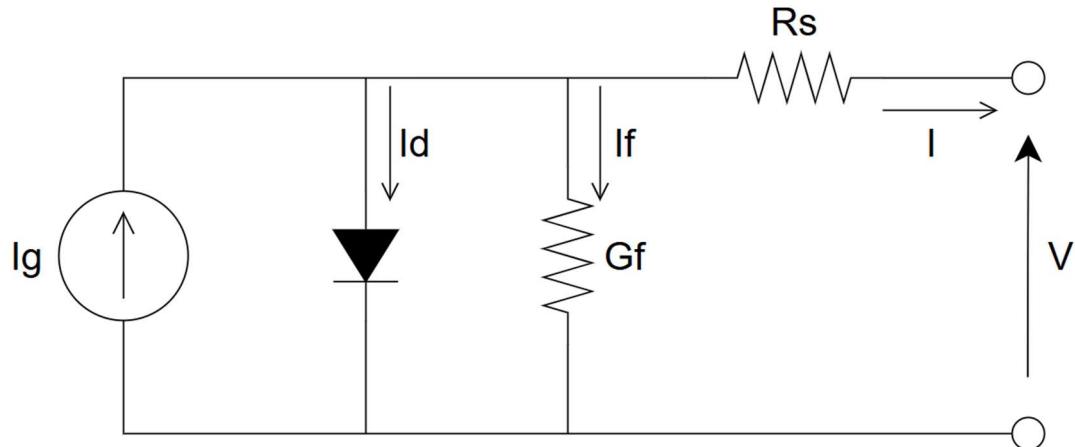
A célula fotovoltaica é o elemento fundamental responsável pela conversão direta da energia luminosa do Sol em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico. Ela é formada, em geral, por materiais semicondutores, normalmente o silício (Si), organizados em uma junção de semicondutores dos tipos p e n. A camada p é formada por um processo de dopagem que introduz impurezas no semicondutor, criando portadores de carga majoritários positivos (os “buracos”). Esses “buracos” representam, efetivamente, a falta de elétrons na camada de valência do material. Em contraposição a camada n é obtida por uma dopagem que a torna rica em elétrons livres na sua camada de valência. Devido a esse excesso, os elétrons livres são os portadores de carga majoritários negativos nesta camada [8].

Quando a luz solar atinge a célula, os fótons transferem energia aos elétrons do material semicondutor, essa energia excita os elétrons da banda de valência para a banda de condução, criando pares elétron-buracos. O campo elétrico interno da junção separa esses portadores, os elétrons são conduzidos para a região tipo n e os buracos para a região tipo p gerando um acúmulo excessivo nas extremidades da célula. Quando o circuito externo é conectado à junção, os elétrons circulam do lado n para o lado p através do circuito, produzindo a corrente contínua [9].

A célula fotovoltaica pode ser entendida como um diodo semicondutor especial, porque sua estrutura física e seu funcionamento elétrico são essencialmente os mesmos de um diodo de junção p-n. A principal diferença é que, enquanto o diodo comum é projetado para retificar corrente elétrica, a célula fotovoltaica é projetada para gerar corrente elétrica a partir da luz. Dessa forma, o circuito equivalente ideal para a célula fotovoltaica é representado por um diodo e uma fonte de corrente conectados em paralelo. No modelo ilustrado na Figura 4, a corrente gerada pela fonte de corrente é proporcional à irradiância solar incidente e à eficiência quântica do material semicondutor. Em condições normais de operação, a corrente fotogerada flui para a carga externa após vencer as perdas resistivas representadas pela resistência

série. A corrente no diodo ideal descreve a recombinação interna de portadores, enquanto a condutância de fuga modela as perdas pela corrente de fuga [10].

Figura 4 – Modelo elétrico de um diodo representando uma célula fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de [10].

A corrente fornecida para a carga pode ser expressa como:

$$I = Ig - Id - If \quad (2.1)$$

Onde:

$Ig$  é a corrente fotogerada pela fonte de corrente [A];

$Id$  é a corrente no diodo ideal [A];

$If$  é a corrente de fuga [A].

Para analisar a curva característica da célula fotovoltaica, é essencial primeiro entender a curva do diodo de junção p-n. Na ausência de luz, a corrente fotogerada é nula e, desconsiderando-se as perdas por corrente de fuga, a corrente nos terminais da célula é equivalente à corrente do diodo, mas com sentido oposto.

Obtemos assim a seguinte equação [11]:

$$I = -I_S \left( e^{\frac{qV_d}{kT}} - 1 \right) \quad (2.2)$$

Onde:

$I_S$  é a corrente de saturação reversa do diodo [A];

$V_d$  é a tensão no diodo [V];

$k$  é a constante de Boltzmann [J/K];

$q$  é a carga do elétron [C];

$T$  é a temperatura da junção [K].

Figura 5 – Símbolo e curva I-V característica do diodo p-n.

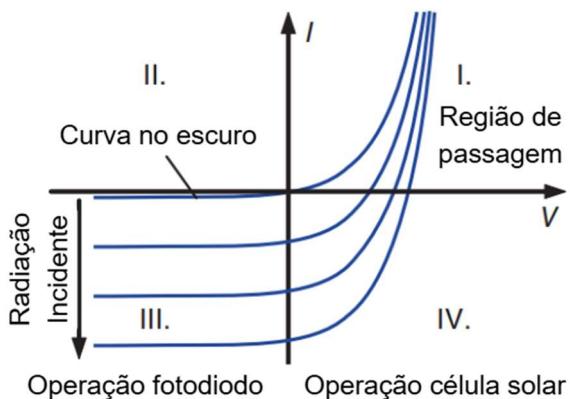


Fonte: Mertens, 2018 [5].

Podemos visualizar esse comportamento na curva da Figura 5, que representa o dispositivo na ausência de luz. No primeiro quadrante, onde uma polarização direta (tensão positiva) é aplicada, a corrente aumenta exponencialmente com o aumento da tensão. Esse comportamento é característico de um diodo e indica que, nesse estado, a célula deixa de atuar como geradora, passando a operar como um elemento passivo. Quando polarizada diretamente, ela não produz energia, mas permite a passagem de corrente, dissipando apenas a parcela de energia associada à sua impedância elétrica, enquanto a maior parte da energia é transmitida através do diodo.

No terceiro quadrante, quando se aplica uma polarização reversa (tensão negativa), a corrente é extremamente baixa, próxima de zero. Isso persiste até que a tensão atinja a tensão de ruptura reversa, momento em que a corrente negativa aumenta rapidamente e pode ocorrer o efeito avalanche, causando um dano permanente na junção p-n. Antes de atingir esse ponto, a célula se comporta como um circuito aberto ideal. Ou seja, a célula sem a presença de luz, funciona exatamente como um diodo retificador, permitindo o fluxo de corrente na polarização direta e bloqueando-o eficazmente na polarização reversa [5].

Figura 6 – Curva I-V da célula FV quando na presença de uma radiação incidente.



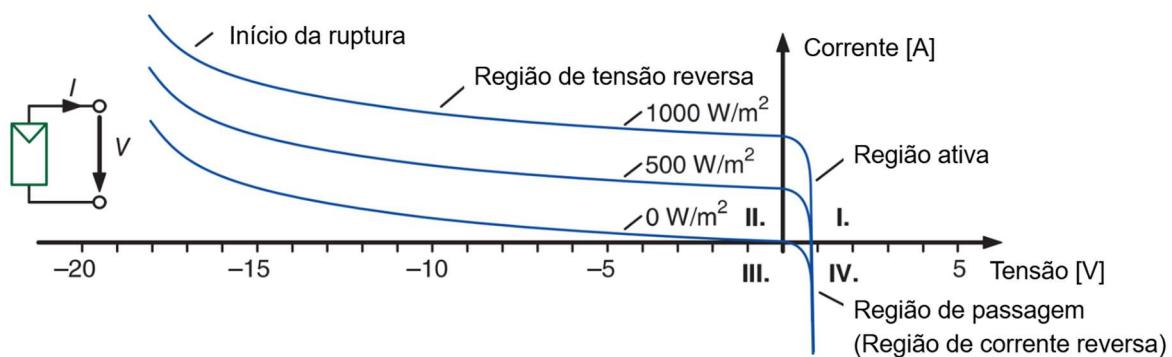
Fonte: Adaptado de [5].

Quando a célula é exposta à radiação solar, a corrente fotogerada desloca a curva característica do diodo para baixo, ou seja, para valores de corrente mais negativos, em relação à curva obtida no escuro. Esse deslocamento é diretamente proporcional à intensidade da irradiância incidente sobre a célula, como ilustrado na Figura 6. No primeiro quadrante, o comportamento de consumo (polarização direta) se repete, com o diodo conduzindo sob tensão positiva. No terceiro quadrante, a célula atua como um fotodiodo, sob tensão reversa e na presença de luz, a corrente será inicialmente dominada pela corrente fotogerada, mantendo um valor negativo proporcional a irradiância solar incidente até que a tensão de ruptura reversa seja atingida. A operação como fotodiodo, sob polarização reversa, é utilizada para atuar como detector em receptores de dados ópticos [5]. A grande diferença, e a mais crucial, reside no quarto quadrante. Esta é a região de operação principal de uma

célula fotovoltaica, onde ela atua como um gerador. Neste quadrante, a célula fornece tensão positiva e corrente negativa, o que significa que está entregando potência elétrica para alimentar uma carga externa. É nesta região que a célula converte a energia luminosa em energia elétrica utilizável, caracterizando seu desempenho como fonte de energia limpa.

O comportamento elétrico de uma célula fotovoltaica como gerador de energia é universal, porém sua representação gráfica pode variar em função das convenções adotadas na engenharia elétrica. Essa diferença decorre, principalmente, da inversão intencional do eixo da corrente para fins de conveniência. Fisicamente, o funcionamento correto da célula, quando está gerando energia, é representado no quarto quadrante do plano I-V, conforme a convenção de sinal passiva, amplamente utilizada na análise de circuitos elétricos. No entanto, para facilitar a interpretação em documentações técnicas, artigos científicos e datasheets de fabricantes, é comum inverter o eixo da corrente, de modo que a curva característica seja apresentada no primeiro quadrante, como ilustrado na Figura 7. Essa representação simplifica a visualização da potência como um valor positivo e facilita a identificação do ponto de máxima potência (MPP).

Figura 7 – Curva característica de uma célula fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de [5].

Com base na nova curva característica da célula fotovoltaica, é possível discernir que a área de operação ativa, onde a energia é gerada, reside no primeiro quadrante.

A região de tensão reversa, por conseguinte, situa-se no segundo quadrante, enquanto a região de corrente reversa é demarcada no quarto quadrante.

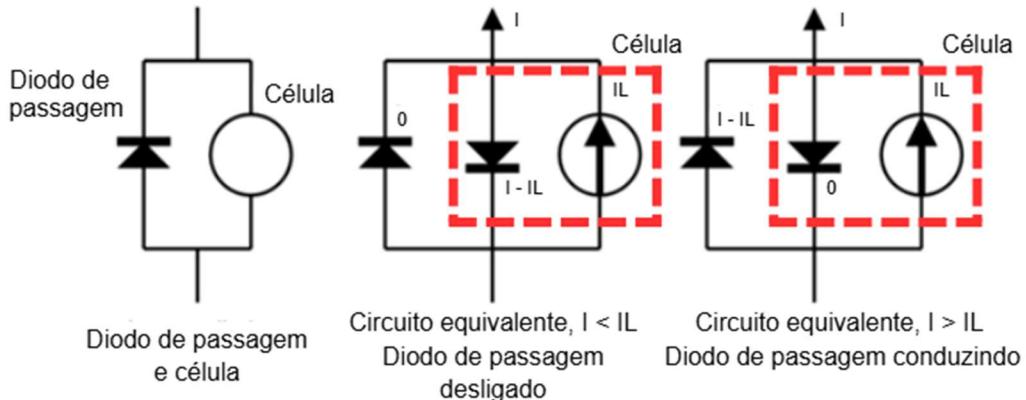
Quando a célula está fornecendo energia, a tensão em seus terminais é ajustada de forma de forma a posicionar o ponto de operação próximo à máxima potência. Este controle é executado pelo inversor. A potência gerada varia dinamicamente em função da irradiação solar, da temperatura e das características inerentes do painel. Consequentemente, para cada combinação específica de irradiação e temperatura, há um ponto único e ideal na curva I-V do painel onde a potência alcança seu valor máximo. Para otimizar a extração de energia, o inversor ajusta continuamente a tensão de operação por meio de uma técnica denominada *maximum power point tracking* (MPPT). O MPPT é um algoritmo crucial, implementado no inversor, que monitora de forma ininterrupta a tensão e a corrente do painel solar. Seu objetivo primordial é localizar e manter a operação do sistema neste ponto ideal, garantindo a máxima extração de energia possível [12].

O fenômeno da tensão reversa, pode acontecer quando um módulo, composto por células fotovoltaicas em série, tem uma de suas células sombreada. A irradiância incidente sobre essa célula torna-se drasticamente inferior àquela que incide nas demais. Consequentemente, a corrente de curto-circuito da célula sombreada é significativamente menor que a corrente de MPP das células não sombreadas. Condicionada a operar com a corrente de MPP das demais células, devido a ligação em série, a célula sombreada é submetida a uma tensão reversa excessiva. Isso ocorre porque, nessa região, a corrente da célula sombreada aumenta, mas sob o regime de tensão reversa [13].

Para mitigar esse risco, utiliza-se um dispositivo conectado em antiparalelo à célula ou a um conjunto delas, o diodo de passagem, conforme Figura 8. Em condições normais de operação, com a célula gerando energia (tensão positiva), o diodo permanece reversamente polarizado (bloqueado) e inativo. No entanto, quando a célula é sombreada e tende a desenvolver uma tensão reversa, o diodo entra imediatamente em condução, oferecendo um caminho de baixa resistência. A principal função desse diodo é desviar a corrente gerada pelas células não sombreadas, forçando-a circular pelo diodo de passagem em vez de circular pela célula sombreada. Dessa forma, evita-se que a célula sombreada dissipe essa energia como calor, prevenindo o aquecimento excessivo e danos permanentes [13]. A Figura 8 ilustra

esse comportamento em três etapas. No primeiro diagrama, observa-se a configuração básica de uma célula fotovoltaica com um diodo de passagem conectado em antiparalelo, evidenciando a estrutura do sistema. No segundo diagrama, é apresentado o circuito equivalente para a condição em que a corrente total ( $I$ ) que atravessa o módulo é menor que a corrente fotogerada pela célula ( $IL$ ). Nesse caso, o diodo permanece desligado, ou seja, não conduz corrente, pois a célula está operando normalmente e fornecendo energia ao circuito. Toda a corrente circula pela célula, e o diodo permanece inativo. Já no terceiro diagrama, a corrente total exigida pelo circuito é maior que a corrente que a célula sombreada pode fornecer. Isso provoca uma polarização reversa na célula, que tende a desenvolver uma tensão negativa. Nesse momento, o diodo de passagem entra em condução, desviando a corrente excedente diretamente por ele.

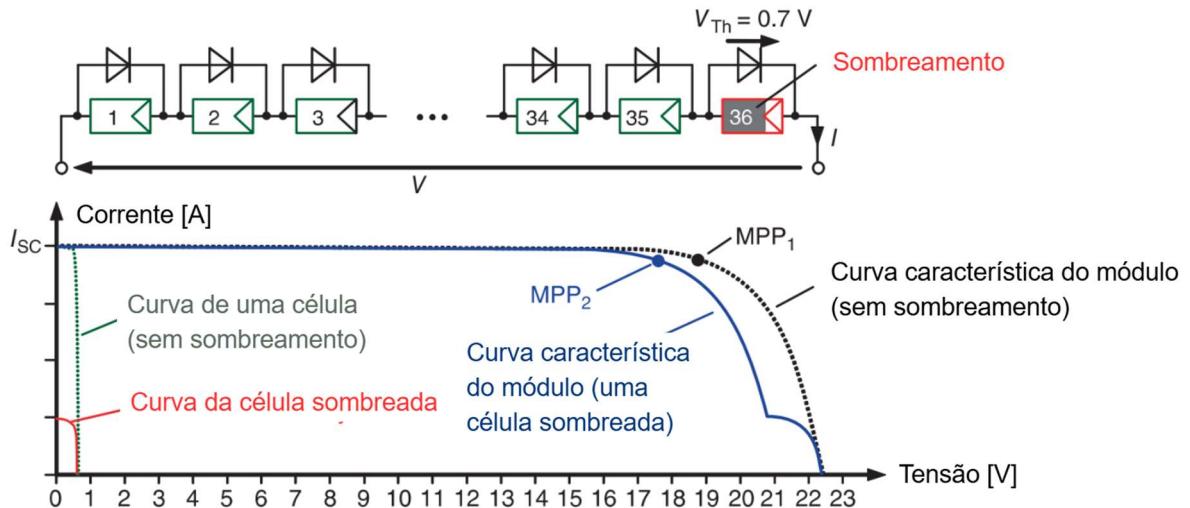
Figura 8 – Díodo de passagem em antiparalelo com a célula.



Fonte: Adaptado de [13].

A mudança na curva I-V, resultante da atuação deste diodo com uma célula sombreada, é ilustrada na Figura 9. Observa-se que a atuação do diodo de passagem em resposta ao sombreamento provoca uma mudança abrupta na curva I-V do módulo. Durante este transitório, o algoritmo MPPT do inversor detecta a súbita redução da corrente e, consequentemente, da potência. Em resposta, o algoritmo determina uma nova tensão de MPP. Ambas as condições (antes e depois da atuação do diodo) mantêm o módulo operando no primeiro quadrante, o que significa que o sistema continua a fornecer energia para a rede, porém com a potência total reduzida.

Figura 9 – Curva I-V resultante da atuação do diodo de passagem em uma célula sombreada com 35 células iluminadas (condição ilustrativa não real).

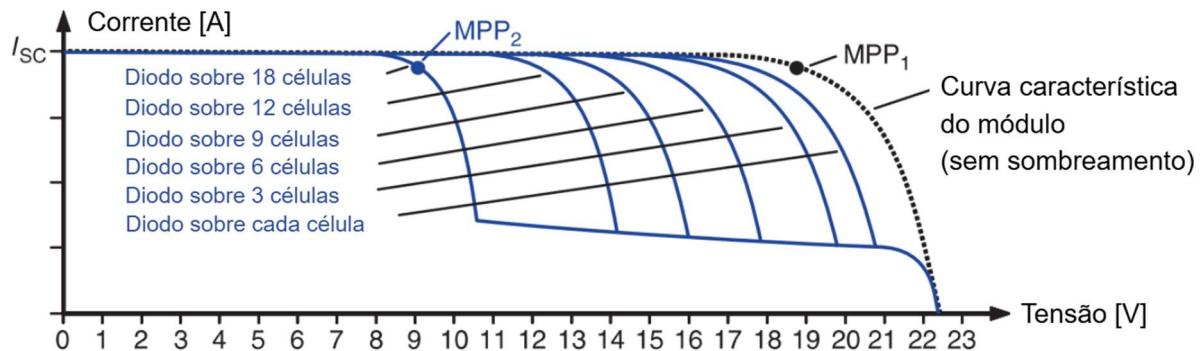


Fonte: Adaptado de [5].

Apesar de o ideal teórico ser um diodo de passagem individual para cada célula, a implementação prática nos módulos fotovoltaicos segue uma abordagem diferente. Se cada célula fosse equipada com seu próprio diodo, estes teriam que ser acomodados na fina camada de encapsulamento de etileno-acetato de vinila (EVA). Isso dificultaria a dissipação do calor gerado pelos diodos em condução [5].

Por essa razão, os fabricantes optam por colocar os diodos na caixa de junção na traseira do módulo. Nessa configuração, cada diodo de passagem é responsável por proteger um conjunto de células conectadas em série. A consequência dessa otimização é que o efeito do sombreamento de apenas uma célula é mais severo na curva característica I-V do módulo do que seria com diodos individuais. Isso ocorre porque o diodo de passagem isola toda a subsérie de células que ele protege, mesmo que apenas uma célula esteja sombreada, resultando em uma perda de potência mais acentuada. Como pode ser visto na Figura 10, a tensão de MPP diminui consideravelmente, à medida que o conjunto de células aumenta [5].

Figura 10 – Atuação do diodo de passagem em um conjunto de células do módulo.

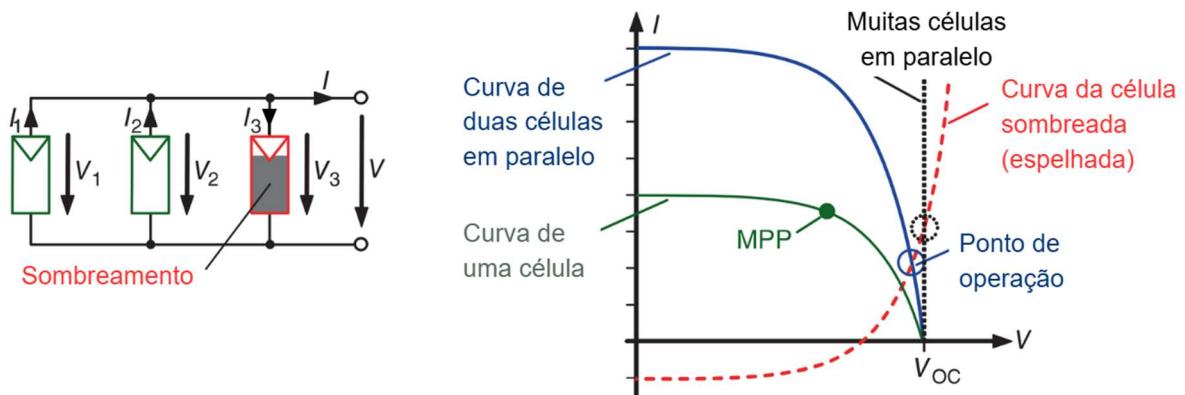


Fonte: Adaptado de [5].

O fenômeno da corrente reversa, que ocorre no 4º quadrante da curva característica, pode se manifestar quando um módulo fotovoltaico é montado com células em paralelo. Essa situação acontece se uma das células é sombreada de forma significativa, resultando em uma irradiância incidente drasticamente inferior à das demais células. Nesse cenário, a tensão de circuito aberto da célula sombreada torna-se consideravelmente menor do que a tensão de MPP das outras células não sombreadas. Ao forçar a tensão de operação para a máxima potência das células que não estão sombreadas, a célula sombreada é consequentemente obrigada a operar sob uma condição de corrente reversa excessiva. Como a corrente da célula fotovoltaica inverte sua direção, passando a entrar na célula, ela atua como carga [5].

Na Figura 11, podemos ver que a corrente da célula sombreada, que tem sua curva espelhada em relação ao eixo da tensão, no ponto de operação é negativa, enquanto as células não sombreadas continuam com a corrente positiva. O que significa que a célula sombreada passa a consumir a energia gerada pelas demais células.

Figura 11 – Curvas I-V para as células em paralelo.



Fonte: Adaptado de [5].

Uma das abordagens para resolver o problema de corrente reversa é o uso de um diodo de bloqueio conectado em série com a célula. Em operação normal, quando a célula não está sombreada e gera corrente e tensão positivas, o diodo conduz livremente, causando apenas uma pequena queda de tensão de condução. No entanto, se a célula for sombreada, a tendência de surgimento de uma corrente reversa fará com que o diodo bloqueeie imediatamente o fluxo de corrente. Esse bloqueio desativa a célula sombreada, isolando-a do circuito e permitindo que as células não sombreadas continuem gerando sem perda de potência.

Na prática, os módulos fotovoltaicos reais não incorporam diodos de bloqueio em nível de célula. Isso se deve a várias razões: as células são sempre conectadas em série nos módulos, e a inclusão de diodos de bloqueio individuais resultaria em problemas de dissipação de calor, em caso de condução, perda de potência e inacessibilidade para manutenção, pois estariam encapsulados.

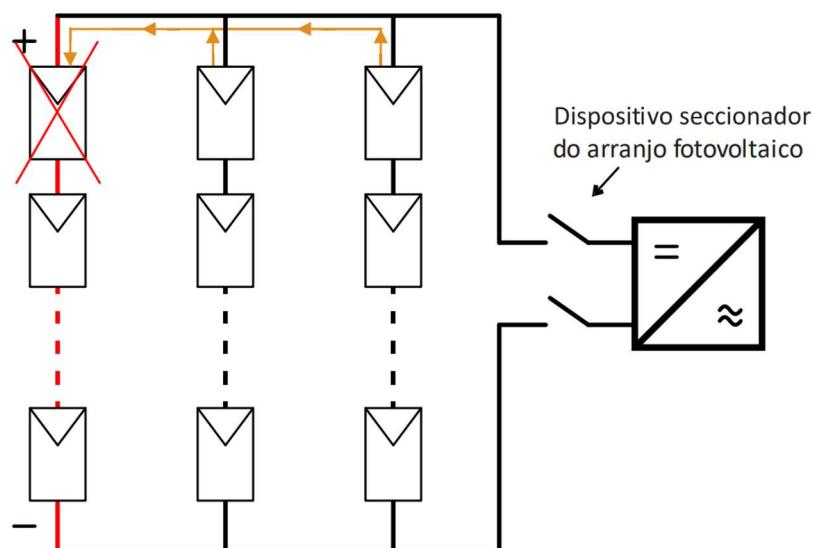
Por esse motivo, diodos de bloqueio não são utilizados dentro dos módulos. Sua aplicação é reservada para quando séries de módulos fotovoltaicos são paralelizadas, formando um arranjo fotovoltaico. Nesses arranjos, um diodo de bloqueio é instalado em cada série de módulos, aproveitando o fácil acesso aos cabos e conectores para evitar os problemas de corrente reversa entre as séries [5].

O diodo de bloqueio deve ser levado em consideração, pois a operação da célula como carga, dissipando a potência gerada, resulta em um aquecimento excessivo e localizado. Esta sobrecarga térmica não apenas reduz a eficiência, mas também

provoca danos permanentes ao módulo fotovoltaico, como microfissuras e falhas no encapsulamento. Se essa situação se mantiver de forma recorrente, o resultado é uma degradação acelerada da célula e um comprometimento prematuro da confiabilidade e da longevidade do módulo fotovoltaico.

A partir da análise detalhada da física da célula fotovoltaica, de sua operação no quarto quadrante e dos mecanismos de proteção empregados, pode-se definir a corrente reversa como o fluxo de corrente no sentido contrário ao fluxo de corrente de operação normal de um módulo fotovoltaico. A corrente reversa surge a partir de uma diferença de potencial entre as séries fotovoltaicas conectadas em paralelo, onde a série fotovoltaica com menor tensão, chamada de série fotovoltaica defeituosa, passa a se comportar como carga e recebe as correntes geradas pelas demais séries fotovoltaicas em paralelo como mostra a Figura 12. A ABNT NBR 16690 orienta que nenhuma das séries fotovoltaicas conectadas em paralelo deva possuir uma tensão de circuito aberto com um decréscimo de mais de 5% em relação as demais [6].

Figura 12 – Corrente reversa fluindo para a série com um módulo defeituoso.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

A corrente reversa em arranjos fotovoltaicos é um fenômeno predominantemente associado a condições anormais ou falhas no sistema. Suas principais causas incluem falhas nos diodos de passagem, curto-círcuito em um ou mais módulos de uma série

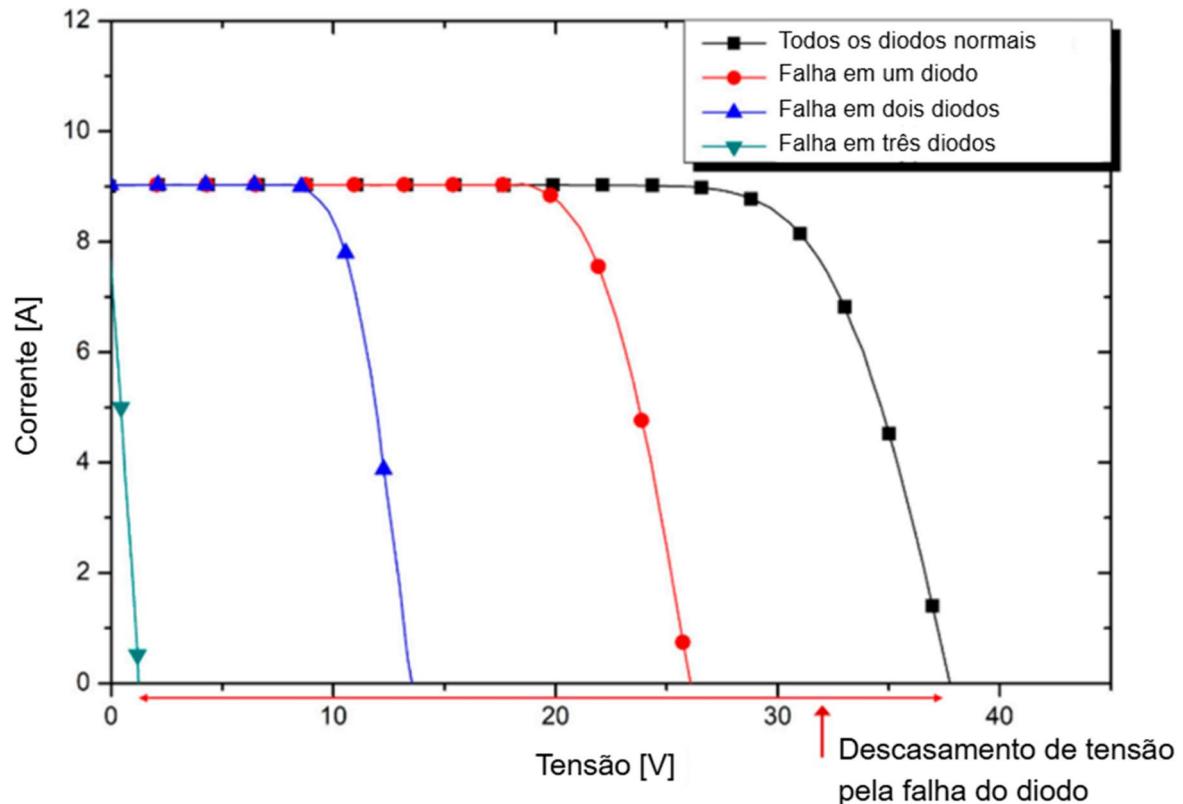
fotovoltaica, curto-círcito interno entre as células dos módulos, falhas de aterramento, ou erros de instalação, como a conexão em paralelo de uma série fotovoltaica com um número de módulos menor que as demais.

Pequenos descasamentos de tensão entre séries fotovoltaicas tendem a gerar apenas correntes reversas de baixa magnitude, normalmente inferiores às correntes de MPP das séries iluminadas e em operação normal. Nessas condições, a série afetada passa a operar como carga com valores reduzidos de corrente, insuficientes para provocar sobrecorrentes reversas danosas. Por outro lado, situações de descasamento permanente, decorrentes de curto-círcito ou falhas, podem resultar em correntes reversas superiores à corrente de MPP das séries saudáveis. Dessa forma, fatores operacionais e naturais, como a incompatibilidade entre módulos, o sombreamento parcial ou o acúmulo de sujeira, que causam descasamentos de tensão entre séries, raramente são responsáveis por induzir correntes reversas de magnitude significativa ou perigosa a ponto de ocasionar danos aos módulos [4] [7].

Adicionalmente, é recorrente a interpretação equivocada de que o diodo de passagem, incorporado à caixa de junção dos módulos fotovoltaicos, teria a função de prevenir diretamente a circulação de corrente reversa. Na realidade, sua função primordial consiste em prover um caminho alternativo à corrente em condições de sombreamento parcial. Dessa forma, a atuação dos diodos de passagem apresenta relação limitada com a prevenção de correntes reversas expressivas ou com a variação da tensão de circuito aberto das séries fotovoltaicas.

Quando há módulos fotovoltaicos com diodos de passagem em curto-círcito, os desbalanceamentos de tensão entre as séries fotovoltaicas em condição de circuito aberto tornam-se significativamente mais pronunciados, favorecendo a ocorrência de circulação de corrente reversa. A Figura 13 abaixo apresenta as curvas características I-V de um módulo fotovoltaico com diodos de passagem danificados. Observa-se que a tensão de circuito aberto do módulo é reduzida entre 30% e 90%, dependendo da quantidade de diodos comprometidos. Esse comportamento evidencia que a presença de módulos defeituosos em uma série fotovoltaica pode originar diferenças de tensão suficientemente elevadas para induzir correntes reversas de magnitude perigosa, com potencial de causar danos térmicos ou elétricos aos módulos afetados [4].

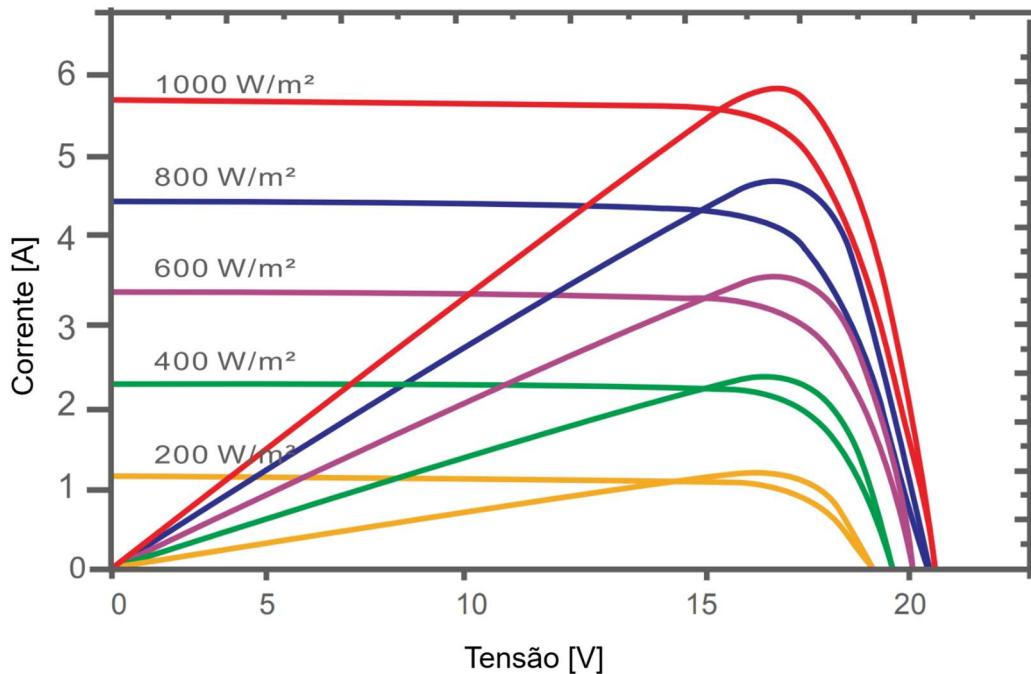
Figura 13 – Falha dos diodos de passagem.



Fonte: Adaptado de [4].

O impacto do sombreamento em uma série fotovoltaica pode ser analisado, na ausência de diodos de passagem, por meio das curvas I-V e P-V, considerando diferentes níveis de irradiância. Quando o arranjo não está conectado ao inversor, o sombreamento de uma série fotovoltaica não causa uma redução na sua tensão de circuito aberto. Em contrapartida, durante a operação do inversor, observa-se que a série fotovoltaica continua a operar no primeiro quadrante (como gerador), conforme ilustrado na Figura 14, mesmo sob uma irradiância de  $200 \text{ W/m}^2$ . Isso ocorre porque, no MPP, a corrente permanece positiva. A operação no quarto quadrante (como carga), com o consequente surgimento de corrente reversa, é verificada apenas em situações de irradiância próxima de zero.

Figura 14 – Curvas I-V e P-V para diferentes irradiâncias.



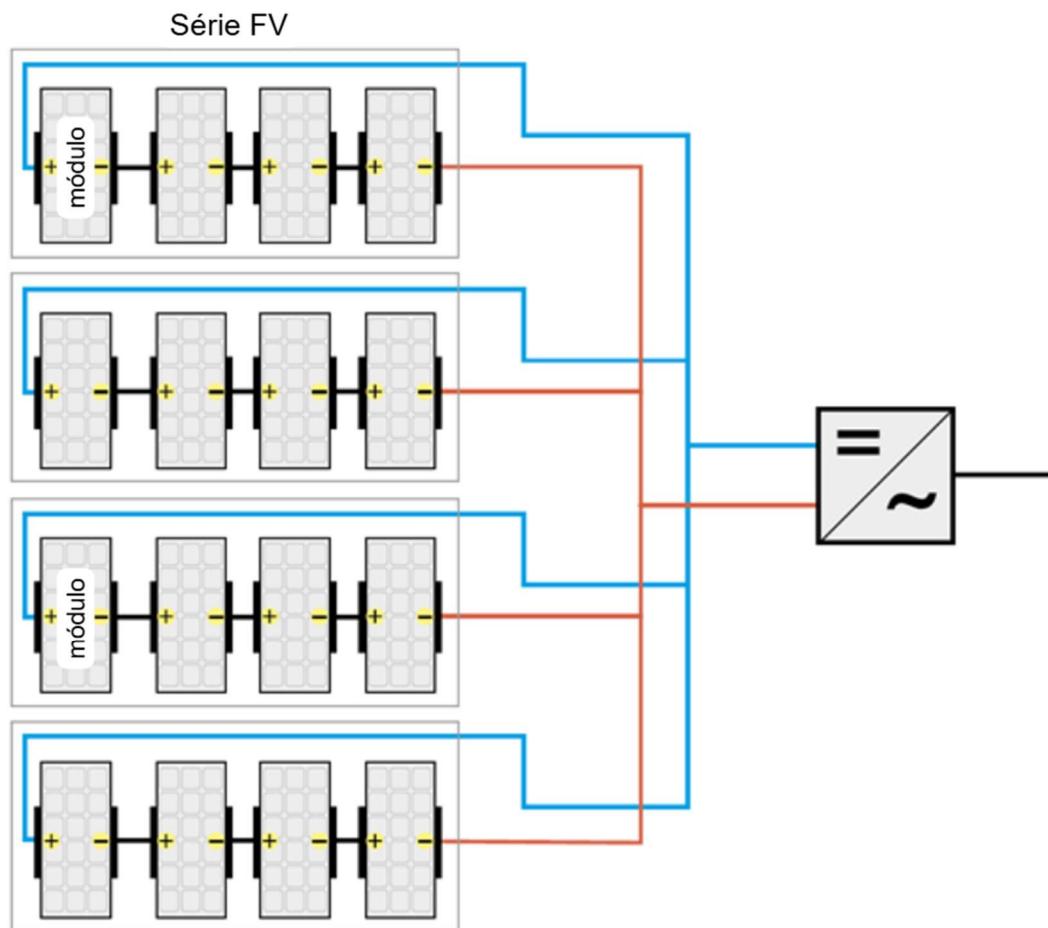
Fonte: Adaptado de [14].

A corrente reversa não ocorre em todos os arranjos fotovoltaicos. Em sistemas de pequeno porte, é comum o uso de inversores com múltiplas entradas MPPT, permitindo a conexão de uma única série fotovoltaica por entrada. Essa configuração elimina o paralelismo entre séries e, consequentemente, o risco de circulação de corrente reversa. De forma semelhante, os microinversores instalados diretamente nos módulos também dispensam o paralelismo, já que cada módulo opera de forma independente no seu MPP. Essas soluções são amplamente aplicadas em sistemas residenciais e em edificações com restrições de área, onde os módulos precisam ser instalados com diferentes orientações e inclinações, como em telhados de duas quedas d'água, por exemplo.

Em plantas de pequeno porte, também é possível utilizar um inversor central único, conforme Figura 15, no qual todas as séries são conectadas em paralelo a uma mesma entrada MPPT [10]. Nessa configuração, recomenda-se que os módulos sejam do mesmo fabricante e modelo, que cada série possua a mesma quantidade de módulos e que todos sejam instalados com orientação e inclinação idênticas, reduzindo desbalanceamentos de tensão e evitando correntes reversas [6]. Embora economicamente atrativa, essa solução é mais suscetível a perdas de desempenho

em situações de sombreamento parcial ou falha em uma das séries, além de exigir maior atenção à proteção contra correntes reversas.

Figura 15 – Arranjo fotovoltaico com o único inversor.



Fonte: Adaptado de [10].

Com base na literatura técnica recente sobre topologias de inversores em plantas fotovoltaicas de médio e grande porte, observa-se uma evolução significativa em relação às configurações tradicionalmente adotadas. Em plantas de médio porte, tornou-se predominante o uso de inversores com múltiplas entradas MPPT, nos quais grupos de séries fotovoltaicas com características elétricas semelhantes são conectados a um mesmo inversor, porém rastreados de forma independente por MPPTs distintos [15]. Essa arquitetura preserva o controle individual do MPP, ao mesmo tempo em que reduz a quantidade total de inversores instalados, aumentando

a confiabilidade operacional e facilitando o monitoramento do sistema. Além disso, perdas associadas a sombreamento parcial, degradação desigual dos módulos ou falhas localizadas tendem a ficar restritas aos MPPTs afetados, sem comprometer significativamente o desempenho global da planta [16].

Em usinas fotovoltaicas de grande porte, a tendência atual aponta para arquiteturas distribuídas, nas quais o campo fotovoltaico é dividido em subcampos, cada um atendido por inversores de potência intermediária em relação aos inversores centrais tradicionais, geralmente inversores de *string* de alta potência ou inversores multicentrals, equipados com múltiplos MPPTs e diversas séries conectadas em paralelo por entrada [15] [17]. Os inversores de *string* são dispositivos que realizam a conversão CC–CA a partir de conjuntos de séries fotovoltaicas, dispondo de múltiplos MPPTs, o que permite o agrupamento de séries fotovoltaicas com características elétricas semelhantes e maior flexibilidade frente a variações de orientação, sombreamento ou degradação. Já os inversores multicentrals representam uma solução intermediária entre os inversores *string* e os inversores centrais clássicos, combinando potências unitárias elevadas com uma arquitetura modular e múltiplos MPPTs, reduzindo o impacto de falhas individuais e melhorando a disponibilidade do sistema quando comparados aos inversores centrais de grande capacidade.

Nos sistemas de grande porte com inversores centralizados, onde várias séries são conectadas em paralelo, torna-se indispensável a instalação de dispositivos de proteção contra corrente reversa em cada série. Essa proteção pode ser implementada com disjuntores termomagnéticos, fusíveis ou diodos de bloqueio, preferencialmente do tipo Schottky, devido à menor queda de tensão [10].

O caso analisado neste trabalho, referente ao surgimento de correntes reversas, está associado a situações em que um ou mais módulos de uma série fotovoltaica entram em curto-círcuito. Essa condição pode resultar de um defeito interno no próprio módulo ou de falhas similares, como problemas de aterramento. Outro cenário semelhante ocorre em decorrência de erros de instalação, quando uma das séries fotovoltaicas é montada com um número reduzido de módulos em relação às demais. Embora essa falha pareça improvável, em sistemas fotovoltaicos de grande porte, que podem conter centenas ou até milhares de séries, a probabilidade de ocorrência torna-se significativa.

Quando ocorre o curto-círcuito, a série fotovoltaica afetada passa a apresentar tensão inferior à das demais séries conectadas em paralelo, resultando em um desbalanceamento elétrico. Essa diferença de potencial pode provocar o surgimento de um fluxo de corrente no sentido oposto ao da operação normal, caracterizando o fenômeno da corrente reversa. Durante o funcionamento do inversor, o MPPT responsável pelo arranjo onde se encontra a série defeituosa ajusta a tensão do sistema até que seja atingida uma condição de equilíbrio operacional. Nessa condição, as demais séries podem passar a operar em uma tensão inferior à ideal, reduzindo sua potência gerada e contribuindo para mitigar a atuação da série defeituosa como carga sobre o arranjo [7].

Observa-se que a série com falha continua a produzir energia, ainda que com redução proporcional à quantidade de módulos que saíram de operação. Dessa forma, o sistema mantém-se estável, evitando-se a ocorrência de correntes reversas de magnitude danosa, porém com diminuição da eficiência global do arranjo fotovoltaico. Ressalta-se, portanto, a importância de uma identificação e correção imediata da falha, a fim de restabelecer as condições ideais de operação e garantir o desempenho energético adequado do sistema.

Ao desconectar o arranjo fotovoltaico do inversor, deixa de existir o controle de tensão realizado pelas entradas MPPT. Nesse momento, as tensões dos módulos passam a corresponder às suas tensões de circuito aberto, valores que podem ser consultados nos datasheets dos respectivos fabricantes. A tensão total de cada série fotovoltaica passa a ser a soma das tensões de circuito aberto dos módulos que a compõem. Entretanto, em uma série defeituosa, isto é, quando há módulos em curto-círcuito, a tensão de cada módulo afetado é reduzida em relação à sua tensão de circuito aberto, resultando em uma diferença significativa de tensão entre as séries do arranjo.

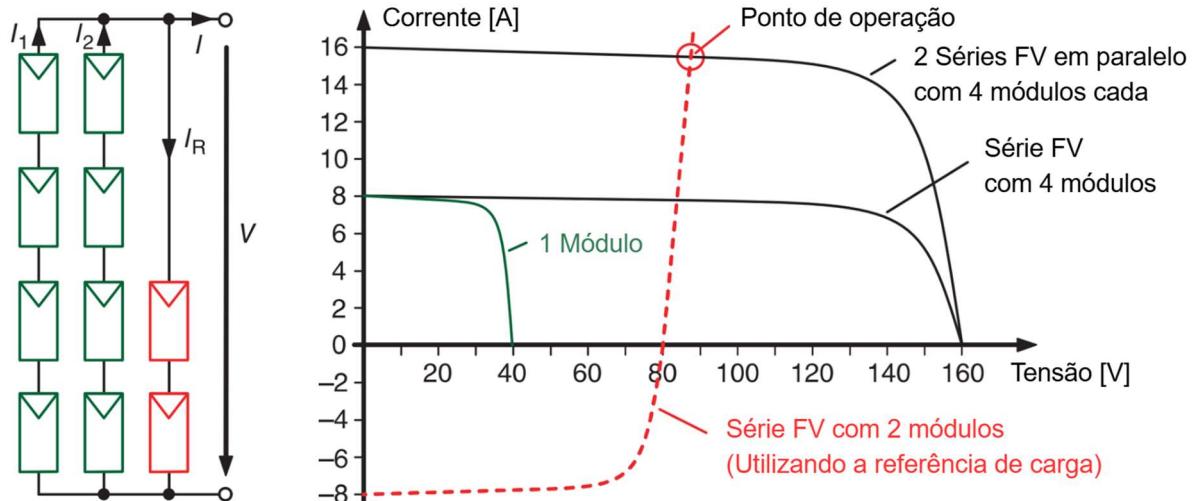
Nessas condições, a série fotovoltaica defeituosa passa a ser vista pelas demais como uma carga. Assim, a corrente gerada pelas outras séries em paralelo começa a circular pela série defeituosa, caracterizando a ocorrência de corrente reversa. Quanto maior o número de séries fotovoltaicas conectadas em paralelo, maior será a corrente reversa na série defeituosa. Da mesma forma, quanto maior o número de módulos em curto-círcuito dentro dessa série, maior será a corrente que flui a partir das demais

séries, podendo atingir valores próximos à corrente de curto-circuito do módulo. Essa corrente também pode ser obtida nos datasheets dos módulos fotovoltaicos.

A Figura 16 a seguir ilustra o efeito da corrente reversa em um arranjo fotovoltaico com séries em paralelo, destacando a diferença de comportamento entre uma série íntegra e outra defeituosa. Observa-se que, enquanto as séries com módulos em bom estado mantêm a característica típica de geração, a série com menor tensão, resultante da presença de módulos em curto-circuito, apresenta uma curva deslocada para a esquerda e passa a operar com corrente negativa [5].

O ponto de operação do conjunto é determinado pela interseção entre as curvas das séries em paralelo, evidenciando o fluxo de corrente reversa que circula pela série defeituosa. Nessa condição, a diferença de tensão entre as séries faz com que parte da energia gerada pelas séries saudáveis seja dissipada na série afetada, confirmando o comportamento de carga que ela assume no sistema.

Figura 16 – Corrente reversa no caso de descasamento.



Fonte: Adaptado de [5].

Em termos numéricos, observa-se que cada módulo apresenta uma tensão de circuito aberto de aproximadamente 40 V e uma corrente de curto-circuito de 8 A. Assim, as séries fotovoltaicas compostas por quatro módulos íntegros possuem uma tensão de circuito aberto total quatro vezes maior, enquanto a série defeituosa, com apenas dois módulos operando, atinge apenas o dobro desse valor.

A tensão de operação do arranjo situa-se entre a tensão de circuito aberto da série defeituosa e a das séries normais, refletindo o desequilíbrio de tensão entre elas. Caso um terceiro módulo da série defeituosa também entrasse em curto-circuito, sua tensão de circuito aberto se reduziria ao valor de um único módulo, deslocando o ponto de operação ainda mais para a região próxima à corrente de curto-circuito. Considerando a presença de duas séries conectadas em paralelo com a série que apresenta falha, a corrente reversa que circula por esta se aproxima de duas vezes a corrente de curto-circuito de um módulo, atingindo cerca de 16 A. Em outras palavras, cada série íntegra passa a alimentar a série defeituosa com um valor de corrente próximo à corrente de curto-circuito. Assim, cada série adicional conectada em paralelo contribui para o aumento dessa corrente reversa.

Pode-se supor que a corrente reversa ocorra apenas quando o inversor é desconectado do arranjo fotovoltaico, para uma possível manutenção, por exemplo, desativando o controle de tensão exercido pelo MPPT. No entanto, uma situação equivalente pode ocorrer quando a irradiação solar é muito baixa e a tensão DC do arranjo não atinge a tensão mínima de partida ou a tensão mínima de operação, o inversor entra em um estado de "Espera" ou "Desligamento". O que acontece nesse estado de espera, é que o inversor para de consumir corrente do arranjo fotovoltaico, pois seus circuitos de potência chaves e transistores que fazem a conversão DC/AC não estão ativos. Ao cessar o consumo de corrente, o arranjo fotovoltaico opera essencialmente na sua tensão de circuito aberto. Assim, mesmo sem a desconexão do inversor, podem surgir condições favoráveis ao aparecimento de corrente reversa entre as séries do arranjo FV caso existam diferenças significativas de tensão.

## 2.1 Especificações técnicas

A ABNT NBR 16690 é uma norma técnica que estabelece as diretrizes para o correto dimensionamento e execução das instalações elétricas de sistemas fotovoltaicos. Seu conteúdo abrange aspectos essenciais do projeto, como a seleção e o dimensionamento de condutores, a aplicação de dispositivos de proteção e de manobra, bem como as medidas de aterramento e equipotencialização do arranjo. Esses requisitos garantem que os sistemas sejam projetados de forma segura,

eficiente e em conformidade com as boas práticas de engenharia, considerando as particularidades da corrente contínua e da conversão fotovoltaica de energia solar.

O escopo da norma comprehende todas as partes do arranjo fotovoltaico até o ponto anterior aos dispositivos de armazenamento de energia, unidades de condicionamento de potência (inversores) e cargas elétricas. O objetivo principal da norma é estabelecer requisitos de segurança voltados às características próprias dos sistemas fotovoltaicos, assegurando a integridade das pessoas, dos equipamentos e das instalações.

Para assegurar a máxima eficiência e o melhor desempenho de um arranjo fotovoltaico, a ABNT NBR 16690, em consonância com a IEC 62548-1, recomenda a redução do descasamento de parâmetros (*mismatch*) entre os módulos. Para atingir esse objetivo, a principal diretriz é que todos os módulos fotovoltaicos conectados a um mesmo MPPT de uma unidade de condicionamento de potência (UCP) utilizem a mesma tecnologia e que todas as séries fotovoltaicas tenham o mesmo número de módulos. Além disso, é crucial que estes módulos possuam características elétricas similares, como corrente de curto-círcuito, tensão de circuito aberto, potência máxima, tensão e corrente de máxima potência, além dos coeficientes de temperatura [6] [18].

Também enfatiza que essas diretrizes de projeto são particularmente importantes ao substituir módulos ou modificar um arranjo fotovoltaico já existente, pois a inclusão de um componente com características distintas pode impactar negativamente todo o sistema. Outro ponto fundamental é que as séries fotovoltaicas conectadas em paralelo interligadas ao MPPT devem ter a mesma orientação (azimute) e inclinação, admitindo-se uma tolerância de  $\pm 5^\circ$  para ambos os parâmetros. No entanto, módulos ou grupos de módulos conectados a um MPPT distinto podem ser orientados e inclinados de maneira independente, contanto que o projeto geral cumpra com os parâmetros de projeto recomendados pelos fabricantes dos equipamentos utilizados [6].

Em complemento à ABNT NBR 16690, a ABNT NBR 5410 estabelece requisitos específicos de proteção contra sobrecorrente aplicáveis aos módulos fotovoltaicos. Dentre esses requisitos, destaca-se a importância da coordenação adequada entre os condutores e os dispositivos de proteção, fator essencial para garantir a segurança e o desempenho do sistema. Para assegurar a proteção dos condutores contra

sobrecargas, as características de atuação do dispositivo de proteção devem ser definidas de modo que sua corrente nominal seja superior à corrente de projeto do circuito, porém inferior à capacidade de condução de corrente dos condutores [19].

A ABNT NBR 16690 estabelece que a sobrecorrente pode ocorrer devido à soma das correntes provenientes de diferentes origens, tais como: múltiplas ligações em paralelo de séries fotovoltaicas, determinados tipos de inversores aos quais essas séries estão conectadas e/ou fontes externas que possam injetar corrente adicional no circuito. A necessidade dessa abordagem de proteção decorre da própria natureza dos módulos fotovoltaicos, que possuem uma limitação natural de corrente. Por essa razão, os valores de corrente de sobrecarga e de curto-círcuito são muito próximos. Em arranjos com múltiplas séries fotovoltaicas em paralelo, a sobrecorrente máxima que uma série fotovoltaica defeituosa pode receber é aproximadamente igual à soma das correntes de curto-círcuito das séries fotovoltaicas saudáveis remanescentes. Essa corrente resultante, no entanto, costuma ser drasticamente superior à corrente de operação de um módulo FV, o que exige dispositivos de proteção ajustados para essa característica particular [6].

A norma também estabelece que os dispositivos de proteção contra sobrecorrente destinados à proteção dos módulos fotovoltaicos devem ser selecionados de modo que atuem em um tempo máximo de duas horas quando submetidos a uma corrente equivalente a 135% de sua corrente nominal. Essa exigência está relacionada à suportabilidade térmica dos módulos fotovoltaicos diante de correntes reversas, a qual é verificada por meio de um ensaio de 2 horas especificado na IEC 61730-2. Esse ensaio é fundamental para a definição do dispositivo de proteção de corrente máxima, garantindo que o módulo suporte, sem danos, as condições térmicas impostas por correntes superiores às de operação normal [6] [20].

A norma IEC 61730-2 estabelece também uma lista de testes fundamentais com o objetivo de verificar a segurança de módulos fotovoltaicos. Para que um módulo seja considerado qualificado em termos de segurança, ele deve atender a todos os requisitos estabelecidos na IEC 61215-2 após ser submetido a estes ensaios. No total, são 56 procedimentos, conhecidos como Testes de Segurança do Módulo (MST - *Module Safety Tests*). É importante notar que alguns destes 56 MSTs são idênticos

ou derivam dos Teste de Qualificação do Módulo (MQT - *Module Quality Test*) presentes na IEC 61215-2 [20] [21].

Dentre os ensaios de segurança aplicáveis aos módulos fotovoltaicos, destaca-se o Teste de Sobrecorrente Reversa (MST 26). Os módulos FV são constituídos por materiais condutores encapsulados em um sistema de isolamento elétrico. Entretanto, em condições de falha, pode ocorrer o fluxo de corrente em sentido reverso. Nessa situação, os condutores e as células fotovoltaicas são submetidos a uma dissipação térmica intensa, até que o circuito seja interrompido por um dispositivo de proteção contra sobrecorrente, como um fusível.

O principal objetivo do MST 26 é avaliar a aceitabilidade do risco de ignição ou incêndio no módulo fotovoltaico quando exposto a essa condição crítica de falha. A aprovação nesse ensaio é essencial, pois comprova a capacidade do módulo de resistir e limitar os efeitos térmicos da sobrecorrente reversa, assegurando sua conformidade com os requisitos de segurança e mitigando o risco de incêndio em sistemas fotovoltaicos.

## 2.2 Proteção contra sobrecorrente

A proteção contra sobrecorrente no lado de corrente contínua de um sistema fotovoltaico deve ser realizada exclusivamente com dispositivos adequados para esse tipo de aplicação. Podem ser utilizados fusíveis do tipo gPV, observado na Figura 17, conforme a IEC 60269-6, ou disjuntores em conformidade com as normas ABNT NBR IEC 60947-2 ou IEC 60898-2.

O fusível é um dispositivo de proteção destinado a interromper o circuito elétrico quando a corrente ultrapassa um valor previamente estabelecido, evitando danos aos condutores, equipamentos e reduzindo riscos de incêndio. Seu funcionamento baseia-se na fusão de um elemento metálico interno quando submetido a sobrecorrente ou curto-circuito. O porta-fusível, como apresentado na Figura 18, é o componente responsável por alojar, fixar e garantir o correto contato elétrico do fusível no circuito, além de proporcionar isolamento, segurança na operação e facilidade de substituição do elemento fusível após sua atuação. O porta-fusível deve ser compatível com o tipo, corrente nominal, tensão e classe de interrupção do fusível utilizado.

Os fusíveis do tipo gPV são dispositivos de proteção especialmente desenvolvidos para sistemas fotovoltaicos, conforme a norma IEC 60269-6, sendo destinados à proteção de séries FV e arranjos de módulos fotovoltaicos contra sobrecorrentes e correntes reversas. Diferentemente dos fusíveis convencionais, os fusíveis gPV são projetados para operar sob corrente contínua (CC), suportando altas tensões típicas de sistemas fotovoltaicos e apresentando alta capacidade de interrupção. A utilização de fusíveis gPV deve ser feita em conjunto com porta-fusíveis específicos para CC, compatíveis com a tensão máxima do sistema e a corrente nominal do fusível.

É importante destacar que os dispositivos de proteção da ABNT NBR NM 60898 não são apropriados para essa finalidade, pois não foram projetados para operar em corrente contínua [22] [23] [24].

Figura 17 – Fusível do tipo gPV.



Fonte: Eaton, 2021 [25].

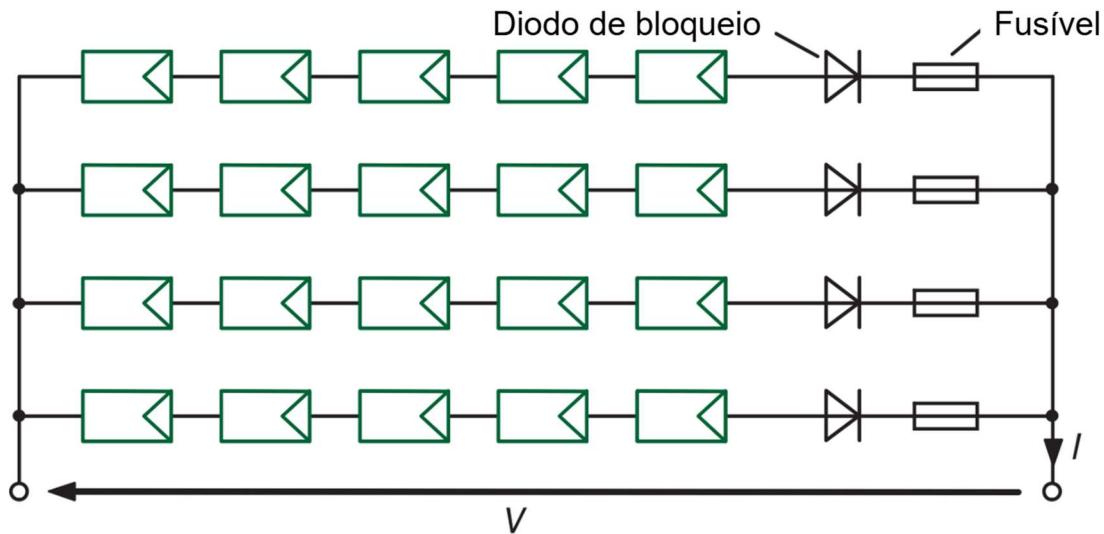
Figura 18 – Porta fusível.



Fonte: Eaton, 2021 [25].

Na Figura 19 é ilustrado um exemplo de proteção das séries fotovoltaicas, onde cada série é equipada com um fusível e um diodo de bloqueio. Os diodos de bloqueio têm a função de impedir a circulação de correntes reversas entre as séries conectadas em paralelo, prevenindo danos aos módulos e garantindo maior segurança ao sistema. No entanto, esses diodos não devem ser utilizados como substitutos dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente, uma vez que seu modo de falha mais comum é o curto-círcuito. Em sistemas que incluem baterias, é recomendada a utilização de dispositivos adicionais para evitar a circulação de corrente reversa das baterias para o arranjo fotovoltaico durante períodos sem irradiação solar, sendo os diodos de bloqueio uma das soluções possíveis para essa função [6].

Figura 19 – Possibilidade de proteção de séries FV em arranjos.



Fonte: Adaptado de [5].

A proteção contra sobrecorrentes em séries fotovoltaicas, conforme ABNT NBR 16690, deve ser usada se:

$$(S_A - 1) \times I_{SC\ MOD} > I_{MOD\ MÁX.\ OCPR} \quad (2.3)$$

Onde:

$S_A$  é o número total de séries fotovoltaicas conectadas em paralelo no arranjo fotovoltaico;

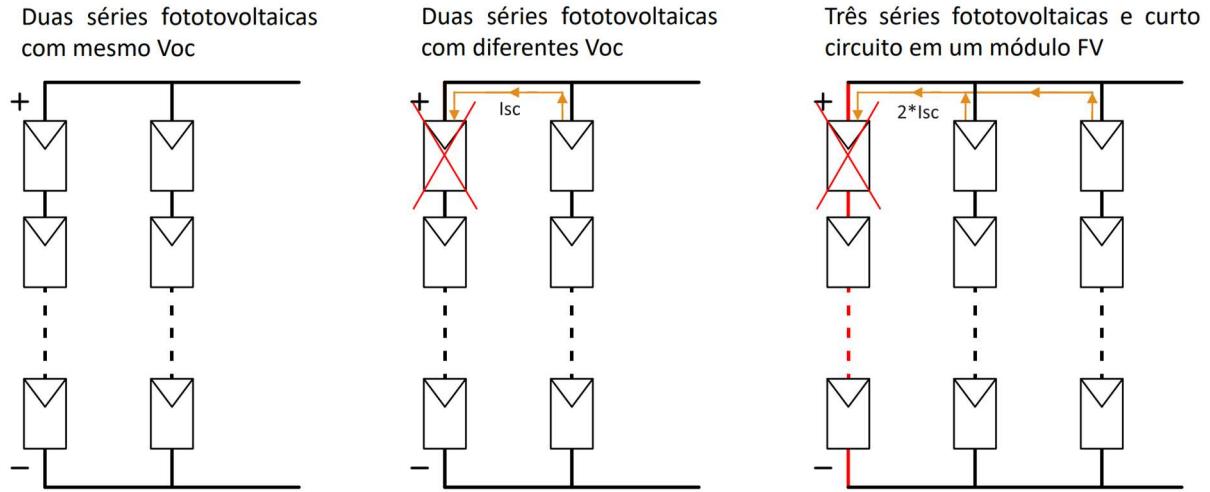
$I_{SC\ MOD}$  é a corrente de curto-círcuito do módulo fotovoltaico [A];

$I_{MOD\ MÁX.\ OCPR}$  é o valor máximo de proteção contra sobrecorrente do módulo fotovoltaico [A].

A Figura 20 ilustra diferentes condições de arranjos fotovoltaicos e seus efeitos sobre o surgimento de corrente reversa. No primeiro caso, observam-se duas séries fotovoltaicas com o mesmo valor de tensão de circuito aberto, situação em que o sistema opera de forma equilibrada, sem ocorrência de corrente reversa. No segundo caso, quando as séries apresentam tensões de circuito aberto diferentes, surge um desbalanceamento que provoca o fluxo de corrente para a série que apresenta um curto-círcito em um dos módulos. Já no terceiro caso, quando há três séries conectadas em paralelo e ocorre um curto-círcito em um dos módulos, a corrente proveniente das demais séries flui através do ponto em falha, podendo atingir aproximadamente o dobro da corrente de curto-círcuito. Conforme comentado anteriormente, quanto maior o número de módulos em curto-círcuito dentro de uma série, maior será a corrente proveniente das séries adjacentes, podendo alcançar valores próximos à corrente de curto-círcuito do módulo. Por essa razão, a ABNT NBR 16690 adota a corrente de curto-círcuito como referência na equação (2.3), já que esta condição representa o pior cenário.

O dimensionamento da proteção contra sobrecorrente em sistemas fotovoltaicos pode ser implementado de formas distintas, dependendo da configuração do arranjo. A Figura 21 apresenta a proteção individual de cada série fotovoltaica, na qual cada conjunto de módulos conectados em série é protegido por um dispositivo de proteção contra sobrecorrente (fusível ou disjuntor).

Figura 20 – Condições para o aparecimento de corrente reversa.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

O dimensionamento da proteção contra sobrecorrente segue as condições descritas pela ABNT NBR 16690, de forma que, quando requerida a proteção individual de cada série fotovoltaica, a corrente nominal do dispositivo de proteção deve satisfazer simultaneamente as seguintes inequações [6]:

$$1,5 \times I_{SC\ MOD} < I_n < 2,4 \times I_{SC\ MOD} \quad (2.4)$$

$$I_n < I_{MOD\ MÁX.\ OCPR} \quad (2.5)$$

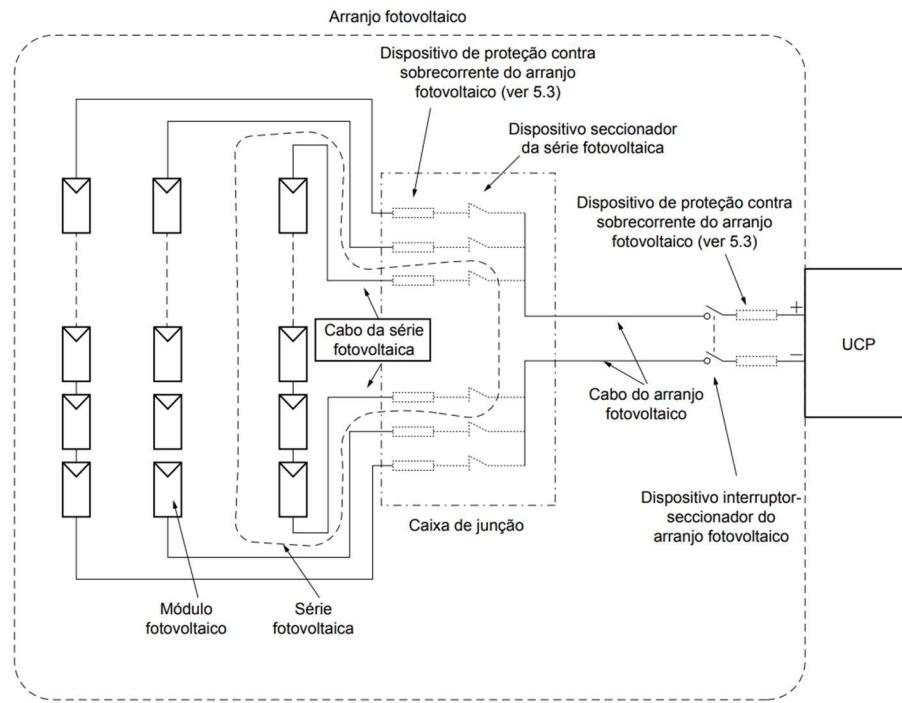
Onde:

$I_n$  é corrente nominal do dispositivo [A].

Conforme estabelecido pela ABNT NBR 16690, os fusíveis utilizados em arranjos fotovoltaicos devem ser projetados especificamente para operação em corrente contínua, possuir tensão nominal igual ou superior à tensão máxima do arranjo e ser capazes de interromper correntes de falta provenientes tanto do próprio sistema quanto de outras fontes de energia eventualmente conectadas, como baterias, geradores ou a rede elétrica. Devem ainda oferecer proteção adequada contra sobrecorrente e curto-circuito, em conformidade com a IEC 60269-6. Quando

empregados para essa finalidade, recomenda-se a utilização de chaves seccionadoras com porta-fusível, proporcionando maior segurança e praticidade nas operações de manutenção e seccionamento do circuito [6] [26].

Figura 21 – Arranjo fotovoltaico contendo proteção em cada série.



#### Legenda

- ..... elementos que não são necessários em todos os casos
- - - - encapsulamento
- - - limites do sistema ou subsistemas

Fonte: ABNT NBR 16690, 2019 [6].

No caso dos disjuntores, a norma define que os dispositivos destinados à proteção de sobrecorrente em arranjos fotovoltaicos devem atender aos requisitos das normas IEC 60898-2 ou ABNT NBR IEC 60947-2, garantindo desempenho adequado às condições de operação em corrente contínua. Esses disjuntores não devem ser sensíveis à polaridade, permitindo sua instalação em qualquer orientação de conexão, e devem ser dimensionados para realizar o seccionamento sob plena carga, além de serem capazes de interromper correntes de falta provenientes do arranjo fotovoltaico e de outras fontes associadas, como baterias, geradores ou a rede elétrica, quando presentes [6] [24] [27].

Já para os diodos de bloqueio, a ABNT NBR 16690 estabelece que, quando utilizados, devem possuir tensão nominal de pelo menos duas vezes a tensão máxima do arranjo fotovoltaico e corrente nominal mínima equivalente a 1,4 vezes a corrente de curto-círcuito nas condições de STC do circuito ao qual se destinam. Devem também ser instalados de forma que nenhuma parte energizada permaneça exposta, assegurando proteção contra choques elétricos, e contar com proteção contra degradação por fatores ambientais, como umidade, poeira e variações térmicas, de modo a preservar a confiabilidade e o desempenho do sistema ao longo de sua vida útil [6].

### **2.3 Simulação**

A análise da corrente reversa em arranjos fotovoltaicos envolve fenômenos elétricos associados a condições de falha que dificilmente podem ser reproduzidas de forma sistemática por meio de ensaios experimentais em larga escala. Testes experimentais desse tipo demandam alto custo, infraestrutura específica e estão sujeitos a riscos de degradação térmica dos módulos. Nesse contexto, a simulação computacional consolida-se como uma ferramenta essencial para a investigação do comportamento elétrico de sistemas fotovoltaicos sob condições anormais de operação [7].

O modelo de simulação empregado neste trabalho não foi desenvolvido originalmente, sendo baseado em um modelo já consolidado e difundido, disponibilizado no ambiente MATLAB/Simulink por meio do bloco clássico PV Array, pertencente à biblioteca Simscape Electrical – Specialized Power Systems.

O bloco PV Array implementa um modelo elétrico fundamentado no modelo de diodo único, incluindo resistências série e paralela, capaz de representar o comportamento estático de módulos fotovoltaicos a partir de parâmetros extraídos das folhas de dados dos fabricantes. Trata-se de um modelo amplamente utilizado em estudos acadêmicos e técnicos para a análise do desempenho elétrico de arranjos fotovoltaicos, incluindo investigações relacionadas a condições de descasamentos, falhas e operação sob condições não uniformes.

Embora exista uma tendência de migração para modelos baseados no ambiente *Simscape* físico, o bloco clássico PV Array permanece funcional, validado e empregado em trabalhos da literatura, especialmente em análises cujo foco está nos efeitos elétricos em regime permanente. Dessa forma, sua utilização mostra-se adequada aos objetivos deste estudo, que se concentram na avaliação dos fenômenos elétricos associados à ocorrência de corrente reversa em arranjos fotovoltaicos.

A partir do bloco PV Array, foram modeladas séries fotovoltaicas compostas por módulos conectados em série, e, posteriormente, arranjos com múltiplas séries conectadas em paralelo, reproduzindo a topologia típica de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Essa configuração permite analisar o surgimento de diferenças de potencial entre séries paralelas, condição fundamental para o aparecimento da corrente reversa.

A literatura técnica apresenta estudos relevantes acerca da ocorrência de corrente reversa em arranjos fotovoltaicos. Vargas et al. (2015) investigam esse fenômeno sob a perspectiva das perdas por descasamento, falhas de fusíveis e condições operacionais não uniformes, empregando modelos detalhados aplicados a sistemas fotovoltaicos de grande porte .

De forma complementar, Shin et al. (2019) combinam simulações computacionais e experimentos laboratoriais para analisar a circulação de corrente reversa associada a falhas de diodos de passagem, sombreamento severo e anomalias no funcionamento de inversores. Nesses estudos, são utilizados modelos implementados no ambiente MATLAB/Simulink para avaliar o fluxo de corrente entre séries fotovoltaicas submetidas a condições de descasamento de tensão, permitindo a caracterização dos mecanismos que favorecem o surgimento da corrente reversa.

Entretanto, não foram identificados trabalhos que explorem de forma sistemática a quantificação da corrente reversa em função simultânea do número de módulos em curto-circuito em uma série fotovoltaica e do número de séries conectadas em paralelo, com foco direto no suporte ao dimensionamento de dispositivos de proteção conforme critérios normativos. Dessa forma, o presente trabalho contribui ao explorar um recorte específico ainda pouco abordado na literatura, com aplicação direta ao contexto normativo brasileiro.

Ressalta-se que o modelo utilizado não contempla efeitos térmicos detalhados, degradação progressiva dos materiais semicondutores ou ruptura física de diodos de passagem. Tais fenômenos exigiriam modelos mais complexos, com acoplamento eletrotérmico e validação experimental específica.

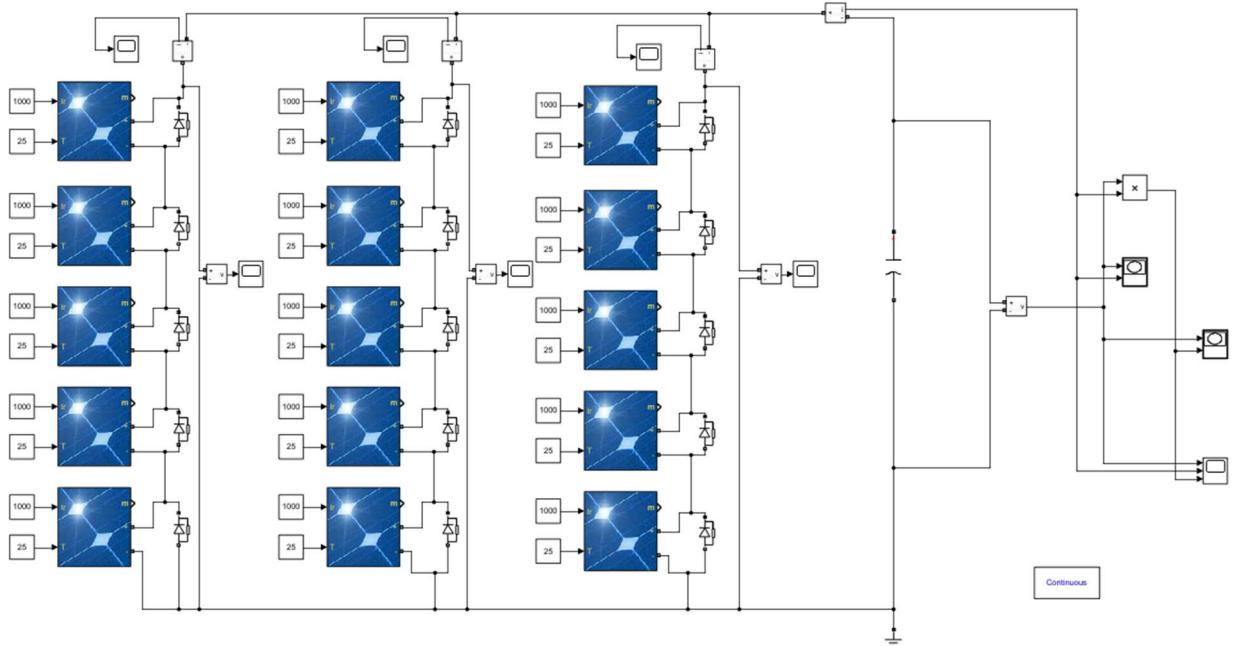
Todavia, considerando que o objetivo deste trabalho é quantificar a magnitude da corrente reversa em função da topologia do arranjo e do número de falhas, fornecendo subsídios para o dimensionamento de dispositivos de proteção, o uso do bloco PV Array clássico mostrou-se adequado, coerente e alinhado com abordagens na literatura técnica.

### 3 DESENVOLVIMENTO

Para analisar o comportamento da corrente reversa em arranjos fotovoltaicos sob diversas condições de falha, optou-se pela modelagem e simulação computacional utilizando o MATLAB/Simulink. Essa metodologia foi selecionada por permitir a observação precisa e controlada dos fenômenos elétricos, além de reproduzir a dinâmica do sistema sem os riscos e custos inerentes aos ensaios experimentais de campo.

As simulações desenvolvidas servirão como uma ferramenta para validar os conceitos teóricos e as equações propostas pela literatura acadêmica e pelas normas vigentes, além de fornecer subsídios para o dimensionamento adequado dos dispositivos de proteção, contribuindo para a otimização e segurança dos sistemas.

Figura 22 – Arranjo FV simulado.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

Os circuitos simulados, cuja topologia básica é ilustrada na Figura 22, foram desenvolvidos com blocos do Simscape Electrical para representar um arranjo fotovoltaico composto por múltiplas séries conectadas em paralelo. O modelo de simulação foi construído utilizando blocos de módulos fotovoltaicos, juntamente com

um diodo de passagem. As condições de operação foram definidas por meio de duas constantes, estabelecendo a irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$  e a temperatura de  $25^\circ\text{C}$ , em conformidade com as Condições Padrão de Teste (STC).

Para mensurar as diferentes situações aplicadas ao arranjo, blocos de medição de corrente foram inseridos em série com cada série fotovoltaica e na saída do arranjo. Similarmente, blocos de medição de tensão foram conectados em paralelo a cada série e na saída geral. A potência do arranjo foi obtida através de um bloco de produto, que multiplica a tensão e a corrente de saída. Para a visualização gráfica e análise das formas de onda de tensão, corrente e potência em função do tempo, foram utilizados blocos Scope. Além disso, dois geradores de gráficos xy foram empregados para plotar as curvas características I-V e P-V do arranjo fotovoltaico.

Para simular a condição de circuito aberto (que representa o inversor desligado, em espera ou desconectado), foi utilizado um capacitor em vez de um bloco de circuito aberto. O capacitor é necessário para evitar erros de simulação comuns a essa topologia. O bloco de terra forneceu a referência elétrica necessária para o arranjo.

Tabela 1 – Dados do módulo CS6W-550MS.

Categoria	Valor / Especificação
Modelo	CS6W-550MS
Potência nominal (STC)	550 W
Eficiência do módulo (STC)	21,3 %
Tensão em operação (STC)	41,7 V
Corrente em operação (STC)	13,2 A
Tensão de circuito aberto (STC)	49,6 V
Corrente de curto-circuito (STC)	14,0 A
Tensão máxima suportada	1500 V
Corrente máxima do fusível em série	25 A
Tipo de célula	Monocristalina PERC
Configuração das células	144 células em série
Caixa de junção (J-Box)	IP68, 3 diodos de passagem
Certificações	IEC 61215, IEC 61730, UL 61730, CE, INMETRO, ISO 9001/14001/45001

Fonte: Adaptado de [28].

Os arranjos fotovoltaicos simulados foram modelados com base no módulo Canadian Solar HiKu6 CS6W-550MS, cujas características elétricas em Condições Padrão de Teste (STC) são apresentadas na Tabela 1.

Cada série fotovoltaica é composta por cinco módulos conectados em série, resultando em uma tensão de circuito aberto aproximada de 248 V ( $5 \times 49,6$  V) e uma tensão de máxima potência de 208,5 V ( $5 \times 41,7$  V). A corrente da série é equivalente à corrente de um módulo individual, apresentando valores de 13,2 A em máxima potência e 14 A em condição de curto-circuito. A potência gerada pela série fotovoltaica na condição de máxima potência é de aproximadamente 2750 W, resultante da soma das potências dos cinco módulos conectados em série.

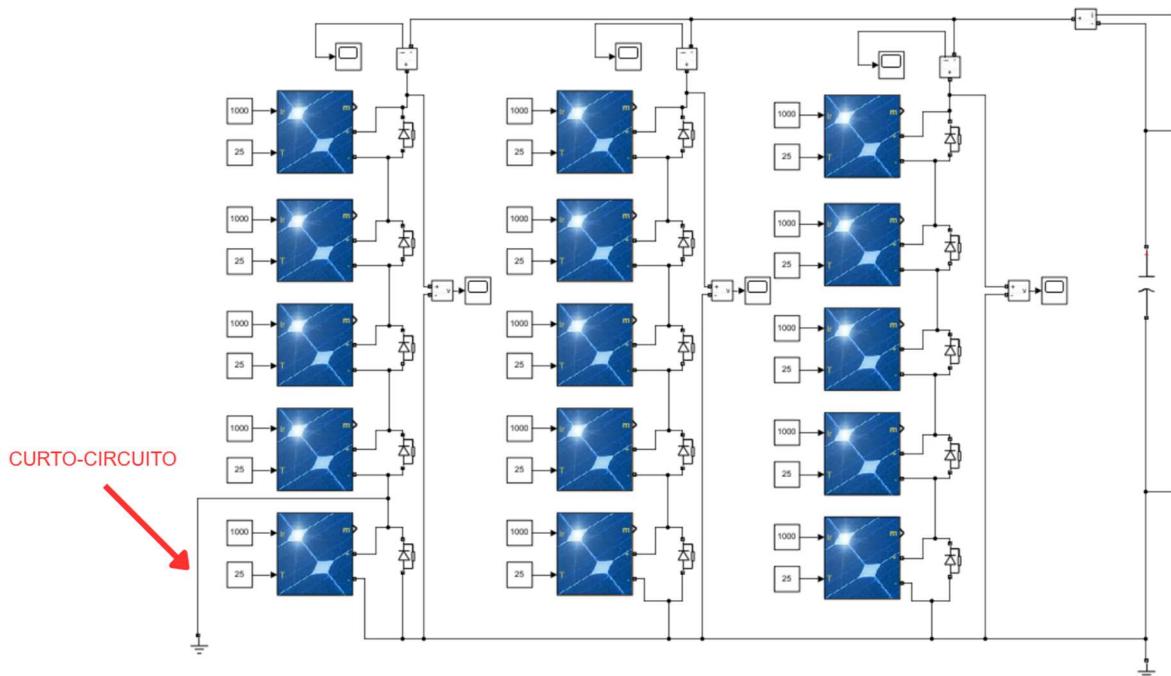
No arranjo fotovoltaico formado por três séries conectadas em paralelo, a tensão do arranjo permanece constante (248 V em circuito aberto e 208,5 V em máxima potência), enquanto as correntes se somam. Assim, a corrente de máxima potência do arranjo é de aproximadamente 39,6 A, podendo atingir 42 A em curto-circuito. A potência nominal total do sistema, nesse caso, é de 8250 W.

Quando ocorre o curto-circuito de um módulo, sua tensão é reduzida para valores próximos de 0 V, fazendo com que a tensão total da série corresponda à soma das tensões dos módulos remanescentes. Nessa condição, a corrente flui através dos diodos de passagem, provocando um desbalanceamento de tensão entre as séries fotovoltaicas. O resultado é uma redução da potência total do arranjo, proporcional à perda de tensão na série defeituosa. Esse cenário pode ocorrer com o inversor em operação, quando o algoritmo MPPT atua ajustando a tensão de operação do sistema de modo a buscar um ponto de equilíbrio que maximize a potência total e compense, ao menos parcialmente, a diferença de potencial entre as séries, contribuindo para limitar o surgimento de corrente reversa.

Contudo, quando o arranjo se encontra desconectado do inversor, seja por manutenção, falha ou desligamento, o comportamento elétrico do sistema se altera substancialmente. A série com tensão reduzida passa a ser vista como uma carga pelas demais séries em paralelo, e a corrente gerada pelos módulos íntegros passa a fluir integralmente para a série defeituosa. O sistema atinge então uma nova condição de equilíbrio, na qual a tensão de circuito aberto global é reduzida e a corrente reversa atinge seu valor máximo.

Para representar essa condição em ambiente de simulação, o curto-circuito de um módulo foi implementado conectando-se um bloco de terra ao seu terminal de saída, conforme mostrado na Figura 23. O mesmo procedimento foi repetido para simular o aumento no número de módulos em curto-circuito dentro de uma série.

Figura 23 – Simulação do arranjo com um curto-circuito em uma das séries FV.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

Na primeira etapa das simulações, analisou-se o comportamento do arranjo fotovoltaico em condição de operação normal, composto por três séries conectadas em paralelo, todas com os módulos operando adequadamente. Em seguida, foram introduzidas falhas progressivas em uma das séries, simulando o curto-circuito de um, dois, três e até quatro módulos, com o objetivo de avaliar o impacto dessas falhas sobre os parâmetros elétricos do sistema, incluindo o MPP, a tensão de circuito aberto no equilíbrio e a corrente reversa resultante.

Na segunda etapa, o arranjo inicial, formado por três séries em paralelo, foi expandido para quatro, cinco e seis séries, mantendo-se apenas um módulo em curto-circuito em uma das séries. Essa variação teve como finalidade quantificar a influência do aumento do número de ramos paralelos na magnitude da corrente reversa,

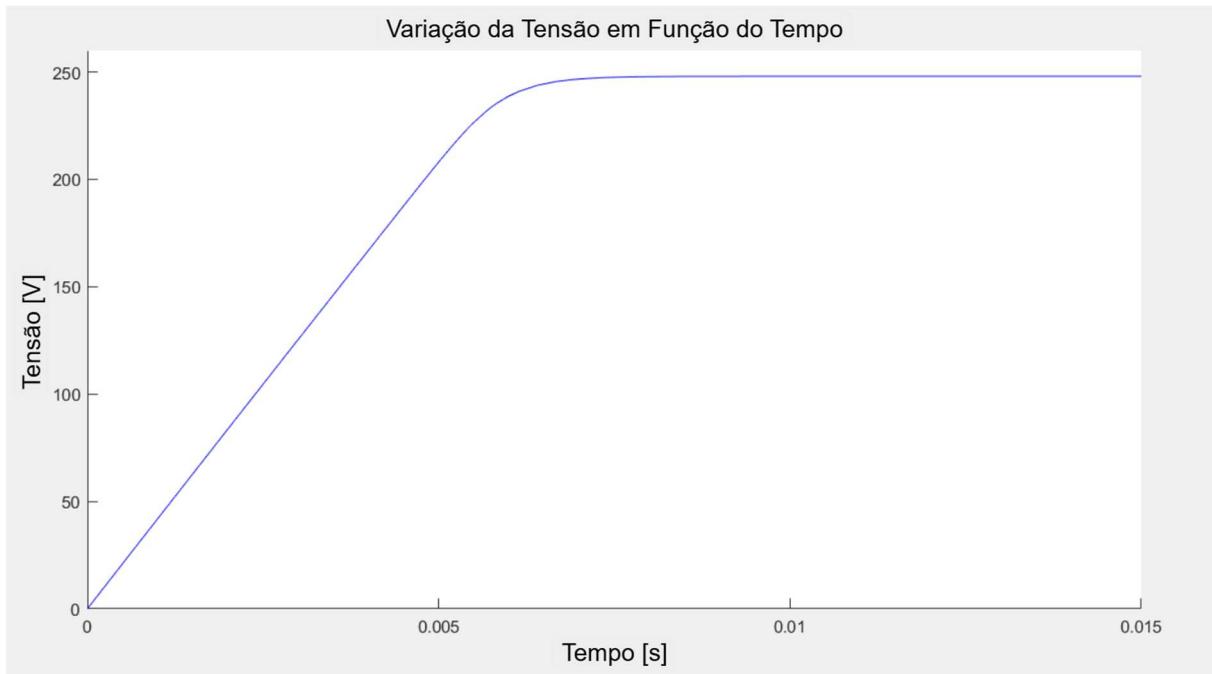
permitindo estabelecer uma relação direta entre o paralelismo do arranjo e a severidade do fenômeno.

Por fim, a terceira etapa das simulações teve como objetivo avaliar a variação da corrente reversa em função do número de séries fotovoltaicas conectadas em paralelo, considerando um cenário mais crítico, no qual três módulos de uma mesma série se encontram em curto-circuito. Essa análise permitiu observar o comportamento do sistema sob diferentes topologias e níveis de falha, fornecendo subsídios para o dimensionamento adequado dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente reversa.

## 4 RESULTADOS

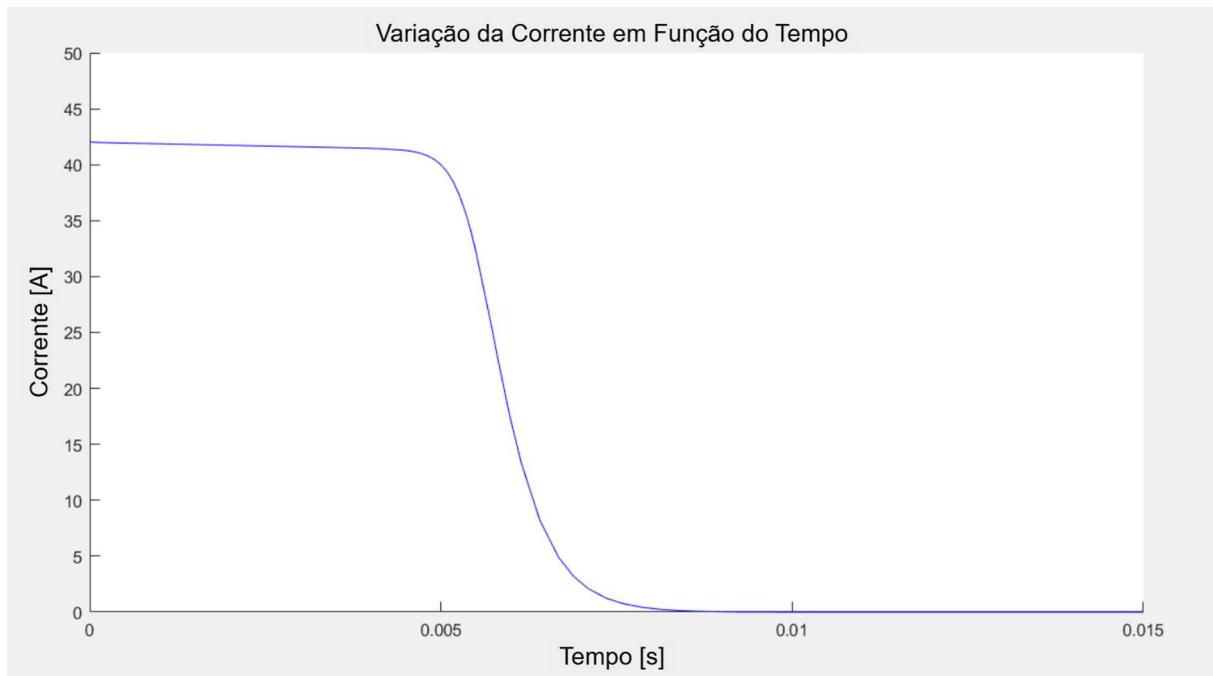
A primeira simulação foi conduzida na condição de operação normal do arranjo fotovoltaico, com todos os módulos funcionando adequadamente. A partir das curvas de tensão, corrente e potência apresentadas, respectivamente, na Figura 24, na Figura 25 e na Figura 26, foi possível identificar o MPP do sistema. Após o regime transitório, a corrente se estabiliza próxima de zero, evidenciando a ausência de fornecimento de potência útil ao barramento, uma vez que o inversor encontra-se desconectado nessa simulação. Utilizando o cursor do próprio ambiente Simulink, foram extraídos os valores correspondentes de tensão, corrente e potência máxima, os quais são apresentados na Tabela 2. Essa tabela reúne os resultados das simulações para diferentes quantidades de módulos em curto-circuito em uma das séries do arranjo fotovoltaico.

Figura 24 – Curva da tensão do arranjo FV em operação normal.



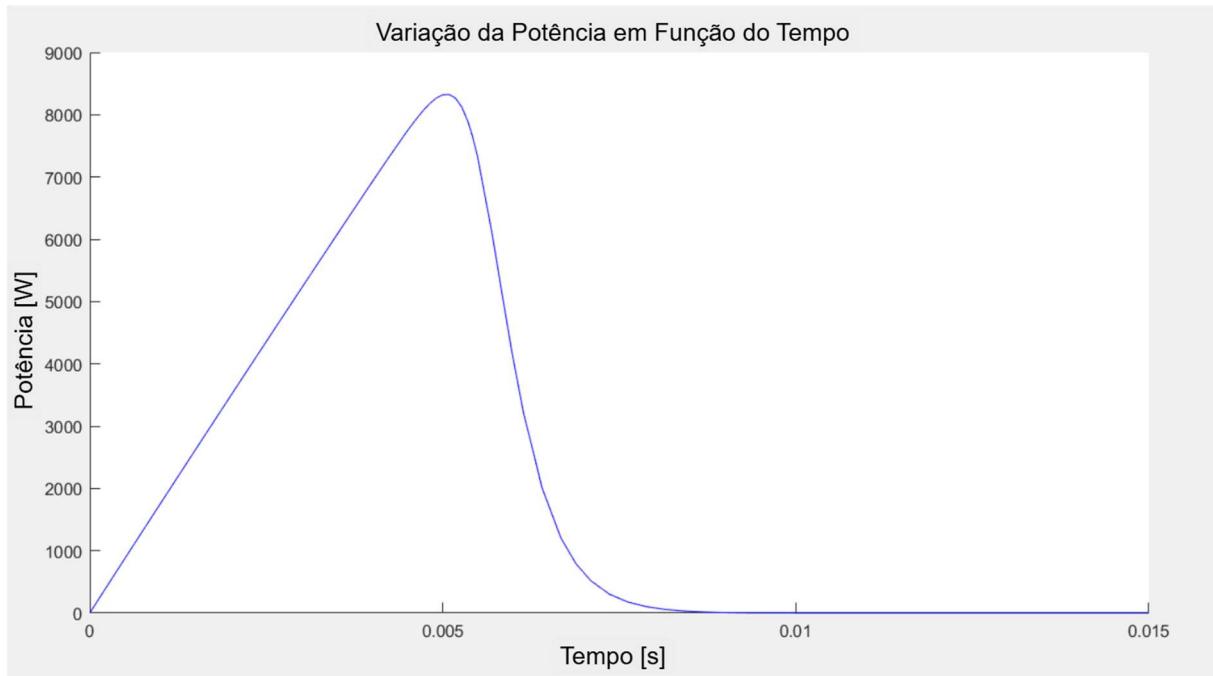
Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

Figura 25 – Curva da corrente do arranjo FV em operação normal.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

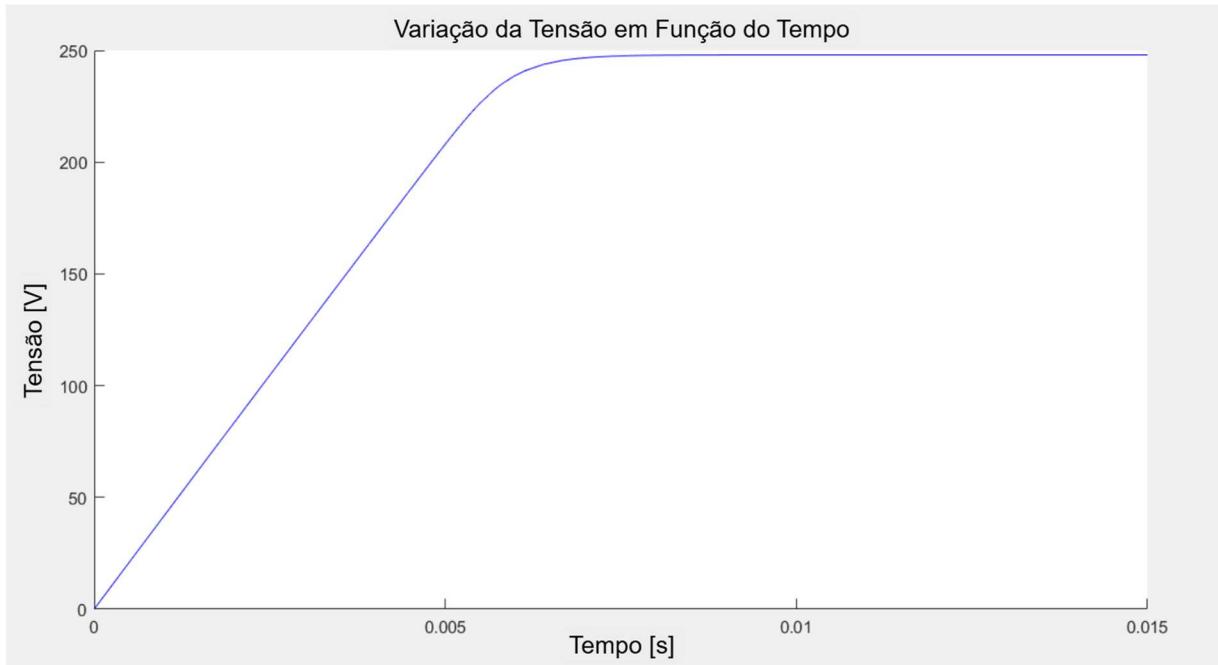
Figura 26 – Curva da potência do arranjo FV em operação normal.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

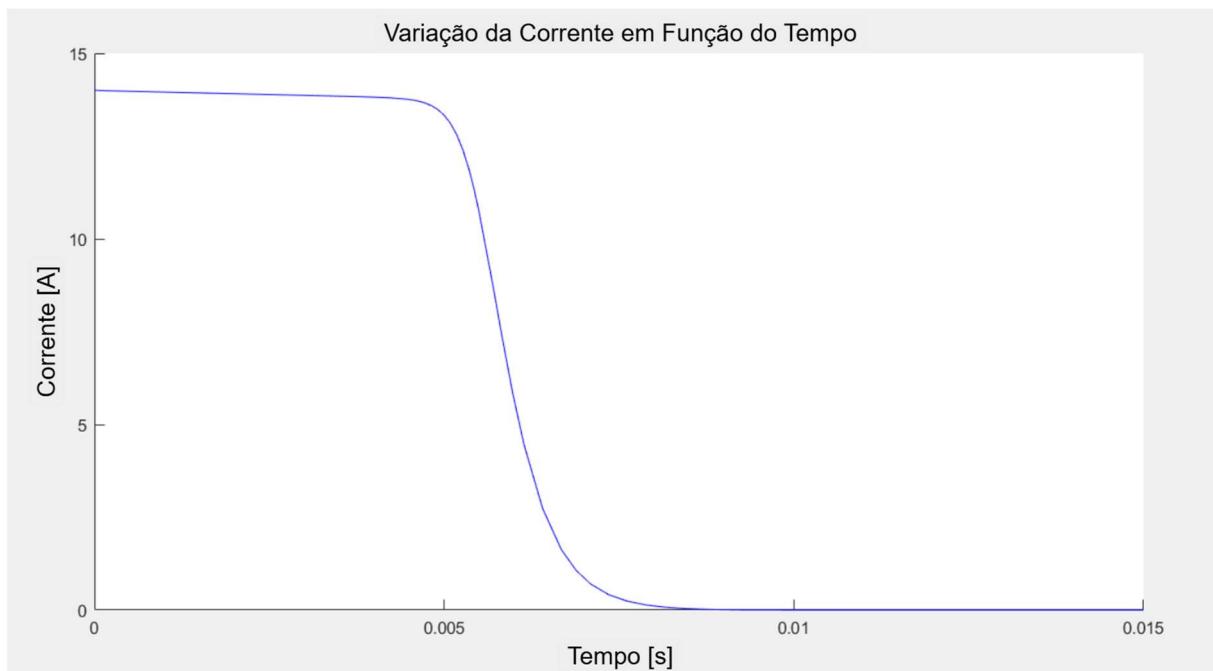
Para a determinação das tensões de circuito aberto e das correntes reversas da série FV, analisaram-se as formas de onda como as representadas na Figura 27 e na Figura 28, respectivamente, após a estabilização das grandezas elétricas. Esse ponto de equilíbrio ocorre quando o capacitor, inserido no circuito para representar o inversor desconectado, atinge sua carga total, simulando, portanto, a condição de circuito aberto. Na operação normal, observa-se que não há circulação de corrente reversa, e a tensão de circuito aberto total corresponde à soma das tensões individuais dos cinco módulos em série, uma vez que não há diferença de potencial entre as séries fotovoltaicas.

Figura 27 – Curva da tensão da série FV em operação normal.



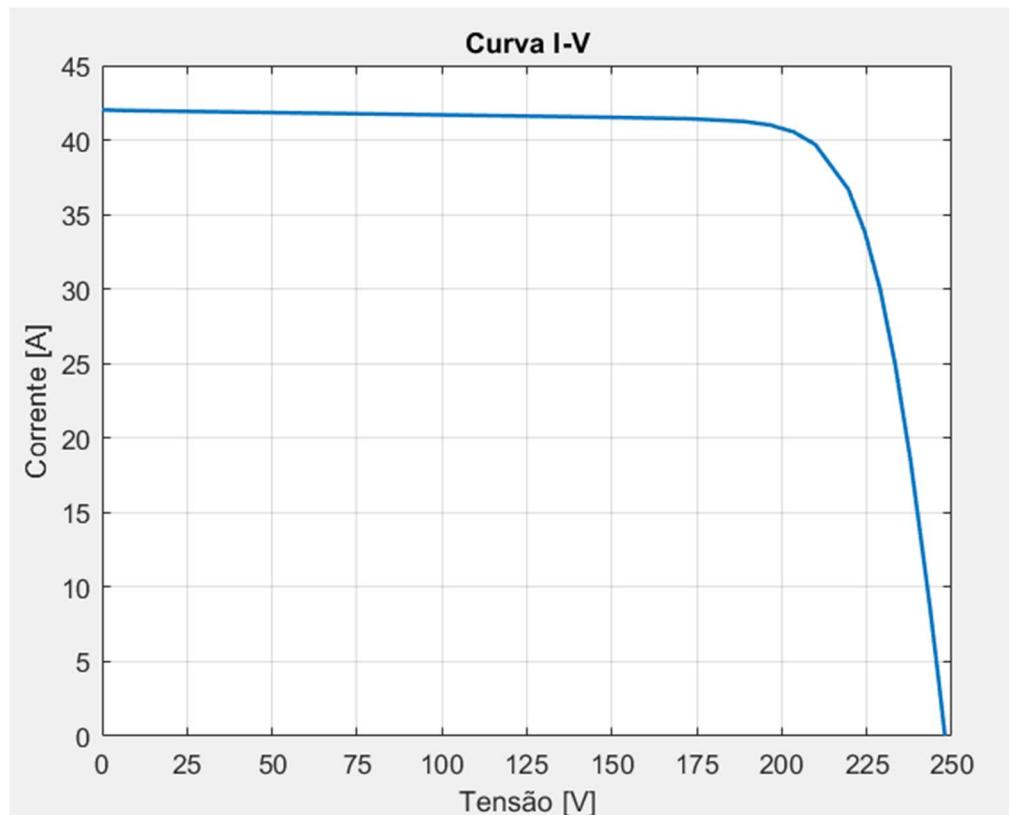
Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

Figura 28 – Curva da corrente da série FV em operação normal.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

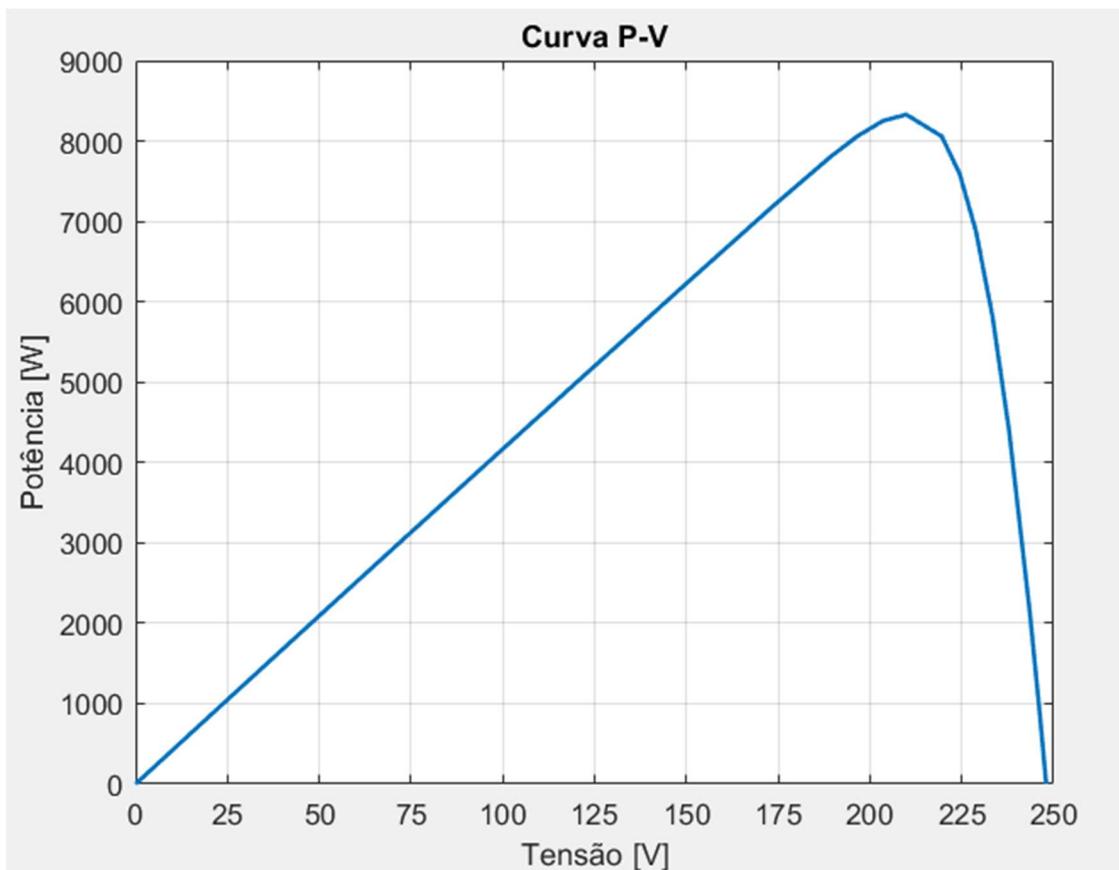
Figura 29 – Curva I-V do arranjo FV em operação normal.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

As curvas características I-V e P-V, apresentadas na Figura 29 e na Figura 30, respectivamente, permitem visualizar o comportamento elétrico do arranjo na condição ideal de funcionamento, evidenciando a tensão de circuito aberto e da corrente de curto-círcuito do arranjo e o ponto de operação no qual ocorre a extração máxima de potência.

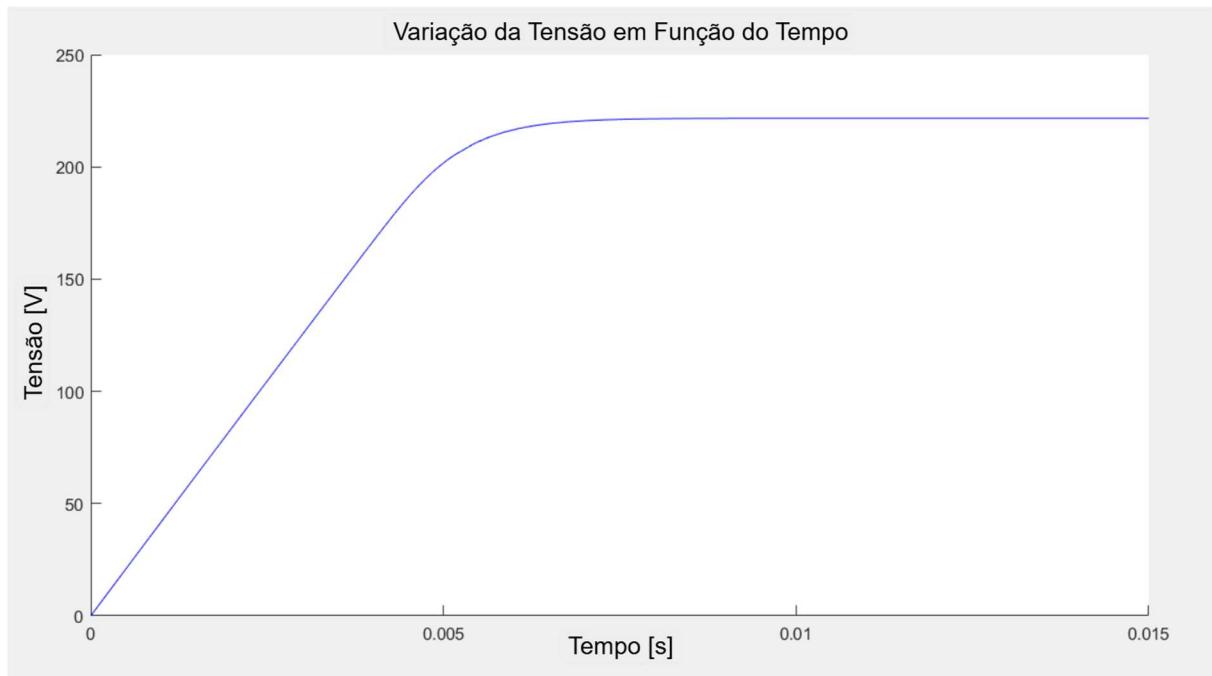
Figura 30 – Curva P-V do arranjo FV em operação normal.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

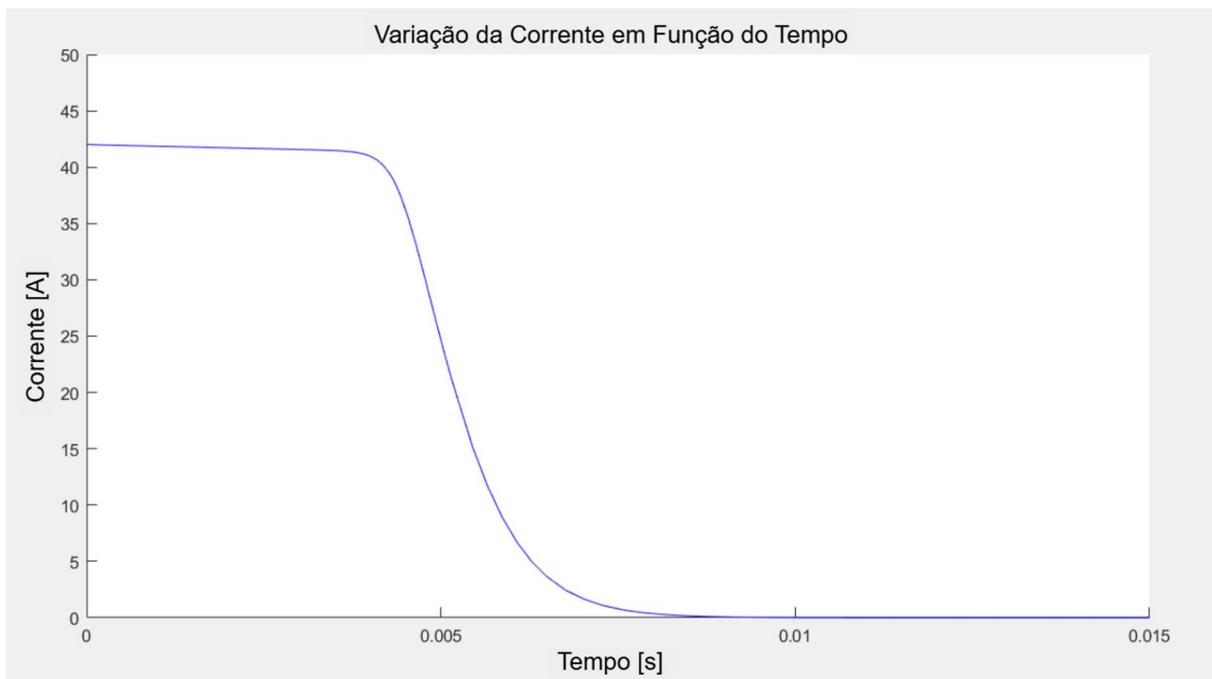
Na sequência, foi simulada a condição de falha com um módulo em curto-círcuito em uma das séries. As curvas de tensão, corrente e potência do arranjo FV, apresentadas, respectivamente, na Figura 31, na Figura 32 e na Figura 33, indicam uma redução expressiva na tensão de operação e na potência entregue pelo arranjo.

Figura 31 – Curva da tensão do arranjo FV em condição de curto-circuito.



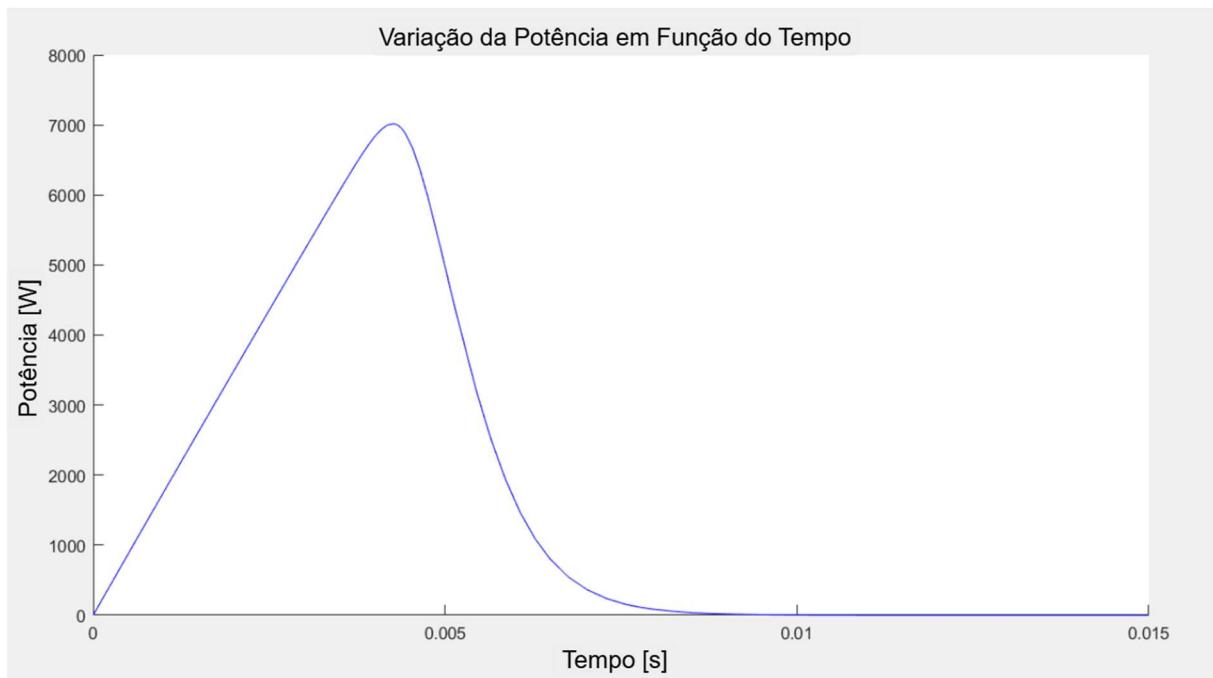
Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

Figura 32 – Curva da corrente do arranjo FV em condição de curto-circuito.



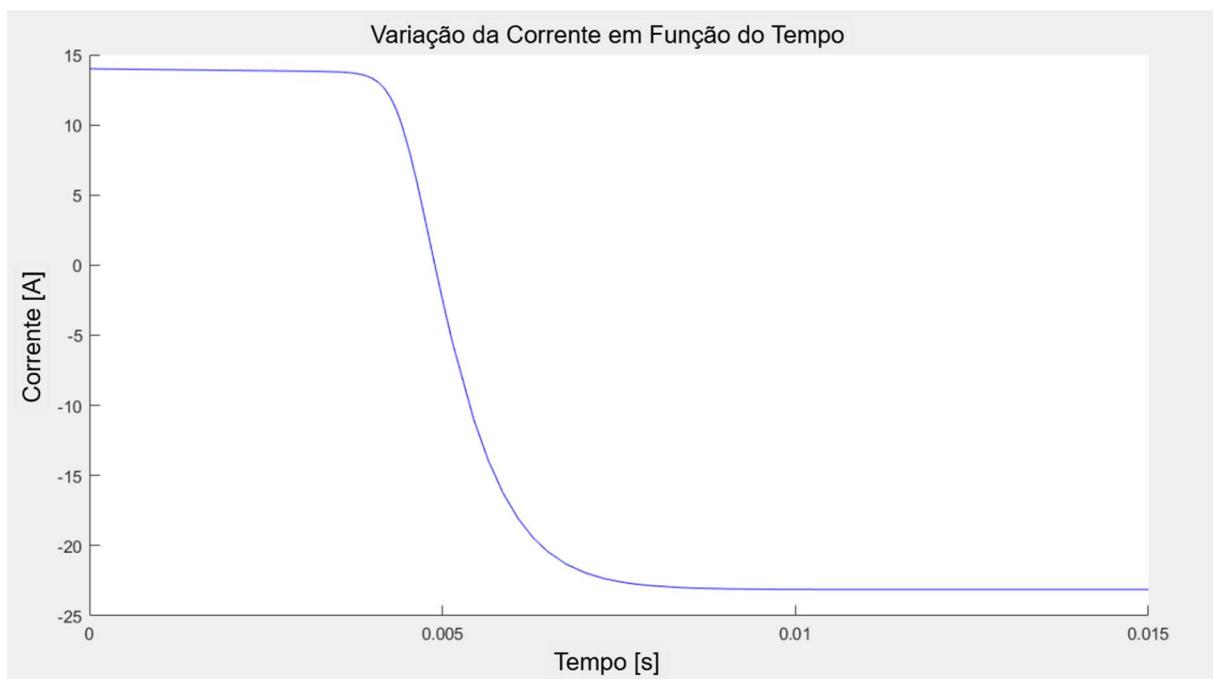
Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

Figura 33 – Curva da potência do arranjo FV em condição de curto-circuito.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

Figura 34 – Curva da corrente da série FV defeituosa.

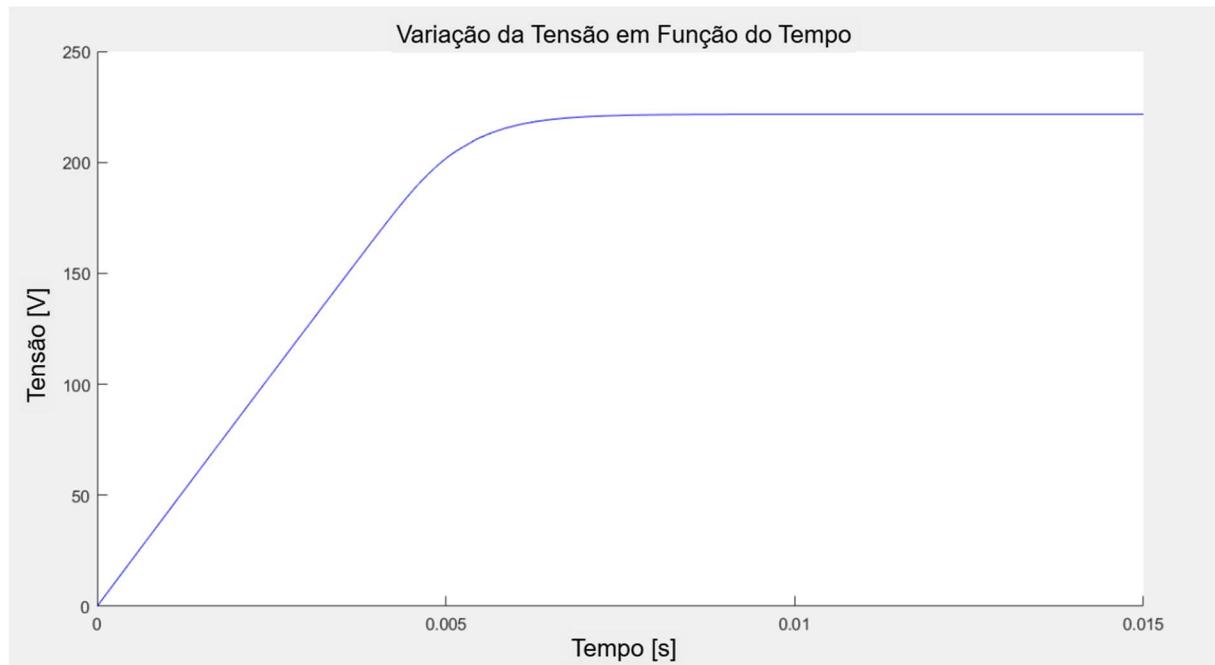


Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

A Figura 34 mostra a resposta dinâmica da corrente de saída da série defeituosa ao longo do tempo. No instante inicial (até aproximadamente 0,004 s), a corrente mantém-se próxima de 14 A, valor compatível com a corrente de curto-círcuito nominal dos módulos sob 1000 W/m<sup>2</sup>. Em seguida, ocorre uma queda abrupta da corrente, atingindo praticamente 0 A em poucos milissegundos, o que caracteriza o desligamento do inversor. Entretanto, diferentemente da operação normal, há uma diferença na tensão de circuito aberto entre as séries sadias e a defeituosa, fazendo com que o fluxo de corrente se reverta, fenômeno característico da corrente reversa.

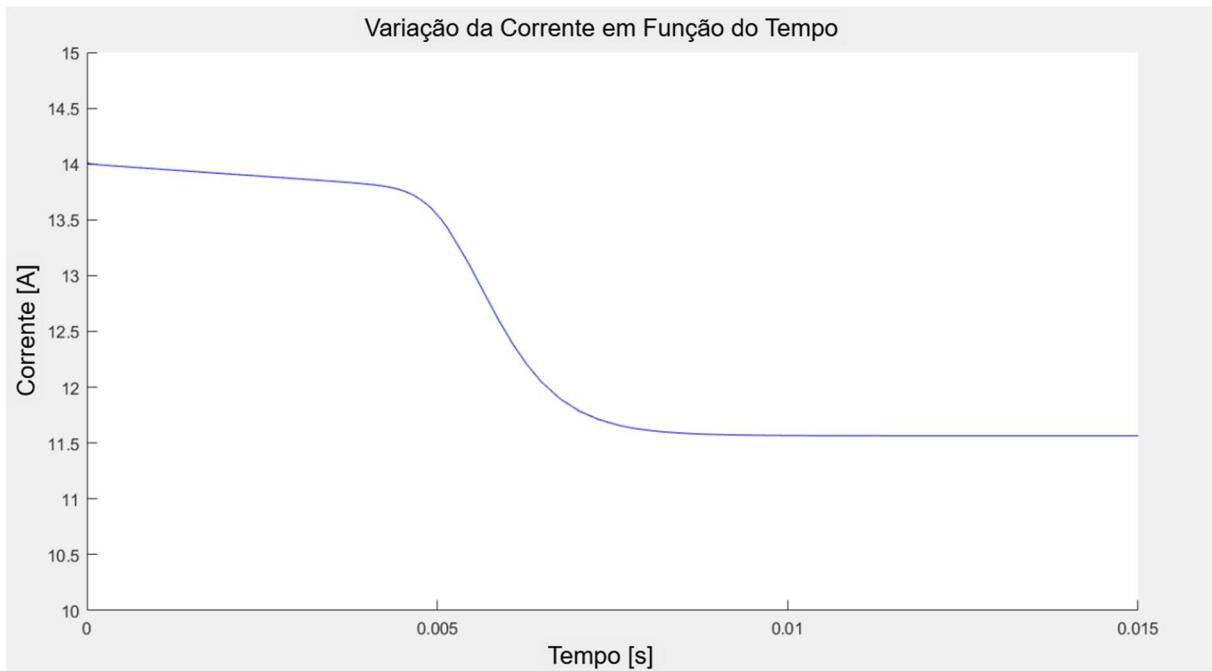
A tensão de equilíbrio entre as três séries estabiliza-se em aproximadamente 221,7 V, conforme ilustrado na Figura 35, enquanto a corrente reversa atinge 23,14 A, valor que representa, de forma aproximada, a soma das correntes fornecidas pelas duas séries fotovoltaicas saudáveis. A Figura 36 apresenta o comportamento das séries íntegras, evidenciando que, mesmo com o inversor desconectado, suas correntes não se anulam completamente, uma vez que passam a alimentar a série defeituosa, a qual assume o papel de carga no sistema.

Figura 35 – Curva da tensão da série FV defeituosa.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

Figura 36 – Curva da corrente das séries FV em condição normal.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

Com base nos resultados da Tabela 2, observa-se que o aumento do número de módulos em curto-circuito em uma mesma série provoca redução progressiva da tensão de circuito aberto e aumento gradual da corrente reversa, que chega bem próximo de 28 A para quatro módulos em curto-circuito. Esse comportamento demonstra a tendência da corrente reversa se aproximar da soma das correntes de curto-circuito das séries íntegras, à medida que a tensão da série defeituosa se aproxima de zero.

Nesse contexto, destaca-se que  $V_{mpp}$  corresponde à tensão MPP do arranjo fotovoltaico, sendo igual à tensão de operação de cada série FV, uma vez que estas se encontram conectadas em paralelo. A grandeza  $I_{mpp}$  representa a corrente total do arranjo no MPP, enquanto  $P_{mpp}$  refere-se à potência máxima extraída do sistema nessas condições de operação.

Por sua vez, a tensão  $V_{oc}$  corresponde à tensão de circuito aberto observada tanto no arranjo quanto nas séries fotovoltaicas quando o inversor encontra-se desconectado, caracterizando a ausência de carga no sistema. Já a corrente  $I_{rev}$  representa a corrente reversa, a qual surge exclusivamente na série defeituosa

quando todas as séries do arranjo estão em condição de circuito aberto, em função do desbalanceamento elétrico provocado pela presença de módulos em curto-círcuito.

Tabela 2 – Resultados para diferentes condições de curtos em uma das séries.

Resultados das Simulações					
Módulos em Curto	$V_{mpp}$ (V)	$I_{mpp}$ (A)	$P_{mpp}$ (W)	$V_{oc}$ (V)	$I_{rev}$ (A)
0	210,9	39,5	8327	248,0	0
1	175,6	39,9	7011	221,7	23,14
2	134,3	39,4	5294	169,2	27,63
3	89,8	39,7	3564	112,9	27,76
4	45,3	40,2	1823	56,5	27,88

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

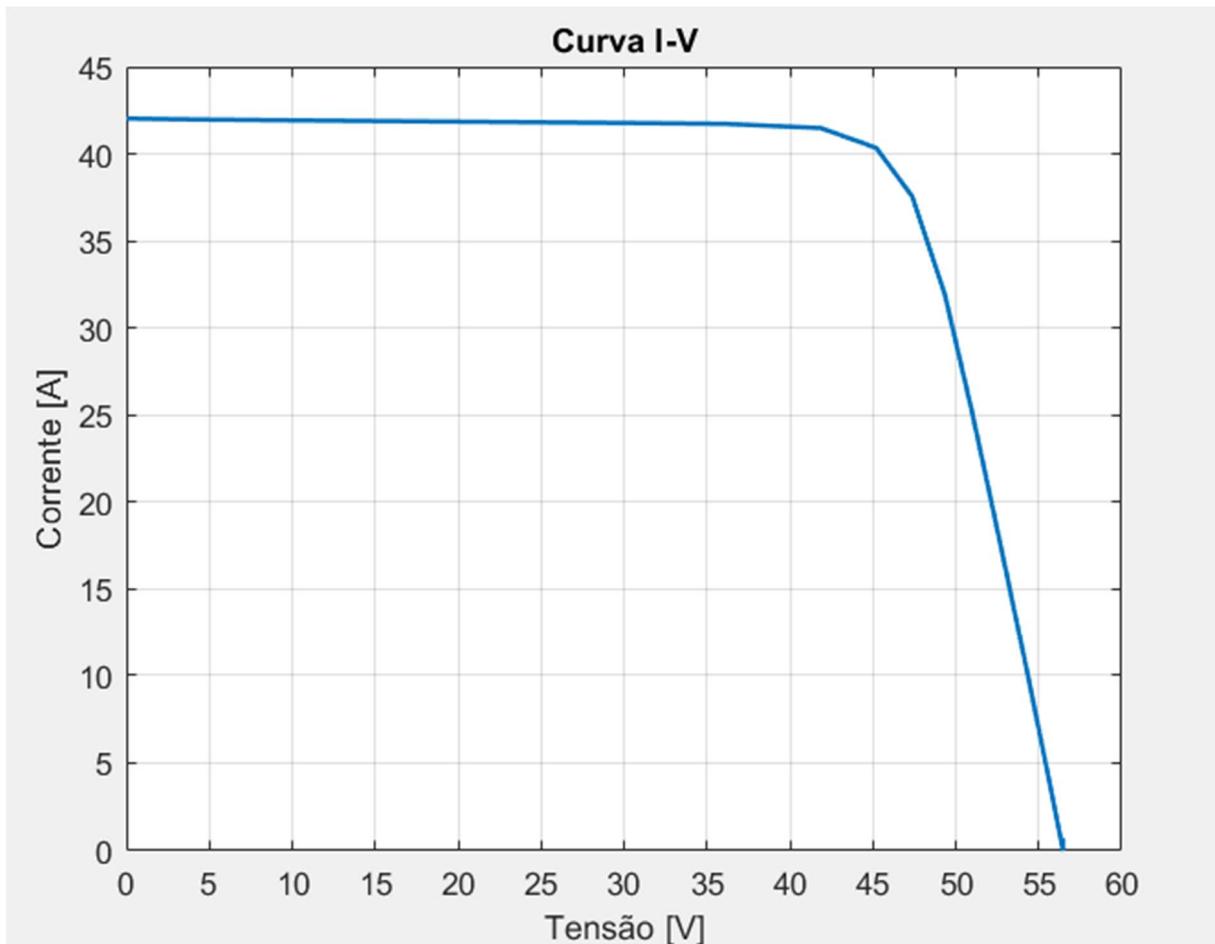
Verifica-se também que, com o acréscimo de módulos em curto-círcuito, a potência máxima do arranjo diminui de forma expressiva, enquanto a corrente no MPP permanece praticamente constante. Esse contraste decorre da natureza do fenômeno de corrente reversa e da configuração em paralelo do arranjo. Como todas as séries estão conectadas ao mesmo barramento, a corrente total é determinada principalmente pelo número de séries e pelas condições de irradiância, que neste caso permanecem inalteradas. Por isso, mesmo com falhas localizadas, a corrente total varia pouco. Por outro lado, a tensão de máxima potência sofre reduções progressivas, já que o curto-círcuito elimina a contribuição de tensão dos módulos defeituosos, reduzindo a tensão total da série afetada. O algoritmo MPPT, ao buscar um novo ponto de equilíbrio, desloca o ponto de operação para tensões menores.

Essa combinação, corrente praticamente constante e tensão reduzida, resulta em uma queda acentuada da potência máxima do arranjo, que passa de 8327 W na condição normal para 1823 W com quatro módulos em curto-círcuito. Esse comportamento evidencia que falhas localizadas em apenas uma série podem comprometer significativamente o desempenho global do sistema, mesmo sem alterar de forma relevante a corrente total medida na saída.

A quantificação dessas perdas mostra que a potência máxima sofre reduções não lineares: cerca de 15,8% com um módulo em curto, 36% com dois, 57% com três e mais de 78% com quatro módulos. Esse comportamento pode ser visualizado nas

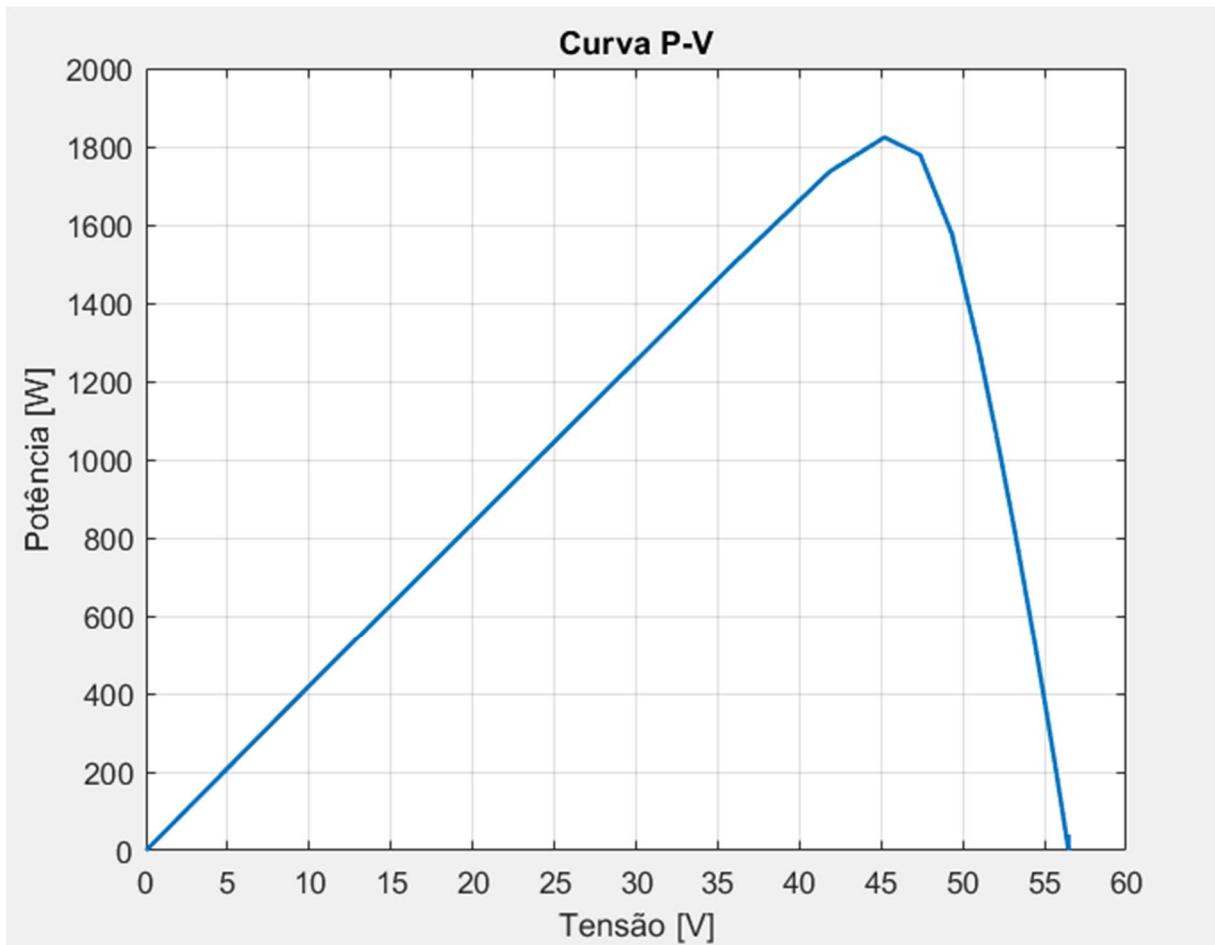
curvas I-V (Figura 37) e P-V (Figura 38), que evidenciam a severidade da redução de tensão e a consequente perda de potência do arranjo.

Figura 37 – Curva I-V do arranjo FV com 4 módulos em curto-circuito em uma das séries.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

Figura 38 – Curva P-V do arranjo FV com 4 módulos em curto-circuito em uma das séries.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

O módulo simulado possui a corrente máxima do fusível em série de 25 A, se comparado a cada resultado apresentado na Tabela 2, podemos perceber que com apenas um módulo em curto-circuito, o fusível da série não age, já que o valor da corrente é inferior ao limite de corrente dos módulos FV.

. Com dois módulos em diante em curto, esse valor já ultrapassa os 25 A e a proteção se torna necessária.

Ao aplicarmos a inequação (2.3) a esse arranjo, confirmamos a necessidade da proteção contra sobrecorrentes:

$$(3 - 1) \times 14 > 25 \quad (4.1)$$

$$28 > 25 \quad (4.2)$$

Entretanto se levarmos em consideração a corrente máxima do fusível em série do módulo na fase de projeto, podemos evitar que essa proteção seja obrigatória. O módulo da Canadian Solar BiHiKu6 CS6W-550MS, cujas características elétricas em Condições Padrão de Teste (STC) são apresentadas na Tabela 3, apresentam quase as mesmas características, mas possui uma corrente máxima do fusível de 30 A.

Tabela 3 – Dados do módulo CS6W-550MB-AG.

Categoria	Valor / Especificação
Modelo	CS6W-550MB-AG
Potência nominal (STC)	550 W
Eficiência do módulo (STC)	21,3 %
Tensão em operação (STC)	41,7 V
Corrente em operação (STC)	13,2 A
Tensão de circuito aberto (STC)	49,6 V
Corrente de curto-circuito (STC)	14,0 A
Tensão máxima suportada	1500 V
Corrente máxima do fusível em série	30 A
Tipo de célula	Monocristalina
Configuração das células	144 células em série
Caixa de junção (J-Box)	IP68, 3 diodos de passagem
Certificações	IEC 61215, IEC 61730, UL 61730, CE, INMETRO, ISO 9001/14001/45001

Fonte: Adaptado de [29].

Aplicando novamente a inequação (2.3), vemos que não há a necessidade de proteção contra sobrecorrente se esse módulo fosse utilizado nesse arranjo, pois o resultado da inequação, torna-se falsa:

$$(3 - 1) \times 14 > 30 \quad (4.3)$$

$$28 > 30 \quad (4.4)$$

Nas etapas seguintes, avaliou-se a influência do número de séries conectadas em paralelo sobre a magnitude da corrente reversa. Os resultados, apresentados na Tabela 4, indicam que, para quatro séries em paralelo, um único módulo em curto já resulta em 30,02 A de corrente reversa, valor superior ao limite de suportabilidade de diversos módulos comerciais. O acréscimo de novas séries intensifica o fenômeno: com cinco séries, a corrente reversa atinge 34,59 A, e com seis séries, 37,74 A. Essa tendência confirma que o aumento do paralelismo no arranjo amplia o risco de circulação de correntes reversas de alta magnitude.

Tabela 4 – Resultados da corrente reversa em uma série.

Resultados das Simulações		
Séries em paralelo	Módulos em Curto	$I_{rev}$ (A)
4	1	30,02
5	1	34,59
6	1	37,74

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

Na condição mais crítica analisada, com três módulos em curto-circuito em uma das séries, os resultados apresentados na Tabela 5 tornam-se ainda mais expressivos. Nessa situação, a corrente reversa na série defeituosa atinge 41,62 A quando o arranjo é composto por quatro séries em paralelo, valor que se aproxima da soma das correntes de curto-circuito das séries saudáveis. À medida que o número de séries em paralelo aumenta, observa-se um crescimento significativo da corrente reversa, alcançando 55,48 A para cinco séries e 67,72 A para seis séries.

Esse último valor corresponde a quase cinco vezes a corrente de curto-circuito de um módulo individual e supera a corrente nominal máxima dos fusíveis especificados para os módulos fotovoltaicos apresentados, da ordem de 25 e 30 A. Tais resultados evidenciam a necessidade de dispositivos de proteção adequadamente dimensionados.

Tabela 5 – Resultados da corrente reversa em uma série.

Resultados das Simulações		
Séries em paralelo	Módulos em Curto	$I_{rev}$ (A)
4	3	41,62
5	3	55,48
6	3	67,72

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

Para ambos os módulos apresentados podemos observar, a partir dos resultados encontrados, a obrigatoriedade de proteção para arranjos fotovoltaicos que possuam quatro ou mais séries em paralelo, pois a corrente reversa para qualquer curto-círcuito em um dos módulos supera a corrente máxima do fusível em série que indica a suportabilidade do módulo a corrente reversa.

Com base nos resultados obtidos nas simulações e nas diretrizes estabelecidas pela ABNT NBR 16690, torna-se possível determinar a corrente nominal adequada do dispositivo de proteção contra sobrecorrente.

Para o módulo CS6W-550MS, conforme a inequação (2.4) tem-se:

$$1,5 \times 14 < I_n < 2,4 \times 14 \quad (4.5)$$

$$21 < I_n < 33,6 \quad (4.6)$$

E da inequação (2.5):

$$I_n < 25 \quad (4.7)$$

Assim, a faixa final permitida para o dispositivo de proteção torna-se:

$$21 < I_n < 25 \quad (4.8)$$

Portanto, o valor nominal adequado do dispositivo de proteção para cada série fotovoltaica utilizando o módulo CS6W-550MS é de 25 A. Esse é o menor valor comercial que respeita simultaneamente as equações normativas e o limite estabelecido pelo fabricante, garantindo a proteção térmica do módulo em condições de corrente reversa e proporcionando seletividade e segurança para o arranjo fotovoltaico.

Aplicando o mesmo procedimento de dimensionamento anteriormente descrito ao módulo CS6W-550MB-AG, a inequação (2.4) permanece válida, resultando no intervalo:

$$21 < I_n < 33,6 \quad (4.9)$$

A diferença reside no limite máximo de corrente admissível imposto pelo fabricante, que, conforme a inequação (2.5), passa a ser:

$$I_n < 30 \quad (4.10)$$

Assim, a faixa final permitida para o dispositivo de proteção torna-se:

$$21 < I_n < 25 \quad (4.11)$$

Dessa forma, o valor nominal adequado do dispositivo de proteção para cada série fotovoltaica utilizando o módulo CS6W-550MB-AG é de 30 A.

Como consequência, embora o critério normativo permita valores de corrente semelhantes em ambos os casos, a especificação do fabricante é determinante para a escolha final do dispositivo de proteção. Dessa forma, o módulo CS6W-550MS requer a utilização de fusíveis gPV de 25 A, ao passo que o segundo módulo admite fusíveis de 30 A, evidenciando a influência direta das características construtivas e térmicas do módulo no dimensionamento dos dispositivos de proteção contra correntes reversas no arranjo fotovoltaico.

## 5 CONCLUSÕES

No presente trabalho de conclusão de curso, foi investigada e quantificada, por meio de simulação computacional no ambiente MATLAB/Simulink, a dinâmica da corrente reversa em arranjos fotovoltaicos compostos por múltiplas séries em paralelo, sob a condição de falha por curto-círcuito em um ou mais módulos. A análise validou os conceitos teóricos subjacentes à proteção de sistemas fotovoltaicos e forneceu subsídios numéricos para reforçar as diretrizes normativas de segurança elétrica estabelecidas pela ABNT NBR 16690.

O estudo explicitou o comportamento do sistema em operação normal (MPPT ativo) e demonstrou que, embora a atuação do inversor possa mitigar o fluxo de corrente reversa ao corrigir a diferença de potencial causada pela falha, essa correção ocorre à custa de uma perda imediata e significativa de potência no arranjo. Dessa forma, a falha de curto-círcuito em um único módulo compromete não apenas a segurança, mas também a eficiência energética e a rentabilidade do projeto, mesmo que o risco de danos permanentes seja momentaneamente controlado.

Os resultados permitiram quantificar o comportamento da corrente reversa em diferentes condições de falha, evidenciando que sua magnitude é proporcional ao número de séries conectadas em paralelo e à severidade do curto-círcuito na série defeituosa. As simulações comprovaram que, na ausência do controle de tensão do MPPT, a série com tensão reduzida passa a operar como carga, recebendo correntes significativas das séries saudáveis e podendo atingir valores próximos à soma das correntes de curto-círcuito, em conformidade com o previsto pela ABNT NBR 16690. Confirmou-se também que o aumento do número de séries em paralelo eleva substancialmente o risco de circulação de correntes reversas de alta intensidade.

Além disso, o dimensionamento dos dispositivos de proteção pode ser realizado de forma coerente com os resultados simulados e com os limites térmicos dos módulos, demonstrando a importância da integração entre modelagem computacional, análise normativa e especificações de fabricante. Assim, este estudo consolida a relação entre teoria, simulação e prática de engenharia, oferecendo embasamento técnico seguro para o dimensionamento das proteções em sistemas fotovoltaicos e contribuindo para o avanço da confiabilidade e da segurança na geração solar.

## 6 PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

Como continuidade, recomenda-se expandir o estudo da corrente reversa para um conjunto mais amplo de condições operacionais, avaliando o comportamento do arranjo sob diferentes níveis de irradiação e variações de temperatura, parâmetros que alteram significativamente a curva I-V, a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito. Sugere-se também ampliar o número de módulos por série, analisando como o aumento da tensão total impacta o desbalanceamento entre as séries fotovoltaicas e a magnitude da corrente reversa, permitindo compreender melhor a influência das condições climáticas e do tamanho das séries sobre o risco térmico e elétrico.

Outra frente consiste em incluir os demais casos de dimensionamento de proteção previstos na ABNT NBR 16690, verificando por meio de simulações e cálculos comparativos a proteção de grupos de séries fotovoltaicas, subarranjos e do arranjo completo. Essa análise possibilitaria avaliar a coerência prática dos critérios normativos, quantificar margens de segurança e subsidiar a escolha adequada de fusíveis, disjuntores ou diodos de bloqueio conforme a topologia e a escala do sistema.

Sugere-se também a inclusão de cenários de faltas entre séries fotovoltaicas, que podem ocorrer, por exemplo, no interior de *combiner boxes*, analisando os caminhos de circulação da corrente de falta e a atuação dos fusíveis gPV na isolamento seletivo da série defeituosa.

Por fim, propõe-se o desenvolvimento de um modelo eletrotérmico capaz de representar de forma acoplada o comportamento elétrico e o aquecimento dos módulos submetidos à corrente reversa. Essa abordagem permitiria simular o aumento de temperatura das células e interconexões, correlacionando-o ao nível de corrente reversa, resultando em um indicador de risco de degradação mais confiável e aplicável tanto a estudos de segurança quanto ao processo de certificação dos módulos.

## REFERÊNCIAS

1. GRAHAM, E.; FULGHUM, N.; ALTIERI, K. **Global Electricity Review**. EMBER. [S.I.]. 2025.
2. ABSOLAR - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Geração distribuída solar fotovoltaica**, Rio de Janeiro, n. 2º Edição, 2025.
3. VINTURINI, B. E. A. FotoVolt. **Proteção em sistemas com MPPTs de múltiplas entradas**, p. 28-33, mar. 2023.
4. SHIN, W. G. E. A. **Current Flow Analysis of PV Arrays under Voltage Mismatch Conditions and an Inverter Failure**, Daejeon, nov. 2019.
5. MERTENS, K. **Photovoltaics: fundamentals, technology, and practice**. 2. ed. Munich: John Wiley & Sons, 2018.
6. ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto. **ABNT NBR 16690**, out. 2019.
7. VARGAS, J. P.; B. GOSS, R. G. **Large scale PV systems under non-uniform and fault conditions**, Loughborough, abr. 2015.
8. NELSON, J. **The Physics of Solar Cells**. London: Imperial College, 2003.
9. HÄBERLIN, H. **Photovoltaics: System Design and Practice**. Chichester: John Wiley & Sons, 2012.
10. ABB - ASEA BROWN BOVERI. **Technical Application Papers Photovoltaic plants**, v. 10, mar. 2014.
11. MCEVOY, A. C. L. . M. T. **Solar Cells: Materials, Manufacture and Operation**. 2. ed. Oxford: Elsevier, 2012.
12. VILLALVA, M. G. **Energia solar fotovoltaica: Conceitos e aplicações. Sistemas isolados e conectados à rede**. 2. ed. [S.I.]: Saraiva, 2015.
13. WENHAM, S. R. . G. M. A. . W. M. E. . C. R. **Applied Photovoltaics**. [S.I.]: Earthscan Publications, 2006.
14. RESUN. **RSM-100P**. Disponível em: <<https://www.resunsolar.com/wp-content/uploads/download/RSM-100P%20POLY%20100W.pdf>>. Acesso em: 25 jun. 2025.
15. DONG, X.; WANG, Y. **Comparative Analysis and Outlook of Centralized, String, and Micro Photovoltaic Inverters in Power Generation Systems**, 2024.
16. YILMAZ, S.; DINCER, F. **Impact of inverter capacity on the performance in large-scale photovoltaic power plants – A case study for Gainesville, Florida**, Nov 2017.
17. ALHARB, Y.; DARWISH, A.; MA, X. **A Comprehensive Review of Distributed MPPT for Grid-Tied**, Lancaster , 2023.
18. IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Photovoltaic (PV) arrays - Part 1: Design requirements. **IEC 62548-1**, dez. 2013.

19. ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Instalações elétricas de baixa tensão. **ABNT NBR 5410**, mar. 2008.
20. IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 2: Requirements for testing. **IEC 61730-2**, set. 2023.
21. IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 2: Test procedures. **IEC 61215-2**, fev. 2021.
22. IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Low-voltage fuses - Part 6: Supplementary requirements for fuse-links for the protection of solar photovoltaic energy systems. **IEC 60269-6**, set. 2010.
23. IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Low-voltage switchgear and controlgear - Part 2: Circuit-breakers. **IEC 60947-2**, set. 2024.
24. IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Electrical accessories - Circuit-breakers for overcurrent protection for household and similar installations - Part 2: Circuit-breakers for AC and DC operation. **IEC 60898-2**, ago. 2016.
25. EATON. **Complete and reliable solar fusible circuit protection**, 2021.
26. IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Low-voltage fuses - Part 6: Supplementary requirements for fuse-links for the protection of solar photovoltaic energy systems. **IEC 60269-6**, set. 2010.
27. ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Dispositivo de manobra e comando de baixa tensão - Parte 2: Disjuntores. **ABNT NBR IEC 60947-2**, nov. 2013.
28. CANADIAN SOLAR. **CS6W-550**. Disponível em: <[https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/2024/07/23145733/CS-Datasheet-HiKu6\\_CS6W-MS\\_v2.9\\_EN.pdf](https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/2024/07/23145733/CS-Datasheet-HiKu6_CS6W-MS_v2.9_EN.pdf)>. Acesso em: 15 jun. 2025.
29. CANADIAN SOLAR. **CS6W-550MB-AG**. Disponível em: <[https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/sites/9/2024/07/24171839/CS-Datasheet-BiHiKu6\\_CS6W-MB-AG\\_v2.91\\_EN.pdf](https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/sites/9/2024/07/24171839/CS-Datasheet-BiHiKu6_CS6W-MB-AG_v2.91_EN.pdf)>. Acesso em: 15 jun. 2025.
30. IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 1: Requirements for construction. **IEC 61730-1**, set. 2023.
31. HEGEDUS, S.; LUQUE, A. **Handbook of photovoltaic science and engineering**. Chichester: John Wiley & Sons, 2010.
32. WÜRFEL, P. **Physics of Solar Cells**: From Principles to New Concepts. Weinheim: Wiley, 2005.
33. FRAUNHOFER ISE. **Photovoltaics Report**. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>>. Acesso em: 27 jun 2025.
34. SCHMITZ, L.; COELHO, R. F. **Energia Solar Fotovoltaica**: Geração, Conversão e Aplicações. Florianópolis: Ed. dos autores, 2022.
35. KITAI, A. **Principles of Solar Cells, LEDs and Diodes. The role of the PN junction**. Chichester: John Wiley & Sons, 2011.