



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

JÚLIO DOMINGOS GONÇALO NETO

**PROTEÇÃO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS: Uma análise da NBR 16690:2019 e
sua contextualização com a NBR 5410:2010**

Recife
2025

JÚLIO DOMINGOS GONÇALO NETO

**PROTEÇÃO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS: Uma análise da NBR 16690:2019
e sua contextualização com a NBR 5410:2010**

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): Prof. Dr. Márcio Rodrigo Santos de Carvalho

Recife
2025

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

Gonçalo Neto, Júlio Domingos.

Proteção em sistemas fotovoltaicos: uma análise da NBR 16690:2019 e sua contextualização com a NBR 5410:2010 / Júlio Domingos Gonçalo Neto. - Recife, 2025.

95 p. : il., tab.

Orientador(a): Márcio 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, anexos.

1. NBR 16690: 2019. 2. NBR 5410: 2004. 3. Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede. 4. Dispositivos de Proteção. 5. Projetos Fotovoltaicos. I. Carvalho, Márcio Rodrigo Santos de. (Orientação). II. Título.

620 CDD (22.ed.)

JÚLIO DOMINGOS GONÇALO NETO

**PROTEÇÃO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS: Uma análise da NBR 16690:2019
e sua contextualização com a NBR 5410:2010**

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: 15/12/2025

BANCA EXAMINADORA

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

Prof. Dr. Calebe Hermann de Oliveira Lima (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Eng. M.Sc. Antonio Gustavo Evangelista Muniz Santo (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Este trabalho é dedicado aos meus pais, Josias e Valquíria, que graças ao apoio, amor e dedicação incondicional de ambos, pude chegar até aqui.

AGRADECIMENTOS

Por si só, o simbolismo que representa a entrega deste trabalho, é motivo de enorme gratidão. Gostaria, e assim farei, de agradecer pessoalmente a cada pessoa que teve e tem importância para este momento, contudo, não cabe aqui este agradecimento pessoal e nominal.

Contudo, gostaria primeiramente de agradecer à Deus por permitir a concretização deste trabalho, uma importante etapa em minha vida pessoal e profissional.

Minha profunda gratidão aos meus pais, pois nunca mediram esforços para que eu tivesse condições de realizar um sonho em ser engenheiro, eletricitista, pela Universidade Federal de Pernambuco.

Também agradeço ao meu orientador, Márcio Rodrigo, pela sua sempre compreensão, atenção e apoio prestado desde suas aulas que auxiliaram na determinação do tema até a finalização deste trabalho.

A cada um que passou em minha vida ao longo de minha trajetória acadêmica: professores, técnicos, funcionários desta Universidade, em especial aos do Departamento de Engenharia Elétrica, e colegas de curso, cada um teve alguma influência para que chegasse a este momento.

Ainda, agradeço aos meus familiares, por torcer e me apoiar nas minhas conquistas. Assim como também amigos que ganhei da universidade, e os que já tinha fora dela.

Um agradecimento especial aos meus chefes e colegas de trabalho, pela oportunidade e confiança que depositaram em mim, e que também me deram condições e experiência para realização deste trabalho.

A todos vocês, e aos que esqueci de mencionar, sintam-se abraçados, e meus sinceros agradecimentos

RESUMO

Dados divulgados pela Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica indicam que, em 2024, a potência instalada de energias da fonte solar fotovoltaica no Brasil ultrapassou 53.000 MW. Esta expansão acelerada traz consigo a necessidade de estudos aprofundados sobre a proteção em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. No Brasil, a Norma ABNT NBR 16690:2019 é a principal referência para os requisitos de projetos fotovoltaicos. Contudo, por ser considerada uma norma recente e fazer referência direta a outras normas, o seu entendimento exige um alto grau de conhecimento técnico, principalmente da ABNT NBR 5410:2004. Assim, este trabalho determina os requisitos de proteção para sistemas fotovoltaicos analisando a inter-relação entre a NBR 16690, a NBR 5410 e a aplicação em sistemas fotovoltaicos de outras normas relevantes de proteção, como, a NBR 5419, NBR 16612, NBR 17193 e a IEC 60364-7-712. Com o estudo, foi produzido um material em que são apresentados os critérios para a seleção e dimensionamento de componentes essenciais. São detalhadas as proteções contra choques elétricos, contra efeitos térmicos, sobrecorrente e sobretensão. Destaca-se também a proteção contra falha de isolamento, mitigando os arcos elétricos em corrente contínua e abordando a importância do AFCI. O trabalho exhibe exemplos de projetos e instalações aderentes aos conceitos apresentados, tendo como objetivo de ser utilizado como guia base para profissionais que atuam com projetos de sistemas fotovoltaicos.

Palavras-chave: NBR 16690: 2019; NBR 5410: 2004; Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede; Dispositivos de Proteção; Projetos Fotovoltaicos.

ABSTRACT

Data released by the Brazilian Association of Solar Photovoltaic Energy shows that in 2024 the installed capacity of solar photovoltaic energy sources exceeded 53,000 MW. This accelerated expansion brings with it the need for in-depth studies on protection in grid-connected photovoltaic systems. In Brazil, ABNT NBR 16690:2019 is the main reference for photovoltaic project requirements. However, because it is considered recent and directly references other standards, understanding it requires a high level of technical knowledge, particularly of ABNT NBR 5410:2004. So, this work determines the protection requirements for photovoltaic systems by analyzing the interrelationship between NBR 16690 and NBR 5410, and the application of other relevant protection standards to photovoltaic systems, such as NBR 5419, NBR 16612, NBR 17193, and IEC 60364-7-712. The study resulted in the production of a document presenting the criteria for selecting and sizing essential components. Protection against electric shock, thermal effects, overcurrent, and overvoltage is detailed. Are also highlighted protection against insulation failure, mitigating direct current arc flashes, and addressing the importance of AFCI. The work presents examples of projects and installations that adhere to the concepts presented and is intended to be used as a basic guide for professionals working on photovoltaic system projects.

Keywords: NBR 16690:2019; NBR 5410:2004; Grid-connected photovoltaic systems; Protection devices; Photovoltaic projects.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Linha do tempo das normas necessárias à proteção de SFCRs.	14
Figura 2 – Relação das normas necessárias à proteção de SFCRs.	16
Figura 3 – Esquema de arranjo fotovoltaico.	19
Figura 4 – Esquema de um subarranjo fotovoltaico.	20
Figura 5 – Exemplo de conexão dos módulos fotovoltaicos com área de laço reduzida.....	22
Figura 6 – Referências normativas para proteção contra choques elétricos.	27
Figura 7 – Placa de advertência de sistema fotovoltaico.	28
Figura 8 – DR para sistema fotovoltaico.	29
Figura 9 – Fluxograma para aterramento de partes condutores expostas do sistema fotovoltaico.	31
Figura 10 – Referências normativas para proteção contra efeitos térmicos.....	33
Figura 11 – Distância mínima para a instalação de mais de um inversor.	35
Figura 12 – Distância mínima para instalação de um inversor.	35
Figura 13 – Distância mínima para a instalação de mais de um inversor em sequência.	35
Figura 14 – Referências normativas para proteção contra sobrecorrente.....	37
Figura 15 – Fusível e porta fusível gPV.	39
Figura 16 – Disjuntor CC.	41
Figura 17 – Dispositivo de proteção contra sobrecorrente em string.	42
Figura 18 – Nova configuração para proteção de contra sobrecorrente em string....	44
Figura 19 – Referências normativas para proteção contra sobretensões.	46
Figura 20 – Descargas atmosféricas diretas.	47
Figura 21 – Descargas atmosféricas indiretas.	48
Figura 22 – Modelos de DPS CC disponíveis no mercado.	51
Figura 23 – Localização de DPS em sistema fotovoltaico (a).	52
Figura 24 – Localização de DPS em sistema fotovoltaico (b).	52
Figura 25 – Referência normativa para seccionamento.	54
Figura 26 – Aterramento TN-S.	55
Figura 27 – Aterramento TN-C-S.	55
Figura 28 – Aterramento TN-C.	55

Figura 29 – Aterramento TT.	56
Figura 30 – Aterramento IT.	57
Figura 31 – Chave seccionadora.....	58
Figura 32 – Referência normativa para proteção contra efeitos de falha de isolamento.	59
Figura 33 – Tipos de arco elétrico em sistemas fotovoltaicos.	61
Figura 34 – Dispositivo AFCI.....	62
Figura 35 – Par de conector MC4 macho e fêmea.....	68
Figura 36 – Aterramento das estruturas metálica de fixação dos módulos fotovoltaicos.	71
Figura 37 – Detalhe do aterramento da estrutura de fixação.	72
Figura 38 – Crimpagem do conector MC4.....	73
Figura 39 – Aviso de dispensa de <i>string box</i>	73
Figura 40 – Instalação dos quadros de proteção CC e CA.	74
Figura 41 – Detalhe de um quadro de proteção CC.....	74
Figura 42 – Detalhe de um quadro de proteção CA.	75
Figura 43 – Diagrama unifilar básico de projeto fotovoltaico conectado à rede pela concessionária Neoenergia Pernambuco.....	76
Figura 44 – Diagrama unifilar de projeto fotovoltaico.	78
Figura 45 – Orçamento de Conexão do projeto fotovoltaico.	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Proteções integradas em inversores.	25
Tabela 2 – Classificação máxima do fusível.....	38
Tabela 3 – Tipos de DPS conforme aplicação.	49
Tabela 4 – Localização de DPS em sistema fotovoltaico.....	53
Tabela 5 – Requisitos de dispositivos de manobra em arranjos fotovoltaicos.	57
Tabela 6 – Corrente de curto-circuito de módulos fotovoltaicos de até 450Wp.....	66
Tabela 7 – Corrente de curto-circuito de módulos fotovoltaicos de até 700Wp.....	67
Tabela 8 – Lista de equipamentos.	77

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AFCI	Arc-Fault Circuit Interrupter
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
DR	Diferencial Residual
ESS	Sistemas de Armazenamento de Energia
gPV	Fusível para sistema fotovoltaico
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
MPPT	Maximum Power Point Tracking
NBR	Norma Brasileira Regulamentadora
NEC	National Electrical Code
NFPA	National Fire Protection Association
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RCMU	Residual-Current Monitoring Unit
SELV	Extra Baixa Tensão Separada
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFV	Sistema Fotovoltaico
STC	Standard Testing Conditions
UCP	Unidade de Conversão de Potência
Vcc	Volts de corrente contínua
Wp	Watt pico

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	JUSTIFICATIVA.....	15
1.2	OBJETIVOS	16
1.2.1	Geral.....	16
1.2.2	Específicos	16
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	17
2	TERMOS, DEFINIÇÕES E REFERÊNCIAS NORMATIVAS	19
2.1	ARRANJO, SUBARRANJO E SÉRIE FOTOVOLTAICA	19
2.2	NBR 16690:2019	21
2.3	ASSOCIAÇÃO DA NBR 16690 COM A NBR 5410	23
3	PROTEÇÃO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	25
3.1	PROTEÇÃO CONTRA CHOQUES ELÉTRICOS	26
3.1.1	Referência Normativa	26
3.1.2	Princípio Fundamental da Proteção Contra Choques Elétricos	26
3.1.3	Dispositivo de Proteção contra Choques Elétricos - DR.....	28
3.1.4	Aterramento e Equipotencialização	30
3.2	PROTEÇÃO CONTRA EFEITOS TÉRMICOS	32
3.2.1	Referências Normativas	32
3.2.2	Principais Riscos Associados e Fatores de Causa de Efeitos Térmicos	33
3.2.3	Diretrizes para Mitigação de Riscos	34
3.2.4	Riscos Associados a Sistemas de Armazenamento de Energia (ESS)	36
3.3	PROTEÇÃO CONTRA SOBRECORRENTE	36
3.3.1	Referências Normativas	37
3.3.2	Requisitos Para Aplicação da Proteção em Séries Fotovoltaicas	37
3.3.3	Dispositivos de Proteção contra Corrente Reversa e Sobrecorrente.....	38
3.3.3.1	<i>Fusíveis</i>	38
3.3.3.2	<i>Disjuntores</i>	40
3.3.4	Dimensionamento dos Dispositivos de Proteção em Série Fotovoltaica	41
3.3.5	Dimensionamento dos Dispositivos de Proteção em Subarranjos Fotovoltaicos	41
3.3.6	Dimensionamento dos Dispositivos de Proteção em Arranjo Fotovoltaico ...	44
3.3.7	Localização do Dispositivo de Proteção no Circuito e Casos Específicos	45
3.4	PROTEÇÃO CONTRA SOBRETENSÕES	45
3.4.1	Referências Normativas	45
3.4.2	Classificação e Causas das Sobretensões.....	46
3.4.2.1	<i>Sobretensões Temporárias</i>	46
3.4.2.2	<i>Sobretensões Transitórias (Surtos de Tensão)</i>	47
3.4.3	Estratégia de Proteção com DPS	48
3.4.3.1	<i>Proteção do Lado CC:</i>	48

3.4.3.2	<i>Proteção do Lado CA:</i>	48
3.4.4	Dispositivos de Proteção - DPS	49
3.4.4.1	<i>Tipos de DPS</i>	49
3.4.4.2	<i>Seleção e Características dos DPS CC</i>	50
3.5	SECCIONAMENTO	53
3.5.1	Referência Normativa	53
3.5.2	Tipos de Aterramento	54
3.5.2.1	<i>Aterramento TN</i>	54
3.5.2.2	<i>Aterramento TT</i>	56
3.5.2.3	<i>Aterramento IT</i>	56
3.5.3	Dispositivos de Proteção para Seccionamento	57
3.6	PROTEÇÃO CONTRA EFEITOS DE FALHA DE ISOLAÇÃO	58
3.6.1	Referência Normativa	59
3.6.2	Consequências e Mitigação de Falhas de Isolação	60
3.6.3	Arcos Elétricos e Proteção AFCI	60
4	COMPONENTES DE PROTEÇÃO	64
4.1	CONDUTORES	65
4.2	CONECTORES	67
5	CONSIDERAÇÕES SOBRE INSTALAÇÃO E MANUTENÇÃO	70
5.1	EXEMPLOS DE INSTALAÇÃO	71
5.2	EXEMPLOS DE PROJETO	75
6	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	83
	REFERÊNCIAS	86
	ANEXOS	90

1 INTRODUÇÃO

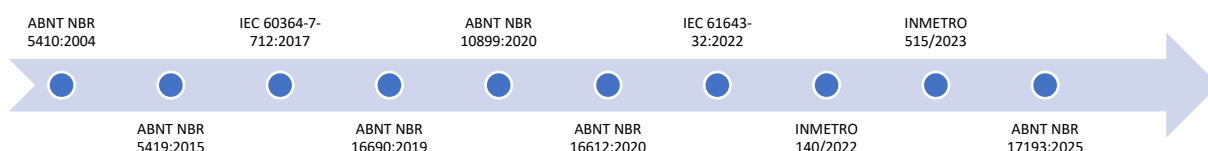
A segurança de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) é um tema de relevância crítica, cuja aplicação prática depende de um complexo ecossistema de referências normativas. O pilar central é a ABNT NBR 16690:2019, que estabelece os requisitos de proteção de sistemas fotovoltaicos, mas sua implementação está fortemente atrelada à normas estruturantes como a ABNT NBR 5410:2004 e a ABNT NBR 5419:2015.

A complexidade não se limita a estas três normas. A ABNT NBR 16690 aplica-se em conjunto com um vasto conjunto de documentos, incluindo ABNT NBR 17193, ABNT NBR 16767, IEC 61643-32, IEC 60364-4-42, IEC 62446-3, e as Portarias INMETRO 140/2022 e 515/2023.

Estes diferentes documentos referenciam-se mutuamente para especificar os requisitos de proteção em SFCR. Na proteção contra sobretensão transitória, por exemplo, aplicam-se simultaneamente requisitos das NBR 5410 e NBR 5419, observando-se, contudo, os itens que são explicitamente substituídos pela subseção 5.4 da NBR 16690.

O cenário normativo é dinâmico, com novos requisitos de proteção sendo especificados mesmo após a publicação da norma principal, como demonstra a recente Portaria 515/2023 do INMETRO, que instituiu a exigência de Dispositivos de Detecção e Interrupção de Arcos (AFCl). A Figura 1 ilustra a linha do tempo e a intersecção destas referências.

Figura 1 – Linha do tempo das normas necessárias à proteção de SFCRs.



Fonte: próprio autor.

Essa complexidade normativa é reforçada pelas características elétricas particulares dos SFCRs, uma vez que as condições de operação do circuito de entrada (circuito CC) e do circuito de saída do inversor (circuito CA) são diferentes, o que exige que os dispositivos de proteção para cada lado sejam especificados por normas distintas. Adicionalmente, os arranjos fotovoltaicos apresentam riscos que vão além daqueles encontrados em sistemas de potência em corrente alternada, como maior destaque a capacidade de produzir e sustentar arcos elétricos com correntes que podem não ser maiores do que as correntes de operação normais do sistema, dificultando a sua detecção por dispositivos de proteção tradicionais.

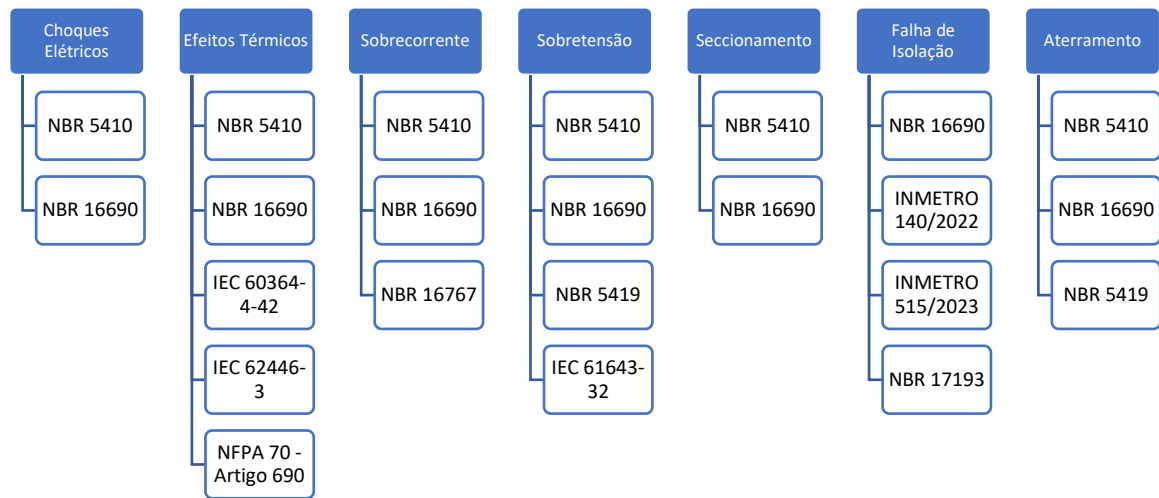
1.1 Justificativa

Diante desse cenário de diversas referências, nacionais e internacionais, atualizações constantes e riscos técnicos específicos, constata-se uma lacuna técnica significativa. A aplicação isolada destes documentos prejudica a compreensão integral dos requisitos de proteção em sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Esta dificuldade de interpretação e consolidação resulta em uma elevada barreira técnica para projetistas e instaladores, levando a um aumento na incidência de projetos não conformes e, conseqüentemente, elevando os riscos de segurança das instalações.

Este trabalho justifica-se, portanto, pela necessidade de reunir e organizar este conhecimento disperso. Ao invés de uma simples compilação de conteúdo, propõe-se uma análise bem fundamentada das exigências, estruturada conforme a Figura 2, servindo como uma referência técnica fundamental para profissionais que atuam no projeto e instalação de SFCRs.

Figura 2 – Relação das normas necessárias à proteção de SFCRs.



Fonte: próprio autor.

1.2 Objetivos

1.2.1 Geral

Reunir os requisitos de projeto e dispositivos de proteção contra choques elétricos, efeitos térmicos, sobrecorrente, sobretensão, incêndios e arcos elétricos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede estabelecidos pela ABNT NBR 16690:2019, NBR 5410:2004, NBR 5419:2015, NBR 16612:2020 e NBR 17193:2025, IEC 61643-32, 60364-7-712, e pelas Portarias INMETRO 140/2020 e 515/23.

1.2.2 Específicos

1. Consolidar as terminologias e definições especificadas nas ABNT NBR 10899:2020 e NBR 16690 necessárias à compreensão dos temas objetos;
2. Mapear a inter-relação entre os Documentos Técnicos, Normas Brasileiras e Internacionais aplicáveis à compreensão dos temas objetos;
3. Estruturar um roteiro para o dimensionamento, a disposição e a seleção de dispositivos de proteção disponíveis comercialmente, em conformidade com o arcabouço normativo analisado;

4. Verificar a aplicação e o cumprimento dos requisitos de proteção em diferentes sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

1.3 Organização do Trabalho

A estrutura do presente trabalho compreende seis capítulos.

O primeiro capítulo destina-se à apresentação da introdução, ao estabelecimento dos objetivos propostos e à descrição da organização adotada no trabalho.

O segundo capítulo estabelece a fundamentação teórica, apresentando conceitos e definições relativos a sistemas fotovoltaicos, os quais são imprescindíveis para a correta compreensão do texto que segue. Realiza-se, adicionalmente, uma explanação referente à NBR 16690:2019 e sua associação com a NBR 5410:2004, ressaltando a necessidade de um normativo específico para a proteção de sistemas fotovoltaicos.

No terceiro capítulo é realizada a análise aprofundada da proteção elétrica em SFCRs, a qual é organizada em subcapítulos: proteção contra choques elétricos; efeitos térmicos; sobrecorrente; sobretensão; seccionamento e falha de isolamento. Em cada uma destas seções, são apresentadas as referências normativas pertinentes, bem como os dispositivos de proteção especificados para a correta proteção de SFCRs.

O Capítulo 4 detalha os componentes e equipamentos complementares à proteção de SFCRs, abordagem que inclui a especificação técnica dos conectores empregados nas conexões em corrente contínua e o correto dimensionamento dos condutores utilizados no circuito CC.

O Capítulo 5 conduz a análise prática do estudo, focando na relevância da instalação e manutenção executadas em conformidade com as normas vigentes. Visando a validação da metodologia de análise, é detalhado um projeto real, submetido e aprovado pela concessionária Neoenergia Pernambuco, estabelecendo a correlação entre a prática de mercado e o referencial teórico consolidado nos capítulos anteriores.

Finalmente, o Capítulo 6 expõe as conclusões e os resultados observados durante o desenvolvimento deste trabalho, realizando o confronto entre os projetos analisados e os requisitos de proteção estabelecidos pela NBR 16690. São apresentadas, ainda, sugestões para trabalhos futuros e para o aprofundamento dos estudos relacionados à proteção elétrica de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Como itens anexos ao trabalho, são apresentados um memorial descritivo de um projeto fotovoltaico conectado à rede submetido e aprovado pela concessionária Neoenergia Pernambuco e também a folha de dados de um módulo fotovoltaico, que foram objeto de análise no decorrer do capítulo 6.

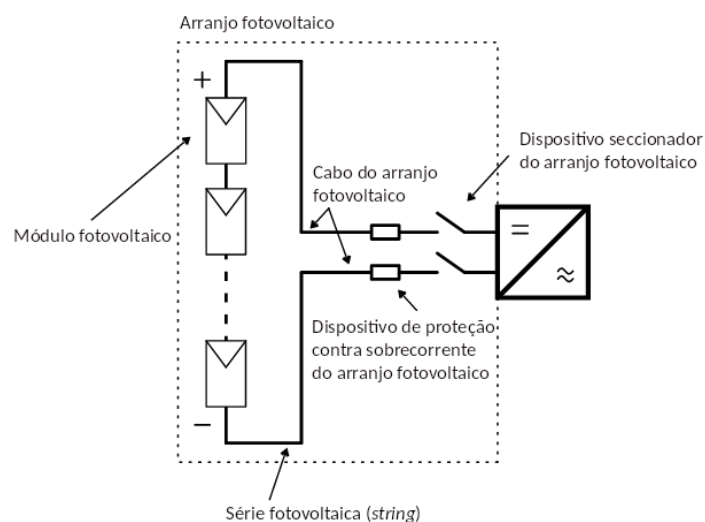
2 TERMOS, DEFINIÇÕES E REFERÊNCIAS NORMATIVAS

Este capítulo aborda a terminologia fundamental para a compreensão da proteção de sistemas fotovoltaicos, cujas definições são especificadas na ABNT NBR 10899:2020. O entendimento preciso destes termos é essencial para a correta aplicação das medidas de segurança em SFCRs.

2.1 Arranjo, subarranjo e série fotovoltaica

A NBR 16690 define um arranjo fotovoltaico como um conjunto de módulos ou subarranjos fotovoltaicos mecânica e eletricamente integrados, incluindo a estrutura de suporte. Para os efeitos da NBR 16690, o arranjo compreende todos os componentes até os terminais de entrada em corrente contínua da unidade de controle de potência (UCP), das baterias ou das cargas. Tipicamente, corresponde a um conjunto de módulos, séries ou subarranjos fotovoltaicos conectados eletricamente em paralelo, como pode ser visto na Figura 3.

Figura 3 – Esquema de arranjo fotovoltaico.



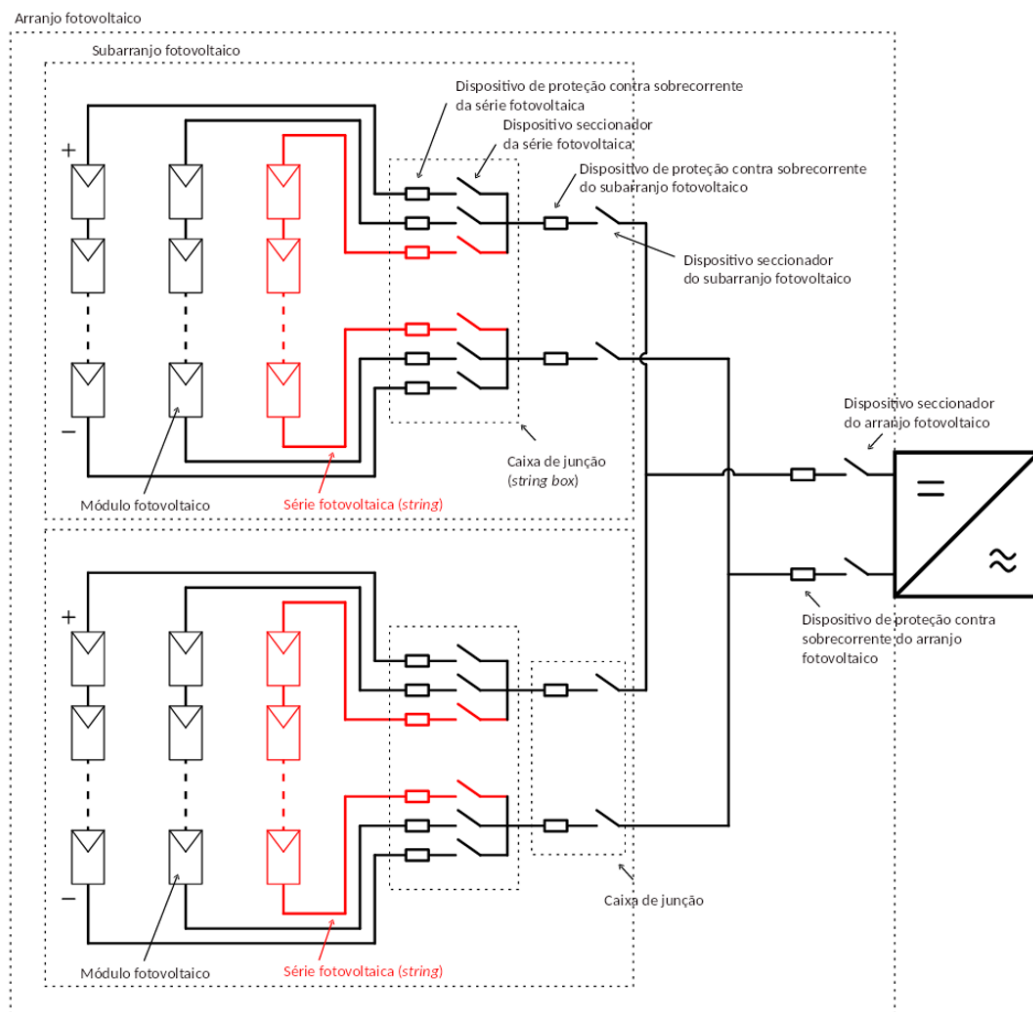
Fonte: adaptado de [1].

Complementarmente, uma série fotovoltaica, também conhecida como *string*, é definida pela NBR 10899 como um circuito no qual módulos fotovoltaicos são conectados em série com o intuito de gerar a tensão de saída desejada.

O subarranjo fotovoltaico é uma parte menor de um arranjo que pode ser considerada uma unidade, conforme ilustrado na Figura 4.

A UCP, que pode ser um inversor CC/CA ou um controlador de carga, é o sistema que converte a potência elétrica entregue pelo arranjo fotovoltaico em valores apropriados de tensão e/ou frequência para ser entregue à carga, armazenada em uma bateria ou injetada na rede elétrica [1].

Figura 4 – Esquema de um subarranjo fotovoltaico.



Fonte: adaptado de [1].

Para a caracterização do desempenho de células e módulos fotovoltaicos, utilizam-se as condições-padrão de ensaio (do inglês *Standard Testing Conditions*, STC), determinadas na IEC 60904-3. Estas condições são especificadas a uma temperatura de célula de 25 °C, irradiância de 1.000 W/m² e um espectro de radiação luminosa correspondente a uma massa de ar de 1,5 AM [2].

2.2 NBR 16690:2019

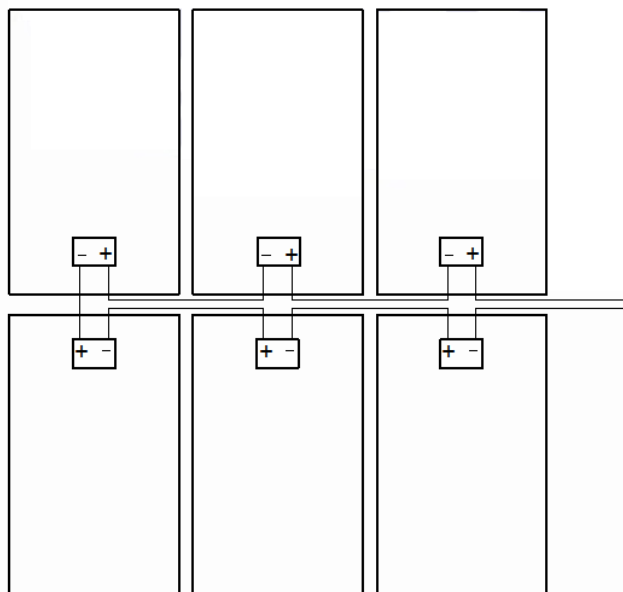
A Norma ABNT NBR 16690:2019 – Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos — Requisitos de projeto, tem como objetivo especificar os requisitos de segurança que surgem das características particulares dos sistemas fotovoltaicos. Ela estabelece as diretrizes de projeto para as instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos, incluindo disposições sobre condutores, dispositivos de proteção, dispositivos de manobra, aterramento e equipotencialização. Seu escopo abrange todas as partes do arranjo até os terminais de entrada em corrente contínua da UCP, excluindo, os dispositivos de armazenamento de energia, as próprias UCPs e as cargas.

Vale salientar que a NBR 16690 não se aplica a arranjos com potência inferior a 100 Wp, tensão de circuito aberto inferior a 35 V_{cc} ou superior a 1.500 V_{cc}.

Um dos objetivos principais da NBR 16690 é a abordagem dos riscos inerentes aos sistemas de corrente contínua de alta tensão, como a capacidade de sustentar arcos elétricos, que representam um perigo significativo de incêndio. Para mitigar esse risco, a NBR 16690 estabelece requisitos de projeto, como o uso de cabos com isolamento dupla e condutores dispostos de tal maneira que a área de laços de condutores seja mínima, por exemplo, pela instalação de condutores em paralelo, conforme mostrado na Figura 5.

Adicionalmente, por serem instalados em ambientes externos, os sistemas fotovoltaicos estão sujeitos a condições severas como radiação ultravioleta (UV) e variações de temperatura, e a NBR 16690 especifica a necessidade de componentes resistentes a esses fatores para evitar a degradação prematura [1,3,4].

Figura 5 – Exemplo de conexão dos módulos fotovoltaicos com área de laço reduzida.



Fonte: adaptado de [1].

O dimensionamento adequado dos componentes é outro objeto da NBR 16690, que fornece critérios específicos para condutores e dispositivos de proteção, considerando parâmetros como a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto dos módulos e arranjos fotovoltaicos.

A NBR 16690 também exige a seleção de DPSs específicos para o circuito CC e detalha a aplicação de diodos de desvio e bloqueio, demonstrando atenção aos fenômenos elétricos particulares dos módulos fotovoltaicos.

Para garantir a segurança durante a vida útil do SFCR, a NBR 16690 impõe requisitos rigorosos para a identificação e acessibilidade dos componentes, facilitando a inspeção e a manutenção. As exigências para dispositivos de seccionamento, como a capacidade de interromper todos os condutores energizados e não serem sensíveis à polaridade, são cruciais para a segurança dos trabalhadores [1].

Sendo a referência para projetos e instalação de sistemas fotovoltaicos, o cumprimento da Norma NBR 16690 é um pré-requisito para a aprovação de projetos por concessionárias de energia e um padrão de qualidade mínimo a ser considerado no mercado [1,5].

2.3 Associação da NBR 16690 com a NBR 5410

A NBR 16690, que rege as instalações de arranjos fotovoltaicos, incorpora e complementa a NBR 5410, que dispõe sobre instalações elétricas de baixa tensão em geral. Especificamente, os princípios fundamentais da NBR 5410, como as diretrizes para proteção contra choques elétricos, efeitos térmicos, sobrecorrentes e sobretensões, aplicam-se como base para os sistemas fotovoltaicos. Entretanto, a NBR 16690 introduz modificações e requisitos adicionais para endereçar as particularidades desses sistemas, com destaque para o ambiente de corrente contínua CC e o risco associado à sustentação de arcos elétricos.

No que diz respeito à proteção contra sobrecorrente, a NBR 16690 complementa as regras gerais da NBR 5410 ao exigir que os dispositivos de proteção sejam apropriados para CC e ao definir critérios de dimensionamento específicos para a corrente nominal (I_N) dos fusíveis utilizados em séries, subarranjos e arranjos fotovoltaicos [1,3,4,6,7].

Já para a proteção contra sobretensões, a NBR 16690 substitui os requisitos da NBR 5410, exigindo que os DPS para o lado CC estejam em conformidade com Normas como a EN 50539-11 e sejam explicitamente classificados para uso em sistemas fotovoltaicos.

A NBR 16690 também detalha requisitos para componentes não abordados na NBR 5410, como os diodos de *bypass*, que são especificados para evitar a formação de pontos quentes em módulos fotovoltaicos.

Para as conexões elétricas, a NBR 16690 determina que conectores de encaixe em uma mesma conexão devem ser do mesmo tipo e fabricante, apropriados para CC, e que a crimpagem seja feita com ferramenta própria, proibindo o uso de plugues e tomadas de uso doméstico no arranjo.

Para o seccionamento e comando, a NBR 16690 novamente substitui as diretrizes da NBR 5410, exigindo meios de manobra para isolar o arranjo da UCP e vice-versa. Os disjuntores do circuito CC devem atender aos requisitos da ABNT NBR IEC 60947-2 e não ser sensíveis à polaridade, pois as correntes de falta podem fluir no sentido oposto ao da operação normal.

Adicionalmente, a NBR 16690 especifica requisitos detalhados de sinalização e rotulagem para os componentes fotovoltaicos, como a identificação "SOLAR c.c." em caixas de junção, e exige que a documentação do projeto siga a ABNT NBR 16274 [1,5,6,8,9,10].

3 PROTEÇÃO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A Tabela 1 apresenta as proteções integradas em alguns dos principais inversores comercializados no mercado nacional, das marcas Huawei, Solis, Canadian, Growatt e Sungrow.

Tabela 1 – Proteções integradas em inversores.

Proteções	SUN2000-3KTL-L1	S6-GR1P5K-S	CSI-7K-S22003-E	MIN10000TL-X2	SG25CX-P2-LV
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim	Sim	-
Polaridade reversa CC	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Detecção falha de aterramento	Sim	-	Sim	Sim	Sim
Surto CC	Tipo II	Tipo II	Tipo II	Tipo II	Tipo I + II
Surto CA	Tipo II	Tipo II	Tipo III	-	Tipo II
Monitoramento corrente residual	Sim	-	Sim	Sim	Sim
Sobrecorrente CA	Sim	Sim	Sim	-	-
Corrente de curto-circuito CA	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Sobretensão CA	Sim	-	Sim	-	-
Sobreaquecimento	Sim	Sim	-	-	-
AFCI	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Chave seccionadora CC	-	Sim	Sim	Sim	Sim

Fonte: adaptado de [11,12,13,14,15].

Contudo, é fundamental ressaltar que estas proteções podem não ser suficientes para a segurança integral da instalação. Ademais, a obrigatoriedade destes dispositivos não é padronizada, ainda que o PRODIST em seu módulo 3 possua os requisitos mínimos de segurança e qualidade para inversores homologados no país, o que significa que a presença de uma proteção específica pode variar significativamente entre uma marca de inversor e outra.

Ainda, com a publicação da REN ANEEL 1059/2023, as regras de conexão para centrais de mini e microgeração em sistemas de distribuição de energia foram atualizadas. Assim, inversores homologados antes da publicação precisam incorporar proteções, tais como o disjuntor termomagnético como elemento de seccionamento em sistemas fotovoltaicos com potência menor ou igual a 75 kW, e a obrigatoriedade de proteção contra desequilíbrio de corrente (função ANSI 46), desbalanço de tensão (função ANSI 47), e função de espera de tempo de reconexão (função ANSI 62), para atender aos requisitos da regulamentação vigente [16].

Desta forma, para alcançar uma proteção satisfatória do sistema fotovoltaico, torna-se necessária a aplicação das proteções especificadas na NBR 16690, isto é, proteção contra choques elétricos, proteção contra efeitos térmicos, proteção contra sobrecorrente, proteção contra sobretensões e proteção contra falha de isolamento.

3.1 Proteção contra choques elétricos

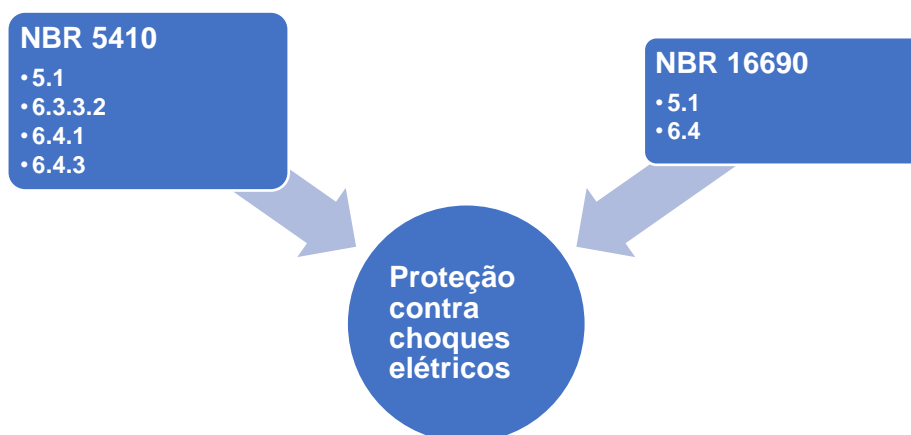
3.1.1 Referência Normativa

Todo sistema elétrico deve apresentar proteção contra choques elétricos. Em se tratando de sistemas fotovoltaicos, a NBR 16690 aplica todos os requisitos estabelecidos na NBR 5410, com o adendo da isolação dupla (reforçada) para todos os componentes do lado CC da instalação, incluindo módulos fotovoltaicos, quadros de distribuição, condutores e até os terminais de corrente contínua do inversor. As referências normativas e seus subitens que estabelecem os critérios para a proteção contra choques elétricos estão apresentadas na Figura 6 [1,6].

3.1.2 Princípio Fundamental da Proteção Contra Choques Elétricos

A concepção de instalações elétricas seguras é fundamental para proteger usuários e patrimônio, garantindo a segurança contra os perigos inerentes à eletricidade. Nesse contexto, a NBR 5410 estabelece como princípio fundamental da proteção contra choques elétricos a necessidade de impedir o contato de pessoas com partes energizadas perigosas [6].

Figura 6 – Referências normativas para proteção contra choques elétricos.



Fonte: próprio autor.

Para garantir a segurança, este preceito se desdobra em duas condições essenciais que devem ser atendidas em qualquer instalação, que são: partes vivas que ofereçam perigo não devem ser acessíveis, e, massas (partes condutivas acessíveis) não devem representar perigo, tanto em condições normais de operação quanto na eventualidade de uma falha que as energize acidentalmente.

Para satisfazer estes requisitos, a proteção contra choques elétricos é tipicamente estruturada pela aplicação conjunta de duas modalidades de proteção, que são a proteção básica e a proteção supletiva.

A primeira modalidade, também conhecida como proteção contra contatos diretos, consiste no meio destinado a impedir o contato com partes vivas perigosas em condições normais. A isolamento básica dessas partes e o uso de barreiras ou invólucros são exemplos de sua aplicação. A segunda modalidade, previamente designada como proteção contra contatos indiretos, visa garantir a segurança quando massas ou outras partes condutivas acessíveis se tornem acidentalmente vivas. Suas principais aplicações incluem a equipotencialização com seccionamento automático da alimentação, o uso de isolamento suplementar ou a separação elétrica dos circuitos [6].

Além das proteções básicas e supletivas, a NBR 5410 também define o conceito de proteção adicional. Trata-se de um meio de proteção empregado para garantir a segurança em situações específicas onde há maior risco, seja pela possibilidade de

falha das medidas usuais, seja pela dificuldade de atender plenamente às condições de segurança, ou ainda em locais onde os perigos associados ao choque elétrico são particularmente graves. Como ilustração, é obrigatório para sistemas fotovoltaicos placas alertando do risco de choque elétrico, em modelo como o mostrado na Figura 7. A Neoenergia Pernambuco especifica que esta sinalização deve ser feita próxima ao padrão de entrada, no ponto de conexão [1,6].

Figura 7 – Placa de advertência de sistema fotovoltaico.



Fonte: próprio autor.

3.1.3 Dispositivo de Proteção contra Choques Elétricos - DR

A aplicação de dispositivos a corrente diferencial-residual (DR) em SFV conectados à rede pública apresenta particularidades. Em instalações de CA, embora a conexão permanente dos inversores possa induzir a não necessidade do DR, sua utilização é frequentemente recomendada, tornando-se obrigatória em condições específicas. A complexidade aumenta no contexto do SFV, pois, embora o DR seja vital para a proteção do lado CA, sua eficácia em garantir o seccionamento automático em todo o lado CC é limitada pela geração contínua de energia dos módulos fotovoltaicos.

Esta limitação motiva a distinção fundamental entre um DR e a proteção integrada aos inversores, especificamente em modelos sem transformador. Tais equipamentos comumente integram uma Unidade de Monitoramento de Corrente Residual (do inglês *Residual Current Monitoring Unit*, RCMU), em conformidade com a IEC 62109-2, e não um dispositivo DR. A terminologia adotada por fabricantes, ao

indicar a presença de "monitoramento de corrente residual", como presente na Tabela 1 pode induzir à interpretação equivocada de que a RCMU seria funcionalmente equivalente a um DR, que é apresentado na Figura 8 [1,6,11,12,14,15,17].

Figura 8 – DR para sistema fotovoltaico.



Fonte: próprio autor.

A diferenciação entre as tecnologias é fundamental e baseia-se em três pilares. Primeiro, a capacidade de seccionamento: o DR é um dispositivo de proteção concebido para o seccionamento automático da alimentação; a RCMU, por outro lado, é estritamente uma unidade de monitoramento. Conforme a norma DIN VDE 0100-530, dispositivos de supervisão não são classificados como dispositivos de proteção e, portanto, o dispositivo de manobra associado a uma RCMU não possui, obrigatoriamente, características de seccionamento. Segundo, a dependência de tensão: o DR deve operar independentemente da tensão de alimentação, enquanto a RCMU opera de forma dependente desta. Terceiro, o escopo de detecção: a RCMU pode não detectar correntes residuais que não tenham origem no lado CC e só atuaria como proteção para este lado caso a proteção primária, por isolamento dupla ou reforçada, apresente falha [18].

A necessidade desta abordagem distinta (RCMU e isolamento reforçada) no lado CC tem respaldo nos riscos intrínsecos dessa corrente. Uma vez que o arco elétrico

é estabelecido em corrente contínua, a tendência é que ele seja sustentado, pois, ao contrário do que ocorre em corrente alternada, a corrente não passa pelo zero, e assim não é facilitada a autoextinção do arco elétrico. Este fenômeno eleva o risco de falhas de isolamento, choques e incêndios. A exigência de isolação dupla pela NBR 16690, como complementação à NBR 5410, atua como medida preventiva e combativa essencial contra a maior persistência dos arcos em CC.

No âmbito da instalação, o DR mantém sua função de proteção complementar no lado CA, não substituindo as medidas básicas de proteção. Sua finalidade é garantir o seccionamento automático da alimentação, detectando correntes de fuga à terra que podem indicar falha de isolamento, interrompendo o circuito para prevenir choques elétricos e superaquecimento. Sua aplicação também é exigida quando a proteção por seccionamento automático não pode ser satisfeita por dispositivos de sobrecorrente, como em esquemas de aterramento TT. Ao atuar, o DR deve garantir o seccionamento de todos os condutores vivos, ou seja, em SFV o DR deve interromper a passagem de corrente nos condutores positivo e negativo.

Assim, a análise criteriosa das especificações do inversor é primordial para determinar se a proteção integrada é de fato um DR (com capacidade de seccionamento) ou uma RCMU, que não é adequada para o seccionamento automático da alimentação [1,3,4,6,11,12,14,15,17].

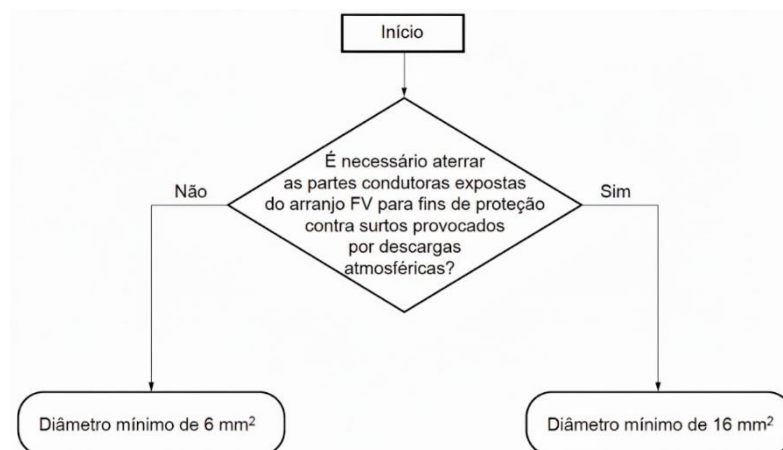
3.1.4 Aterramento e Equipotencialização

Em instalações fotovoltaicas (FV), a implementação de um sistema de aterramento e equipotencialização robusto é um pilar fundamental para a segurança operacional, a proteção de pessoas e a integridade dos equipamentos. Este recurso é vital não apenas para a proteção contra choques elétricos, mas também para a mitigação de riscos de incêndio e para a eficácia da proteção contra sobretensões atmosféricas e de manobra [6,19,5].

Como diretriz primária, a NBR 16690 estabelece a obrigatoriedade da equipotencialização de proteção. Todas as massas do sistema FV, incluindo estruturas metálicas de montagem dos módulos, suportes, invólucros de inversores, eletrodutos metálicos e quadros de distribuição, devem ser interligadas entre si e

conectadas ao condutor de proteção (PE). A Figura 9 ilustra sobre a necessidade do aterramento em sistemas fotovoltaicos, indicando a seção do PE a ser utilizado.

Figura 9 – Fluxograma para aterramento de partes condutores expostas do sistema fotovoltaico.



Fonte: adaptado de [1].

Esta interligação assegura que, na eventualidade de uma falha de isolamento, os dispositivos de proteção, como disjuntores ou DRs, atuem corretamente. Contudo, é crucial observar que módulos FV classificados como Classe II, podem ter suas estruturas metálicas isentas da obrigatoriedade de aterramento, desde que o fabricante assim o especifique e a integridade da isolação não seja comprometida [20].

Para além da equipotencialização de proteção, os sistemas FV podem exigir um aterramento funcional. Este consiste na conexão deliberada de um dos condutores vivos do circuito CC ao sistema de aterramento. Esta prática, ditada por especificações de projeto ou requisitos do fabricante do inversor, visa estabilizar a tensão do arranjo FV em relação à terra, sendo um aspecto crítico em determinados tipos de instalações, especialmente as de maior porte [1,21].

A eficácia deste sistema depende de sua correta integração com a equipotencialização principal da edificação. O Barramento de Equipotencialização Principal (BEP) da edificação deve ser o ponto de convergência para todos os condutores de proteção, incluindo os provenientes do arranjo FV e os terminais de aterramento dos DPSs, tanto do lado CC quanto do lado CA [6,22].

Para garantir a continuidade e a segurança, todo circuito deve dispor de um PE em toda a sua extensão. Tal como estabelecido pela NBR 5410, é terminantemente vedada a inserção de quaisquer dispositivos de manobra, comando ou seccionamento (como fusíveis ou disjuntores unipolares) nos condutores de proteção ou em condutores PEN (combinação de neutro e proteção).

3.2 Proteção contra efeitos térmicos

A proteção contra efeitos térmicos é um fator crucial para a segurança de instalações fotovoltaicas, assegurando a integridade de pessoas e equipamentos contra riscos térmicos. A relevância dessa proteção é reforçada pela própria natureza da conversão fotovoltaica, onde módulos fotovoltaicos comerciais convertem cerca de 20% da irradiação solar em eletricidade, enquanto a maior parte da energia restante é dissipada na forma de calor [23,24].

Este aquecimento intrínseco, se não for devidamente gerenciado, pode comprometer o funcionamento do sistema e criar sérios riscos de segurança.

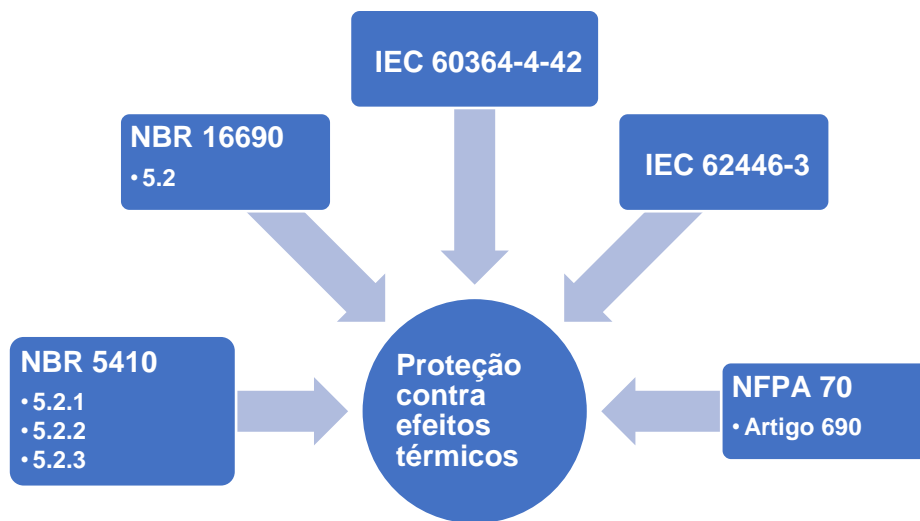
3.2.1 Referências Normativas

O cenário normativo internacional oferece diretrizes robustas para a segurança térmica em SFV. Destacam-se:

- IEC 60364-4-42:2024: estabelece medidas para prevenir a combustão, a degradação de materiais e queimaduras, além de visar a prevenção da propagação de chamas [19].
- IEC 62446-3:2017: padroniza os procedimentos para inspeção termográfica, uma ferramenta essencial para a detecção de anomalias como hot spots, células defeituosas e problemas de conexão [25].
- NFPA 70 (NEC), em seu Artigo 690, e NFPA 855 (para ESS): abordam o dimensionamento de fiação, aterramento, proteção contra sobrecorrente e os riscos específicos de sistemas de armazenamento, como a fuga térmica [26].

No Brasil, a proteção contra os efeitos térmicos são regidas pela NBR 5410, com complementação da NBR 16690. As referências normativas e seus subitens que estabelecem os critérios para a proteção contra efeitos térmicos estão apresentadas na Figura 10 [1,6,19,25,26].

Figura 10 – Referências normativas para proteção contra efeitos térmicos.



Fonte: próprio autor.

3.2.2 Principais Riscos Associados e Fatores de Causa de Efeitos Térmicos

Os efeitos térmicos em uma instalação elétrica podem resultar em queimaduras, combustão de materiais adjacentes e o comprometimento da operação segura dos componentes. Entre estes, o risco de incêndio recebe destaque [3].

O superaquecimento e os incêndios em SFV raramente ocorrem por acaso, geralmente resultando em uma combinação de fatores, como:

- falhas elétricas e defeitos: falhas intrínsecas dos componentes ou defeitos de fabricação.
- erros de projeto e instalação: o dimensionamento inadequado de cabos, por exemplo, com bitola insuficiente para a corrente de operação, pode gerar calor excessivo. Danos mecânicos aos condutores, como abrasão, cortes ou esmagamento, também podem criar pontos de superaquecimento.

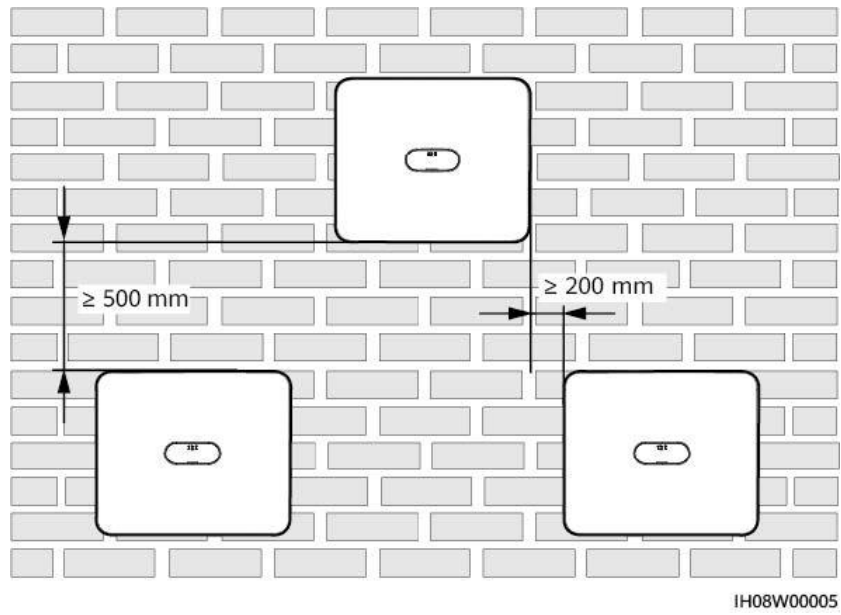
- manutenção inadequada e fatores ambientais: a falta de manutenção preventiva e influências externas, como o sombreamento prolongado, podem agravar as condições térmicas do sistema.

3.2.3 Diretrizes para Mitigação de Riscos

Para que os componentes elétricos da instalação não apresentem perigo de incêndio, é imperativo seguir tanto as normas técnicas quanto às instruções dos fabricantes. As medidas de proteção incluem [1,6,19]:

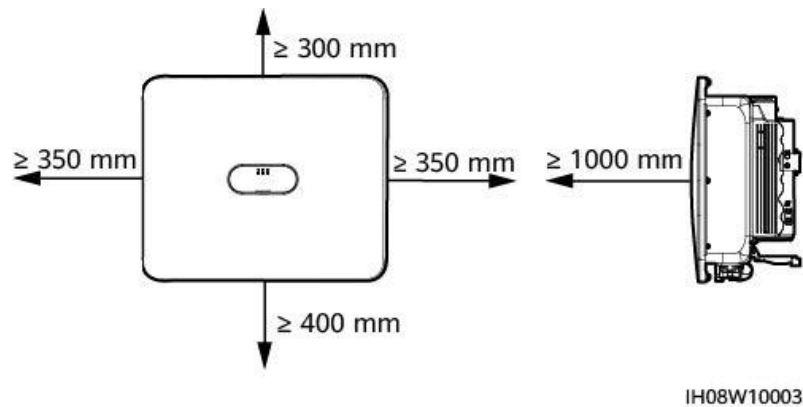
- distanciamento seguro: equipamentos que possam atingir altas temperaturas ou gerem arcos e centelhas em operação normal devem ser instalados com um afastamento seguro de materiais inflamáveis. Manuais de inversores, por exemplo, especificam distâncias mínimas para garantir a dissipação de calor adequada, como pode ser observado nas Figura 11, Figura 12 e Figura 13.
- prevenção de queimaduras: conforme a tabela 29 da NBR 5410, partes e componentes acessíveis da instalação não devem atingir temperaturas capazes de causar queimaduras. Caso essa possibilidade exista, mesmo que momentaneamente, tais partes devem ser protegidas contra o contato acidental.
- dimensionamento de condutores: para garantir a eficiência e reduzir perdas que se manifestam como calor, a queda de tensão nos condutores deve ser minimizada, idealmente não ultrapassando 3% do valor nominal entre o gerador fotovoltaico e as cargas.

Figura 11 – Distância mínima para a instalação de mais de um inversor.



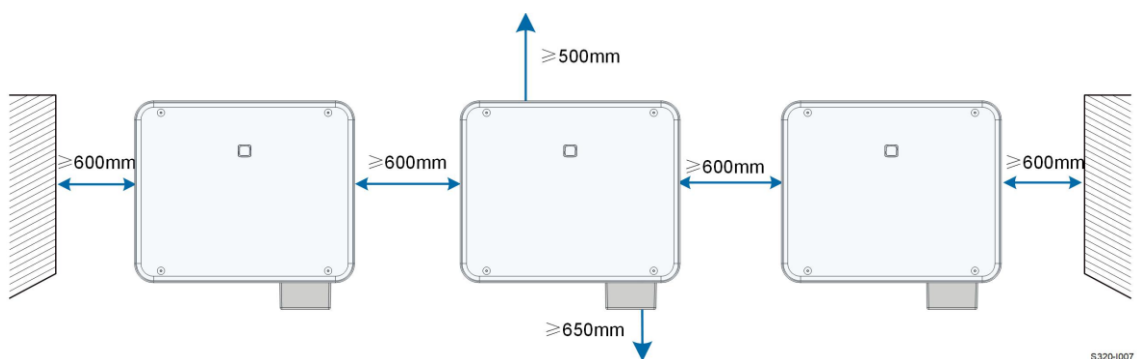
Fonte: adaptado de [17].

Figura 12 – Distância mínima para instalação de um inversor.



Fonte: adaptado de [17].

Figura 13 – Distância mínima para a instalação de mais de um inversor em sequência.



Fonte: adaptado de [27].

3.2.4 Riscos Associados a Sistemas de Armazenamento de Energia (ESS)

A integração de baterias (do inglês *Energy Storage System*, ESS) adiciona novas camadas de complexidade aos riscos térmicos, como a gestão de energia retida e a possibilidade de fuga térmica. Estes potenciais problemas exigem protocolos de emergência distintos. A fuga térmica pode liberar gases tóxicos e inflamáveis, criando risco de explosão. Além disso, as baterias podem apresentar reignição horas ou dias após um incêndio inicial, configurando um "risco oculto" para as equipes de combate [18,26,28].

3.3 Proteção contra sobrecorrente

A proteção contra sobrecorrente em arranjos fotovoltaicos exige uma compreensão particular das características de falta do sistema. Em sistemas sem baterias, os módulos e arranjos FV comportam-se como fontes de corrente limitada durante faltas de baixa impedância. Consequentemente, as correntes de falta não costumam ser muito superiores às correntes normais de operação, mesmo em curto-circuito. Esta característica pode levar à crença equivocada de que apenas o dimensionamento do cabo CC seria suficiente para a proteção.

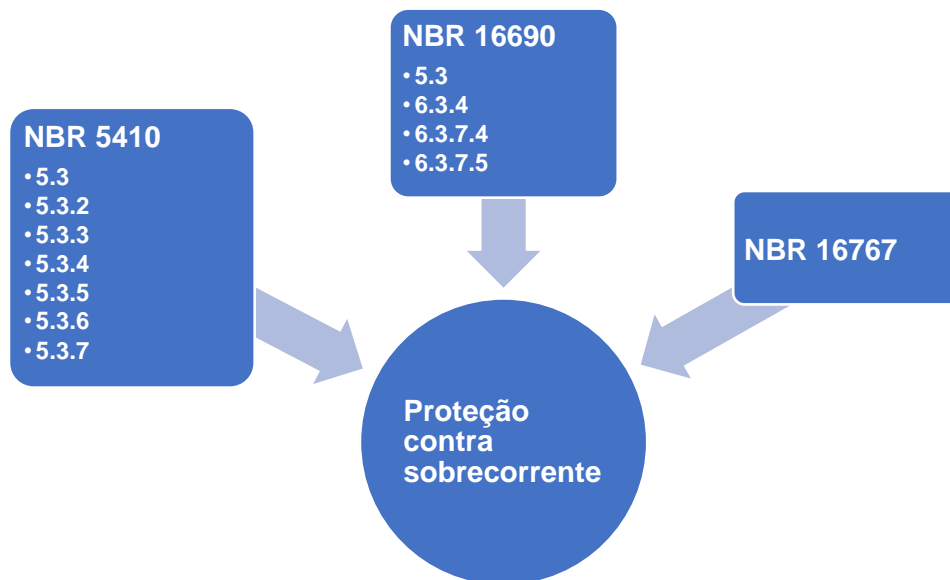
No entanto, a proteção contra sobrecorrente em um sistema FV tem como objetivo principal impedir o fluxo de corrente reversa.- fluxo de corrente no sentido contrário ao da operação normal do módulo e surge quando há uma diferença de potencial entre *strings* conectadas em paralelo.

Suas causas podem incluir curtos-circuitos internos nos módulos fotovoltaicos, falhas de aterramento ou erros de instalação que resultem em séries fotovoltaicas conectadas em paralelo com diferentes números de módulos fotovoltaicos. A possibilidade de sobrecorrente também aumenta com a ligação de fontes externas, como baterias, que apresentam altas correntes de falta devido à sua baixa resistência interna [1,6,29].

3.3.1 Referências Normativas

A proteção contra sobre corrente é determinada pela NBR 5410, sendo suplementada pela NBR 16690. Ademais, a NBR 16767:2019 aborda os requisitos técnicos aplicados para baterias estacionárias em sistemas fotovoltaicos off-grid, com destaque para o dimensionamento da proteção para baterias. As referências normativas e seus subitens que estabelecem os critérios para a proteção contra sobrecorrente estão apresentadas na Figura 14 [1,6,30].

Figura 14 – Referências normativas para proteção contra sobrecorrente.



Fonte: próprio autor.

3.3.2 Requisitos Para Aplicação da Proteção em Séries Fotovoltaicas

A proteção contra sobrecorrente deve observar as normas técnicas e os requisitos dos fabricantes apresentados na ficha técnica de módulos fotovoltaicos, como a corrente máxima de fusível. A proteção para as séries fotovoltaicas torna-se obrigatória quando a seguinte condição é atendida:

$$((S_A - 1) \times I_{SC\ MOD}) > I_{MOD\ MAX.OCPR} \quad (3.1)$$

Sendo S_A o número total de séries em paralelo, $I_{SC\ MOD}$ a corrente de curto-circuito do módulo em condições STC e $I_{MOD\ MAX.OCPR}$ o valor máximo da proteção contra sobrecorrente do módulo [20].

Na Tabela 2, é ilustrado $I_{MOD\ MAX.OCPR}$ para dois diferentes módulos fotovoltaicos, denominados como capacidade (ou classificação) máxima do fusível.

Tabela 2 – Classificação máxima do fusível.

Fabricante	Modelo	Classificação Máxima do Fusível [A]
Risen	RSM132-8-700BHDG	35
Trina	TSM-DEG21C.20-670W	30

Fonte: adaptado de [31,32].

Adicionalmente, deve ser fornecida proteção para subarranjos fotovoltaicos se mais de dois estiverem ligados a uma única UCP.

3.3.3 Dispositivos de Proteção contra Corrente Reversa e Sobrecorrente

Para a proteção contra sobrecorrente, podem ser utilizados fusíveis ou disjuntores. Entretanto, pela característica de tempo de resposta rápido e o fato de não serem reiniciados após uma falha, os fusíveis são mais utilizados na proteção contra a corrente reversa.

Ainda, modelos de inversores mais recentes já possuem integrados fusíveis para a proteção do circuito CC, como pode ser observado na Tabela 1, como proteção de polaridade reversa CC. Deste modo, se faz necessário apenas o uso dos disjuntores para a proteção contra sobrecorrente em sistemas fotovoltaicos [1,7,8,29,33].

3.3.3.1 Fusíveis

A proteção de arranjos fotovoltaicos por meio de fusíveis exige a utilização de dispositivos com características específicas, em conformidade com a Norma IEC 60269-6. Tais fusíveis devem ser apropriados para uso em corrente contínua, possuir

uma tensão nominal igual ou superior à tensão máxima do arranjo e ser capazes de interromper com segurança as correntes de falta do sistema.

Tipicamente, são empregados fusíveis do tipo gPV, que são projetados especificamente para o ambiente de corrente contínua e oferecem proteção tanto contra curto-circuito quanto contra sobrecorrente, devendo possuir capacidade de interrupção e tensão de operação adequadas ao circuito. Os fusíveis do tipo gPV ainda apresentam corrente de não-fusão de 1,13 vezes a corrente nominal e devem ser selecionados para atuar em até 2 horas quando submetidos a uma sobrecorrente de 135% de sua corrente nominal. A menor corrente máxima de interrupção de um fusível gPV é de 10 kA [1,7,20].

Esses componentes são cruciais para a proteção individual de cada *string* contra sobrecorrentes, sendo seu uso obrigatório para sistemas com três ou mais *strings* em paralelo. Seu funcionamento baseia-se em princípios térmicos, permitindo que o arco elétrico gerado durante a interrupção seja contido e extinto com segurança dentro do corpo do fusível. A Figura 15 mostra um fusível e um porta fusível comercializados, com detalhe para a classificação com gPV, a tensão de operação, corrente nominal e a máxima corrente de interrupção.

Figura 15 – Fusível e porta fusível gPV.



Fonte: próprio autor.

3.3.3.2 Disjuntores

Os disjuntores são dispositivos termomagnéticos que desempenham uma dupla função em instalações fotovoltaicas: atuam como proteção contra sobrecorrente e curto-circuito, e também como elementos para o seccionamento de circuitos. É fundamental que os disjuntores utilizados em caixas de junção e no lado de corrente contínua de SFCRs sejam projetados especificamente para esta aplicação. Disjuntores convencionais para CA, como os de uso doméstico especificados pela ABNT NBR NM 60898, não são adequados, pois não possuem a mesma capacidade de isolamento e de interrupção do arco elétrico em CC.

Para a proteção em corrente contínua, os disjuntores devem atender às Normas IEC 60898-2 ou ABNT NBR IEC 60947-2, não podem ser sensíveis à polaridade e devem possuir capacidade de interrupção de curto-circuito (I_{cu}) e tensão de operação compatíveis com as do sistema fotovoltaico. Devem ser dimensionados para seccionar a plena carga e as potenciais correntes de falta provenientes tanto do arranjo fotovoltaico quanto de quaisquer outras fontes de energia conectadas, como baterias, geradores ou a própria rede elétrica [33,8].

Estes dispositivos podem substituir os fusíveis no sistema fotovoltaico para a proteção de sobrecorrente, desde que a corrente de atuação seja dimensionada como a equação que segue.

$$I = 1,35 \times I_N \quad (3.2)$$

O fator de 1,35 apresentado na equação (3.2) é proveniente do ensaio MST 26, da IEC 61730, que determina que os dispositivos de proteção contra sobrecorrente para módulos fotovoltaicos devem atuar em até 2h quando submetidos a uma sobrecorrente de 135% da corrente nominal [20].

A figura 15 mostra um disjuntor CC comercializado, onde é possível identificar a corrente de proteção do disjuntor (I), a I_{cu} , e a faixa de tensão de operação.

Figura 16 – Disjuntor CC.



Fonte: próprio autor.

3.3.4 Dimensionamento dos Dispositivos de Proteção em Série Fotovoltaica

Cada série fotovoltaica protegida deve usar um dispositivo cuja corrente nominal I_N atenda simultaneamente a duas condições:

$$(1,5 \times I_{SC\ MOD}) < I_N < (2,4 \times I_{SC\ MOD}) \quad (3.3)$$

$$I_N \leq I_{MOD\ MAX.OCPR} \quad (3.4)$$

A equação (3.3) apresenta os limites de flexibilidade de corrente em relação a máxima corrente de curto-circuito do módulo. Já a equação (3.4) limita a corrente nominal do dispositivo de proteção em relação a máxima proteção contra sobrecorrente do módulo.

3.3.5 Dimensionamento dos Dispositivos de Proteção em Subarranjos Fotovoltaicos

A corrente nominal do dispositivo de proteção deve atender à condição:

$$(1,25 \times I_{SC\ SARJ}) < I_N < (2,4 \times I_{SC\ SARJ}) \quad (3.5)$$

Diferente do que acontece para proteção de séries fotovoltaicas onde em (3.3) a limitação é em 50%, para subarranjos utiliza-se um fator de 1,25 para maior flexibilidade na escolha.

A NBR 16690 apresenta uma condição alternativa para agrupar múltiplas séries sob um único dispositivo de proteção. Para tal, duas condições devem ser atendidas de forma simultânea.

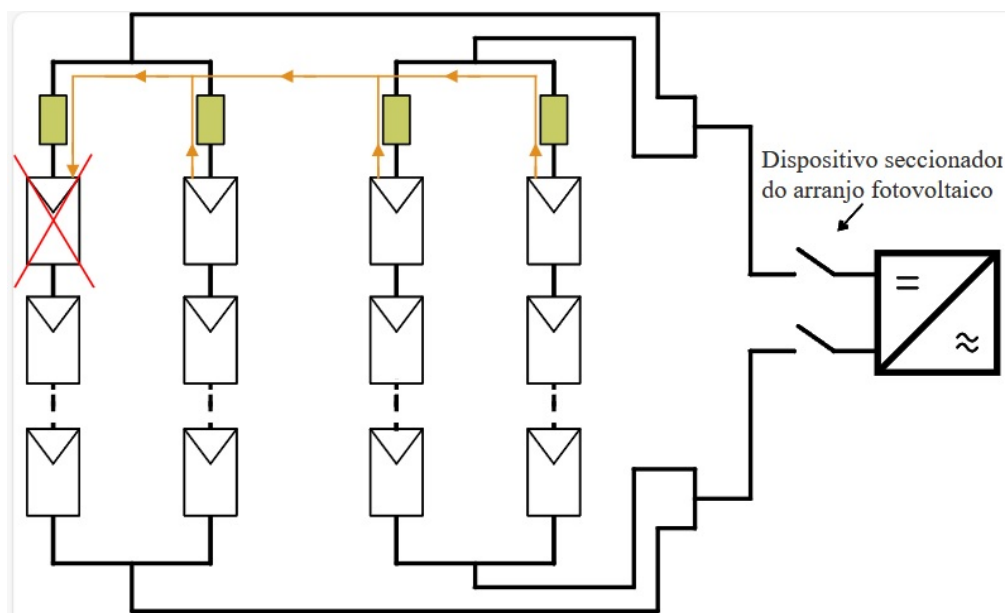
$$I_N > (1,5 \times S_G \times I_{SC\ MOD}) \quad (3.6)$$

$$I_N < I_{MOD\ MAX.OCPR} - [(S_G - 1) \times I_{SC\ MOD}] \quad (3.7)$$

Sendo S_G o número de séries fotovoltaicas em um grupo sobre a proteção de um único dispositivo de proteção contra sobrecorrente.

Entretanto, esta alternativa pode levar a uma incoerência matemática. Tomando como exemplo *strings* compostas pelo módulo DAH 620 W [34], conforme Figura 17.

Figura 17 – Dispositivo de proteção contra sobrecorrente em string.



Fonte: adaptado de [6].

Para o caso do exemplo, tem-se que $S_G = 2$, $I_{SC\ MOD} = 16,0\ A$ e $I_{MOD\ MAX.OCPR} = 30\ A$. Assim, conforme as Equações (3.6) e (3.7) resulta em:

$$\begin{cases} I_N > (1,5 \times 2 \times 16) = 48\ A \\ I_N < 30 - [(2 - 1) \times 16] = 14\ A \end{cases}$$

Uma solução proposta para este impasse é substituir a Equação (3.7) pela seguinte:

$$I_N < (S_{GS} - 1) \times S_G \times I_{SC\ MOD} \quad (3.8)$$

Com S_{GS} sendo o número de grupos fotovoltaicos sob o mesmo dispositivo de proteção.

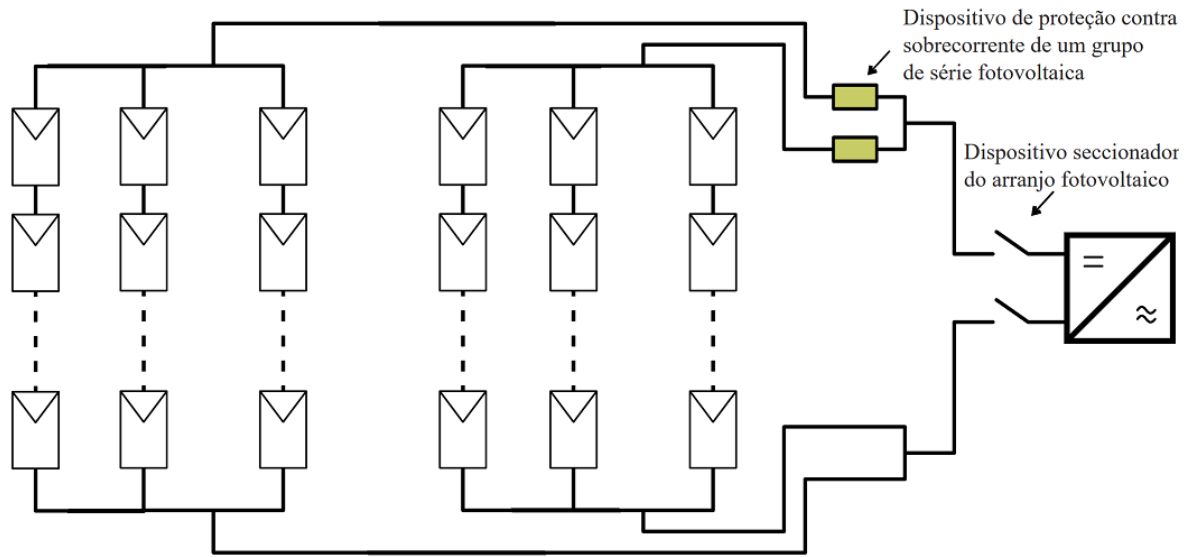
De volta ao exemplo exposto na Figura 17, utilizando as Equações (3.6) e (3.8), tem-se agora:

$$\begin{cases} I_N > (1,5 \times 2 \times 16) = 48\ A \\ I_N < (2 - 1) \times 2 \times 16 = 32\ A \end{cases}$$

Esse resultado ainda causa um desacordo matemático.

Desta maneira, o agrupamento de múltiplas séries sob um único dispositivo de proteção só se torna matematicamente viável quando se há mais de 2 *strings* por agrupamento. Na Figura 18 é mostrado um exemplo desta configuração, com 3 *strings* em um único grupamento.

Figura 18 – Nova configuração para proteção de contra sobrecorrente em string.



Fonte: adaptado de [6].

Tem-se agora a seguinte configuração: $S_G = 2$, $S_{GS} = 3$. Utilizando novamente o módulo DAH 620 W, que possui $I_{SC\ MOD} = 16,0\ A$ e $I_{MOD\ MAX.OCPR} = 30\ A$ [34]. Utilizando as equações (3.6) e (3.8), apresentam como resultado:

$$\begin{cases} I_N > (1,5 \times 2 \times 16) = 48\ A \\ I_N < (3 - 1) \times 2 \times 16 = 64\ A \end{cases}$$

Desta maneira, fica demonstrado que as condições de corrente nominal para o dispositivo de proteção impostas pela NBR 16690 estão respeitadas. Neste caso em específico, um disjuntor com $I_N = 50\ A$ atende aos critérios.

3.3.6 Dimensionamento dos Dispositivos de Proteção em Arranjo Fotovoltaico

Esta proteção somente é necessária em sistemas com baterias ou outras fontes de corrente. O dimensionamento segue conforme a equação apresentada abaixo.

$$(1,25 \times I_{SC\ ARJ}) < I_N < (2,4 \times I_{SC\ ARJ}) \quad (3.9)$$

3.3.7 Localização do Dispositivo de Proteção no Circuito e Casos Específicos

A localização dos dispositivos de proteção visa proteger o sistema e o cabeamento contra correntes de falta provenientes de outros setores do arranjo ou de outras fontes, como baterias. Quando exigido, o dispositivo deve ser instalado nos seguintes pontos:

- para proteção de séries: nas caixas de junção, onde os condutores das séries se conectam para formar subarranjos ou arranjos.
- para proteção de subarranjos: na caixa de junção, onde os cabos dos subarranjos se conectam para formar o cabo do arranjo principal.
- para proteção do arranjo: onde o cabo do arranjo se conecta ao circuito de aplicação ou na própria UCP.

Em sistemas híbridos e off-grid, a NBR 16690 especifica que a capacidade de interrupção da proteção do arranjo deve ser maior que a corrente de curto-circuito da bateria. A Norma ressalta que não aborda o dimensionamento da proteção de baterias, indicando a NBR 16767:2019 como referência para essa finalidade [1,30].

3.4 Proteção contra sobretensões

3.4.1 Referências Normativas

A abordagem para a proteção contra sobretensões em arranjos fotovoltaicos possui uma particularidade normativa importante. A NBR 16690 determina explicitamente a substituição dos requisitos de proteção da NBR 5410 pelos seus próprios. Contudo, é necessário recorrer à NBR 5410 para classificar as sobretensões, pois cada tipo demanda uma estratégia de proteção específica. Por isso, também é necessário consultar a NBR 5419, já que esta padroniza a proteção contra descargas atmosféricas (SPDA), e a norma IEC 61643-32 que determina os princípios de seleção e aplicação para dispositivos de proteção contra surtos de baixa tensão, em específico DPS conectado ao lado CC de instalações fotovoltaicas. As referências normativas e

seus subitens que estabelecem os critérios para a proteção contra sobretensões estão apresentadas na Figura 19.

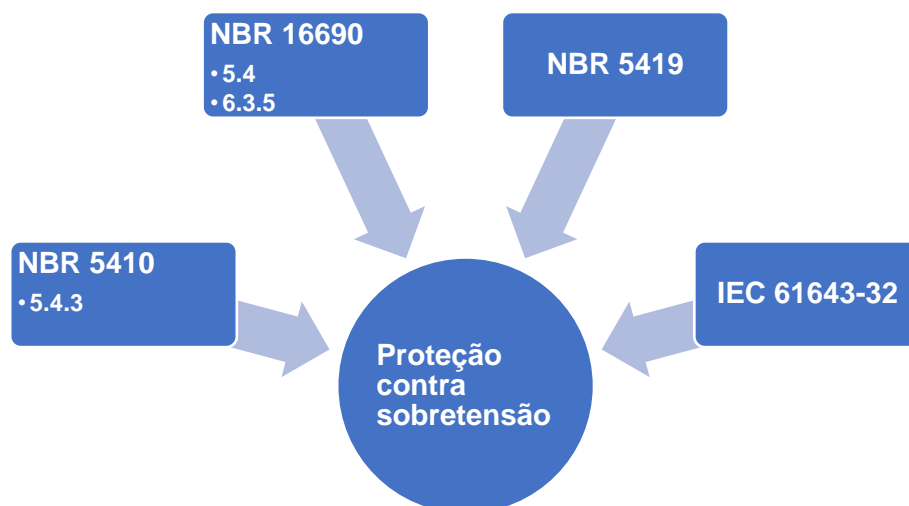
3.4.2 Classificação e Causas das Sobretensões

As sobretensões são classificadas, quanto à sua natureza, em sobretensões temporárias e transitórias.

3.4.2.1 Sobretensões Temporárias

São elevações de tensão de longa duração (segundos a minutos) que superam significativamente a tensão nominal da instalação. As principais causas incluem a perda do condutor neutro em sistemas trifásicos nos esquemas TN e TT, ou uma falta à terra em qualquer condutor de fase em um esquema IT. A proteção para estes casos exige que os componentes da instalação possuam uma tensão nominal de isolamento no mínimo igual à tensão nominal entre fases do sistema.

Figura 19 – Referências normativas para proteção contra sobretensões.



Fonte: próprio autor.

3.4.2.2 Sobretensões Transitórias (Surtos de Tensão)

Caracterizam-se por serem picos de tensão de altíssima amplitude e curtíssima duração (microsegundos). Suas origens mais comuns são os fenômenos atmosféricos (descargas diretas ou indiretas) e as manobras na rede elétrica, como o acionamento de grandes cargas ou a interrupção de correntes de falta. A NBR 5410 em seu item 5.4.2.1 indica que a proteção contra surtos deve ser provida especialmente quando a instalação é alimentada por linha parcial ou totalmente aérea, ou se localiza em região com mais de 25 dias de trovoadas por ano (condição de influências externas AQ2, na Tabela 15 da NBR 5410). Esta proteção deve ser garantida através do uso de DPS [6].

Para um dimensionamento eficaz da proteção, é fundamental compreender as principais causas das sobretensões, ilustradas nas Figura 20 e Figura 21, que incluem:

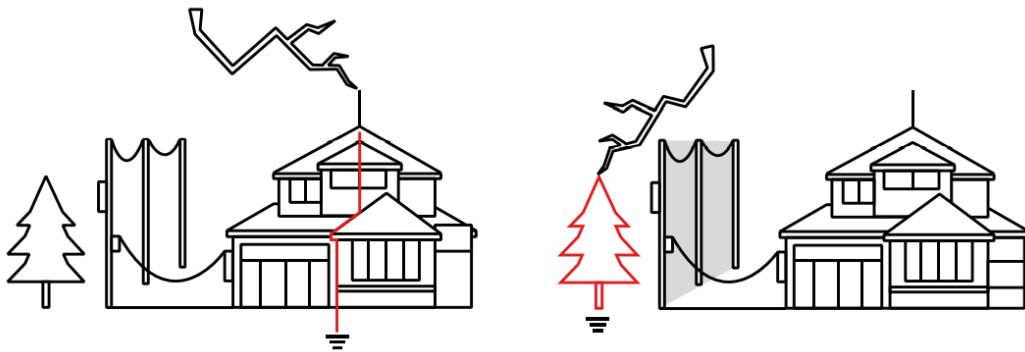
- descargas atmosféricas diretas sobre o SPDA da edificação.
- descargas diretas sobre as linhas de energia (rede CA) e de comunicação (cabos de rede, telefonia).
- descargas atmosféricas indiretas, que ocorrem nas proximidades e induzem surtos na rede.
- operações de chaveamento no sistema de distribuição de energia.

Figura 20 – Descargas atmosféricas diretas.



Fonte: adaptado de [35].

Figura 21 – Descargas atmosféricas indiretas.



Fonte: adaptado de [35].

3.4.3 Estratégia de Proteção com DPS

A proteção completa de um sistema fotovoltaico exige a instalação de DPS tanto no lado de corrente contínua quanto no de corrente alternada devido às diferentes características de sobretensão de cada uma. De forma geral, a NBR 16690 rege a proteção do lado CC, enquanto a NBR 5410 trata do lado CA.

3.4.3.1 Proteção do Lado CC:

É mandatório o uso de DPS projetados especificamente para operação em corrente contínua. A utilização de um DPS para CA em um circuito CC é perigosa, pois sua isolação interna é insuficiente, podendo gerar arcos elétricos, queima do dispositivo e até mesmo um incêndio. Geralmente são utilizados DPS Classe II, mas na presença de um SPDA na edificação, devem ser especificados DPS Classe I ou Classe I+ [1].

3.4.3.2 Proteção do Lado CA:

Regulamentada pela NBR 5410, a proteção deve ser provida por DPS ou por outros meios que garantam uma atenuação de surtos no mínimo equivalente [6].

3.4.4 Dispositivos de Proteção - DPS

Os Dispositivos de Proteção Contra Surtos são os componentes primários destinados a mitigar os efeitos das sobretensões transitórias em uma instalação elétrica. Por essa razão, a seleção e a instalação adequadas de DPS são críticas para assegurar uma proteção eficaz tanto para a instalação quanto para seus equipamentos.

3.4.4.1 Tipos de DPS

Tabela 3 – Tipos de DPS conforme aplicação.

IEC	VDE	Aplicação
Tipo 1	Classe B	Proteção para descargas atmosféricas diretas
Tipo 2	Classe C	Proteção para descargas atmosféricas indiretas e surtos por chaveamento
Tipo 3	Classe D	Proteção fina de surtos de tensão

Fonte: próprio autor.

Conforme a Norma IEC 61643-1 / EN 61643-11, os DPS são classificados em tipos, com base nas formas de onda de teste que são capazes de suportar [1,5].

3.4.4.1.1 DPS tipo I

Estes dispositivos são destinados a proteger instalações que estão expostas a descargas atmosféricas diretas. Sua aplicação é necessária, por exemplo, quando um edifício possui um Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA) ou quando é alimentado por linhas elétricas aéreas. A instalação do DPS Tipo 1 deve ser realizada na entrada de serviço da edificação, posicionando-o entre o quadro de medição e o quadro de distribuição geral.

3.4.4.1.2 DPS tipo II

O propósito dos dispositivos Tipo 2 é proteger os circuitos contra os efeitos de descargas atmosféricas indiretas e contra os surtos de tensão gerados por operações de comutação na rede elétrica. Para uma proteção abrangente, eles devem ser instalados em todos os quadros elétricos da edificação e, preferencialmente, próximos a equipamentos sensíveis.

3.4.4.1.3 DPS tipo I+II

Este tipo de dispositivo oferece uma proteção combinada, sendo capaz de suportar tanto os efeitos de descargas diretas quanto os surtos induzidos e de manobra. Sua instalação é recomendada na entrada da linha elétrica da instalação, como no quadro de medição ou no quadro de distribuição principal, especialmente quando há equipamentos sensíveis ligados diretamente a este quadro. Também é uma solução indicada para quadros que possuem espaço reduzido.

3.4.4.2 Seleção e Características dos DPS CC

Em sistemas fotovoltaicos, a proteção deve abranger ambos os lados do inversor. Com foco na parte de geração, a seleção do DPS para o lado de CC deve seguir as regras da Norma IEC 60364-7-71. Os principais parâmetros para a escolha de um DPS CC são detalhados a seguir [5,19,36]:

- Tensão Máxima de Operação Contínua (U_{cpv}): Este é o valor máximo de tensão de operação contínua que pode ser aplicado de forma ininterrupta a um protetor de surto. Para sistemas fotovoltaicos, a U_{cpv} do DPS deve ser maior ou igual a 1,2 vezes a tensão V_{OC} do sistema.
- Nível de Proteção (U_p): É o parâmetro que caracteriza o desempenho de um DPS, indicando o nível de limitação de tensão que ele impõe entre seus terminais durante a atuação. Os valores de U_p são selecionados de uma lista predefinida na Norma.
- Corrente Nominal de Descarga (I_N): Corresponde ao valor de pico de uma corrente com forma de onda 8/20 μs que o DPS pode suportar por um número

específico de vezes (por exemplo, 15 vezes). Este parâmetro é utilizado para determinar o nível de proteção do dispositivo. A Norma estabelece que o valor mínimo de I_N para DPS Tipo 2 deve ser de 5 kA.

- Corrente Máxima de Descarga ($I_{MÁX}$): Representa a máxima corrente de descarga (associada ao teste de classe II) que o protetor pode suportar uma única vez sem que seu desempenho seja comprometido. O valor de $I_{MÁX}$ é sempre superior ao de I_N .

Mesmo que atualmente os inversores já possuam proteção integrada, conforme mostrado na Tabela 1, a utilização de DPS externo é uma solução de baixo custo que garante a vida útil do inversor [28,37].

Como exemplo das características descritas, ilustra-se dois modelos de DPS CC comerciais na Figura 22, onde fica evidente que com as características aqui apresentadas, é possível realizar a seleção de um DPS CC.

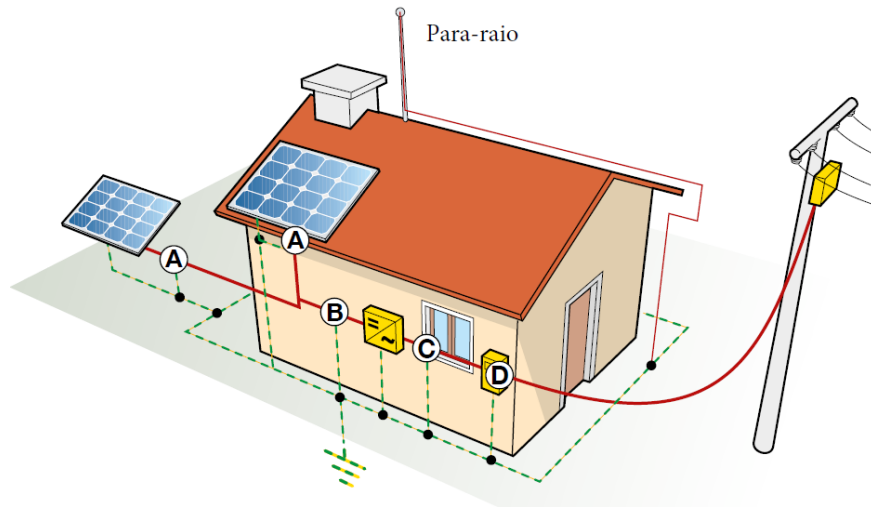
Figura 22 – Modelos de DPS CC disponíveis no mercado.



Fonte: próprio autor.

Nas Figura 23 e Figura 24, e na Tabela 4, são indicadas a estrutura de um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede, divididas em zonas de proteção, e as funções do DPS para a proteção de cada uma das regiões.

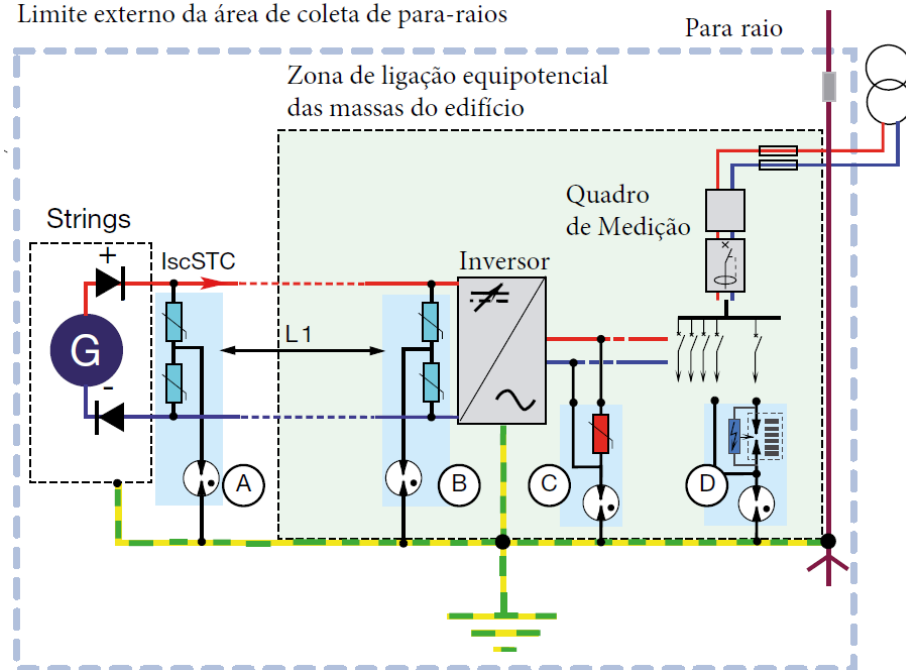
Figura 23 – Localização de DPS em sistema fotovoltaico (a).



Fonte: adaptado de [29].

Figura 24 – Localização de DPS em sistema fotovoltaico (b).

Limite externo da área de coleta de para-raios



Fonte: adaptado de [29].

Tabela 4 – Localização de DPS em sistema fotovoltaico.

Zona	Descrição	Função	Utilização	Tipo do DPS
A	String box	Proteção dos módulos fotovoltaicos e das strings contra sobretensões de origem atmosférica	Se a distância L1 for maior que 10m	Tipo II
B	Lado CC inversor	Proteção do inversor contra sobretensões de origem atmosférica.	Sempre recomendado	Tipo II – se não houver SPDA Tipo I ou I + II – se houver SPDA
C	Lado CA inversor	Proteção do inversor contra sobretensões de origem atmosférica	Recomendado se a distância entre C e D for superior a 10 m, ou se D tiver um nível de proteção claramente inferior.	Tipo II
D	Início lado CA	Proteção do inversor contra sobretensões de origem atmosférica e provenientes da rede	Sempre recomendado	Tipo II – se não houver SPDA Tipo I ou I + II – se houver SPDA

Fonte: adaptado de [29].

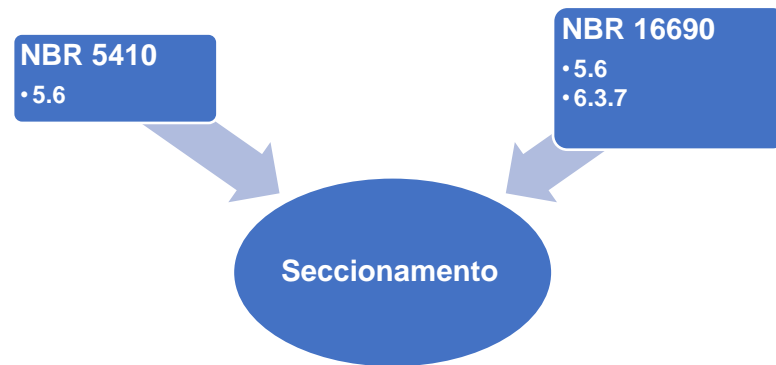
3.5 Seccionamento

3.5.1 Referência Normativa

A NBR 16690 complementa a NBR 5410 para o seccionamento de sistemas fotovoltaicos, como apresentado na Figura 25.

A Norma NBR 5410 estabelece como medida de proteção que um dispositivo seccione automaticamente a alimentação de um circuito ou equipamento sempre que uma falta elétrica origine uma tensão de contato superior ao valor limite admissível. Seja esta falta entre uma parte viva e uma massa, ou entre uma parte viva e o condutor de proteção [1,6].

Figura 25 – Referência normativa para seccionamento.



Fonte: próprio autor.

3.5.2 Tipos de Aterramento

A seleção do dispositivo de proteção e a estratégia de seccionamento são diretamente dependentes do esquema de aterramento ao qual o sistema fotovoltaico está conectado. De tal maneira, apresenta-se então os principais esquemas de aterramento, conforme a NBR 5410. Contudo, como regra geral, a capacidade de interrupção do dispositivo a ser utilizado deve ser sempre igual ou superior à corrente de curto-circuito calculada para o ponto de sua instalação [6].

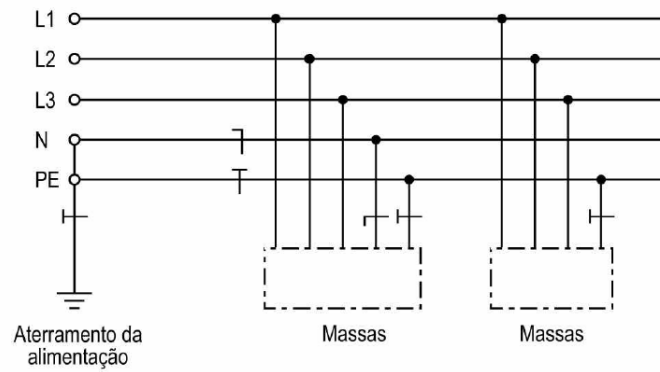
3.5.2.1 Aterramento TN

Este esquema possui um ponto de alimentação, o condutor neutro, diretamente aterrado, e as massas ligadas a este ponto através de condutores de proteção. A depender da disposição dos condutores neutro e proteção, pode ter três variantes:

- TN-S, onde existe um condutor para neutro e outro para proteção, conforme Figura 26;
- TN-C-S, onde em uma parte da instalação os condutores neutro e proteção são o mesmo, e em outra parte eles se dividem, conforme Figura 27;
- TN-C, onde um único condutor tem função de neutro e proteção ao longo de todo circuito, conforme Figura 28;

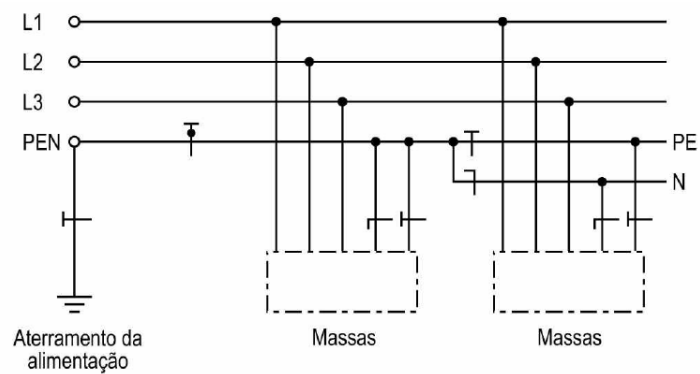
Para todos os casos de aterramento TN, o seccionamento automático pode ser realizado por dispositivos de proteção contra sobrecorrente [6].

Figura 26 – Aterramento TN-S.



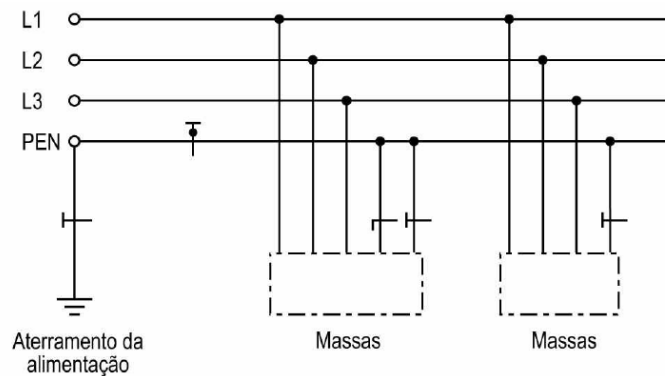
Fonte: adaptado de [6].

Figura 27 – Aterramento TN-C-S.



Fonte: adaptado de [6].

Figura 28 – Aterramento TN-C.

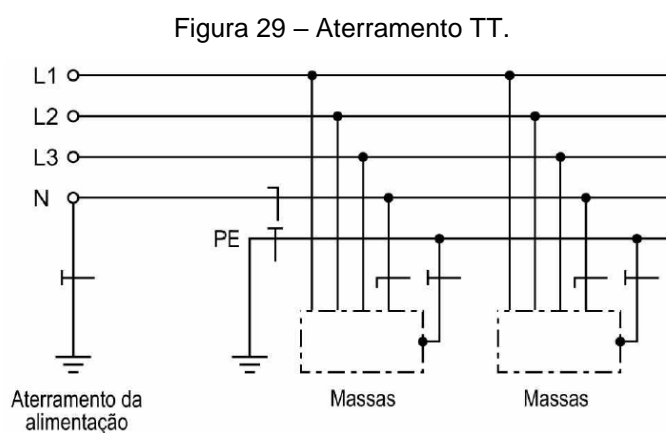


Fonte: adaptado de [6].

3.5.2.2 Aterramento TT

Os condutores de neutro e proteção são independentemente aterrados, e as massas são ligadas ao condutor de aterramento, como pode ser visto na Figura 29.

Neste caso, é obrigatório o uso de dispositivos a corrente diferencial-residual DR para assegurar que a interrupção da alimentação ocorra dentro do intervalo de tempo apropriado para a segurança [6].



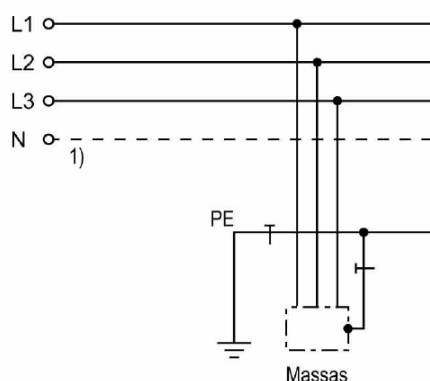
Fonte: adaptado de [6].

3.5.2.3 Aterramento IT

Todas as partes vivas são isoladas da terra, ou então o condutor neutro é conectado através de uma impedância de alto valor, conforme visto na Figura 30. As massas são aterradas em eletrodos de aterramento distintos do eletrodo de aterramento da alimentação [6].

Onde for presente o esquema de aterramento IT, a NBR 5410 permite que o seccionamento seja efetuado tanto por dispositivos de proteção contra sobrecorrente quanto por DR.

Figura 30 – Aterramento IT.



Fonte: adaptado de [6].

3.5.3 Dispositivos de Proteção para Seccionamento

A NBR 16690 define os requisitos de meios de manobra em instalações de arranjos fotovoltaicos, conforme a faixa de tensão CC e a tipologia do circuito. Estes requisitos podem ser observados na Tabela 5.

Tabela 5 – Requisitos de dispositivos de manobra em arranjos fotovoltaicos.

Tensão CC	Circuito	Dispositivo	Requisito
$\geq 60V$	Condutor da série fotovoltaica	Dispositivo seccionador	Recomendado
	Condutor do subarranjo fotovoltaico	Dispositivo seccionador	Necessário
	Condutor do arranjo fotovoltaico	Dispositivo interruptor-seccionador	Necessário
$> 60V \text{ e } \leq 120V$	Condutor da série fotovoltaica	Dispositivo seccionador	Recomendado
	Condutor do subarranjo fotovoltaico	Dispositivo seccionador	Necessário
		Dispositivo interruptor-seccionador	Recomendado
	Condutor do arranjo fotovoltaico	Dispositivo interruptor-seccionador	Necessário
$> 120V$	Condutor da série fotovoltaica	Dispositivo seccionador	Recomendado
	Condutor do subarranjo fotovoltaico	Dispositivo seccionador	Necessário
		Dispositivo interruptor-seccionador	Recomendado

Tensão CC	Circuito	Dispositivo	Requisito
	Condutor do arranjo fotovoltaico	Dispositivo interruptor- seccionador	Necessário

Fonte: adaptado de [1].

Conforme exposto no subitem 3.3.3.2, os disjuntores podem ser classificados como dispositivos interruptor-seccionador. Já a chave seccionadora tem a função de seccionar o circuito fotovoltaico. A Figura 31 traz um modelo de chave seccionadora para sistemas fotovoltaicos comercializada.

Figura 31 – Chave seccionadora.



Fonte: próprio autor.

A Tabela 1 mostra que a maior parte dos inversores atualmente comercializados no Brasil já possuem chave seccionadora integrada.

3.6 Proteção contra efeitos de falha de isolamento

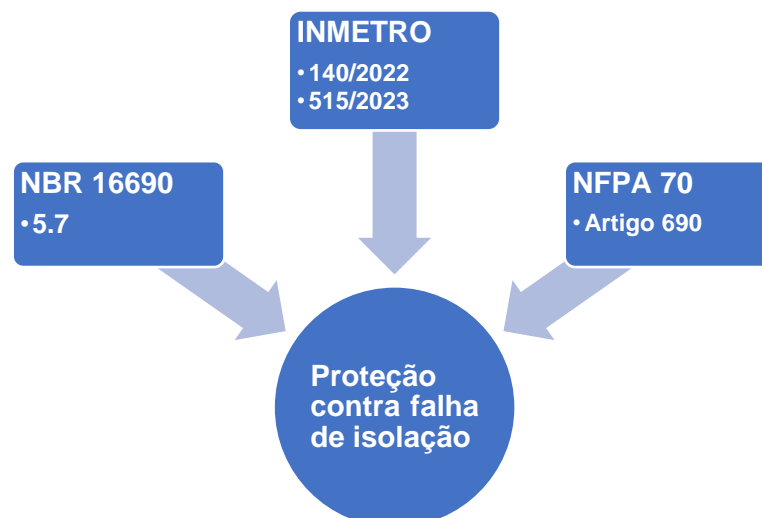
A integridade do isolamento em um sistema fotovoltaico é um pilar para a segurança e o desempenho. Uma falha de isolamento ocorre quando partes do sistema com diferentes potenciais elétricos entram em contato, ou quando uma parte energizada toca uma superfície aterrada. Assim, de acordo com sua origem, a falha de isolamento (ou corrente de fuga), pode ser classificada como: falhas diretas, falhas indiretas, falta terra, ou curto-circuito [1].

Em sistemas residenciais, que majoritariamente utilizam inversores sem transformador e com o circuito CC isolado da terra, as correntes de fuga podem ser provenientes de módulos fotovoltaicos defeituosos, condutores danificados ou falhas internas no inversor. Embora uma corrente de fuga mínima seja normal em qualquer circuito, valores anormais indicam problemas que podem levar a consequências graves.

3.6.1 Referência Normativa

A NBR 5410 não trata especificamente sobre os efeitos das falhas de isolação em arranjos fotovoltaicos, logo, a NBR 16690 precisou se basear em outras referências normativas, sobretudo internacionais. O Destaque fica por conta da NFPA 70, em seu artigo 690, que aborda, entre outros temas, sobre a proteção contra falha de aterramento CC. Baseado em tal artigo, o INMETRO publicou as portarias 140/2022 e sua complementar 515/2023 que entre os vários requisitos de segurança determinados, está a obrigatoriedade do AFCI em inversores. As referências normativas e seus subitens que estabelecem os critérios para a proteção contra os efeitos da falha de isolação estão apresentadas na Figura 32 [1,26,38,39].

Figura 32 – Referência normativa para proteção contra efeitos de falha de isolação.



Fonte: próprio autor.

3.6.2 Consequências e Mitigação de Falhas de Isolação

As consequências de uma falha de isolamento podem incluir choques elétricos por contato com carcaças metálicas, danos aos equipamentos, interrupção no fornecimento de energia e, mais criticamente, a ocorrência de arcos elétricos e incêndios. A mitigação destes riscos depende de uma abordagem integrada que envolve um projeto e a instalação feitas de forma adequada e a manutenção do sistema.

Um projeto bem executado garante o correto dimensionamento dos cabos e demais equipamentos, enquanto uma instalação aderente às Normas, especialmente no que tange ao sistema de aterramento, é determinante para evitar falhas.

A realização de manutenções preventivas e preditivas é fundamental para identificar a degradação natural dos componentes e garantir o funcionamento seguro ao longo da vida útil do sistema [4].

3.6.3 Arcos Elétricos e Proteção AFCI

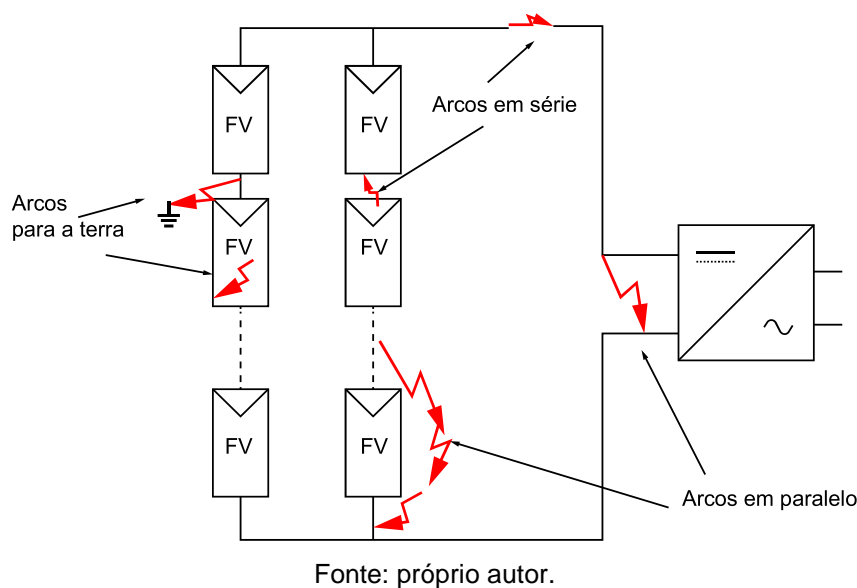
As falhas de isolamento em sistemas fotovoltaicos constituem um dos principais riscos, pois são uma causa primária de arcos elétricos. Estes arcos geram calor intenso e podem evoluir para um incêndio se não forem controlados. O perigo é acentuado em circuitos de corrente contínua, pois a ausência do ponto zero na senoide (diferentemente dos sistemas CA) impede a auto extinção do arco, tornando sua detecção um desafio para dispositivos de sobrecorrente mais comuns, como os fusíveis, já que a corrente de arco elétrico muitas vezes não supera a corrente de operação normal.

Os arcos elétricos em sistemas fotovoltaicos podem ser classificados quanto a sua origem de três formas, como pode ser visto na Figura 33 [1].

- Arco série: o tipo mais provável de ocorrer devido ao grande número de conexões, resulta de uma interrupção na continuidade de um condutor ou de uma conexão defeituosa, como um mau contato em conectores MC4 ou corrosão em contatos internos do módulo.

- Arco em paralelo: considerado o tipo mais grave devido à grande quantidade de energia disponível, ocorre como um curto-circuito parcial entre cabos adjacentes com diferentes potenciais.
- Arco para a terra: resulta de uma falha de isolamento entre um condutor energizado e a estrutura metálica aterrada.

Figura 33 – Tipos de arco elétrico em sistemas fotovoltaicos.



Como métodos de prevenção e mitigação dos riscos associados, o uso de DR detecta com certa facilidade os arcos para a terra.

A NBR 16690 exige o isolamento duplo de cabos e a separação física entre os condutores positivos e negativos, de forma que o risco de arcos em paralelo sejam menores.

Para arcos em série, entretanto, torna-se necessária a implementação de uma proteção especial.

Nos EUA, a NFPA, por meio da NEC, estabelece padrões de segurança para a instalação e operação de sistemas elétricos. Em seu artigo 690, entre outras exigências, possui a de proteção contra falha de aterramento CC, para a redução de riscos de incêndio, e dispositivo de detecção e interrupção de falha de arco (do inglês *Arc-Fault Circuit Interrupter*, AFCI) para sistemas CC com tensão acima de 80V [26].

A Figura 34 apresenta um dispositivo AFCI que pode ser instalado externamente ao inversor que não possua essa proteção. Porém, alguns modelos já possuem esta proteção integrada (vide Tabela 1).

Figura 34 – Dispositivo AFCI.



Fonte: próprio autor.

Inspirado em tal regulamentação, o INMETRO, por meio das portarias 140/2022 e 515/2023, estabeleceu uma série de requisitos de segurança para inversores fotovoltaicos no Brasil. Como destaque destas portarias, a obrigatoriedade da presença da proteção AFCI para o lado CC em inversores com tensão de circuito aberto superior a 120V e corrente de curto-circuito de até 20A [39,40].

A vigência da portaria 515/2023 do INMETRO teve início em dezembro de 2024 para inversores de até 10 kW homologados no país, e se estende até dezembro de 2025 para equipamentos com potência entre 10 kW e 75 kW. Atualmente, inversores com potência superior a 75 kW não são objeto das referidas portarias [38,39].

A NBR 17193 que tem como seu principal ponto de atenção a imposição do AFCI nos inversores, é um dos avanços mais significativos na proteção de sistemas fotovoltaicos. O seu benefício para os sistemas é a rápida e eficaz detecção de arcos em série, em detrimento dos dispositivos de sobrecorrente usuais (disjuntores). Contudo, esta exigência gera um impacto direto e imediato nos custos dos inversores,

para os fornecedores de inversores que para serem homologados no país precisam se adequar [41].

4 COMPONENTES DE PROTEÇÃO

A seleção e a instalação dos componentes utilizados na proteção de sistemas fotovoltaicos são regidas por requisitos rigorosos. A Norma NBR 16690 exige que todos os elementos das estruturas de suporte e materiais auxiliares, como cintas de fixação, sejam resistentes à radiação UV e adequados para a vida útil esperada do sistema. É fundamental ressaltar que dispositivos de proteção para corrente alternada não podem ser utilizados para corrente contínua [1,7,8,33].

A proteção térmica em sistemas fotovoltaicos, item de atenção pelo potencial risco de incêndios, é abordada por uma combinação de estratégias passivas e ativas. A proteção passiva é caracterizada pelo gerenciamento térmico e pela ventilação adequada, o que inclui desde o espaçamento correto entre os módulos fotovoltaicos, conforme Figura 12, por exemplo, até o local de instalação dos inversores, garantindo não apenas a dissipação de calor, mas também o acesso para manutenção. A proteção dos cabos contra danos mecânicos também se enquadra como uma medida passiva que assegura a integridade do isolamento ao longo do tempo. A proteção ativa, por outro lado, é realizada com a utilização de dispositivos de proteção, descritos ao longo deste capítulo [1,6,17,19,27].

Um pilar da segurança elétrica é a utilização de isolamento dupla ou reforçada (Classe II), onde a proteção básica é fornecida por uma isolamento primária e a proteção contra falhas por uma isolamento suplementar. A NBR 16690 exige que os componentes no lado CC de sistemas com tensão superior a DVC-A, como módulos fotovoltaicos e caixas de junção, possuam esta característica. Adicionalmente, a capacidade de desenergizar um sistema de forma rápida e segura é fundamental em emergências. Para isso, sistemas de desligamento rápido (*Rapid Shutdown*) podem ser empregados para reduzir a tensão dos módulos fotovoltaicos a níveis seguros, uma vez que eles continuam a gerar energia sob a luz solar mesmo com a rede desconectada [1,20,26,40].

A proteção contra sobrecorrente em arranjos fotovoltaicos, por sua vez, assume a função particular de impedir o fluxo de corrente reversa. Este fenômeno ocorre quando a tensão de uma *string* em um arranjo paralelo se torna menor que a das outras, fazendo com que ela se comporte como uma carga e dissipe calor perigosamente. As causas mais comuns para a corrente reversa incluem curtos-

circuitos nos módulos fotovoltaicos ou em suas células, falhas de aterramento e erros de instalação que resultam em *strings* com diferentes números de módulos fotovoltaicos [1,7,23,37].

Diante das limitações das proteções convencionais em corrente contínua, a segurança em sistemas fotovoltaicos exige uma mudança de paradigma para o gerenciamento da energia na fonte. Isso impulsiona a adoção de tecnologias como a Eletrônica de Potência em Nível de Módulo (MLPE), que inclui microinversores e otimizadores de potência. Estes dispositivos permitem o desligamento ou a redução de tensão em nível de módulo individual, mitigando eficazmente o risco de choque elétrico e facilitando um desligamento rápido e seguro [3,4,40].

4.1 Condutores

O dimensionamento e a seleção dos condutores em arranjos fotovoltaicos são regidos pela ABNT NBR 16612. Ela estabelece as características essenciais para os cabos de corrente contínua, exigindo dupla isolação, resistência à radiação ultravioleta (UV), intempéries e chamas, além de uma tensão de isolação de 1.8 kVcc. O cabeamento deve ser projetado para minimizar a possibilidade de faltas entre condutores ou entre um condutor e a terra, e os cabos devem ser protegidos contra danos mecânicos e presos de forma a aliviar a tensão nas conexões. Para arranjos que operam com tensões superiores à classe DVC-A (faixa de tensão extra baixa), é mandatório que os cabos possuam isolação dupla mantida ao longo de todo o seu comprimento.

A determinação da seção nominal dos condutores é um processo multifatorial que deve considerar os níveis da proteção contra sobrecorrente (quando existente), a capacidade mínima de corrente do circuito, a queda de tensão e a corrente de falta potencial, aplicando-se sempre a maior seção obtida a partir desses critérios. É crucial considerar que, embora arranjos sem baterias sejam sistemas com corrente limitada, a ligação em paralelo de múltiplas séries pode gerar correntes de falta elevadas, exigindo que os condutores suportem o pior cenário de sobrecorrente.

Historicamente, a prática de mercado consolidou o uso de condutores de 4 mm² e 6 mm². A tabela C.9 da NBR 16612 determina que condutores de 4 e 6 mm²

conduzam, respectivamente, 31 A e 39 A, para uma determinada temperatura de solo quando estão em eletroduto diretamente enterrado. Ainda, pela NBR 5410, verificando o fator de agrupamento de eletrodutos, considerando o pior caso (seis eletrodutos sem espaçamento entre eles), o fator é de 0,6. Ao aplicar este fator de correção aos resultados da tabela C.9, as correntes corrigidas dos condutores de 4 mm² e 6 mm² são de 18,6 A e 23,4 A, respectivamente.

À época da publicação da NBR 16690, em 2020, os módulos fotovoltaicos mais comercializados possuíam correntes de curto-circuito na faixa de 10 A a 12 A. Na Tabela 6 estão apresentados dois modelos de módulos fotovoltaicos das fabricantes Jinko Solar e DAH Solar, destacando a corrente de curto-circuito de cada deles [6,22].

Tabela 6 – Corrente de curto-circuito de módulos fotovoltaicos de até 450Wp.

Modelo	Potência [Wp]	I_{SC} [A]
JKM450M-7RL3-V	450	11,32
HCM72X9-400W	400	10,32

Fonte: adaptado de [42,43].

Considerando que a NBR 16690 especifica um dimensionamento para até 50% da corrente de curto-circuito I_{SC} e que, mesmo aplicando os fatores de correção estabelecidos nas Normas, as capacidades de corrente corrigidas desses cabos permaneciam adequadas, consolidou-se uma percepção de que tais bitolas seriam sempre suficientes.

Contudo, a constante evolução tecnológica resultou em módulos fotovoltaicos modernos com potências na faixa de 600 W a 700 W e, conseqüentemente, correntes de curto-circuito mais elevadas. Na Tabela 7 estão apresentados módulos fotovoltaicos das fabricantes DAH Solar, Trina Solar e Risen Solar, destacando a corrente de curto-circuito de cada um deles.

Embora os condutores de 4 mm² e 6 mm² ainda possam atender às especificações em muitos casos, a margem de segurança diminuiu, e o avanço contínuo da tecnologia poderá torná-los insuficientes no futuro. Este desafio é particularmente relevante em sistemas de minigeração, onde inversores com múltiplas entradas MPPT (do inglês *Maximum Power Point Tracking*) recebem um grande

número de *strings*. Nestes cenários, o agrupamento de cabos em eletrodutos torna o dimensionamento uma tarefa mais complexa, exigindo uma análise criteriosa que compare o custo e a disponibilidade de condutores de maior bitola com a alternativa de utilizar mais eletrodutos com cabos menores. A Norma também permite, como alternativa, o dimensionamento do condutor pela corrente nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente interno do inversor, quando este existir [22].

Tabela 7 – Corrente de curto-circuito de módulos fotovoltaicos de até 700Wp.

Modelo	Potência [Wp]	I_{SC} [A]
CS6W-590	590	14,12
DHN-66Z16/DG	620	16,00
Vertex_DEG21C.20	670	18,55

Fonte: adaptado de [32,34,44].

Esta complexidade no dimensionamento não é apenas técnica, mas fundamentalmente econômica. Tomando como exemplo o módulo apresentado na Tabela 7, com I_{SC} de 18,55 A, a aplicação do fator de 1,5x da NBR 16690 para cálculo da corrente I_N e fatores de agrupamento determinados pela NBR 5410, rapidamente tornam o cabo de 6 mm² insuficiente ou no limite da sua capacidade. O projetista enfrenta, então, um *trade-off* financeiro: o custo de condutores de maior bitola (10 mm², por exemplo), que são menos usuais e mais caros, deve ser comparado ao custo de instalação de múltiplos eletrodutos para separar os cabos de 6 mm² e garantir a segurança térmica adequada. Em sistemas de minigeração com dezenas de strings, a análise de custo-benefício dessa infraestrutura de cabeamento torna-se um fator crítico para a viabilidade do projeto.

4.2 Conectores

Os conectores MC4, conforme mostrado na Figura 35 são o padrão da indústria para estabelecer conexões seguras e confiáveis entre os módulos fotovoltaicos e demais componentes do sistema. São projetados para serem resistentes a intempéries, à radiação ultravioleta e duráveis em condições ambientais adversas,

possuindo um mecanismo de travamento do tipo "clique e trava" que minimiza o risco de desconexões acidentais.

Figura 35 – Par de conector MC4 macho e fêmea.



Fonte: próprio autor.

Contudo, a aparente simplicidade destes conectores esconde riscos significativos, e a sua correta instalação é tão crítica quanto a qualidade do próprio componente. Falhas em conectores, como superaquecimento ou arcos elétricos, são uma causa comum de problemas em sistemas fotovoltaicos, o que reforça a importância de seguir práticas rigorosas. A utilização de ferramentas especializadas, como alicates de crimpagem e chaves MC4, é essencial para garantir conexões seguras e firmes, evitando danos e condições inseguras. Para garantir a longevidade, os conectores devem ser protegidos da chuva, sujeira e calor excessivo, sendo recomendado o uso de capas e vedações à prova d'água para prevenir a entrada de umidade [9,10].

Um dos aspectos mais críticos da segurança no manuseio desses conectores é o risco de choque elétrico. É crucial que a alimentação do sistema seja desconectada e a ausência de corrente seja verificada com um multímetro antes de qualquer trabalho nos conectores, pois os painéis solares geram eletricidade continuamente e os capacitores internos podem reter carga. Além da instalação correta, inspeções regulares são essenciais para identificar sinais de desgaste ou corrosão. A necessidade de ferramentas adequadas, manuseio cuidadoso e procedimentos de

desenergização enfatiza que a qualificação e o treinamento dos instaladores são tão importantes quanto a qualidade dos próprios componentes.

5 CONSIDERAÇÕES SOBRE INSTALAÇÃO E MANUTENÇÃO

Além do estrito cumprimento das Normas NBR 5410 e NBR 16690 na escolha e dimensionamento dos dispositivos, a aplicação de boas práticas de instalação e manutenção é fundamental para garantir a proteção e a longevidade de sistemas fotovoltaicos. Um sistema bem instalado e documentado, seguindo as diretrizes da ABNT NBR 16274 para marcação e sinalização conforme exige a NBR 16690, facilita futuras intervenções, sejam elas preventivas ou corretivas.

Durante a instalação do sistema, é crucial que a área do laço formado pelos condutores do arranjo seja minimizada. Como a indução do de corrente através do campo magnético é proporcional a área total do circuito quanto menor a área entre os cabos, menor serão os efeitos de descargas atmosféricas.

No que tange aos quadros de proteção, a NBR 16690 proíbe a instalação de circuitos de corrente contínua e de corrente alternada no mesmo quadro, exigindo quadros distintos.

Embora inversores modernos possuam proteções internas, estas salvaguardam primariamente o próprio equipamento, deixando os cabos e os módulos fotovoltaicos suscetíveis aos efeitos de falhas elétricas. Portanto, a instalação de um quadro de proteção CC dedicado é uma prática recomendada. Neste quadro, ambos os polos do arranjo, positivo e negativo, devem ser conectados a um DPS, pois ambos podem conduzir correntes induzidas.

A análise do local de instalação é outra etapa crítica do projeto. O sombreamento parcial dos módulos fotovoltaicos, comum em instalações residenciais em telhados, pode causar a formação de pontos quentes, que representam um perigo se a condição for prolongada. É papel do projetista avaliar a área disponível, buscando evitar a incidência de sombras ou, quando inevitável, adotar estratégias para mitigar seus efeitos, como a utilização de módulos fotovoltaicos com tecnologia *half-cell*.

É imprescindível que a instalação seja realizada por profissionais habilitados e com as devidas certificações de segurança, como a NR10 (Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade) e a NR35 (Trabalho em Altura). Isso não apenas garante a integridade dos trabalhadores, mas também minimiza os riscos de falhas no sistema decorrentes de erros de instalação.

Adicionalmente, um plano de manutenção é de fundamental importância para assegurar o funcionamento contínuo do sistema. Por estarem expostos a intempéries, os componentes estão sujeitos a danos físicos, acúmulo de sujeira, oxidação de conexões e danos causados por animais. Inspeções periódicas são vitais, pois muitos desses problemas podem permanecer ocultos no telhado, fora do campo de visão do usuário.

Ainda que a maioria dos inversores ofereça ferramentas de monitoramento, estas geralmente apresentam apenas o status geral do sistema, sem prover um diagnóstico detalhado em caso de falha. A interpretação de códigos de erro exige conhecimento técnico, reforçando a necessidade de um acompanhamento profissional para garantir a segurança e o desempenho do sistema fotovoltaico ao longo de sua vida útil.

5.1 Exemplos de instalação

A seguir, são mostradas imagens que exemplificam as boas práticas de instalação de sistemas fotovoltaicos residenciais, com os conceitos que foram apresentados ao decorrer dos capítulos 4 e 5.

Na Figura 36 é mostrado o aterramento da estrutura de fixação dos módulos fotovoltaicos, e na Figura 37 um detalhe deste aterramento.

Figura 36 – Aterramento das estruturas metálica de fixação dos módulos fotovoltaicos.



Fonte: próprio autor.

Figura 37 – Detalhe do aterramento da estrutura de fixação.



Fonte: próprio autor.

Conforme discutido em 3.1.4, o aterramento do sistema fotovoltaico é de suma importância para a proteção contra choques elétricos, e os efeitos da sobretensão, oriundos de descargas atmosféricas, além da garantia da isolação do sistema, mitigando os riscos de falha na isolação, que podem desencadear arcos elétricos.

A Figura 38 ilustra a conexão de condutores CC utilizando o conector do tipo MC4. A correta utilização destes conectores garante integridade operacional e a segurança do sistema fotovoltaico. Em circuitos de corrente contínua os pontos de conexão geram ainda mais atenção que em circuitos CA. Uma alta impedância gerada seja por uma má crimpagem dos MC4 ou folga mecânica, pode ocasionar um aquecimento excessivo (efeito Joule), e ainda mais grave a formação de arcos elétricos em série, como mostrado na Figura 33.

Por conta da dificuldade da extinção dos arcos em série em sistemas fotovoltaicos, estas falhas podem culminar na carbonização dos conectores MC4, levando até a ignição dos materiais isolantes dos cabos elétricos, e consequentemente, um risco considerável de incêndio no SFCR.

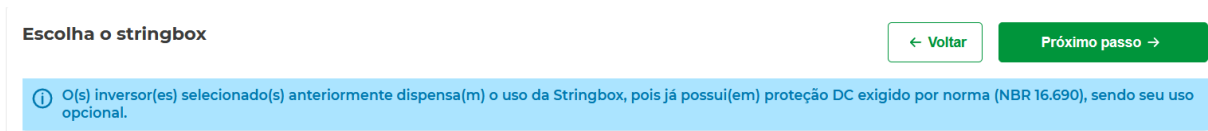
Figura 38 – Crimpagem do conector MC4.



Fonte: próprio autor.

Mesmo que os inversores já possuam proteções integradas (vide Tabela 1), e que até grandes distribuidores de kits fotovoltaicos (inversor + módulos fotovoltaicos + estrutura de fixação + cabeamento CC) indiquem que o uso das *strings boxes* são dispensáveis (Figura 39), como foi discutido ao longo deste trabalho, é de fundamental importância para a segurança da instalação o uso de equipamentos de proteção.

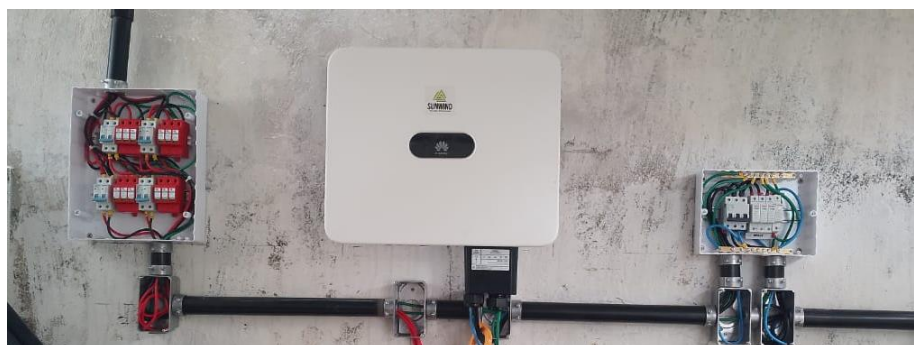
Figura 39 – Aviso de dispensa de *string box*.



Fonte: próprio autor.

A Figura 40 apresenta uma instalação física do inversor com os quadros de proteção CC e CA do sistema fotovoltaico, seguindo as recomendações de distanciamento ilustradas na Figura 12.

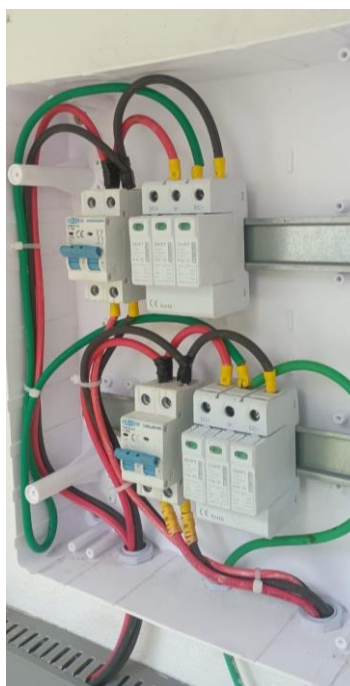
Figura 40 – Instalação dos quadros de proteção CC e CA.



Fonte: próprio autor.

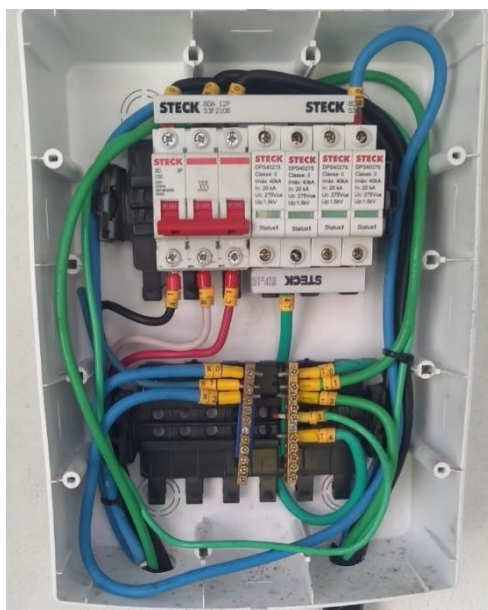
A Figura 41 mostra o detalhe do quadro de proteção CC de um sistema fotovoltaico com 2 strings. Cada uma das strings possui um disjuntor CC (Positivo e Negativo) e um DPS tripolar (Positivo, Negativo e Aterramento). Na Figura 42 é mostrado o quadro de proteção CA de um sistema fotovoltaico com inversor trifásico, composto por disjuntor trifásico e 4 DPS (um para cada fase, e um para o neutro), com barramentos de neutro e de proteção.

Figura 41 – Detalhe de um quadro de proteção CC.



Fonte: próprio autor.

Figura 42 – Detalhe de um quadro de proteção CA.



Fonte: próprio autor.

Em ambas figuras estão apresentados os dispositivos para a proteção em sistemas fotovoltaicos. Disjuntores que tem a função de proteger contra sobrecorrente e dispositivo de manobra tanto para o lado CC quanto lado CA da instalação, observando o tipo de aplicação do disjuntor. E os DPSs com função de proteção contra descargas atmosféricas nos lados CC e CA. Percebe-se também a presença do barramento de terra no quadro de proteção CA, onde os condutores de terra garantem tanto o aterramento quanto a equipotencialização do sistema, conferindo proteção contra falhas de isolamento e até mesmo de sobretensões por meio do SPDA da edificação.

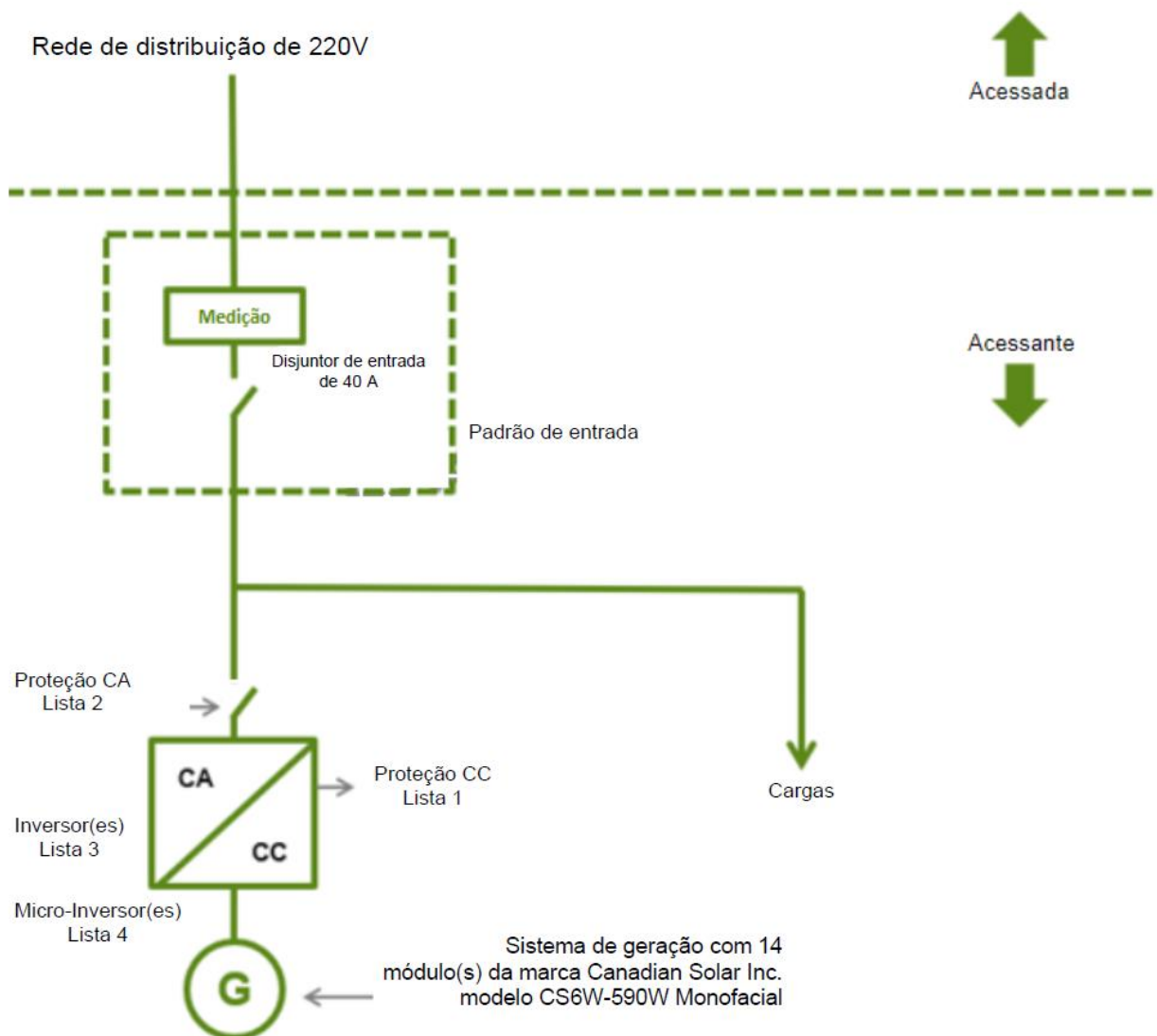
5.2 Exemplos de projeto

Ao submeter um projeto fotovoltaico conectado à rede para a concessionária de energia, faz-se necessário calcular e informar os dispositivos de proteção, tanto da parte CC quanto da parte CA do sistema. Destacando a concessionária de energia do estado de Pernambuco, Neoenergia Pernambuco, este procedimento é realizado por meio do diagrama unifilar básico que é anexado ao processo. Na Figura 43 um exemplo de diagrama unifilar básico de um projeto de sistema fotovoltaico conectado

à rede de distribuição de baixa tensão (220V). Percebe-se os valores das proteções (disjuntores) CA e CC, como apresentados na Tabela 8.

A Figura 44 apresenta o diagrama unifilar deste sistema fotovoltaico. Ele é conectado na baixa tensão, monofásico, 220V. E na parte CC é composto por um inversor de potência 7 kW, e possui duas strings de 07 módulos fotovoltaicos de potência de 590 W cada.

Figura 43 – Diagrama unifilar básico de projeto fotovoltaico conectado à rede pela concessionária Neoenergia Pernambuco.



Fonte: próprio autor.

Sendo as listas mencionadas na Figura 43 especificadas na Tabela 8

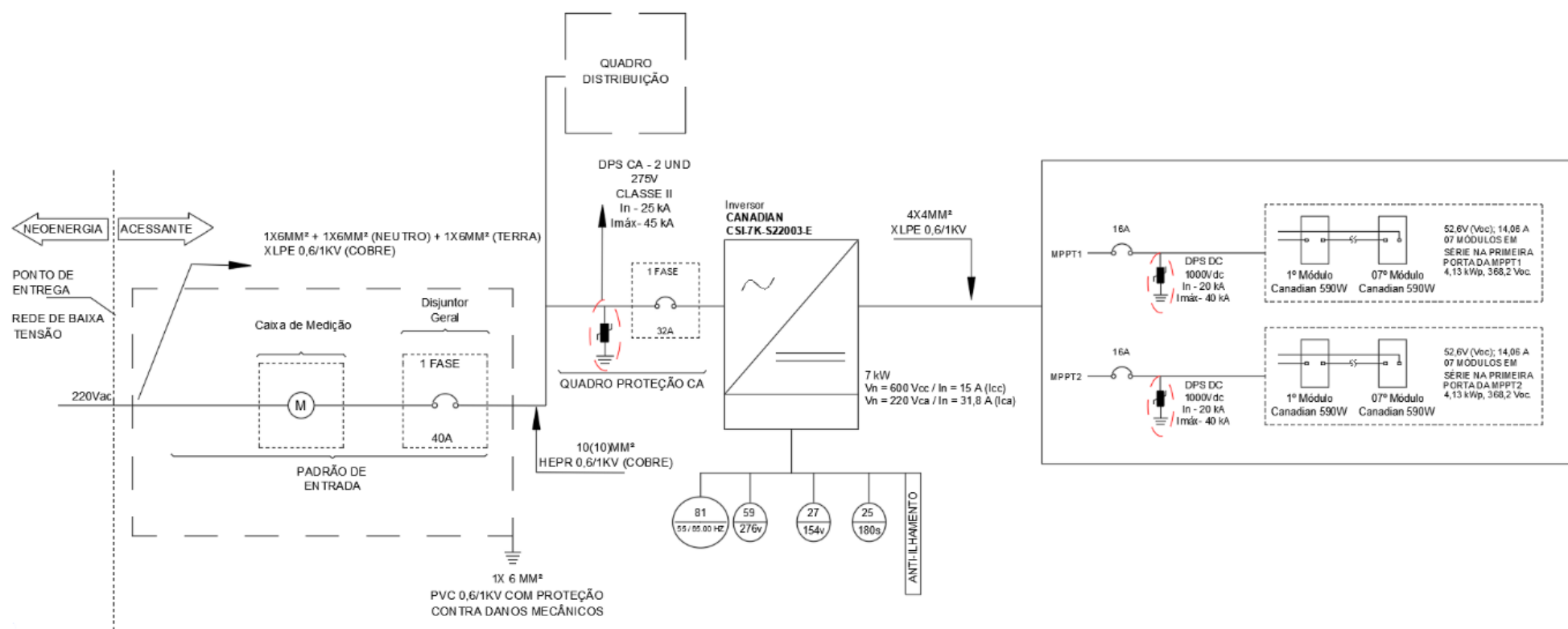
Tabela 8 – Lista de equipamentos.

	Itens
Lista 1	Disjuntor 16,0 A
Lista 2	Disjuntor 32,0 A
Lista 3	1 CSI-7K-S22003-E
Lista 4	-

Fonte: próprio autor.

Figura 44 – Diagrama unifilar de projeto fotovoltaico.

DIAGRAMA UNIFILAR



Fonte: próprio autor.

No projeto em questão, observa-se a presença dos elementos de proteção que foram discutidos neste trabalho. Pode-se notar a presença dos quadros de proteção CC e CA, garantindo que mesmo com a recomendação de alguns distribuidores de kits fotovoltaicos em dispensar a utilizar proteção para o lado CC do inversor, vide Figura 39, por entender a importância da proteção, este projeto adotou tal medida de proteção.

No quadro de proteção CA observa-se o disjuntor monofásico, de 32 A. Também a presença dos DPS CA (Fase e Neutro), com as especificações conforme apresentadas no capítulo 3.4.3, como tipo de classe, I_N e I_{MAX} . A presença do disjuntor confere a proteção contra sobrecorrente, além de garantir também o seccionamento do circuito, enquanto os DPS protegem contra os efeitos das sobretensões.

O inversor, como apresentado na Tabela 1, possui uma série de proteções internas. É possível constatar a presença da proteção anti-ilhamento. Este modelo de inversor conta ainda com relés que possuem diversas funções de proteção, ressaltando a função 81, que estabelece os limites mínimo e máximo de frequência em que o inversor é capaz de operar, e a função 59 que é responsável por proteger o circuito contra a sobretensão, enquanto a função 27 protege contra a subtensão. Outras proteções que este inversor possui e que não foram apresentadas neste diagrama e merecem destaque são a proteção contra sobrecorrente CA, contra curto-circuito CA, proteção contra corrente residual, AFCI, e chave CC. Todas estas proteções discutidas neste trabalho [13].

Já no lado CC do circuito encontram-se um disjuntor CC e dois DPS CC, garantindo a proteção contra sobrecorrente e sobretensões nos componentes CC (módulos fotovoltaicos) e não apenas no inversor, como ocorre com a proteção integrada que ele possui. Vale ressaltar que cada uma das strings possui a proteção (disjuntor + DPS) independente da outra, pois são conectadas em MPPT diferentes do inversor, conferindo a separação física e elétrica dos circuitos.

Também pode-se observar os cabos utilizados no circuito CC, do tipo XPLE 0,6/1kV, que possuem todos os requisitos especificados tanto na NBR 16690 quanto na NBR 16612.

No que diz respeito ao aterramento do SFCR, na Figura 44 observa-se que a seção do condutor de aterramento é de 6 mm², utilizando como critério o fluxograma que foi apresentado na Figura 9.

A Figura 45 apresenta o Orçamento de Conexão (antigo Parecer de Acesso) do projeto para a concessionária. Nota-se que o projeto está com *status* Aprovado.

Figura 45 – Orçamento de Conexão do projeto fotovoltaico.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO

ORÇAMENTO DE CONEXÃO PARA CONEXÃO DE MINI E MICROGERAÇÃO - [REDACTED]

RESULTADO DO ORÇAMENTO: *Aprovado*

1. DADOS ACESSANTES

Titular da UC
[REDACTED]

Código do Cliente CPF/CNPJ Classe
[REDACTED] Residencial

E-mail Telefone
[REDACTED]

Logradouro Nº
[REDACTED]

Bairro Cidade CEP
[REDACTED]

Nota Nível de Tensão Subestação-Alimentador
[REDACTED] 220V -

2. CARGA

Carga inst. (kW) Maior disjuntor permitido (A) Potência disponibilizada (kW)
8 40 8,1

3. GERAÇÃO

Tipo da geração	Potência aprovada de geração (kW)	Potência solicitada (kW)	Área total dos módulos (m²)
Solar	7	7	38
Fabricante(s) do(s) módulo(s)	Modelo(s) do(s) módulo(s)	Qtd módulos	Pot. total da(s) placa(s) (kWp)
Canadian Solar Inc.	CS6W-590W Monofacial	14	8,26
Fabricante(s) do(s) inversor(es)	Modelo(s) do(s) inversor(es)		
CANADIAN SOLAR	CSI-7K-S22003-E		
Qtd inversores	Pot. total do(s) inversor(es) (kW)	Tipo de Conexão	
1	7	Monofásica	
Tipo de Proteção CC do(s) Inversor(es)	Proteção CC do(s) Inversor(es) (A)	Tipo de Proteção CA do(s) Inversor(es)	Proteção CA do(s) Inversor(es) (A)
Disjuntor	16.0 A	Disjuntor	32.0 A
Fabricante(s) do(s) micro-inversor(es)	Modelo(s) do(s) micro-inversor(es)		
Qtd micro-inversores	Pot. total do(s) micro-inversor(es) (kW)	Tipo de Conexão	
Tipo de Proteção CC do(s) Micro-Inversor(es)	Proteção CC do(s) Micro-Inversor(es) (A)	Tipo de Proteção CA do(s) Micro-Inversor(es)	Proteção CA do(s) Micro-Inversor(es) (A)

Fonte: próprio autor.

Analisando o diagrama da Figura 44, nota-se a ausência de dispositivos DR neste projeto. Tal falha por parte do projetista pode ter sido induzida pela presença no *datasheet* do inversor de “monitoramento de corrente residual”, onde neste modelo de inversor é apresentado como “Proteção de Corrente Residual” [13].

Conforme discutido em 3.1.3, o RCMU e o DR não são o mesmo dispositivo, e por consequência, não desempenham a mesma função de proteção, onde o DR tem seu uso indicado principalmente pela capacidade de seccionamento do circuito.

Tomando como base os dados do módulo em questão (Tabela 7, e *datasheet* no Anexo B), e utilizarmos as equações (3.3) e (3.4), chega-se à conclusão que o disjuntor de 16,0 A, especificado no Orçamento de Conexão e aprovado pela concessionária de energia, não atende ao que diz a NBR 16690.

Verificando a equação (3.3): $(1,5 \times I_{SC\ MOD}) < I_N < (2,4 \times I_{SC\ MOD})$

Sendo para este modelo de módulo fotovoltaico o valor de $I_{SC\ MOD} = 14,06$, a equação resulta em:

$$(1,5 \times 14,06) < I_N < (2,4 \times 14,06)$$

$$21,09 < I_N < 33,74$$

Essa condição exige que a corrente nominal seja superior à 21,09 A. Contudo, o disjuntor que foi utilizado para este projeto possui a corrente $I_N = 16,0\ A$, portanto, o disjuntor não atende a recomendação da NBR 16690, apresentada na Equação (3.3).

Verificando a equação (3.4): $I_N \leq I_{MOD\ MAX.OCPR}$

Sendo para o módulo fotovoltaico utilizado o valor de $I_{MOD\ MAX.OCPR} = 25,0$, a equação (3.4) resulta em:

$$I_N \leq 25$$

Assim, o disjuntor escolhido com $I_N = 16,0\ A$ atende ao critério apresentado na Equação (3.4).

No entanto, a NBR 16690 em seu item 5.3.11.1 é enfática ao afirmar que a corrente nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente deve respeitar as equações (3.3) e (3.4) simultaneamente. Neste caso, mesmo o projetista responsável fazendo uso de dispositivo de proteção, ele não está cumprindo com o que diz a norma.

Todavia, a concessionária de energia aprovou o projeto, sem ressalvas. Onde, para estar em conformidade com a NBR 16690, o projeto deveria utilizar um disjuntor com corrente nominal de 25,0 A para a proteção contra sobrecorrente na série fotovoltaica.

6 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

O presente trabalho teve como finalidade descrever os requisitos de proteção para sistemas fotovoltaicos, utilizando como base principal as Normas técnicas vigentes, dada a escassez de literatura consolidada sobre o tema no Brasil em face da exponencial expansão da geração distribuída, e do pouco tempo desde a publicação da NBR 16690.

Para tal, foi realizada uma análise comparativa das Normas ABNT NBR 5410 e ABNT NBR 16690, seguida de um detalhamento das estratégias para mitigar os riscos de choques elétricos, efeitos térmicos, sobrecorrentes e sobretensões. O estudo abordou também os parâmetros para o dimensionamento dos principais componentes de proteção, como condutores, DPS, DRs, fusíveis e disjuntores, culminando na discussão sobre boas práticas de instalação e manutenção, essenciais para a segurança e longevidade dos sistemas.

No decorrer deste estudo, evidenciou-se a necessidade de um conhecimento aprofundado da NBR 5410 como alicerce para a correta aplicação da NBR 16690. Outras referências técnicas também têm importância destacada, seja para o dimensionamento e especificação de equipamentos, seja para garantir a segurança e integridade do sistema e da vida.

Percebe-se então a importância do estudo constante das Normas que regem uma correta execução de projetos fotovoltaicos, aliado a capacitação dos profissionais envolvidos em toda a instalação, para assegurar não apenas a conformidade com os requisitos técnicos e legais, mas também, o mais importante, garantir a segurança da instalação de sistemas fotovoltaicos.

Espera-se, com o desenvolvimento deste trabalho, que este documento sirva como um material de consulta técnica sobre proteção para profissionais que atuam no projeto e na instalação de sistemas fotovoltaicos.

Como principal resultado analítico, o trabalho identificou uma aparente incoerência matemática nas equações (3.6) e (3.7), destinadas ao agrupamento de múltiplas séries sob um único dispositivo de proteção. Como demonstrado na Seção 3.3.4, a aplicação direta da norma em cenários comuns pode levar a uma incoerência matemática e dimensional (ex: $I_N > 48,0 A$ $I_N < 14,0 A$). Esta constatação sugere não

apenas uma dificuldade de aplicação, mas uma falha potencial no texto normativo da NBR 16690 que demanda revisão, visto que a alternativa proposta (Equação (3.8)) também não resolve o impasse para $S_G = 2$.

Fica evidente que a complexidade normativa atual não é um entrave desnecessário, mas uma consequência direta dos riscos específicos da tecnologia CC em alta tensão e da rápida evolução dos equipamentos. A sobreposição de normas (NBR 16690, NBR 5410, NBR 5419) e portarias (INMETRO), embora desafiadora para o projetista, reflete a resposta do sistema regulatório para garantir a segurança em um mercado que cresce exponencialmente. A promulgação de uma nova norma, NBR 17193, especialmente na adoção de tecnologias como o AFCI demonstra uma escolha clara do regulador brasileiro em favor da mitigação de riscos (especialmente incêndios), mesmo que isso implique em custos maiores de instalação, alinhando o Brasil com as práticas de segurança mais rigorosas internacionalmente.. O desafio do profissional de engenharia é, portanto, dominar essa complexidade para entregar projetos que sejam, simultaneamente, seguros, eficientes e economicamente viáveis.

Assim como foi demonstrado ao final do capítulo 5.2, é imprescindível que o projetista de sistemas fotovoltaicos entenda e esteja atento às normas de segurança. No exemplo apresentado viu-se que o projetista não seguiu o que diz o texto da Norma, possivelmente, ele utilizou apenas o critério da corrente do disjuntor ser maior que a corrente de curto-circuito do módulo, e respeitando a limitação da corrente máxima da proteção determinada pelo datasheet. E, tão grave quanto o erro do projetista, a concessionária aprovou o projeto que não atende as normas de segurança da NBR 16690, mostrando que o cumprimento da Norma é falho também por quem deveria analisar e fiscalizar os projetos submetidos com maior rigor técnico. A permissividade e aprovação de projetos que desrespeitem as Normas, não apenas cria um vício nos projetistas, mas coloca em risco a integridade e segurança da população.

Por fim, como forma de continuidade e complementaridade desta pesquisa, recomenda-se os temas apresentados a seguir:

- aprofundamento em tipos específicos de proteção, como sobretensão e sobrecorrente, com análises dedicadas e detalhadas para cada caso;

- análise das origens, causas e modos de prevenção da corrente reversa em módulos fotovoltaicos;
- estudo da proteção contra incêndio em instalações fotovoltaicas, com foco na recém-publicada ABNT NBR 17193:2025 e sua ligação com a crescente integração de carregadores de veículos elétricos;
- análise das particularidades da proteção em usinas fotovoltaicas de grande porte instaladas em solo, abordando temas como malhas de aterramento e medição de resistividade do solo, conexão com SPDA, e a integração com sistemas em média tensão, com requisitos próprios para essa faixa de tensão;
- análise comparativa das estratégias de proteção para sistemas que utilizam Eletrônica de Potência em Nível de Módulo (MLPE), como microinversores e otimizadores de potência;
- revisão aprofundada sobre os textos da NBR 16690 no que diz respeito no dimensionamento da proteção contra sobrecorrente, culminando numa proposta de revisão da NBR 16690;
- revisão aprofundada e num maior espectro de projetos de sistemas fotovoltaicos submetidos à concessionária Neoenergia, a fim de verificar o dimensionamento das correntes nominais dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente, para constatar a possível aprovação de sistemas fotovoltaicos com dispositivos de proteção que não atendem aos requisitos descritos na NBR 16690.

REFERÊNCIAS

1. ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto. **ABNT NBR 16690**, p. 65, 2019.
2. ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Energia solar fotovoltaica - Terminologia. **ABNT NBR 10899**, n. 2, p. 11, Novembro 2013.
3. KIKUMOTO, B. Canal Solar. **O arco elétrico e o risco de incêndios em sistemas fotovoltaicos**, 2022. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/o-arco-eletrico-e-o-risco-de-incendios-em-sistemas-fotovoltaicos/>>. Acesso em: 25 Janeiro 2025.
4. SOUZA, J. Canal Solar. **Riscos do arco elétrico em sistemas fotovoltaicos e soluções de segurança**, 2021. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/riscos-do-arco-eletrico-em-sistemas-fotovoltaicos-e-solucoes-de-seguranca/>>. Acesso em: 25 Janeiro 2025.
5. ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Dispositivos de proteção contra surtos de baixa tensão - Parte 32: DPS conectado no lado corrente contínua das instalações fotovoltaicas - Princípios de seleção e aplicação. **ABNT NBR IEC 61643-32**, p. 41, 2022. Acesso em: 17 Maio 2025.
6. ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Instalações elétricas de baixa tensão. **ABNT NBR 5410**, p. 209, 2004.
7. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60269-6 - Low-voltage fuses - Part 6: Supplementary requirements for fuse-links for the protection of solar photovoltaic energy systems**, 2010.
8. ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Dispositivo de manobra e comando de baixa tensão Parte 2: Disjuntores. **ABNT NBR IEC 60947-2**, p. 233, 2013.
9. RONAN, Q. Bateria Power. **MC4 Connectors: How to Avoid Common Hazards and Stay Safe!**, 2024. Disponível em: <<https://bateriapower.com/blogs/page/mc4-connectors-how-to-avoid-common-hazards-and-stay-safe>>. Acesso em: 01 Março 2025.
10. FS Cables. **Solar: The Power of MC4 Connectors**. Disponível em: <<https://www.fscables.com/other/blog/solar-the-power-of-mc4-connectors.html#:~:text=O%20nome%20%22MC4%22%20significa%20%22,pinos%20de%20contato%20do%20conector.>>. Acesso em: 22 Fevereiro 2025.
11. HUAWEI. **SUN2000-3KTL-L1**. Disponível em: <<https://support.huawei.com/enterprise/en/doc/EDOC1100367035>>. Acesso em: 11 Janeiro 2025.
12. SOLIS. **S6-GR1P5K-S**. Disponível em: <https://static.souenergy.com.br/catalog/product/file/Solis_datasheet_S6-GR1P_2_5-6_K-S_BRA_V2_8_2023_11_1_.pdf>. Acesso em: 11 Janeiro 2025.
13. CSI SOLAR. **CSI-7K-S22003-E**. Disponível em: <https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/sites/7/2024/09/13004156/CSI_DT_79K_S22003-E_v1.6-Jun24_Pt-BR.pdf>.

14. GROWATT. **MIN 10000TL-X2**. Disponível em:
<https://br.growatt.com/upload/file/MIN_7500-10000TL-X2_Ficha_de_dados_PT_202410.pdf>. Acesso em: 11 Janeiro 2025.
15. SUNGROW. **SG25CX-P2-LV**. Disponível em:
<<https://amaranzero.sharepoint.com/sites/Datasheet/DATA%20SHEETS/Forms/AllItems.aspx?id=%2Fsites%2FDatasheet%2FDATA%20SHEETS%2FBook%20T%C3%A9cnico%20Externo%20%2D%20Amara%20NZero%2FINVERSOR%20%2D%20SUNGROW%2FLINHA%20CX%2DP2%2DLV%20%5BTTRIF%C3%81SICO%20%2D%20>>. Acesso em: 11 Janeiro 2025.
16. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa ANEEL Nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023. **Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas nº 9**, Brasília, 7 Fevereiro 2023. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.059-de-7-de-fevereiro-de-2023-463828999>>. Acesso em: 11 Fevereiro 2025.
17. HUAWEI. **SUN2000-(12K-25K)-MB0 Series User Manual**. Disponível em:
<<https://support.huawei.com/enterprise/en/doc/EDOC1100303087/60c83b93/clearance-requirements>>. Acesso em: 11 Janeiro 2025.
18. EILERS, J. Proteção diferencial-residual para sistemas fotovoltaicos. **Fotovolt**, p. 28-31, Março 2025.
19. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60364-4-42 - Low-voltage electrical installations - Part 4-42: Protection for safety - Protection against thermal effects**, 2024.
20. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61730-2 - Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 2: Requirements for testing**, 2023. Acesso em: 10 Maio 2025.
21. FREIRE, P. E. Canal Solar. **Proposta de revisão da norma NBR 16690: aterramento de usinas fotovoltaicas**, 2021. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/proposta-de-revisao-da-norma-nbr16690-aterramento-de-usinas-fotovoltaicas/>>. Acesso em: 25 Janeiro 2025.
22. ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kV C.C. entre condutores - Requisitos de desempenho. **ABNT NBR 16612**, p. 35, 2020.
23. LIMA, A. A. E. A. Revista Brasileira de Ensino de Física. **Uma revisão dos princípios da conversão fotovoltaica de energia**, v. 42, p. e20190191, 2020. Disponível em: <<https://www.scielo.br/j/rbef/a/zmFYrhnnhLQ8dMHk7CDmSfs/?lang=pt#>>.
24. CASARIN, R. Portal Solar. **Ranking lista os painéis solares mais eficientes de 2023**, 2024. Disponível em:
<<https://www.portalsolar.com.br/noticias/tecnologia/equipamentos-fv/ranking-lista-os-paineis-solares-mais-eficientes-de-2023>>. Acesso em: 22 Fevereiro 2025.
25. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC TS 62446-3:2017 - Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and**

maintenance - Part 3: Photovoltaic modules and plants - Outdoor infrared thermography, 2017.

26. NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION. NFPA 70: National Electrical Code. **NFPA**, Quincy, p. 603-612, 2023. Acesso em: 20 Fevereiro 2025. Artigo 690, Solar Photovoltaic (PV) Systems.
27. SUNGROW. **SG25_30_33_36_40_50CX-P2_User_Manual**. Disponível em: <https://tr.sungrowpower.com/upload/file/20230714/EN_UM_SG25_30_33_36_40_50CX-P2_User_Manual.pdf>. Acesso em: 11 Janeiro 2025.
28. CAVALCANTI, G. O. et al. PERFORMANCE ANALYSIS OF SOLAR INVERTERS UNDER LIGHTNING-INDUCED SURGES. **ICLP 2024; 37th International Conference on Lightning Protection**, Dresden, p. 442-448, 2024. Disponível em: <https://issuu.com/aranda_editora/docs/fotovolt_novembro_2024>.
29. ABB. **Technical Application Papers No.10**. Disponível em: <<https://library.e.abb.com/public/9b867d77d5e0da7fc1257ca60057221b/QT10%20EN%202013.pdf>>. Acesso em: 15 Fevereiro 2025.
30. ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Elementos e baterias estacionárias para aplicação em sistemas fotovoltaicos não conectados à rede elétrica de energia (off-grid) - Requisitos gerais e métodos de ensaio. **ABNT NBR 16767**, p. 14, Setembro 2019.
31. RISEN ENERGY. **RSM132-8-700BHDG**. Disponível em: <<https://br.risen.com/uploads/20250310/RSM132-8-700-715BHDG%20IEC1500V-33mm%202025H1-2-POR.pdf>>. Acesso em: 11 Janeiro 2025.
32. TRINA SOLAR. **TSM-DEG21C.20-670W**. Disponível em: <https://mgr.trinasolar.com/sites/default/files/670W_Datasheet_Vertex_DEG21C.20_PT_2021_web.pdf>. Acesso em: 11 Janeiro 2025.
33. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60898-2 - Electrical accessories - Circuit-breakers for overcurrent protection for household and similar installations - Part 2: Circuit-breakers for AC and DC operation**, 2016.
34. DAH SOLAR. **DHN-66Z16-DG-620W**. Disponível em: <<https://helte-solar.s3.sa-east-1.amazonaws.com/datasheets/PT-DHN-66Z16-DG-585~625W.pdf>>. Acesso em: 11 Janeiro 2025.
35. ABB. **Complete Protection of Photovoltaic (PV) systems**. Disponível em: <https://library.e.abb.com/public/8360f830dfd547fcb3f7fe018d235bb7/Photovoltaic%20Protection_BR_EN_A_OVR%20PV%20T1-T2%20QS%20Series_ABB.pdf>. Acesso em: 1 Março 2025.
36. **How to Select the Proper DC SPD (Surge Protective Device)?** Disponível em: <<https://www.usfull.com/solutions/how-to-select-the-proper-dc-spd-surge-protective-device/>>. Acesso em: 22 Fevereiro 2025.
37. SILVEIRA, G. Solenerg. **DPS é obrigatório no padrão de entrada com sistema fotovoltaico?** Disponível em: <<https://www.solenerg.com.br/dps-e-obrigatorio-no-padrao-de-entrada-com-sistema-fotovoltaiico/>>. Acesso em: 15 Fevereiro 2025.
38. BRASIL. INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA. Portaria nº 140, de 21 de março de 2022. **Aprova o Regulamento Técnico da Qualidade e os Requisitos de Avaliação da Conformidade para Equipamentos de Geração, Condicionamento e Armazenamento de Energia Elétrica em Sistemas**

- Fotovoltaicos - Consolidado**, Brasília, 21 Março 2022. 115. Disponível em: <<http://sistema-sil.inmetro.gov.br/rtac/RTAC002957.pdf>>. Acesso em: 11 Fevereiro 2025.
39. BRASIL. INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA. Portaria nº 515, de 10 de novembro de 2023. **Altera a Portaria Inmetro nº 140, de 21 de março de 2022, que aprova o Regulamento Técnico da Qualidade e os Requisitos de Avaliação da Conformidade para Equipamentos de Geração, Condicionamento e Armazenamento de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaico**, Brasília, 16 Novembro 2023. 34. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-515-de-10-de-novembro-de-2023-522884957>>. Acesso em: 11 Fevereiro 2025.
40. BADRA, M. Canal Solar. **Norma da ABNT obriga uso de AFCI e função de desligamento rápido em edificações**, 2025. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/norma-abnt-obriga-afci-funcao-desligamento-rapido-edificacoes/>>. Acesso em: 1 Março 2025.
41. ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Segurança contra incêndios em instalações fotovoltaicas — Requisitos e especificações de projetos — Uso em edificações. **ABNT NBR 17193**, Fevereiro 2025.
42. JINKO SOLAR. **JKM450M_7RL3_V**. Disponível em: <[https://www.jinkosolar.com/uploads/TR%20JKM450-470M-7RL3-\(V\)-C1-EN.pdf](https://www.jinkosolar.com/uploads/TR%20JKM450-470M-7RL3-(V)-C1-EN.pdf)>. Acesso em: 11 Janeiro 2025.
43. DAH SOLAR. **HCM72X9-400W**. Disponível em: <<https://download.aldo.com.br/pdfprodutos/Produto079960IdArquivo26345.pdf>>. Acesso em: 11 Janeiro 2025.
44. CSI SOLAR. **CS6W-590**. Disponível em: <https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/sites/2/2024/04/03140938/CS-Datasheet-TOPHiKu6-TOPCon_CS6W-T_v1.9_AU.pdf>. Acesso em: 15 Fevereiro 2025.
45. ABSOLAR. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil Infográfico ABSOLAR**. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 22 Fevereiro 2025.

ANEXOS

ANEXO A – MEMORIAL DESCRITIVO DE UM PROJETO DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA

É apresentado o memorial descritivo de um projeto de geração distribuída de um sistema fotovoltaico conectado à rede, que foi submetido à concessionária de energia do estado de Pernambuco – Neoenergia.

Neste documento em anexo destaca-se os tipos de proteção exigidas, neste caso disjuntores, para o lado CC e CA do sistema fotovoltaico, assim como os valores de referência.

Também consta neste documento os requisitos mínimos de segurança exigidos para o inversor, de acordo com os procedimentos do PRODIST.

Finalmente, estão descritos os requisitos de segurança para o sistema, com níveis aceitáveis de tensão e frequência, a proteção contra ilhamento, os parâmetros para reconexão do sistema, a obrigatoriedade da equipotencialização e aterramento da usina fotovoltaica, e a sinalização de segurança indicando o risco de choque elétrico.



COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO
SUPERINTENDÊNCIA TÉCNICA
DEPARTAMENTO DE PROGRAMAÇÃO E PROCESSOS DE REDE
UNIDADE DE PLANEJAMENTO E PROCESSOS DE REDE

MEMORIAL DESCRITIVO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

NÚMERO DA SOLICITAÇÃO: [REDACTED]

1. CARACTERÍSTICAS DA UNIDADE CONSUMIDORA

Tipo do padrão	Nível de tensão (V)		
Monofásica	220V		
Disjuntor geral (A)	Fator de potência	Ramal de ligação (mm ²)	Potência disponibilizada (kW)
40A	0,92	10mm ²	8,1

2. CARACTERÍSTICAS DA GERAÇÃO DA UNIDADE CONSUMIDORA

Preencha as tabelas abaixo respeitando a correspondência entre os módulos e os inversores.

Por exemplo: se a usina for composta por duas strings, uma conectada a um inversor A e outra a um inversor B, preencha as tabelas fazendo a associação com os números das linhas.

Estrutura do(s) gerador(es) utilizado(s) na usina

Modelo do(s) gerador(es): CS6W-590W Monofacial

Fabricante: Canadian Solar Inc.

Área (m²): 38 m² Quantidade: 14 Potencia total dos modulos(kW): 8,26 kW

Estrutura do(s) inversor(es) utilizado(s) na usina

Conectados ao(s) inversor(es): CSI-7K-S22003-E

Fabricante: CANADIAN SOLAR

Tipo(s) de proteção CC: Disjuntor

Corrente(s) de interrupção CC (A): 16.0 A

Tipo(s) de proteção CA: Disjuntor

Corrente(s) de interrupção CA (A): 32.0 A

Quantidade: 1 Potência total (kW): 7kW

4.3 Certificação

De acordo com o PRODIST, Módulo 3, Seção 3.7 e Item 4.3.1:

“Para o caso de sistemas que se conectam à rede por meio de inversores, o acessante deve apresentar certificados atestando que os inversores foram ensaiados e aprovados conforme normas técnicas brasileiras ou normas internacionais, ou o número de registro da concessão do Inmetro para o modelo e a tensão nominal de conexão constantes na solicitação de acesso, de forma a atender aos requisitos de segurança e qualidade”.

Os requisitos de segurança e qualidade citados são:

EQUIPAMENTO	POTENCIA INSTALADA		
	<= 75 kW	> 75 kW e <= 500 kW	> 500 kW e <= 5 MW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Medição	Sistema Medição Bidirecional	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes

No entanto, além das normas da ANEEL, deve ser observada a determinação do Inmetro para a fabricação e a importação de inversores de até 10 kW a partir de 01/03/2016 (Art. 8º da Portaria nº357 /2014, com redação dada pela Portaria nº17/2016):

“Art. 8º Determinar que a partir de 1º de março de 2016, os inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, contemplados na parte 2, do ANEXO III, deverão ser fabricados e importados somente em conformidade com os requisitos da Portaria Inmetro nº 004/2011 e devidamente registrados no Inmetro.”

5. REQUISITOS DE SEGURANÇA

5.1 Variação de tensão e frequência

O sistema de geração distribuída deve perceber uma condição anormal de tensão e cessar o fornecimento à rede. As seguintes condições devem ser cumpridas com tensões eficazes medidas no ponto de conexão:

Tensão ponto de conexão comum (% em relação à V nominal)	Tempo máximo de desligamento
$V < 80$	0,4 s
$80 \% \leq V \leq 110 \%$	Regime normal de operação
$110 \% < V$	0,2 s

5.2 Proteção contra ilhamento

Para prevenir o ilhamento, o sistema conectado à rede irá cessar o fornecimento de energia à rede, independentemente das cargas ligadas ou outros geradores distribuídos.

5.3 Reconexão

Depois de uma “desconexão” devido a uma condição anormal da rede, o sistema de microgeração não irá retomar o fornecimento de energia à rede elétrica (reconexão) por um mínimo de 180 segundos após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede.

5.4 Aterramento

O sistema de geração distribuída deve estar conectado ao sistema de aterramento da unidade consumidora.

5.5 Sinalização de segurança

Será instalada no ponto de conexão, junto ao padrão de entrada, sinalização indicativa da existência na unidade consumidora de geração própria através de placa de advertência com os seguintes dizeres:



[título de formação][nome]
Responsável técnico

ANEXO B – DATASHEET DE MÓDULO FOTOVOLTAICO CANADIAN MONOFACIAL 590W

Neste anexo, está apresentado o datasheet do módulo utilizado no projeto que é explanado nas Figura 43, Figura 44 e Figura 45. É possível conferir, entre outras informações, os valores de I_{SC} e $I_{MOD\ MAX.OCPR}$ (aqui descrito como *Max. Series Fuse Rating*), utilizados para calcular a corrente nominal (I_N) da proteção conforme o final do capítulo 5.1.







TOPHiKu6

N-type TOPCon Technology

570 W ~ 600 W

CS6W-570|575|580|585|590|595|600T (IEC1000 V)

CS6W-570|575|580|585|590|595|600T (IEC1500 V)

MORE POWER

-  Module power up to 600 W
Module efficiency up to 23.2 %
-  Excellent anti-LeTID & anti-PID performance.
Low power degradation, high energy yield
-  Lower temperature coefficient (Pmax): -0.29%/°C,
increases energy yield in hot climate
-  Lower LCOE & system cost

MORE RELIABLE

-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 2400 Pa*

12

Years

Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

30

Years

Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 1%
Subsequent annual power degradation no more than 0.4%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*


ISO 9001: 2015 / Quality management system
ISO 14001: 2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety
IEC 62941: 2019 / Photovoltaic module manufacturing quality system

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA / CGC
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
Take-e-way







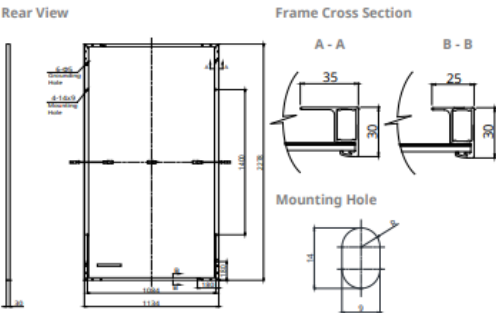



* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

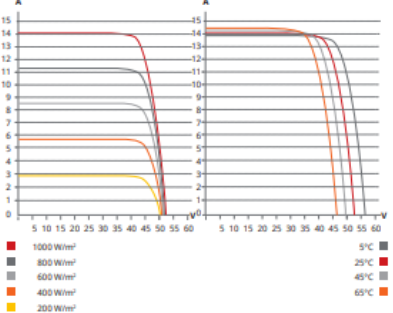
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

Canadian Solar MSS (Australia) Pty Ltd.
333 Drummond Street, Carlton VIC 3053, Australia, sales.au@csisolar.com, www.csisolar.com/au

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6W-590T / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6W	570T	575T	580T	585T	590T	595T	600T
Nominal Max. Power (Pmax)	570 W	575 W	580 W	585 W	590 W	595 W	600 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	42.7 V	42.9 V	43.1 V	43.3 V	43.5 V	43.7 V	43.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.35 A	13.41 A	13.46 A	13.52 A	13.57 A	13.62 A	13.68 A
Open Circuit Voltage (Voc)	51.8 V	52.0 V	52.2 V	52.4 V	52.6 V	52.8 V	53.0 V
Short Circuit Current (Isc)	13.81 A	13.88 A	13.93 A	14.00 A	14.06 A	14.12 A	14.18 A
Module Efficiency	22.1%	22.3%	22.5%	22.6%	22.8%	23.0%	23.2%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C						
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)						
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)						
Max. Series Fuse Rating	25 A						
Protection Class	Class II						
Power Tolerance	0 ~ + 10 W						

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C. Measurement uncertainty: ±3 % (Pmax).

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6W	570T	575T	580T	585T	590T	595T	600T
Nominal Max. Power (Pmax)	431 W	435 W	439 W	443 W	446 W	450 W	454 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.4 V	40.6 V	40.7 V	40.9 V	41.1 V	41.3 V	41.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.68 A	10.72 A	10.77 A	10.81 A	10.85 A	10.89 A	10.94 A
Open Circuit Voltage (Voc)	49.0 V	49.2 V	49.4 V	49.6 V	49.8 V	50.0 V	50.2 V
Short Circuit Current (Isc)	11.14 A	11.19 A	11.23 A	11.29 A	11.34 A	11.39 A	11.43 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	144 [2 x (12 x 6)]
Dimensions	2278 x 1134 x 30 mm (89.7 x 44.6 x 1.18 in)
Weight	27.6 kg (60.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass with anti-ref-lective coating
Frame	Anodized aluminium alloy,
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	300 mm (11.8 in) (+) / 200 mm (7.9 in) (-) or customized length*
Connector	Titan: T6 Stäubli: PV-KST4/xy-UR, PV-KBT4/xy-UR or PV-KST4-EVO2/XY, PV-KBT4-EVO2/XY or PV-KST4-EVO2A/XY, PV-KBT4-EVO2A/XY
Per Pallet	35 pieces
Per Container (40' HQ)	700 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.25 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

Canadian Solar MSS (Australia) Pty Ltd.
333 Drummond Street, Carlton VIC 3053, Australia, sales.au@csisolar.com, www.csisolar.com/au

March 2024. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V1.9_AU
* Manufactured and assembled in China and Thailand.