

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Josué Lopes Putzke

**METODOLOGIA PARA PREDIÇÃO DA AUTOEXTINÇÃO DE ARCOS
ELÉTRICOS C.C. SÉRIE EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM
CONVERSORES DE POTÊNCIA**

Santa Maria, RS
2024

Josué Lopes Putzke

**METODOLOGIA PARA PREDIÇÃO DA AUTOEXTINÇÃO DE ARCOS ELÉTRICOS C.C.
SÉRIE EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM CONVERSORES DE POTÊNCIA**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**. Defesa realizada por videoconferência.

Orientador: Prof. Leandro Michels

Coorientador: Prof. Lucas Vizzotto Bellinaso

Santa Maria, RS
2024

Josué Lopes Putzke

**METODOLOGIA PARA PREDIÇÃO DA AUTOEXTINÇÃO DE ARCOS ELÉTRICOS C.C.
SÉRIE EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM CONVERSORES DE POTÊNCIA**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 23 de fevereiro de 2024:

Leandro Michels, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Lucas Vizzotto Bellinaso, Dr. (UFSM)
(Coorientador)

Marcelo Pinho Almeida, Dr. (USP)

José César de Souza Almeida Neto, Dr. (UPM)

Santa Maria, RS
2024

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha mãe, Marisa, e ao meu pai, Jair, por todo amor e apoio que me deram durante toda a vida. Aprendi a amar a vida acadêmica pelo exemplo de vocês e por todos os momentos na Unisc quando criança. Agradeço também à minha irmã Anna por sua amizade e incentivo sempre. À minha namorada, Eloísa, agradeço por todo amor e carinho durante o mestrado.

A todos os membros das família Lopes e Putzke.

Ao meu orientador, professor Leandro Michels, pela confiança, oportunidade e conselhos pessoais e profissionais.

Ao meu coorientador, professor Lucas Bellinaso, que me ajudou do início ao fim do mestrado. Eleito por mim o padroeiro dos estudantes.

Ao Instituto de Redes Inteligentes e ao Grupo de Eletrônica de Potência e Controle pela oportunidade e recursos. Agradeço também à empresa Huawei que financiou boa parte do projeto.

A todos os meus amigos e colegas de laboratório que estiveram ao meu lado durante essa jornada. Em especial, agradeço a Paulo, Anderson, Charles, Ricardo, Ana, Andrei, Luiz e João. Sua presença e contribuição foram fundamentais para o desenvolvimento da minha pesquisa.

Aos meus amigos Fernando, Jéssica, Guilherme, Moisés e Chrystian, pela amizade de uma vida toda.

"Lutem e lutem novamente, até cordeiros
virarem leões"

(Robin Hood)

RESUMO

METODOLOGIA PARA PREDIÇÃO DA AUTOEXTINÇÃO DE ARCOS ELÉTRICOS C.C. SÉRIE EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COM CONVERSORES DE POTÊNCIA

AUTOR: Josué Lopes Putzke

Orientador: Leandro Michels

Coorientador: Lucas Vizzotto Bellinaso

Este estudo propõe uma metodologia para prever a autoextinção de arcos elétricos que ocorrem no circuito série entre os módulos e conversores de potência em sistemas fotovoltaicos, considerando a influência das estratégias de controle dos conversores de potência do circuito no arco elétrico. Considerou-se para o estudo avaliar os principais conceitos de condicionamento de potência empregados em conversores fotovoltaicos, que garantem comportamentos semelhantes a cargas de resistência, tensão, corrente ou potência constantes. Inicialmente, a característica tensão-corrente do arco elétrico é modelada utilizando dados experimentais provenientes de ensaios utilizando os eletrodos descritos na norma IEC 63027. Em seguida, é apresentada a metodologia, a qual analisa a interseção entre o modelo de circuito e o intervalo preditivo do arco elétrico para antecipar a autoextinção em diferentes tensões, correntes, distâncias entre eletrodos e comportamentos do conversor de potência em sistemas fotovoltaicos. Os resultados experimentais obtidos validam a metodologia desenvolvida, especialmente em casos limites. Considera-se que estes resultados podem contribuir para o aperfeiçoamento da normalização referente a proteções contra arco elétrico série, bem como oferecer novas percepções sobre estratégias eficazes de controle de conversores para extinção de arcos elétricos, sem a necessidade de detecção de falhas de arco.

Palavras-chave: Arcos elétricos, modelagem matemática, sistemas fotovoltaicos

ABSTRACT

METHODOLOGY FOR PREDICTING THE SELF-EXTINCTION OF DC SERIES ARC FAULTS IN PHOTOVOLTAIC SYSTEMS WITH POWER CONVERTERS

AUTHOR: Josué Lopes Putzke
ADVISOR: Leandro Michels
CO-ADVISOR: Lucas Vizzotto Bellinaso

This study proposes a methodology to predict the self-extinction of electric arcs occurring in the series circuit between modules and power converters in photovoltaic systems, considering the influence of control strategies of the power converters on the electric arc. The study aimed to evaluate the main concepts of power conditioning employed in photovoltaic converters, ensuring behaviors similar to constant resistance, voltage, current, or power loads. Initially, the voltage-current characteristic of the electric arc is modeled using experimental data from tests using the electrodes described in the IEC 63027 standard. Then, the methodology is presented, which analyzes the intersection between the circuit model and the predictive range of the electric arc to anticipate self-extinction under different voltages, currents, electrode distances, and behaviors of the power converter in photovoltaic systems. The experimental results validate the developed methodology, especially in extreme cases. It is considered that these results can contribute to the improvement of standards regarding protections against series electric arcs, as well as offer new insights into effective control strategies of converters for extinguishing electric arcs, without the need for arc fault detection.

Keywords: Electric arcs, mathematical modeling, photovoltaic systems

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	8
1.1	ARCOS ELÉTRICOS.....	8
1.2	ARCOS ELÉTRICOS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	9
1.2.1	Arcos elétricos série	10
1.2.2	Arcos elétricos paralelo	10
1.2.3	Arcos elétricos para a terra	11
1.3	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA.....	11
1.4	OBJETIVOS	11
1.5	PRODUÇÃO	12
1.6	ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO	13
2	METHODOLOGY FOR PREDICTING THE SELF-EXTINCTION OF DC SERIES ARC FAULTS IN PHOTOVOLTAIC SYSTEMS WITH POWER CONVERTERS	14
3	CONCLUSÕES.....	23
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	25

1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo será realizada uma breve contextualização acerca da área de abrangência do tema desta dissertação. Especificamente, será abordada a temática dos arcos elétricos em sistemas fotovoltaicos. Serão apresentados, ainda, a definição do problema, os objetivos, as publicações realizadas durante o curso do mestrado e, por fim, a organização deste documento.

1.1 ARCOS ELÉTRICOS

Um arco elétrico é um fenômeno luminoso resultante da ionização do meio quando um condutor elétrico se encontra próximo a outro ou ao solo, e a diferença de tensão entre esses resulta na ruptura do dielétrico. Esse fenômeno produz altas temperaturas e pode resultar em chamas abertas. Nos sistemas elétricos, os arcos elétricos não apenas provocam o deterioramento ou carbonização dos materiais isolantes ao redor, tornando-os ineficazes, mas também têm o potencial de inflamar facilmente materiais próximos [Kim e Kim 2019].

Arcos elétricos são gerados e sustentados por meio de uma complexa interação de elementos. A revisão bibliográfica realizada em [Psaras et al. 2022] destaca os diversos fatores que influenciam as características de um arco elétrico:

- Fatores mecânicos: A forma e o material do eletrodo utilizado em ensaios de arco elétrico, além da velocidade de abertura, são identificados como determinantes nas características do arco. A direção do movimento dos eletrodos, como movimentos horizontais, verticais e vibratórios, tem relevância na condução dos testes. A forma e o diâmetro do eletrodo são apontados como cruciais, sendo destacadas as vantagens e desvantagens de diferentes formatos. O material do eletrodo, principalmente o cobre, é discutido em relação à sua influência na tensão mínima do arco e na duração do arco.
- Fatores ambientais: Temperatura, fluxo de ar, pressão e umidade surgem como fatores importantes. Variações de temperatura, como observado em sistemas fotovoltaicos, exibem influência sobre a corrente de falha de arco, com temperaturas mais elevadas relacionadas a correntes de falha mais altas. O impacto do fluxo de ar através dos eletrodos é destacado, uma vez que estudos indicam resultados variáveis até que o fluxo de ar seja interrompido. A pressão, especialmente em ambientes de aeronaves, tem sido objeto de intensa exploração, mostrando sua influência significativa nas características do arco. Pressões mais baixas em altitudes mais elevadas

tornam mais desafiadora a manutenção de um arco em série devido à rápida difusão de gases ionizados. Por outro lado, pressões mais altas resultam em maiores duração do arco para as mesmas condições. A umidade, embora reconhecida como um potencial influenciador das características do ar, carece de estudos dedicados, indicando a necessidade de futuras pesquisas.

- Fatores elétricos: Tensão e corrente do sistema, tipos de carga e localização do arco no circuito são indispensáveis nas análises de arco elétrico. A presença de componentes indutivos e capacitivos pode influenciar as características de um arco em série. Diversos estudos realizaram uma análise de sensibilidade da tensão e da corrente para caracterizar os arcos em diferentes condições de carga. A relação entre a resistência do arco, corrente e tensão do sistema é bastante explorada, revelando que a corrente tem um impacto maior na resistência do arco do que a tensão do sistema.

Em síntese, os arcos elétricos representam um fenômeno complexo, influenciado por uma ampla gama de fatores. Dentre esses, a forma e o material do eletrodo, variações de temperatura, fluxo de ar, pressão e características elétricas do sistema desempenham papéis cruciais. Essa compreensão aprofundada é essencial para o desenvolvimento de estratégias eficazes de prevenção e mitigação desse fenômeno.

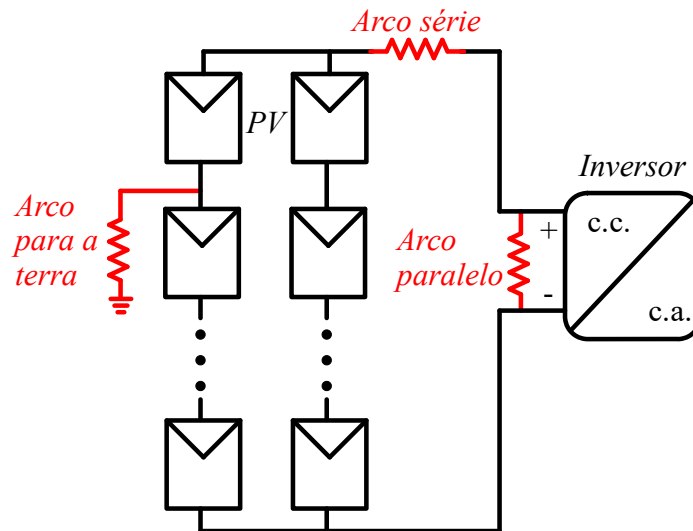
1.2 ARCOS ELÉTRICOS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Nos sistemas fotovoltaicos, a presença de arcos elétricos representa uma preocupação particularmente significativa, pois grande parte desses sistemas opera com tensões e correntes capazes de sustentar arcos elétricos, como será apresentado posteriormente. Ao contrário do lado c.a. do sistema, no qual a corrente passa por zero em cada ciclo, no lado c.c. não há essa passagem por zero. Conseqüentemente, os arcos elétricos no lado c.c. têm maior propensão a persistir, apresentando um risco elevado de incêndios e danos a equipamentos [Xiong et al. 2018].

Existem três categorias principais de arcos elétricos em sistemas fotovoltaicos, conforme ilustrado na Figura 1, modificada da norma NBR 16690 [ABNT 2019]:

a) Arcos em série, que podem surgir devido a uma conexão defeituosa ou interrupção no cabeamento; b) Arcos em paralelo, resultado de um curto-circuito parcial entre cabos adjacentes com diferentes potenciais elétricos; c) Arcos para a terra, decorrentes de uma falha de isolamento entre os condutores e o solo.

Figura 1 – Tipos de arcos elétricos em sistemas fotovoltaicos.



Fonte: Adaptado de [ABNT 2019].

1.2.1 Arcos elétricos série

Um arco elétrico série ocorre devido a uma interrupção em qualquer condutor de corrente energizado, levando à formação de um plasma de alta temperatura. As causas para o surgimento desse fenômeno podem ser atribuídas a instalação inadequada, exposição prolongada às condições climáticas, deterioração dos cabos e/ou conectores, além da falta de uma manutenção adequada. Esse é o tipo mais provável de arco elétrico em um sistema fotovoltaico, devido ao grande número de ligações série nos sistemas fotovoltaicos. Podem ser interrompidos rapidamente pela interrupção da carga do arranjo fotovoltaico, especialmente em sistemas conectados à rede. No entanto, se um arco elétrico série não for extinto rapidamente, pode se propagar, gerando arcos paralelo.

1.2.2 Arcos elétricos paralelo

Ao contrário dos arcos elétricos série, que podem ser imediatamente extintos ao zerar a corrente circulante no sistema, essa abordagem não é aplicável aos arcos elétricos paralelos. Uma vez iniciado, um arco elétrico paralelo resulta na desconexão do inversor do sistema fotovoltaico, impossibilitando que esse reduza a corrente proveniente dos módulos fotovoltaicos. A complexidade adicional na extinção e a considerável quantidade de energia disponível para alimentar esse tipo específico de arco elétrico tornam-no o mais grave. Contudo, a norma NBR 16690 exige isolamento duplo nos cabos do arranjo fotovoltaico, minimizando a probabilidade de arcos em paralelo, a menos que resultem de danos significativos ao isolamento do condutor causados por fogo ou lesão mecânica grave.

1.2.3 Arcos elétricos para a terra

Arcos para a terra são fenômenos elétricos que ocorrem em sistemas elétricos quando há uma falha de isolamento, permitindo que a corrente flua para o solo. Essas falhas podem resultar em uma conexão indesejada entre os condutores energizados e a terra, criando um caminho de baixa resistência. Isso pode acontecer devido a vários fatores, como danos nos cabos, desgaste do isolamento ou condições ambientais adversas. Da mesma forma que para o arco paralelo, contudo, o duplo isolamento exigido pela norma NBR 16690 reduz significativamente a probabilidade de ocorrência desse tipo de arco elétrico.

1.3 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

O problema abordado neste artigo consiste na necessidade de investigar e de compreender a influência do comportamento da série fotovoltaica interagindo com diferentes técnicas de controle de conversores de potência na autoextinção de arcos elétricos do tipo série. A reduzida quantidade de estudos científicos sobre este tópico resulta na determinação ainda pouco precisa dos requisitos regulatórios para os dispositivos específicos de proteção, como o circuito de interrupção de falhas de arco (*Arc Fault Circuit Interrupter-AFCI*). Por exemplo, o Código Elétrico Nacional (*National Electrical Code - NEC*) dos Estados Unidos estabelece que sistemas fotovoltaicos com tensões superiores a 80 V devem ser protegidos por um AFCI. No entanto, como será demonstrado posteriormente, essa tensão é dependente do tipo de controle do conversor de potência e da distância entre os eletrodos, exigindo mais estudos para determinar os requisitos técnicos para cada caso. Como exemplo, neste estudo, arcos sustentados são gerados em sistemas fotovoltaicos com menos de 80 V.

1.4 OBJETIVOS

O principal objetivo deste estudo é propor uma metodologia para prever a autoextinção de arcos elétricos que ocorrem no circuito série entre os módulos e conversores de potência em sistemas fotovoltaicos, considerando a influência das estratégias de controle dos conversores de potência do circuito no arco elétrico.

São objetivos específicos:

1. Derivação de um modelo matemático que descreve o comportamento de arcos elétricos para o eletrodo de testes especificado na norma IEC 63027.

2. Desenvolvimento de uma metodologia para prever a autoextinção de arcos elétricos do tipo série em sistemas fotovoltaicos considerando quatro comportamentos distintos para controle do estágio de entrada dos conversores de potência, a saber: resistência constante, tensão constante, corrente constante e potência constante.
3. Obtenção de uma base teórica que consubstancie o projeto de sistemas de controle de conversores de potência de forma a torná-los mais eficientes na extinção de arcos elétricos série em sistemas fotovoltaicos.

1.5 PRODUÇÃO

A produção científica desenvolvida durante o curso do mestrado é composta por artigos aceitos, publicados ou em processo de submissão. Além disso, destaca-se uma importante contribuição por meio de uma patente relacionada à pesquisa desenvolvida.

1. PUTZKE, J. L.; BAYER, F. M.; JAIME, A. M.; HAAB, C. A.; BELLINASO, L. V.; MICHELS, L. *Methodology for Predicting the Self-Extinction of DC Series Arc Faults in Photovoltaic Systems with Power Converters* **IEEE Journal of Photovoltaics**, 2024. (Submitted paper).
2. CHARLES, A. H.; JAIME, A. M.; SANTIAGO, J. F. A.; PUTZKE, J. L.; MICHELS, L.; BELLINASO, L. V. Pedido de patente de invenção intitulado *Dispositivo Automático para Geração de Arcos Elétricos*, depositado pela UFSM junto ao **Instituto Nacional da Propriedade Industrial** sob o código BR 10 2023 027830 2 em 29 de dezembro de 2023.
3. POZZOBON, E. P.; BELTRAME, R. C.; PUTZKE, J. L.; PINHEIRO, H.; MASSING, J. R.; GEHM, A. A. B. *Series DC Arc Fault Detection based on Wavelet Decomposition and Support Vector Machine*. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**., 2024. (Submitted paper).
4. POZZOBON, E. P.; ODRIUZOLA, L. G. M.; GEHM, A. A. B.; PUTZKE, J. L.; PINHEIRO, H.; MASSING, J. R.; BELTRAME, R. C. *Survey on DC Series Arc Fault Detection Methods: Challenges and Solutions for Safety in Photovoltaic Systems*. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**., 2024. (Submitted paper).
5. PUTZKE, JOSUE L.; BELLINASO, L. V.; MICHELS, L. *Electric Arcs in Photovoltaic Systems: A Comparative Analysis of IEC 63027, UL 1699B, and GB-t 39750 Standards*. In: **COBEP 2023 - Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência**, 2023, Florianópolis.

6. MARTINS, B. E. B.; PUTZKE, JOSUE L.; MICHELS, L. *Desenvolvimento e Prototipagem de um Sistema de Aquisição de Dados de Tensão e de Corrente Alternada com Comunicação Serial*. In: **38ª Jornada Acadêmica Integrada da UFSM**, 2023, Santa Maria. *Anais da 38ª Jornada Acadêmica Integrada da UFSM*, 2023.
7. LATORRE, M. M. M. ; PUTZKE, JOSUE L.; MICHELS, L. *Circuito Simulador do Corpo Humano para Ensaios de Choque Elétrico em Sistemas Fotovoltaicos*. In: **38ª Jornada Acadêmica Integrada da UFSM**, 2023, Santa Maria. *Anais da 38ª Jornada Acadêmica Integrada da UFSM*, 2023.
8. CARGNELUTTI, L.; PUTZKE, JOSUE L.; MICHELS, L. *Desenvolvimento de Software Supervisório para Ensaios em Bancada de Treinamento em Sistemas Fotovoltaicos*. In: **38ª Jornada Acadêmica Integrada da UFSM**, 2023, Santa Maria. *Anais da 38ª Jornada Acadêmica Integrada da UFSM*, 2023.
9. DUTRA, V. M.; PUTZKE, JOSUE L.; MICHELS, L. *Bancada para Treinamentos em Sistemas Fotovoltaicos*. In: **38ª Jornada Acadêmica Integrada da UFSM**, 2023, Santa Maria. *Anais da 38ª Jornada Acadêmica Integrada da UFSM*, 2023.

1.6 ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

Este trabalho está estruturado da seguinte forma:

- **Capítulo 1 - Introdução:** Este capítulo apresenta uma contextualização inicial sobre o tema, delineando a importância de investigar os arcos elétricos em sistemas fotovoltaicos. Além disso, são estabelecidos os objetivos e a organização do documento.
- **Capítulo 2 - Artigo Científico: Methodology for Predicting the Self-Extinction of DC Series Arc Faults in Photovoltaic Systems with Power Converters:** Este capítulo apresenta o artigo científico submetido ao periódico IEEE Journal of Photovoltaics. O artigo discute as contribuições, resultados e conclusões derivadas da metodologia proposta.
- **Capítulo 3 - Conclusões:** Este capítulo resume as principais descobertas do estudo, destacando as contribuições do artigo científico e sugerindo possíveis direções para futuras pesquisas na área.

2 METHODOLOGY FOR PREDICTING THE SELF-EXTINCTION OF DC SERIES ARC FAULTS IN PHOTOVOLTAIC SYSTEMS WITH POWER CONVERTERS

Este artigo foi submetido ao periódico Journal of Photovoltaics, periódico Qualis A1, e aguarda aprovação.

Methodology for Predicting the Self-Extinction of DC Series Arc Faults in Photovoltaic Systems with Power Converters

Josué Lopes Putzke*, Fábio M. Bayer*, *Member, IEEE*, Adriano Marques Jaime*, Charles Andre Haab†, Lucas Vizzotto Bellinaso*, Leandro Michels*, *Senior Member, IEEE*

*Federal University of Santa Maria - UFSM, Santa Maria, RS, Brazil

†Auftek Tecnologia, Santa Maria, RS, Brazil

josue.labensaios@gepoc.ufsm.br, bayer@ufsm.br, adrianomjcp@gmail.com, eng.charleshaab@gmail.com, lucas@gepoc.ufsm.br, michels@gepoc.ufsm.br

Abstract—This study proposes a methodology to predict the self-extinction of series arc faults in photovoltaic (PV) systems, considering the main concepts of power conditioning employed in photovoltaic converters, ensuring behaviors similar to constant resistance, voltage, current, or power loads. Initially, the predicted arc voltage is modeled using experimental data from tests employing electrodes described in IEC 63027. Next, the methodology is presented, which analyzes the intersection between the circuit model and the predictive interval of the electric arc to anticipate self-extinction under different voltages, currents, and power converter behaviors in PV systems. Experimental results validate the methodology, particularly in limit cases. The methodology can contribute to standardization and provide insights into the interaction between the converter control strategy and the self-extinction of electric arcs.

Index Terms—Electric arc, photovoltaic system, mathematical modeling.

I. INTRODUCTION

THE increasing adoption of photovoltaic (PV) systems as a renewable source of energy has propelled technological evolution and cost reduction. However, as the prevalence of this source type increases, safety challenges emerge. One of the main concerns in PV systems is the occurrence of electrical arcs on the DC side, which has been identified as a primary cause of fires in PV plants. [1].

Electric arcs in PV systems are generated and sustained through a complex interaction of factors within the electrical circuit. An electric arc is a luminous phenomenon resulting from the ionization of the medium when an electric conductor is near another or the ground, and the difference in voltage between them leads to the breakdown of the dielectric. This phenomenon can be triggered by improper installation, prolonged exposure to weather, cable and/or connector deterioration, and lack of proper maintenance. Unlike the ac side of the system, in which the current passes through zero in each cycle, the dc side lacks this natural interruption. Consequently, electrical arcs on the dc side are more likely to persist, presenting an increased risk of fires and equipment damage [2].

Most papers analyze the behavior of electric arcs in dc systems considering a series circuit consisting of a dc voltage source, an inductive line, an arc generator device and a

resistive load [3], [4]. Although this simplified circuit has been useful for series dc arc understanding, its direct application to PV systems is limited. In [5], the authors analyzed various models of electrical arcs present in the literature over more than a century. All tests, however, were conducted using the mentioned simplified circuit without analyzing the effects of a PV voltage-current curve and different loads.

The study conducted in [6] investigated the influence of PV module characteristics on arc fault curves. Researchers conducted experimental tests using different PV curves and analyzed variations in the operating point on the curve from the arc initiation. They observed that the electrical characteristics of the phenomenon are significantly affected when replacing the dc source with a simulated PV source, with the duration of arcs generated by the latter being longer than those generated by the former. However, the study did not include an analysis of possible behaviors of the power converter connected to the PV system, nor did it use the electrodes indicated in the IEC 63027 standard.

The comprehension of factors influencing arc characteristics has progressed through the development of experimental test platforms that can consistently generate and sustain electrical arcs. In most reported studies, however, copper is the primary material used for electrodes [7]–[10]. In [11], the authors conducted tests with electrodes made of a copper and a tungsten alloy, aiming to develop an arc detection method based on the distinctive characteristic of the onset of this phenomenon. However, there is no mention of electrode compliance with the tungsten and nickel-plated copper alloy required in standard IEC 63027 [12].

On this basis, the problem addressed in this paper is the need to investigate the influence of the PV curve and different power converter control behaviors on the behavior of electrical arcs. The lack of understanding of this topic hinders the precise determination of regulatory requirements and the need for specific protection devices, such as Arc Fault Circuit Interrupter (AFCI). For instance, the National Electrical Code (NEC) 2017 [13] mandates that photovoltaic systems with voltages higher than 80 V must be protected by an AFCI. However, the minimum voltage that the arc sustains depends on the power converter control, so more studies are needed to

determine the technical requirements. As an example, in this study, sustained arcs are generated in PV systems with less than 80V.

In this context, the primary objective of this study is to propose a methodology to predict the self-extinction of series arc faults in PV systems with power converters. This is achieved through circuit analysis involving the PV array, the power converter (load), and the arc curve. The methodology is crucial for establishing thresholds for system voltage and current and determining the necessity for AFCI protection. By doing so, it provides a theoretical foundation for defining AFCI technical requirements. Experimental results validate the proposed methodology.

The main contributions of the paper are:

- Derivation of a mathematical model that describes the behavior of an electrical arc, obtained experimentally using the electrode specified in the IEC 63027 standard. This model proves beneficial for PV inverter manufacturers seeking compliance with the standard.
- Development of a methodology for predicting the self-extinction of arc in PV systems. The methodology involves analyzing the electrical circuit with a photovoltaic curve, an electrical arc model, and four different power converter control behaviors: constant resistance, constant voltage, constant current, and constant power.
- Providing a theoretical and practical foundation for defining technical requirements for AFCI protection considering the behavior of the power converter control system.

II. METHODOLOGY

In this section, the methodology for predicting the self-extinction of the electric arc is presented. First, the process to obtain the arc model is described. Subsequently, the impact of the PV curve and the behavior of the power converter (load) on the potential arc voltage and current is explained. Finally, the analysis for predicting the self-extinction of the electric arc is detailed.

A. Arc Mathematical Modeling for the IEC 63027 electrode

A mathematical model was developed to predict the voltage of an electrical arc as a function of the current and the distance between the electrodes. The proposed model was adjusted using data obtained from experimental tests conducted with a horizontal arc configuration, maintaining a constant ambient temperature of 25°C, a relative air humidity of 50%, and an electrode contact resistance of 50 $m\Omega$.

Fig. 1a illustrates the circuit setup employed in the mathematical modeling of the arc. The dc voltage source V_{source} has been set to 250 V, allowing the arc to assume any voltage within the range of 0 V to 250 V. Additionally, a current source is implemented to precisely control the arc's current. Fig. 1b illustrates the tests conducted to obtain the model. Initially, the electrodes are short-circuited, with a nominal current of 16 A (interval I). Then, the electrodes are separated at a rate of 5 mm/s (interval II). After the electrode gap achieves the desired distance, the current is gradually decreased by 2 A every 200 ms (interval III) until it reaches 6 A. It is then reduced to

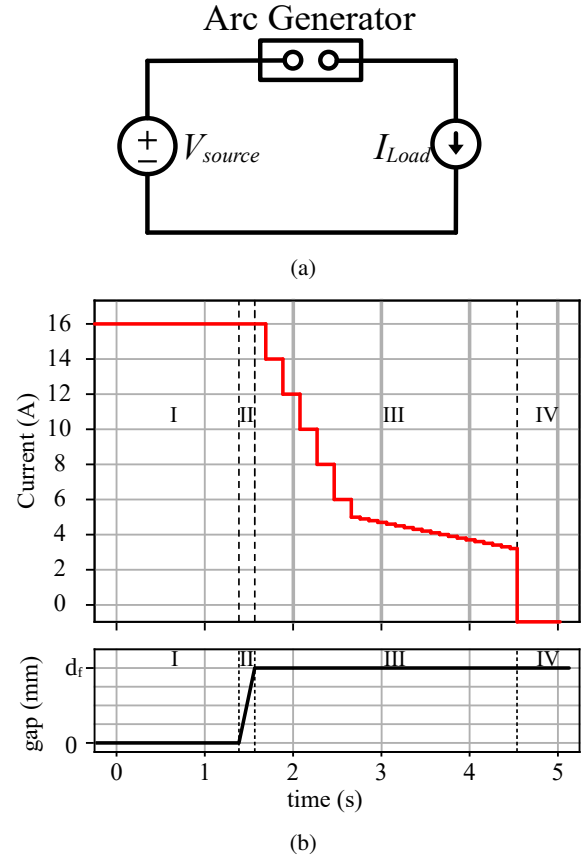


Fig. 1: Arc mathematical modeling methodology. a) Circuit setup employed. b) Programmed behavior of the current source I_{Load} . d_f represents the final distance for the test.

5 A, and thereafter decreased by 0.1 A every 100 ms until the arc is extinguished (interval IV). During interval III, data is collected to characterize the voltage model in relation to the current for the specified electrode distance. This test was repeated for electrode distances of 0.8, 1.1, 1.6, 2.5, and 5 mm ($\pm 0,062$ mm). Arc voltage and current values were sampled using a Keysight MSOX3014T oscilloscope, and the data was calibrated with a Zimmer LMG670. Additionally, insulated probes were employed to reduce noise. All loads in this study were obtained by programming the NHR 4760-300A-600V DC Electronic Load.

Based on the experimental data, a heteroscedastic regression model was fitted to model the arc voltage as a function of the arc current and distance between the electrodes. The adjusted model was able to establish prediction intervals for the arc voltage, being effective to anticipate the arc self-extinction within the proposed methodology.

B. Modeling of the System Considering Different Types of Control for the Static Converter

In this section, curves are generated to simulate the conditions to which an electric arc would be subjected in a specific circuit. This analysis considers the PV curve and the type of control implemented in the static converter.

Using the EN50530 standard model [14], the PV curve is obtained from the parameters: voltage fill factor (F_v), current fill factor (F_i), open-circuit voltage (V_{oc}), and short-circuit current (I_{sc}). All curves generated here have a voltage fill factor of $F_v = 0.8$ and a current fill factor of $F_i = 0.9$. The following equations were applied to generate the photovoltaic curve:

$$F_v = \frac{V_{mpp}}{V_{oc}} \quad (1)$$

$$F_i = \frac{I_{mpp}}{I_{sc}} \quad (2)$$

$$i_{pv} = I_{sc} - I_o \cdot \exp\left(\frac{v_{pv}}{V_{oc} \cdot C_{aq}}\right) \quad (3)$$

$$I_o = I_{sc} \cdot (1 - F_i)^{\frac{1}{1-F_v}} \quad (4)$$

$$C_{aq} = \frac{F_v - 1}{\ln(1 - F_i)} \quad (5)$$

Where:

I_o is the reverse saturation current;

C_{aq} is an auxiliary parameter;

v_{pv} represents the voltage points on the photovoltaic curve;

i_{pv} represents the current points on the photovoltaic curve;

V_{mpp} is the voltage at the maximum power point;

I_{mpp} is the current at the maximum power point.

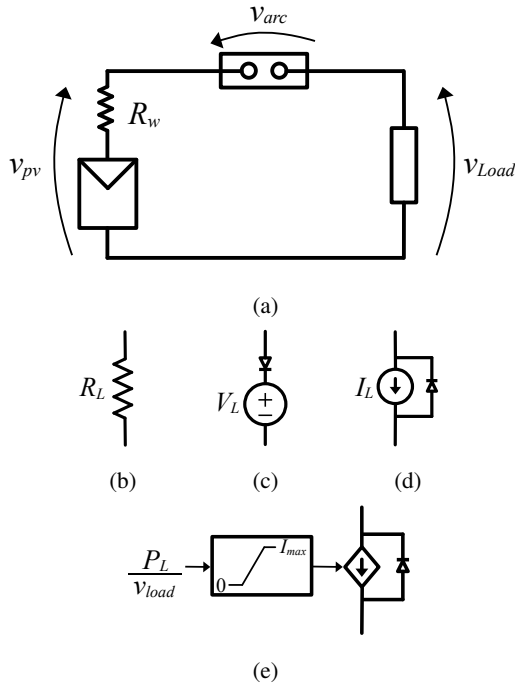


Fig. 2: Simplified circuit used for the analyses: a) simplified circuit with generic load; b) constant resistance load; c) constant voltage load; d) constant current load; e) constant power load.

Fig. 2 depicts a simplified circuit from which curve analyzes are performed. R_w is included to model the voltage losses in the wires. Analysing Fig. 2a, we conclude that $v_{arc} = v_{pv} - v_{Load}$. In this way, the curve $v_{pv} - v_{load}$ represents the possible voltage and current points at which the electrical arc occurs.

1) *Constant Resistance*: Fig. 2b illustrates the load model and Fig. 3a shows the obtained curves for a constant resistance load.

Although there is usually no direct correspondence between constant resistance load and the control of a photovoltaic inverter, the analysis is valuable since most studies on electrical arcs incorporate constant resistance into their analyses, as mentioned in Section I.

2) *Constant Voltage*: The constant voltage load is equivalent to a power converter operating in maximum power point tracking (MPPT) with PV voltage control [15]. When the MPPT algorithm operates in low frequency (less than 5 Hz) with sufficiently small voltage reference steps, in comparison with the nominal voltage of the equipment, the arc dynamics is much faster than the MPPT algorithm, so the converter behaves as a constant voltage source.

Fig. 2c illustrates the load model employed for constant voltage load analysis. This load model consists of an ideal voltage source in series with a diode inserted to ensure unidirectional current flow. Fig. 3b shows an example of the curves for constant voltage load.

3) *Constant Current*: Fig. 2d presents the load model used for constant current analysis. In this configuration, the power converter operates with input current control. An anti-parallel diode is included to avoid negative voltage, so the load behaves as a short circuit (0 V) when the PV voltage is equal to the arc voltage.

Studies with constant current loads are relevant when the converter operates in MPPT with PV current control or on a PV curve with a maximum power current greater than its maximum input current. Under these conditions, the inverter operates outside the maximum power point, maintaining the input current constant at the maximum allowed limit.

Fig. 3c shows an example of the curves of a system with constant current load. In this scenario, the operational point in the PV curve is unchanged, because the current remains the same after the arc begins.

4) *Constant Power*: Fig. 2e presents the simplified circuit for the constant power tests. In this case, a controlled current source was used. The voltage measurement of the load establishes the current value necessary to maintain constant power. It is important to note that the constant power behavior is not unlimited. At a certain point, the constant power load curve becomes constrained by the maximum current, transforming the load into a constant current load. If the voltage in the arc continues to increase, the anti-parallel diode of the load starts to conduct, and the voltage of the PV curve becomes fully imposed on the arc. Fig. 3d presents an example of the curves for a constant power load.

The constant power load analysis is relevant for scenarios when the power converter operates with constant output power,

and the PV array power is below its maximum. As the converter output power is controlled as constant, the input power also becomes approximately constant.

C. Arc Self-Extinction Prediction Method

The electrical arc is an inherently noisy phenomenon [16]. Consequently, its operating point varies over a specific interval within the points depicted in the curves of Fig. 3. When the system curve ($v_{arc} = v_{pv} - v_{load}$) does not intersect with the upper limit of the model's prediction interval, the arc voltage continues to rise until reaching a point where the current is too low to sustain the arc, so it extinguishes. In cases where there is an intersection with the upper limit, the maximum arc voltage is limited by the point where the upper limit of the model's prediction interval intersects with the system curve, provided this intersection occurs at a current level sufficient to sustain the arc. In this case, the arc does not self-extinguish and its steady-state voltage and current are contained within the intersection between the arc prediction interval and the system curve.

Fig. 4a shows an example of the above-mentioned curves. The intersection of the system curve with the upper limit of the arc model indicates that this arc would not self-extinguish. Instead, its steady state voltage and current are predicted to be at the intersection of the prediction interval and the system curve.

On the other hand, Fig. 4b illustrates a scenario where the system curve does not intersect with the upper limit of the arc prediction interval. In such instances, the arc is expected to self-extinguish due to the inherent noise within the phenomenon, as previously described.

III. EXPERIMENTAL RESULTS

The circuit employed in the experiments is depicted in Fig. 5 and complies with the photovoltaic module model of IEC 63027. The decoupling network aims to attenuate electromagnetic interference from the source and the array and line impedance contribute to a more accurate representation of real conditions in a PV array.

An arc generator complying with the IEC 63027 standard was utilized to obtain experimental results. Fig. 6 shows the device employed in the experimental setup.

A. Result of the Arc Mathematical Modelling of IEC 63027

Fig. 7 presents the voltage and current data obtained during interval III of Fig. 1b, for different electrode gaps.

Based on the collected data, a heteroscedastic linear regression model was considered, where the mean and standard deviation of the dependent variable, arc voltage (V_{arc}), are explained by the input variables, arc current (I_{arc}) and distance between the electrodes (g). After parameter estimation, the

following fitting equations for the mean and standard deviation were obtained, respectively:

$$\begin{aligned}\hat{V}_{arc\ average} &= 41.511 + 0.91995 \cdot I_{arc} \\ &\quad + 3.05736 \cdot g - 11.58432 \cdot \ln(I_{arc}) \\ &\quad + 6.47092 \cdot \ln(g) - 0.18720 \cdot g \cdot I_{arc}, \quad (6) \\ \hat{s} &= \exp(1.343885 - 0.113478 \cdot I_{arc} \\ &\quad - 0.300667 \cdot g + 1.181893 \cdot \ln(g)),\end{aligned}$$

where $\hat{V}_{arc\ average}$ is the predicted average arc voltage (in V) by the model, and \hat{s} is the estimated standard deviation. The model parameters are estimated using the maximum likelihood estimation method through the GAMLSS package of the R software [17].

Based on the adjusted model and the assumption of additive Gaussian errors, it is possible, in addition to obtaining point predictions, to determine prediction intervals for $\hat{V}_{arc\ average}$. The lower limit (LL) and upper limit (UL) of these intervals are given, respectively, by:

$$\begin{aligned}\text{LL} &= \hat{V}_{arc\ average} - z \cdot \hat{s} \\ \text{UL} &= \hat{V}_{arc\ average} + z \cdot \hat{s}, \quad (7)\end{aligned}$$

where z is the quantile of the standard normal distribution (for a 95% interval: $z = 1.959964$). As an example, Fig. 8 presents the obtained model and the 95% prediction interval for a distance of 1.6 mm between the electrodes.

The 95% prediction interval is commonly used in scientific research for its established trade-off between precision and reliability [18]. Based on data analysis, the 95% prediction interval has proven to be effective to anticipate the self-extinction of the electric arc.

B. Arc Self-Extinction Prediction Method Validation

In this Section, we validate the proposed methodology for predicting the self-extinction of electrical arcs in photovoltaic systems for the different loads models of Fig. 2. All tests were performed with electrode distances of $g = 1.6$ mm and a separation rate of 5 mm/s. From Fig. 8, we consider that the model is valid for currents between 3 and 16 A.

1) *Constant Resistance Load*: Fig. 9a presents the two arc curves mentioned earlier: one from the arc model and the system curve from the circuit ($v_{arc} = v_{pv} - v_{load}$). The PV curve is configured with $V_{mpp} = 60$ V and $I_{mpp} = 10.8$ A, and the load is a constant resistance of $R = 5.56$ Ω .

As the entire system curve crosses the upper limit of the prediction interval of the mathematical arc model, the arc would be sustained indefinitely. This is evidenced by experimental data present in the figure.

Fig. 9b presents a case where there is no crossing of the system curve by the upper limit of the arc model. Thus, this arc would self-extinguish, as observed in the experimental data. The parameters of the PV curve used in this figure are $V_{mpp} = 45$ V and $I_{mpp} = 10.8$ A, and the load is a resistance of $R = 4.17$ Ω .

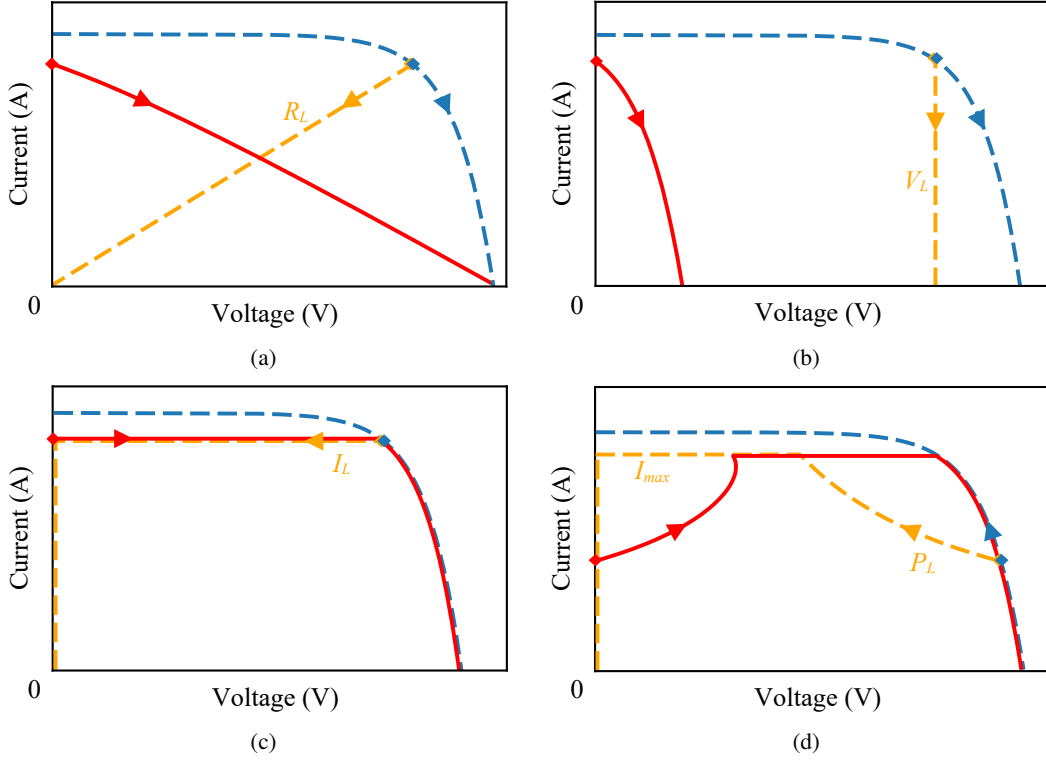


Fig. 3: Example of curves used for modeling systems with: a) constant resistance loads; b) constant voltage loads; c) constant current loads. d) constant power loads. (• v_{pv} ; • v_{Load} ; • v_{arc} ; ◊ initial operating point in each curve; ▷ trajectory of the operation point in each curve once the arc phenomenon starts.)

2) *Constant Voltage Load*: In Fig. 9c, there is an intersection of the system curve with the upper limit of the arc model. Thus, the arc is sustained, as demonstrated by the experimental data. The PV curve in the test was configured with $V_{mpp} = 210$ V and $I_{mpp} = 10.8$ A, and the load as a constant voltage source of $v_{load} = 210$ V.

In Fig. 9d, the PV voltage was reduced to $V_{mpp} = 195$ V for the same previous current ($I_{mpp} = 10.8$ A), and the load voltage was set to $v_{Load} = 195$ V. We can observe the absence of an intersection between the upper limit and the system curve, indicating that the arc would self-extinguish. This hypothesis predicted by the proposed methodology was confirmed by the experimental results.

3) *Constant Current Load*: Fig. 9e presents the arc model and a system curve for constant current load, with the PV curve configured with $V_{mpp} = 60$ V and $I_{mpp} = 5$ A, and the load set to $I = 5$ A. The intersection of the system curve with the upper limit of the arc model indicates that the electric arcs tends to sustain, as confirmed by the experimental data.

In Fig. 9f, the currents were kept the same, and the PV voltage was reduced to $V_{mpp} = 30$ V. In this case, there is no intersection of the system curve with the upper limit of the electric arc model, predicting the self-extinction of the electric arc. The experimental results confirmed the prediction.

4) *Constant Power Load*: In Fig. 9g, we can observe the intersection of the system curve with the upper limit of the electric arc model, indicating the sustainment of the electric arc, as shown by the experimental data. The PV curve used in

this case is configured with $V_{mpp} = 51$ V and $I_{mpp} = 10.8$ A, and the load is a constant power source of $P = 220$ W (40% of the maximum power of the curve).

In Fig. 9h, there is no intersection of the system curve with the upper limit of the electric arc model, so the electric arc is likely to self-extinguish. The PV curve was configured as follows: $V_{mpp} = 35$ V and $I_{mpp} = 10.8$ A, and the load set as a constant power source of $P = 70$ W (40% of the maximum power of the curve).

C. Threshold values indicating electrical arc hazard

The proposed methodology enables the determination of threshold PV array voltages and currents that delineate the self-extinction or sustenance of an electrical arc. As distances decrease, a lower voltage becomes sufficient to maintain the arc at a constant current, making electrical arcs easier to sustain. In the context of this study, the minimum voltage and current values from which the arc becomes hazardous are identified at a distance of $g = 0.8$ mm. This specific distance is defined in IEC 63027 and is considered the minimum distance for arc sustenance in this study.

By maintaining this fixed gap distance, various maximum power current (I_{mpp}) values were investigated, and the corresponding maximum power voltages (V_{mpp}) required to sustain the arc were identified. These results are shown in Fig. 10. In Region I, the arc extinguishes for all load control methods. In Region II, it extinguishes only for constant resistance and

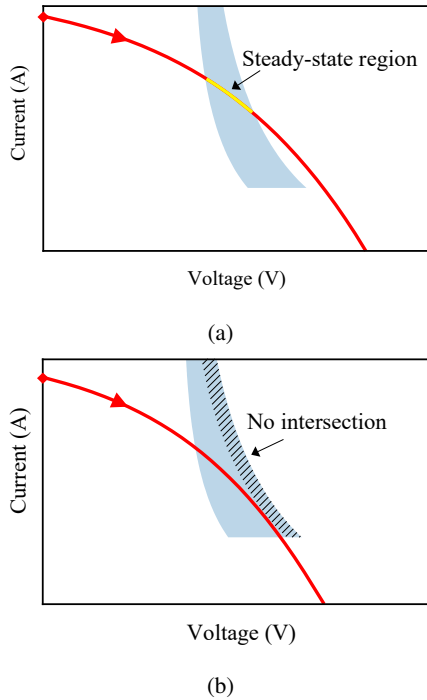


Fig. 4: Sustained and self-extinguished arc scenarios. a) Sustained arc scenario; b) Self-extinguishing arc scenario. (● Arc prediction interval; ● $v_{pv} - v_{Load}$; ◇ initial operating point in the curve; ▷ trajectory of the operation point once the phenomenon starts.)

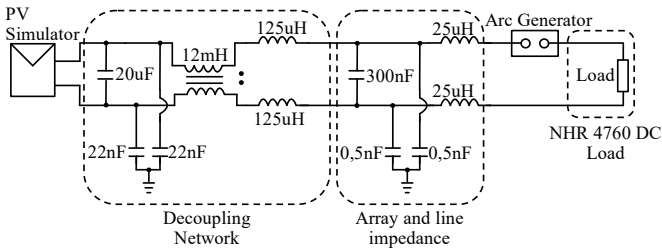


Fig. 5: Photovoltaic module model based on IEC 63027, employed in testing.

constant voltage loads, but is sustained for constant power and constant current loads. In Region III, it extinguishes for constant voltage loads, but is sustained for all other methods. In Region IV, it is sustained irrespective of the load control method.

In Fig. 10, it is noted that PV voltages below 80 V, as stipulated in NEC 2017 [13], are safe only when the power converter control operates in MPPT as a constant voltage load. Under this power converter operation mode, a PV voltage of $V_{mpp} = 195V$ is likely to result in the self-extinction of the electric arc. However, if the converter operates below the maximum power as a constant current or constant power load, even PV voltages below 40 V may pose a safety risk in the absence of arc fault protection.



Fig. 6: Arc generator employing the tungsten and nickel-plated copper alloy, according to the IEC 63027 standard.

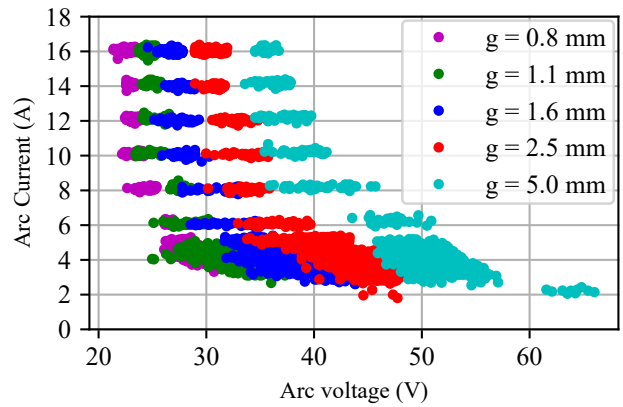


Fig. 7: Data used in model development.

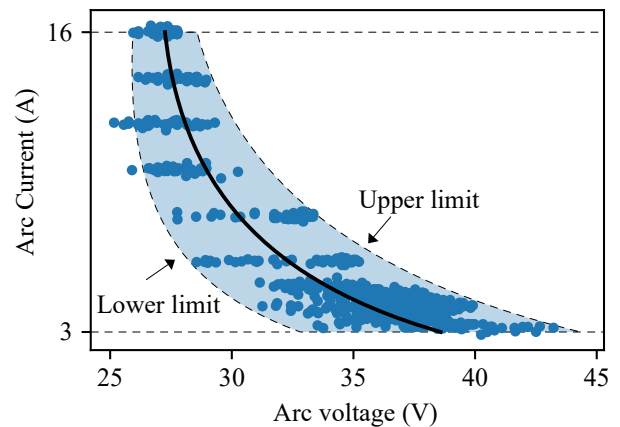


Fig. 8: Adjusted model and 95% prediction interval for $g = 1.6$ mm. (● Average arc model voltage; ● Prediction interval; ● Experimental data).

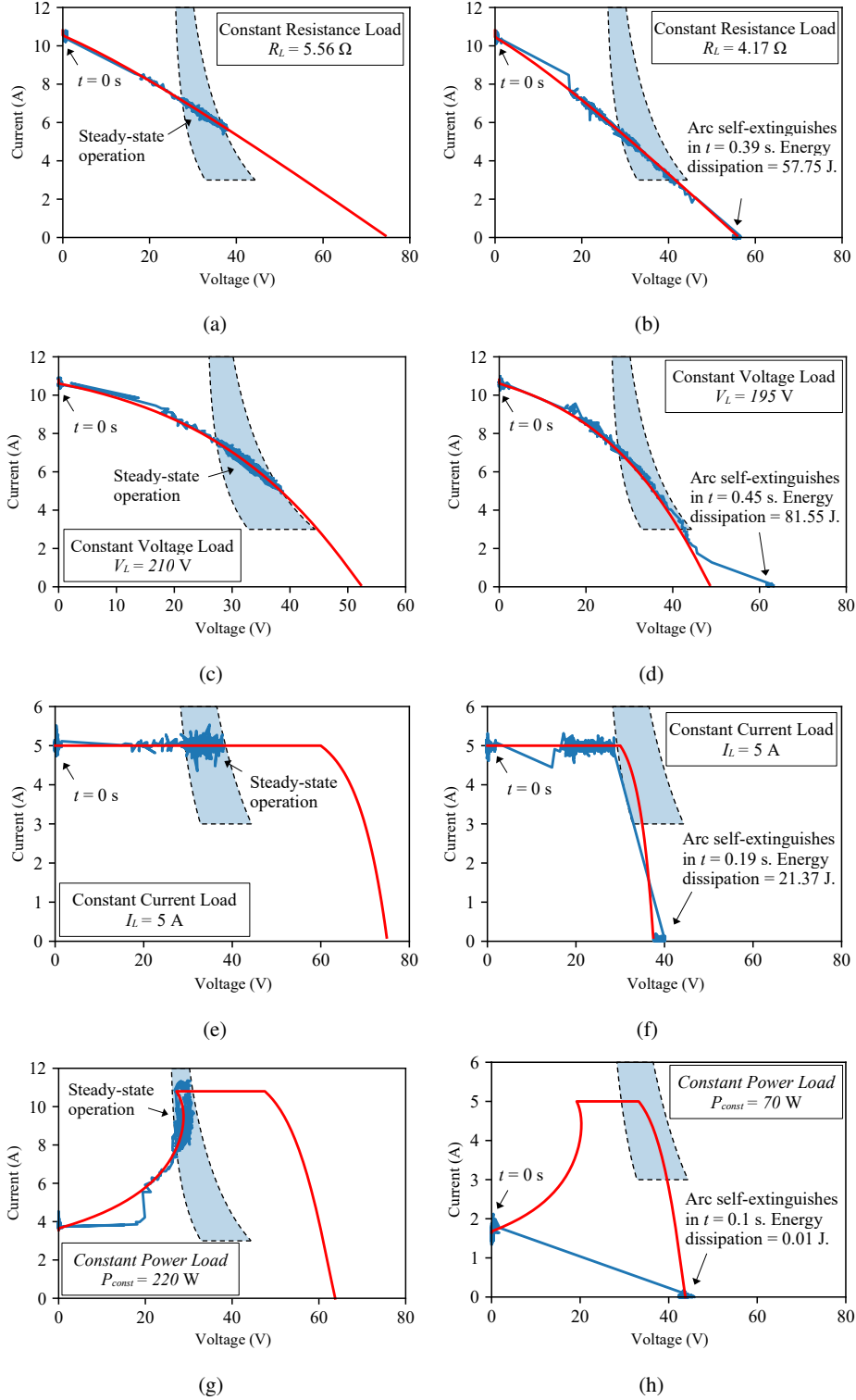


Fig. 9: Arc Self-Extinction Prediction Method Validation. (a) Constant resistance test for sustained arc. (b) Constant resistance test for arc self-extinction. (c) Constant voltage test for sustained arc. (d) Constant voltage test for arc self-extinction. (e) Constant current test for sustained arc. (f) Constant current test for arc self-extinction. (g) Constant power test for sustained arc. (h) Constant power test for arc self-extinction. (• Prediction interval for $g = 1.6$ mm; • $v_{pv} - v_{Load}$; • Experimental data.)

IV. CONCLUSION

This study proposed a methodology to analyze and determine, through mathematical modeling and a graphical ap-

proach, the potential for self-extinguishing electric arcs in PV systems.

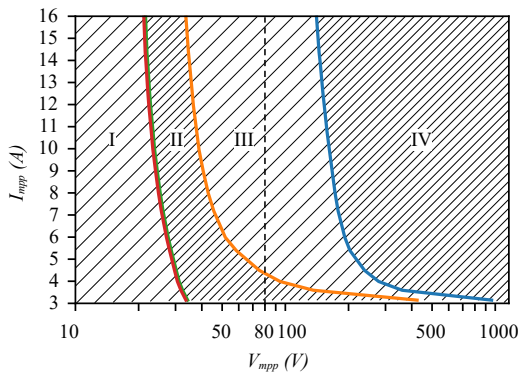


Fig. 10: Self-extinguished and self-sustained regions of electrical arcs based on converter control for $g = 0.8$ mm. (● Constant power load; ● Constant current load; ● Constant resistance load; ● Constant voltage load).

The developed methodology involved the interpolation of curves based on experimental data. Different types of loads were considered, such as constant resistance load, constant voltage load, constant current load, and constant power load. PV curves were generated based on parameters established by the EN 50530 standard. The arc model developed here specifically corresponds to the requirements outlined in the IEC 63027 standard, but the same methodology can be applied to other electrode materials and specifications.

When examining the curves resulting from the mathematical model for the electric arc and the curves imposed by the system, it was observed that the presence of intersection points between the upper limit of the interval and the system curve indicated the sustenance of the electric arc. Conversely, the absence of this intersection highlighted the impossibility of sustaining the electric arc under the analyzed conditions.

This methodology contributes to the understanding and modeling electric arcs in PV systems. By considering the characteristics of tungsten and nickel-plated copper electrodes, as specified by the IEC 63027 standard, and the influence of photovoltaic and load curves, informed decisions can be made regarding the design, operation, and control of the power converters connected to the PV generator.

The comparison between experimental results and model predictions demonstrated satisfactory agreement, validating the model's capability to describe the characteristics of electric arcs considering photovoltaic curves and system load curves.

Through the developed methodology, it is possible to establish critical parameters, such as voltage and current, from which the occurrence of electric arcs becomes a concern.

REFERENCES

- [1] F. Media. (2023) Solar panel fires on the rise leading to fire safety worries. Accessed on November 14, 2023. [Online]. Available: <https://www.thefpa.co.uk/news/solar-panel-fires-on-the-rise-leading-to-fire-safety-worries>
- [2] V. Psaras, Y. Seferi, M. H. Syed, R. Munro, P. J. Norman, G. M. Burt, R. Compton, K. Grover, and J. Collins, "Review of dc series arc fault testing methods and capability assessment of test platforms for more-electric aircraft," *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, vol. 8, no. 4, pp. 4654–4667, 2022.
- [3] A. L. Gattozzi, J. D. Herbst, F. M. Uriarte, and R. E. Hebner, "Analytical description of a series fault on a dc bus," in *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, 2012, pp. 1–6.
- [4] Y.-J. Kim and H. Kim, "Modeling for series arc of dc circuit breaker," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, no. 2, pp. 1202–1207, 2019.
- [5] —, "Dc arc characteristics according to source voltage and load power level," in *2018 7th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, 2018, pp. 205–208.
- [6] T. Yokoi, A. Tsusaka, K. Hasegawa, T. Matsumura, K. Yukita, Y. Goto, A. Miyamoto, and H. Ito, "An experimental study on extinguishing property of dc arc ignited with disconnection of activated pv array," in *2019 IEEE Third International Conference on DC Microgrids (ICDCM)*, 2019, pp. 1–5.
- [7] B. Paudyal, M. Bolen, T. Short, and J. Woodard, "Measured and calculated dc arc-flash incident energy in a large-scale photovoltaic plant," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 9, no. 5, pp. 1343–1349, 2019.
- [8] M. Weerasekara, M. Vilathgamuwa, and Y. Mishra, "Modelling of dc arcs for photovoltaic system faults," in *2016 IEEE 2nd Annual Southern Power Electronics Conference (SPEC)*, 2016, pp. 1–4.
- [9] R. F. Ammerman, T. Gammon, P. Sen, and J. P. Nelson, "Dc arc models and incident energy calculations," in *2009 Record of Conference Papers - Industry Applications Society 56th Annual Petroleum and Chemical Industry Conference*, 2009, pp. 1–13.
- [10] F. Erhard and F. Berger, "Measurements of dc arc faults in real photovoltaic systems," in *2013 48th International Universities' Power Engineering Conference (UPEC)*, 2013, pp. 1–6.
- [11] Y. Cao, J. Li, M. Sumner, E. Christopher, and D. Thomas, "Arc fault generation and detection in dc systems," in *2013 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 2013, pp. 1–5.
- [12] *IEC 63027 ed. 1b - Photovoltaic power systems – DC arc detection and interruption*, International Electrotechnical Commission Std., 2023.
- [13] National Fire Protection Association, *National Electrical Code (NEC) Handbook*, 2017th ed. Quincy, MA: National Fire Protection Association, 2017.
- [14] E. C. for Electrotechnical Standardization, "EN 50530 - Overall efficiency of grid-connected photovoltaic inverters," Tech. Rep., 2010. [Online]. Available: <https://www.en-standard.eu>
- [15] L. V. Bellinaso, H. H. Figueira, M. F. Basquera, R. P. Vieira, H. A. Gründling, and L. Michels, "Cascade control with adaptive voltage controller applied to photovoltaic boost converters," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, no. 2, pp. 1903–1912, 2019.
- [16] J. Johnson and K. Armijo, "Parametric study of pv arc-fault generation methods and analysis of conducted dc spectrum," in *2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 2014, pp. 3543–3548.
- [17] R. A. Rigby and D. M. Stasinopoulos, "Generalized additive models for location, scale and shape (with discussion)," *Applied Statistics*, vol. 54, pp. 507–554, 2005.
- [18] D. C. Montgomery and G. C. Runger, *Applied Statistics and Probability for Engineers*. Wiley, 2003.
- [19] M. Jalil, H. Samet, and T. Ghanbari, "Time-variant schwarz based model for dc series arc fault modeling in photovoltaic systems," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 12, no. 4, pp. 1078–1089, 2022.
- [20] S. Chen, X. Li, Z. Xie, and Y. Meng, "Time-frequency distribution characteristic and model simulation of photovoltaic series arc fault with power electronic equipment," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 9, no. 4, pp. 1128–1137, 2019.

3 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma metodologia para a análise e a determinação do potencial de autoextinção de arcos elétricos em sistemas fotovoltaicos. As comparações entre os resultados experimentais e as previsões do modelo foram consistentes, demonstrando a precisão do modelo em descrever as características dos arcos elétricos. Nesse contexto, os objetivos estabelecidos foram plenamente alcançados, proporcionando uma contribuição significativa para o entendimento e a modelagem desses fenômenos em sistemas fotovoltaicos.

Com base nos objetivos específicos delineados para este estudo, destacam-se as seguintes conclusões:

- **Modelo Matemático para Descrição do Comportamento do Arco Elétrico:** o primeiro objetivo específico buscava a derivação de um modelo matemático para descrever o comportamento de arcos elétricos, conforme especificado pela norma IEC 63027. O modelo desenvolvido, juntamente com os intervalos de predição, demonstrou-se preciso na determinação dos valores de tensão do arco a partir da corrente e da distância entre os eletrodos.
- **Metodologia para Previsão da Autoextinção de Arcos em Sistemas Fotovoltaicos:** o segundo objetivo específico envolveu o desenvolvimento de uma metodologia para prever a autoextinção de arcos elétricos em sistemas fotovoltaicos. Esta abordagem, que incorpora a análise do circuito elétrico com a curva fotovoltaica e diferentes comportamentos de controle de conversores de potência, demonstrou sua eficácia na validação experimental.
- **Obtenção de uma base teórica que consubstancie o projeto de sistemas de controle de conversores de potência de forma a torná-los mais eficientes na extinção de arcos elétricos série em sistemas fotovoltaicos:** o terceiro objetivo específico propunha o fornecimento de uma base teórica para o projeto de sistemas de controle de conversores de potência seguros contra falhas de arco em sistemas fotovoltaicos. Esse objetivo foi alcançado ao apresentar os limites de tensão e de corrente a partir dos quais o arco se torna perigoso para cada tipo de controle. Essa compreensão capacita os projetistas a conceber inversores que operem de maneira segura (em uma região de autoextinção de arcos elétricos), mesmo na ausência de um circuito dedicado para a extinção de arcos elétricos.

Como perspectivas para trabalhos futuros, recomenda-se:

- A expansão da metodologia para considerar outros materiais e formatos de eletrodos, a fim de ampliar sua aplicabilidade;

- A aplicação da metodologia a cenários práticos, mais complexos e variáveis;
- A inclusão dos algoritmos de seguimento do ponto de máxima de potência na metodologia;
- A determinação das distâncias entre os eletrodos a serem consideradas nas normatização do setor para garantir maior segurança às instalações fotovoltaicas.

O estudo demonstrou que a tensão limite a partir da qual é necessário circuito específico para detecção e interrupção de arcos elétricos é contingente ao tipo de controle do conversor de potência e à distância entre os eletrodos. Dessa maneira, surge a necessidade iminente de identificar quais distâncias representam a maior aplicabilidade prática, a fim de, a partir desse ponto, estabelecer limites concretos de tensão e de corrente a partir dos quais a proteção por circuito específico é necessária. Além disso, concluiu-se que as normas carecem de considerar cenários nos quais o inversor opera sob limitações de potência e de corrente, permitindo a avaliação abrangente da segurança do sistema em todas as suas formas de operação.

REFERÊNCIAS

ABNT. **NBR 16690: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos. Requisitos de projeto.** [S.l.], 2019.

KIM, Y.-J.; KIM, H. Modeling for series arc of dc circuit breaker. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 55, n. 2, p. 1202–1207, 2019.

PSARAS, V. et al. Review of dc series arc fault testing methods and capability assessment of test platforms for more-electric aircraft. **IEEE Transactions on Transportation Electrification**, v. 8, n. 4, p. 4654–4667, 2022.

XIONG, Q. et al. Electromagnetic radiation characteristics of series dc arc fault and its determining factors. **IEEE Transactions on Plasma Science**, v. 46, n. 11, p. 4028–4036, 2018.