

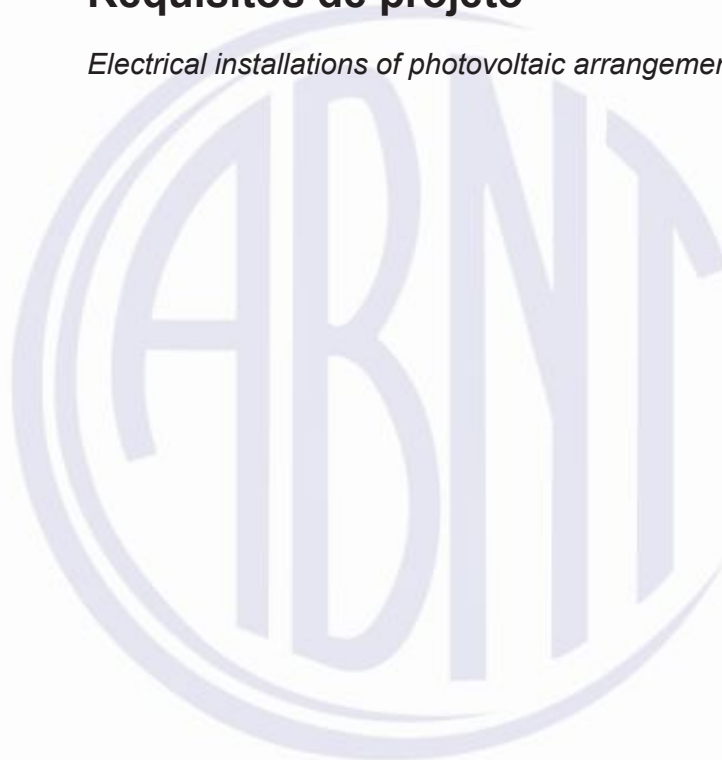
NORMA
BRASILEIRA

**ABNT NBR
16690**

Primeira edição
03.10.2019

**Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos —
Requisitos de projeto**

Electrical installations of photovoltaic arrangements — Design requirements



ICS 27.160

ISBN 978-85-07-08282-8



ASSOCIAÇÃO
BRASILEIRA
DE NORMAS
TÉCNICAS

Número de referência
ABNT NBR 16690:2019
65 páginas

© ABNT 2019

ABNT NBR 16690:2019



© ABNT 2019

Todos os direitos reservados. A menos que especificado de outro modo, nenhuma parte desta publicação pode ser reproduzida ou utilizada por qualquer meio, eletrônico ou mecânico, incluindo fotocópia e microfilme, sem permissão por escrito da ABNT.

ABNT

Av. Treze de Maio, 13 - 28º andar

20031-901 - Rio de Janeiro - RJ

Tel.: + 55 21 3974-2300

Fax: + 55 21 3974-2346

abnt@abnt.org.br

www.abnt.org.br

Sumário	Página
Prefácio	viii
1 Escopo	1
2 Referências normativas	1
3 Termos, definições, símbolos e abreviaturas	3
3.1 Termos, definições e símbolos	3
3.2 Abreviaturas e siglas	10
4 Princípios fundamentais, determinação das características gerais e configurações do arranjo fotovoltaico	11
4.1 Princípios fundamentais	11
4.2 Determinação das características gerais	11
4.3 Configurações do arranjo fotovoltaico	11
4.3.1 Configuração funcional de um sistema fotovoltaico	11
4.3.2 Esquemas de aterramento de sistemas fotovoltaicos	12
4.3.3 Esquemas elétricos de arranjos fotovoltaicos	12
4.3.4 Uso de UCP com múltiplas entradas em corrente contínua	16
4.3.5 Séries fotovoltaicas construídas com UCP auxiliares em corrente contínua (UCPcc) ...	17
4.3.6 Configuração série-paralelo	19
4.3.7 Baterias em sistemas fotovoltaicos	20
4.3.8 Considerações em relação a possíveis condições de falta em um arranjo fotovoltaico	20
4.3.9 Considerações em relação à temperatura de operação	20
4.3.10 Considerações em relação ao desempenho	21
4.3.11 Projeto mecânico	22
5 Proteção para garantir segurança	23
5.1 Proteção contra choques elétricos	23
5.1.1 Introdução	23
5.1.2 Medidas de proteção	23
5.1.3 Proteção adicional	23
5.1.4 Aplicação das medidas de proteção contra choques elétricos	24
5.1.5 Proteção parcial contra choques elétricos	24
5.1.6 Omissão da proteção contra choques elétricos	24
5.2 Proteção contra efeitos térmicos	24
5.2.1 Generalidades	24
5.2.2 Proteção contra incêndios	24
5.2.3 Proteção contra queimadura	24
5.3 Proteção contra sobrecorrente	24
5.3.1 Generalidades	24
5.3.2 Proteção de acordo com a natureza dos circuitos	24
5.3.3 Natureza dos dispositivos de proteção	24
5.3.4 Proteção contra correntes de sobrecarga	24
5.3.5 Proteção contra correntes de curto-circuito	25

ABNT NBR 16690:2019

5.3.6	Coordenação entre a proteção contra sobrecargas e a proteção contra curtos-circuitos	25
5.3.7	Limitação das sobrecorrentes por meio das características da alimentação.....	25
5.3.8	Proteção contra sobrecorrentes do módulo fotovoltaico	25
5.3.9	Proteção contra sobrecorrente em séries fotovoltaicas	25
5.3.10	Proteção contra sobrecorrente em subarranjos fotovoltaicos.....	25
5.3.11	Dimensionamento da proteção contra sobrecorrente.....	26
5.3.12	Proteção contra sobrecorrente em sistemas fotovoltaicos conectados a baterias ..	28
5.3.13	Localização do dispositivo de proteção contra sobrecorrente	28
5.4	Proteção contra sobretensões e perturbações eletromagnéticas	28
5.4.1	Generalidades.....	29
5.4.2	Proteção contra sobretensão transitória	29
5.4.3	Prevenção de influências eletromagnéticas nas instalações e seus componentes	30
5.5	Proteção contra quedas e faltas de tensão	30
5.6	Seccionamento e comando.....	30
5.7	Proteção contra os efeitos de falhas de isolamento	30
5.7.1	Generalidades.....	30
5.7.2	Proteção contra os efeitos das falhas de isolamento por meio da interrupção do condutor de aterramento funcional.....	30
5.7.3	Proteção contra os efeitos de falhas de isolamento em arranjos fotovoltaicos nas tensões DVC-B e DVC-C (ver Tabela E.1).....	31
6	Seleção e instalação de componentes elétricos.....	34
6.1	Prescrições comuns a todos os componentes da instalação	34
6.1.1	Generalidades.....	34
6.1.2	Conformidade com as normas.....	35
6.1.3	Condições de serviço e influências externas.....	35
6.1.4	Acessibilidade	36
6.1.5	Identificação dos componentes.....	36
6.1.6	Independência dos componentes	36
6.1.7	Compatibilidade eletromagnética.....	36
6.1.8	Documentação da instalação.....	36
6.2	Seleção e instalação das linhas elétricas	36
6.2.1	Generalidades.....	36
6.2.2	Segregação entre linhas em corrente alternada e corrente contínua.....	36
6.2.3	Condutores	37
6.2.4	Seleção e instalação em função das influências externas	37
6.2.5	Capacidade de condução de corrente	38
6.2.6	Cabeamento.....	39
6.2.7	Condutores nas caixas de junção	42
6.2.8	Conexões	42
6.2.9	Condições gerais de instalação.....	43
6.2.10	Disposição dos condutores	43
6.2.11	Prescrições para a instalação.....	43

6.3	Dispositivos de proteção, seccionamento e comando	43
6.3.1	Generalidades.....	43
6.3.2	Prescrições comuns	43
6.3.3	Dispositivos destinados a assegurar o seccionamento automático da alimentação visando proteção contra choques elétricos	43
6.3.4	Dispositivos de proteção contra sobrecorrente	43
6.3.5	Dispositivos de proteção contra surtos (DPS).....	44
6.3.6	Coordenação entre diferentes dispositivos de proteção	45
6.3.7	Dispositivos de seccionamento e de comando	45
6.4	Aterramento e equipotencialização.....	48
6.4.1	Aterramento	48
6.4.2	Equipotencialização.....	48
6.4.3	Condutores de proteção (PE).....	49
6.4.4	Condutores de equipotencialização.....	49
6.4.5	Equipotencialização funcional.....	50
6.4.6	Aterramento por razões funcionais.....	50
6.4.7	Aterramento combinado.....	51
6.5	Outros componentes	51
6.5.1	Módulos fotovoltaicos	51
6.5.2	Arranjos fotovoltaicos e caixas de junção	52
6.5.3	Diodos de desvio.....	52
6.5.4	Diodos de bloqueio	52
6.5.5	Instalação de microinversor.....	53
7	Verificação final.....	53
8	Manutenção	53
9	Requisitos complementares para instalações ou locais específicos	53
10	Marcações e documentação	54
10.1	Marcação dos equipamentos	54
10.2	Requisitos para sinalização	54
10.3	Identificação de instalação fotovoltaica	54
10.4	Rotulagem das caixas de junção.....	54
10.5	Rotulagem de dispositivos interruptores-seccionadores.....	55
10.5.1	Geral	55
10.5.2	Dispositivo interruptor-seccionador do arranjo fotovoltaico	55
10.6	Documentação.....	55
Anexo A	(informativo) Exemplos de sinalizações.....	56
Anexo B	(informativo) Exemplos de esquemas de aterramento funcional em arranjos fotovoltaicos	57
Anexo C	(informativo) Diodo de bloqueio.....	58
C.1	Introdução.....	58
C.2	Uso de diodos de bloqueio para evitar sobrecorrente/corrente de falta em arranjos fotovoltaicos	58
C.3	Exemplos do uso de diodo de bloqueio em situações de falta.....	58

ABNT NBR 16690:2019

C.3.1	Geral	58
C.3.2	Curto-circuito em série fotovoltaica	58
C.3.3	Falta à terra em série fotovoltaica de sistema com aterramento funcional	59
C.4	Exemplos do uso de diodo de bloqueio em situações de sombreamento parcial ...	60
C.5	Especificação do diodo de bloqueio	60
C.6	Cálculo da dissipação de calor por diodos de bloqueio	60
Anexo D	(informativo) Detecção e interrupção de arcos elétricos em arranjos fotovoltaicos ...	62
Anexo E	(informativo) Limites das classes de tensão decisiva (DVC – <i>decisive voltage classification</i>)	64
	Bibliografia	65
Figuras		
Figura 1	– Configuração funcional geral de um sistema fotovoltaico	11
Figura 2	– Esquema de arranjo fotovoltaico com apenas uma série fotovoltaica	13
Figura 3	– Esquema de arranjo fotovoltaico com múltiplas séries fotovoltaicas	13
Figura 4	– Esquema de arranjo fotovoltaico com múltiplos subarranjos fotovoltaicos	14
Figura 5	– Esquema de arranjo fotovoltaico com UCP com múltiplas entradas em corrente contínua com SPMP individuais	15
Figura 6	– Esquema de arranjo fotovoltaico com UCP com múltiplas entradas em corrente contínua conectadas internamente a um barramento em corrente contínua comum	16
Figura 7	– Série fotovoltaica construída com UCPcc	18
Figura 8	– Exemplo de esquema de arranjo fotovoltaico onde as séries fotovoltaicas estão agrupadas sob um único dispositivo de proteção contra sobrecorrente	27
Figura 9	– Exemplos de cabeamento de série fotovoltaica com área mínima de laço	40
Figura 10	– Árvore de decisão para aterramento funcional/equipotencialização de partes condutoras expostas de arranjos fotovoltaicos	49
Figura 11	– Aterramento de partes condutoras expostas em um arranjo fotovoltaico	50
Figura A.1	– Exemplo de sinalização exigida em caixas de junção	56
Figura A.2	– Exemplo de sinalização para a identificação da existência de sistema fotovoltaico em uma edificação	56
Figura B.2	– Exemplos de diferentes configurações de sistemas fotovoltaicos de uso comum ...	57
Figura C.1	– Efeito do diodo de bloqueio durante curto-circuito em uma série fotovoltaica	59
Figura C.2	– Efeito do diodo de bloqueio quando existe uma falta à terra em um sistema com aterramento no polo negativo	59
Figura C.3	– Efeito do diodo de bloqueio quando existe uma falta à terra em um sistema com aterramento no polo positivo	60
Figura D.1	– Exemplos de tipos de arcos elétricos em arranjos fotovoltaicos	63

Tabelas

Tabela 1 – Corrente nominal do dispositivo interruptor automático no condutor de aterramento funcional	31
Tabela 2 – Requisitos para diferentes configurações de sistemas baseados na isolação galvânica da UCP e no aterramento funcional do arranjo fotovoltaico	31
Tabela 3 – Valores mínimos de resistência de isolamento para detecção de baixa isolação....	33
Tabela 4 – Fatores de correção de tensão para módulos fotovoltaicos de silício monocristalino e policristalino	35
Tabela 5 – Capacidade mínima de corrente dos circuitos.....	38
Tabela 6 – Requisitos de meios de manobra em instalações de arranjos fotovoltaicos	45
Figura B.1 – Esquemas de aterramento funcional do sistema fotovoltaico.....	57
Tabela E.1 – Resumo dos limites das classes de tensão decisivas.....	64



ABNT NBR 16690:2019

Prefácio

A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) é o Foro Nacional de Normalização. As Normas Brasileiras, cujo conteúdo é de responsabilidade dos Comitês Brasileiros (ABNT/CB), dos Organismos de Normalização Setorial (ABNT/ONS) e das Comissões de Estudo Especiais (ABNT/CEE), são elaboradas por Comissões de Estudo (CE), formadas pelas partes interessadas no tema objeto da normalização.

Os Documentos Técnicos ABNT são elaborados conforme as regras da ABNT Diretiva 2.

A ABNT chama a atenção para que, apesar de ter sido solicitada manifestação sobre eventuais direitos de patentes durante a Consulta Nacional, estes podem ocorrer e devem ser comunicados à ABNT a qualquer momento (Lei nº 9.279, de 14 de maio de 1996).

Os Documentos Técnicos ABNT, assim como as Normas Internacionais (ISO e IEC), são voluntários e não incluem requisitos contratuais, legais ou estatutários. Os Documentos Técnicos ABNT não substituem Leis, Decretos ou Regulamentos, aos quais os usuários devem atender, tendo precedência sobre qualquer Documento Técnico ABNT.

Ressalta-se que os Documentos Técnicos ABNT podem ser objeto de citação em Regulamentos Técnicos. Nestes casos, os órgãos responsáveis pelos Regulamentos Técnicos podem determinar as datas para exigência dos requisitos de quaisquer Documentos Técnicos ABNT.

A ABNT NBR 16690 foi elaborada no Comitê Brasileiro de Eletricidade (ABNT/CB-003), pela Comissão de Estudo de Instalações Elétricas de Baixa Tensão (CE-003:064.001). O 1º Projeto circulou em Consulta Nacional conforme Edital nº 03, de 26.03.2018 a 24.05.2018. O 2º Projeto circulou em Consulta Nacional conforme Edital nº 07, de 11.07.2019 a 12.08.2019.

A ABNT NBR 16690 é baseada na IEC/TS 62548:2013.

O Escopo em inglês da ABNT NBR 16690 é o seguinte:

Scope

This Standard establishes the design requirements of the electrical installations of photovoltaic arrays, including photovoltaic array wiring, electrical protection devices, switching, grounding and equipotentialization provisions. The scope of this Standard includes all parts of the photovoltaic array up to, but not including, energy storage devices, power conditioning units or loads. An exception is that provisions on the power conditioning units and/or batteries are addressed only when the safety of the photovoltaic array electrical installations is involved. The interconnection of small power conditioning units in d.c. for the connection to one or two photovoltaic modules is also included in the scope of this Standard.

The objective of this Standard is to specify the safety requirements arising from the particular characteristics of photovoltaic systems. Direct current systems, and photovoltaic arrays in particular, pose risks in addition to those from conventional a.c. power systems, including the ability to produce and sustain electrical arcs with currents that are not greater than normal operating currents (see Annex D).

In grid connected photovoltaic systems, the safety requirements described in this Standard are, however, critically dependent on the inverters associated with the photovoltaic arrays complying with the requirements of IEC 62109-1 and IEC 62109-2.

This Standard does not apply to photovoltaic arrays with less than 100 Wp (STC) or with an open-circuit voltage smaller than 35 Vdc or greater than 1 500 Vdc (STC).

NOTE Additional requirements may be needed for more specialized installations, such as concentrating systems, solar tracking systems or building integrated systems. Additional requirements can be obtained, for example, in the specifications of manufacturers.





Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos — Requisitos de projeto

1 Escopo

Esta Norma estabelece os requisitos de projeto das instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos, incluindo disposições sobre os condutores, dispositivos de proteção elétrica, dispositivos de manobra, aterramento e equipotencialização do arranjo fotovoltaico. O escopo desta Norma inclui todas as partes do arranjo fotovoltaico até, mas não incluindo, os dispositivos de armazenamento de energia, as unidades de condicionamento de potência ou as cargas. Uma exceção é a de que disposições relativas a unidades de condicionamento de potência e/ou a baterias são abordadas apenas onde a segurança das instalações do arranjo fotovoltaico está envolvida. A interligação de pequenas unidades de condicionamento de potência em corrente contínua para conexão a um ou dois módulos fotovoltaicos também está incluída no escopo desta Norma.

O objetivo desta Norma é especificar os requisitos de segurança que surgem das características particulares dos sistemas fotovoltaicos. Sistemas em corrente contínua, e arranjos fotovoltaicos em particular, trazem riscos além daqueles originados de sistemas de potência convencionais em corrente alternada, incluindo a capacidade de produzir e sustentar arcos elétricos com correntes que não sejam maiores do que as correntes de operação normais (ver Anexo D).

Em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, os requisitos de segurança descritos nesta Norma são, contudo, criticamente dependentes da conformidade dos inversores associados ao arranjo fotovoltaico com os requisitos da IEC 62109-1 e da IEC 62109-2.

Esta Norma não se aplica aos arranjos fotovoltaicos menores que 100 Wp (nas STC) ou com tensão de circuito aberto menor que 35 Vcc ou maior que 1 500 Vcc (nas STC).

NOTA Requisitos adicionais podem ser necessários para instalações mais especializadas, como, por exemplo, sistemas com concentrador, sistemas de rastreamento solar ou sistemas integrados à edificação. Os requisitos adicionais podem ser obtidos, por exemplo, nas especificações de fabricantes.

2 Referências normativas

Os documentos relacionados a seguir são indispensáveis à aplicação deste documento. Para referências datadas, aplicam-se somente as edições citadas. Para referências não datadas, aplicam-se as edições mais recentes do referido documento (incluindo emendas).

ABNT NBR 5410:2004, *Instalações elétricas de baixa tensão*

ABNT NBR 5419 (todas as partes), *Proteção contra descargas atmosféricas*

ABNT NBR 6123, *Forças devidas ao vento em edificações*

ABNT NBR 16274, *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho*

ABNT NBR 16612, *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 IEC 60529, *Graus de proteção providos por invólucros (Códigos IP)*

ABNT NBR 16690:2019

ABNT NBR IEC 60947-1, *Dispositivos de manobra e controle de baixa tensão – Parte 1: Regras gerais*

ABNT NBR IEC 60947-2, *Dispositivos de manobra e controle de baixa tensão – Parte 2: Disjuntores*

ABNT NBR IEC 60947-3, *Dispositivos de manobra e controle de baixa tensão – Parte 3: Interruptores, seccionadores, interruptores-seccionadores e unidades combinadas com fusíveis*

ABNT NBR NM IEC 60332-1, *Métodos de ensaios em cabos elétricos sob condições de fogo – Parte 1: Ensaio em um único condutor ou cabo isolado na posição vertical*

ABNT NBR NM 280, *Condutores de cabos isolados (IEC 60228, MOD)*

ABNT NBR NM 60898, *Disjuntores para proteção de sobrecorrentes para instalações domésticas e similares (IEC 60898:1995, MOD)*

IEC 60269-6, *Low-voltage fuses – Part 6: Supplementary requirements for fuse-links for the protection of solar photovoltaic energy systems*

IEC 60445, *Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification – Identification of equipment terminals, conductor terminations and conductors*

IEC 60898-2, *Electrical accessories – Circuit-breakers for overcurrent protection for household and similar installations – Part 2: Circuit-breakers for A.C. and D.C. operation*

IEC 60904-3, *Photovoltaic devices – Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data*

IEC 61215-1, *Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval – Part 1: Test requirements*

IEC 61215-1-1, *Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval – Part 1-1: Special requirements for testing of crystalline silicon photovoltaic (PV) modules*

IEC 61215-1-2, *Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval – Part 1-2: Special requirements for testing of thin-film Cadmium Telluride (CdTe) based photovoltaic (PV) modules*

IEC 61215-1-3, *Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval – Part 1-3: Special requirements for testing of thin-film amorphous silicon based photovoltaic (PV) modules*

IEC 61215-1-4, *Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval – Part 1-4: Special requirements for testing of thin-film Cu (In, GA)(S, Se)₂ based photovoltaic (PV) modules*

IEC 61215-2, *Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval – Part 2: Test procedures*

IEC 61643-21, *Low voltage surge protective devices – Part 21: Surge protective devices connected to telecommunications and signalling networks – Performance requirements and testing methods*

IEC 61643-22, *Low-voltage surge protective devices – Part 22: Surge protective devices connected to telecommunications and signalling networks – Selection and application principles*

IEC 61643-31, *Low-voltage surge protective devices – Part 31: Requirements and test methods for SPDs for photovoltaic installations*

IEC 61643-32, *Low-voltage surge protective devices – Part 32: Surge protective devices connected to the d.c. side of photovoltaic installations – Selection and application principles*

IEC 61730-1, *Photovoltaic (PV) module safety qualification – Part 1: Requirements for construction*

IEC 61730-2, *Photovoltaic (PV) module safety qualification – Part 2: Requirements for testing*

IEC 62109-1, *Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 1: General requirements*

IEC 62109-2, *Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 2: Particular requirements for inverters*

IEC 62852, *Connectors for DC-application in photovoltaic systems – Safety requirements and tests*

ISO 4892-2, *Plastics – Methods of exposure to laboratory light sources – Part 2: Xenon-arc lamps*

EN 50521, *Connectors for photovoltaic systems – Safety requirements and tests*

EN 50539-11, *Low-voltage surge protective devices – Surge protective devices for specific application including d.c. – Part 11: Requirements and tests for SPDs in photovoltaic applications*

3 Termos, definições, símbolos e abreviaturas

3.1 Termos, definições e símbolos

Para os efeitos deste documento, aplicam-se os termos, definições e símbolos da ABNT NBR 5410 e os seguintes.

3.1.1

arranjo fotovoltaico

conjunto de módulos fotovoltaicos ou subarranjos fotovoltaicos mecânica e eletricamente integrados, incluindo a estrutura de suporte. Um arranjo fotovoltaico não inclui sua fundação, aparato de rastreamento, controle térmico e outros elementos similares

[ABNT NBR 10899:2013]

NOTA 1 Para os efeitos desta Norma, um arranjo fotovoltaico compreende todos os componentes até os terminais de entrada em corrente contínua da UCP, das baterias ou das cargas.

NOTA 2 Um arranjo fotovoltaico pode ser constituído por um único módulo fotovoltaico, uma única série fotovoltaica, ou várias séries ou subarranjos fotovoltaicos conectados em paralelo, e os demais componentes elétricos associados (ver Figuras 2 a 7).

3.1.2

arranjo fotovoltaico com aterramento funcional

arranjo fotovoltaico que tem um condutor intencionalmente conectado à terra com o objetivo de garantir o correto funcionamento do sistema, ou seja, por propósitos não relacionados à segurança, por meios que não estejam em conformidade com os requisitos para equipotencialização de proteção

NOTA 1 Este sistema não é considerado um arranjo fotovoltaico aterrado.

ABNT NBR 16690:2019

NOTA 2 Exemplos de aterramento funcional de arranjos fotovoltaicos incluem ligação à terra de um condutor por meio de uma impedância, ou aterrar temporariamente o arranjo fotovoltaico por razões funcionais ou de desempenho.

NOTA 3 Em um inversor destinado a um arranjo fotovoltaico sem aterramento funcional e que utilize uma rede de medição resistiva para medir a impedância do arranjo fotovoltaico em relação à terra, esta rede de medição não é considerada uma forma de aterramento funcional.

3.1.3

aterramento para proteção

aterramento

ligação à terra de um ponto de um equipamento ou de um sistema por razões relacionadas à segurança

3.1.4

cabo da série fotovoltaica

cabo que interliga os módulos fotovoltaicos em uma série fotovoltaica, ou que conecta a série fotovoltaica a uma caixa de junção (ver Figuras 2 a 7)

3.1.5

cabo do arranjo fotovoltaico

cabo de saída de um arranjo fotovoltaico que transporta a corrente de saída total do arranjo fotovoltaico (ver Figuras 2 a 7)

3.1.6

cabo do subarranjo fotovoltaico

cabo de saída de um subarranjo fotovoltaico que transporta a corrente de saída total do subarranjo ao qual está associado (ver Figura 4)

NOTA Cabos do subarranjo fotovoltaico só são relevantes para arranjos fotovoltaicos que são divididos em subarranjos fotovoltaicos.

3.1.7

caixa de junção

invólucro no qual subarranjos fotovoltaicos, séries fotovoltaicas ou módulos fotovoltaicos são conectados em paralelo, e que pode alojar dispositivos de proteção e/ou de manobra

[ABNT NBR 10899:2013]

NOTA Termos equivalentes em inglês: *string box* ou *combiner box*.

3.1.8

célula fotovoltaica

dispositivo fotovoltaico elementar especificamente desenvolvido para realizar a conversão direta de energia solar em energia elétrica

[ABNT NBR 10899:2013]

3.1.9

Condições-padrão de ensaio

STC

condições de ensaio especificadas na IEC 60904-3 para células e módulos fotovoltaicos

NOTA 1 Termo equivalente em inglês: *Standard Test Conditions – STC*.

[ABNT NBR 10899:2013]

NOTA 2 As condições-padrão de ensaio são:

- a) temperatura da célula fotovoltaica de 25 °C;
- b) irradiância no plano da célula ou do módulo fotovoltaico de 1 000 W/m²;
- c) espectro da radiação luminosa correspondente a uma massa de ar de 1,5 AM.

3.1.10

condutor de equipotencialização

condutor destinado à equipotencialização funcional ou de proteção

3.1.11

condutor PEL

condutor que combina as funções de condutor de aterramento e de condutor de fase

[IEC 60050-195: 1998, 195-02-14]

3.1.12

condutor PEM

condutor que combina as funções de condutor de aterramento e de condutor de ponto médio

[IEC 60050-195: 1998, 195-02-13]

3.1.13

condutor PEN

condutor que combina as funções de condutor de aterramento e de condutor de neutro

[IEC 60050-195: 1998, 195-02-12]

3.1.14

corrente de curto-circuito do arranjo fotovoltaico

I_{SC} ARRANJO

corrente de curto-circuito do arranjo fotovoltaico nas STC, dada pela equação a seguir:

$$I_{SC \text{ ARRANJO}} = I_{SC \text{ MOD}} \times S_A$$

onde S_A é o número total de séries fotovoltaicas conectadas em paralelo ao arranjo fotovoltaico

3.1.15

corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico

$I_{SC \text{ MOD}}$

corrente de curto-circuito de um módulo fotovoltaico ou de uma série fotovoltaica nas STC, desde que sejam ligados somente módulos fotovoltaicos do mesmo modelo (ver 4.3.6, Nota 2)

NOTA Como séries fotovoltaicas são um grupo de módulos fotovoltaicos ligados em série, a corrente de curto-circuito de uma série fotovoltaica é igual à do módulo fotovoltaico.

3.1.16

corrente de curto-circuito de um subarranjo fotovoltaico

$I_{SC \text{ S-ARRANJO}}$

corrente de curto-circuito de um subarranjo fotovoltaico nas STC, dada pela equação a seguir:

$$I_{SC \text{ S-ARRANJO}} = I_{SC \text{ MOD}} \times S_{SA}$$

onde S_{SA} é o número total de séries fotovoltaicas conectadas em paralelo ao subarranjo fotovoltaico.

ABNT NBR 16690:2019**3.1.17****corrente nominal** I_n

valor nominal de corrente de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente

3.1.18**diodo de bloqueio**

diodo conectado em série com módulo(s), série(s), subarranjo(s) e arranjo(s) fotovoltaico(s) para bloquear a corrente reversa nestes módulo(s), série(s), subarranjo(s) e arranjo(s) fotovoltaico(s), respectivamente

3.1.19**diodo de desvio**

diodo conectado em paralelo a uma ou mais células fotovoltaicas no sentido direto da corrente para permitir que a corrente do módulo transponha células sombreadas ou quebradas para evitar pontos quentes ou danos causados por células quentes resultantes de polarização reversa de tensão provocada pelas outras células fotovoltaicas que compõe o módulo fotovoltaico

NOTA Também é conhecido pelos termos “diodo de *by-pass*”, “diodo de passagem” ou “diodo de passo”.

3.1.20**dispositivo de classe A**

dispositivo utilizado onde o acesso geral de pessoas é previsto. Trabalha com tensão elétrica perigosa, em aplicações com potência perigosa, e pode ser utilizado em sistemas que operam com tensão superior a 50 Vcc ou potência superior a 240 W

NOTA 1 Dispositivos desta classe de aplicação de acordo com a IEC 61730-1 e a IEC 61730-2 atendem aos requisitos de segurança de classe II.

NOTA 2 Classes de segurança são definidas na IEC 61140.

3.1.21**dispositivo de classe B**

dispositivo protegido contra o acesso público por cercas, localização, etc. Trabalha com tensão elétrica perigosa, em aplicações com potência perigosa, e é de uso restrito a sistemas que operam com tensão superior a 50 Vcc ou potência superior a 240 W

NOTA 1 Dispositivos desta classe de aplicação possuem proteção por isolamento básica e atendem aos requisitos de segurança de classe 0.

NOTA 2 Classes de segurança são definidas na IEC 61140.

3.1.22**dispositivo de classe C**

dispositivo utilizado onde o acesso geral de pessoas é previsto. Trabalha com tensão elétrica limitada, em aplicações com potência limitada, e é restrito a sistemas que operam com tensão até 50 Vcc e potência até 240 W

NOTA 1 Dispositivos desta classe de aplicação de acordo com a IEC 61730-1 e IEC 61730-2 atendem aos requisitos de segurança de classe III.

NOTA 2 Classes de segurança são definidas na IEC 61140.

3.1.23**dispositivo supervisor de corrente residual****DSCR**

dispositivo ou associação de dispositivos que supervisiona a corrente residual em uma instalação elétrica, e que indica uma falta quando a corrente residual excede o valor operacional do dispositivo ou quando uma variação de corrente residual predefinida é detectada

NOTA 1 Termo equivalente em inglês: *Residual Current Monitor – RCM*.

NOTA 2 Um dispositivo DR não atende necessariamente a todos os requisitos de um DSCR.

3.1.24**dispositivo supervisor de isolamento****DSI**

dispositivo ou associação de dispositivos que supervisiona a resistência de isolamento entre condutor vivo e terra e indica a primeira falta à massa ou à terra em sistemas não aterrados

3.1.25**irradiância solar****G**

taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície, por unidade de área desta superfície, normalmente expressa em watts por metro quadrado (W/m^2)

[ABNT NBR 10899:2013]

3.1.26**isolação básica**

isolação aplicada a partes vivas para assegurar o mínimo de proteção contra choques elétricos

3.1.27**isolação dupla**

isolação composta por isolação básica e isolação suplementar

3.1.28**isolação galvânica**

isolação de seções funcionais de sistemas elétricos para evitar o fluxo de corrente entre elas

NOTA A energia é transferida entre as seções por outros meios, como, por exemplo, por meio de acoplamento magnético

3.1.29**isolação reforçada**

isolação única, mas não necessariamente homogênea, aplicada sobre as partes vivas e que tem propriedades elétricas equivalentes às de uma isolação dupla

3.1.30**isolação suplementar**

isolação adicional e independente da isolação básica, destinada a assegurar proteção contra choques elétricos no caso de falha da isolação básica

3.1.31**microinversor**

inversor onde cada entrada em corrente contínua está associada a um único dispositivo de seguimento do ponto de máxima potência – SPMP e que possui tensão máxima por entrada, em corrente contínua, não superior à faixa I da ABNT NBR 5410:2004, Tabela A.1

ABNT NBR 16690:2019

3.1.32

módulo fotovoltaico

unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica

[ABNT NBR 10899:2013]

3.1.33

módulo fotovoltaico c.a.

conjunto integrado módulo/inversor cujos terminais de interface são unicamente em corrente alternada, sem qualquer acesso ao lado em corrente contínua

[ABNT NBR 10899:2013]

3.1.34

número total de séries fotovoltaicas

S_A

número total de séries fotovoltaicas conectadas em paralelo em um arranjo fotovoltaico

3.1.35

operação manual independente

operação manual independente de um dispositivo de comutação mecânica ação de chaveamento manual que utiliza energia armazenada (por exemplo, liberação de mola ré-carregada) que é liberada em uma operação contínua, de modo que a velocidade e a força da operação são independentes da ação do operador

3.1.36

elemento condutor estranho à instalação

elemento que não faz parte da instalação elétrica, mas que pode nela introduzir um potencial, geralmente o de terra

[IEC 60050-826]

3.1.37

partes simultaneamente acessíveis

condutores, ou elementos condutores, que podem ser tocados simultaneamente por uma pessoa ou, quando aplicável, por um animal

NOTA As partes simultaneamente acessíveis podem ser: partes vivas, massas, elementos condutores estranhos à instalação, condutores de proteção e/ou eletrodos de aterramento.

[IEC 60050-826]

3.1.38

parte viva

condutor ou parte condutora destinada a ser energizada em condições de uso normal, incluindo o condutor neutro, mas, por convenção, não incluindo o condutor PEN

NOTA Este termo não implica necessariamente em risco de choque elétrico.

[IEC 60050-826]

3.1.39 seguimento do ponto de máxima potência SPMP

estratégia de controle utilizada para maximizar a potência fornecida pelo gerador fotovoltaico em função das condições de operação

[ABNT NBR 10899:2013]

NOTA Termo equivalente em inglês: *Maximum Power Point Tracking – MPPT*.

3.1.40 série fotovoltaica

circuito no qual módulos fotovoltaicos são conectados em série, com o intuito de gerar a tensão de saída desejada de um arranjo fotovoltaico

[ABNT NBR 10899:2013]

NOTA Termo equivalente em inglês: *PV string*.

3.1.41 subarranjo fotovoltaico

parte de um arranjo fotovoltaico que pode ser considerada uma unidade

[ABNT NBR 10899:2013]

3.1.42 tensão de circuito aberto de um arranjo fotovoltaico $V_{OC\ ARRANJO}$

tensão de circuito aberto de um arranjo fotovoltaico nas STC dada pela equação a seguir:

$$V_{OC\ ARRANJO} = V_{OC\ MOD} \times M$$

onde M é o número de módulos fotovoltaicos conectados em série.

NOTA Esta Norma assume que todas as séries fotovoltaicas de um arranjo fotovoltaico possuem o mesmo número de módulos em série.

3.1.43 tensão de circuito aberto de um módulo fotovoltaico $V_{OC\ MOD}$

tensão de circuito aberto de um módulo fotovoltaico nas STC, como especificado pelo fabricante

3.1.44 tensão máxima do arranjo fotovoltaico

tensão de circuito aberto do arranjo fotovoltaico ($V_{OC\ ARRANJO}$) corrigida para a condição menos favorável de temperatura ambiente (ver 6.1.3.)

3.1.45 unidade de condicionamento de potência UCP

sistema que converte a potência elétrica entregue por um arranjo fotovoltaico na potência elétrica com valores apropriados de tensão e/ou frequência para ser entregue à carga, e/ou armazenada em uma bateria e/ou injetada na rede elétrica (ver Figuras 2 a 7)

ABNT NBR 16690:2019

NOTA 1 Uma UCP pode ser um inversor c.c./c.a. para conexão à rede, um inversor c.c./c.a. para sistema autônomo, um controlador de carga e descarga de baterias, dentre outros.

NOTA 2 Os requisitos para inversores são estabelecidos na IEC 62109-2.

3.1.46**unidade de condicionamento de potência auxiliar em corrente contínua****UCP_{cc}**

unidade de condicionamento de potência com entrada e saída em corrente contínua conectada a módulos fotovoltaicos individuais ou a pequenos grupos de módulos fotovoltaicos para permitir o condicionamento de potência em corrente contínua (por exemplo, SPMP individual), podendo possuir a funcionalidade de desligamento automático sob certas condições predefinidas

3.1.47**UCP isolada**

UCP com isolamento galvânica entre os circuitos de potência em corrente alternada de saída e os circuitos de potência em corrente contínua de entrada do arranjo fotovoltaico

NOTA 1 A isolamento galvânica pode ser interna à UCP, ou fornecida externamente, como, por exemplo, por um transformador externo. Se a isolamento galvânica for externa, não é recomendado que haja qualquer outro equipamento conectado ao circuito formado entre a UCP e o meio de isolamento externo

NOTA 2 Se na utilização de uma UCP que não possui isolamento galvânica interna faz-se necessário um meio de isolamento galvânica externa dedicada, e não há outro equipamento conectado ao circuito formado entre a UCP e o meio de isolamento externo, a combinação resultante pode ser tratada como uma UCP isolada.

NOTA 3 Em um sistema constituído por várias UCP conectadas a um mesmo transformador, as UCP são consideradas isoladas galvanicamente somente se houver um enrolamento independente no transformador para cada UCP.

3.1.48**UCP não isolada**

UCP sem isolamento galvânica entre os circuitos de potência em corrente alternada de saída e os circuitos de potência em corrente contínua de entrada

3.1.49**valor máximo de proteção contra sobrecorrente do módulo fotovoltaico** **$I_{MOD MÁX. OCPR}$**

valor máximo de proteção contra sobrecorrente do módulo fotovoltaico determinado pela IEC 61730-2

3.2 Abreviaturas e siglas

Abreviaturas/siglas	Designação
DVC	Classe de tensão decisiva
DVC-A	Classificação de tensão decisiva tipo A
DVC-B	Classificação de tensão decisiva tipo B
DVC-C	Classificação de tensão decisiva tipo C
P_{CAL}	Cálculo da potência dissipada
R_{TH}	Resistência térmica
S_A	Número total de séries fotovoltaicas conectadas em paralelo no arranjo fotovoltaico

STC	Condições-padrão de ensaio
T_J	Temperatura de junção
$T_{AMB\ MÁX.}$	Temperatura ambiente máxima
UCP	Unidade de condicionamento de potência
$V_{D\ OP}$	Tensão direta do diodo de bloqueio
I_{MAX}	Corrente máxima

NOTA 1 Ver definições na IEC 62109-1.

NOTA 2 A tensão decisiva de um circuito é a tensão mais elevada que ocorre continuamente entre quaisquer duas partes vivas arbitrárias da UCP durante o pior caso de condição operacional quando utilizado como previsto (Adaptado da IEC 62109-1).

4 Princípios fundamentais, determinação das características gerais e configurações do arranjo fotovoltaico

4.1 Princípios fundamentais

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 4.1, se aplicam.

4.2 Determinação das características gerais

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 4.2, se aplicam.

4.3 Configurações do arranjo fotovoltaico

4.3.1 Configuração funcional de um sistema fotovoltaico

Arranjos fotovoltaicos são utilizados para fornecer energia a um circuito de aplicação. A Figura 1 ilustra a configuração funcional geral de um sistema fotovoltaico.

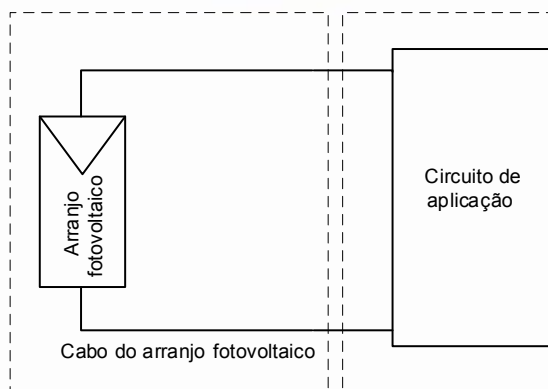


Figura 1 – Configuração funcional geral de um sistema fotovoltaico

Três tipos de circuitos de aplicação são considerados nesta Norma:

- arranjo fotovoltaico é conectado a cargas em corrente contínua;
- arranjo fotovoltaico é conectado a um sistema em corrente alternada via UCP que inclui ao menos isolamento galvânica;

ABNT NBR 16690:2019

- arranjo fotovoltaico é conectado a um sistema em corrente alternada via UCP que não inclui isolamento galvânica.

4.3.2 Esquemas de aterramento de sistemas fotovoltaicos

A conexão de um arranjo fotovoltaico à terra é caracterizada pela existência ou não de qualquer aterramento por razões funcionais, pela impedância desta conexão à terra e, também, pelo tipo de aterramento do circuito de aplicação (por exemplo, inversor ou outro equipamento) a que o arranjo fotovoltaico está conectado. Isto e a localização do ponto de aterramento afetam a segurança do arranjo fotovoltaico (ver Anexo B).

As especificações dos fabricantes de módulos fotovoltaicos e de UCP a que o arranjo fotovoltaico é conectado devem ser levadas em consideração na determinação do tipo de esquema de aterramento mais apropriado.

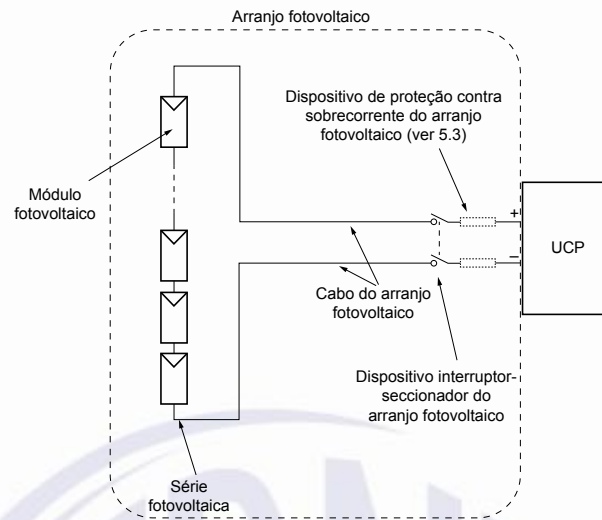
O aterramento por razões de proteção de qualquer condutor vivo do arranjo fotovoltaico não é permitido.

O aterramento funcional deve ser feito de acordo com todas as condições a seguir:

- a) existir no mínimo isolamento galvânica entre os circuitos em corrente contínua e em corrente alternada. Esta isolamento pode ser tanto interna quanto externa à UCP. Quando for externa à UCP e a UCP for um inversor, este deve ser compatível com este tipo de configuração e a isolamento galvânica deve ser realizada por:
 - um transformador por inversor; ou
 - um transformador com diversos enrolamentos, com um enrolamento para cada inversor.
 - O inversor deve ser compatível com este tipo de configuração;
- b) o aterramento de um dos condutores vivos em corrente contínua deve ser feito em um único ponto do arranjo fotovoltaico, próximo à entrada em corrente contínua da UCP ou na própria UCP, preferencialmente o mais próximo possível do dispositivo interruptor-seccionador do arranjo fotovoltaico, entre este dispositivo e a entrada em corrente contínua da UCP;
- c) uma das seguintes condições adicionais pode ser aplicada:
 - quando um condutor vivo do arranjo fotovoltaico for diretamente aterrado por razões funcionais, é requerida proteção por desconexão automática do aterramento para eliminar qualquer corrente de falta pelo condutor do aterramento funcional (ver 5.7.2).
 - quando um condutor vivo do arranjo fotovoltaico for aterrado por razões funcionais via resistência, é requerida proteção por um dispositivo supervisor de isolamento (ver 5.7.3.1.1).

4.3.3 Esquemas elétricos de arranjos fotovoltaicos

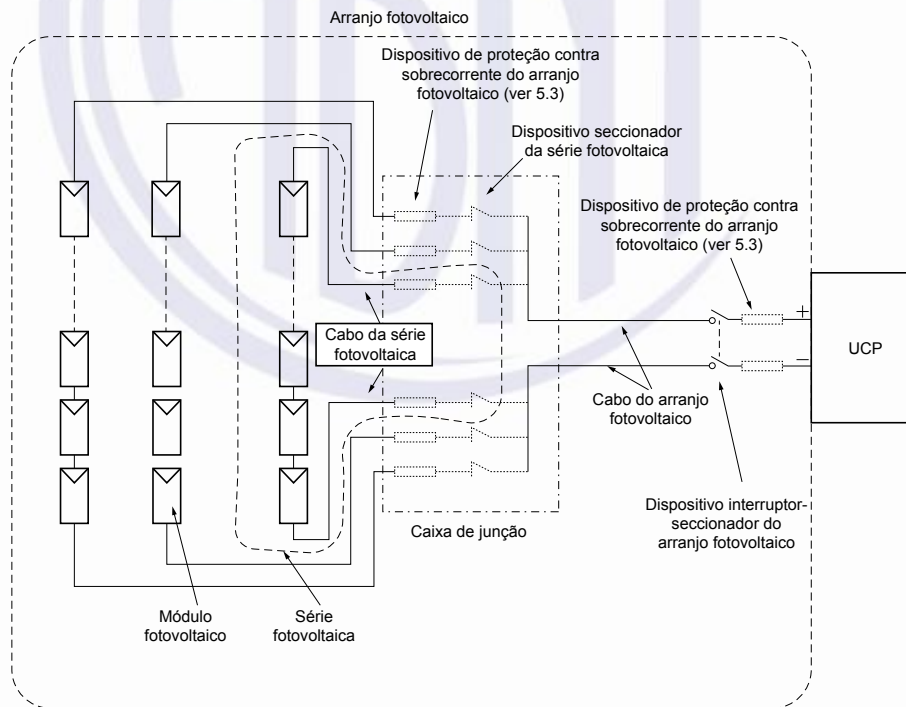
Os esquemas das Figuras 2 a 6 apresentam as configurações elétricas básicas de arranjos fotovoltaicos formados por uma única série fotovoltaica (Figura 1), múltiplas séries fotovoltaicas (Figura 2) e múltiplos subarranjos fotovoltaicos (Figura 3) conectados a uma UCP com apenas uma entrada em corrente contínua e as configurações com UCP de múltiplas entradas em corrente contínua com SPMP individuais (Figura 5) ou conectadas em paralelo internamente à UCP (Figura 6).



Legenda

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

Figura 2 – Esquema de arranjo fotovoltaico com apenas uma série fotovoltaica



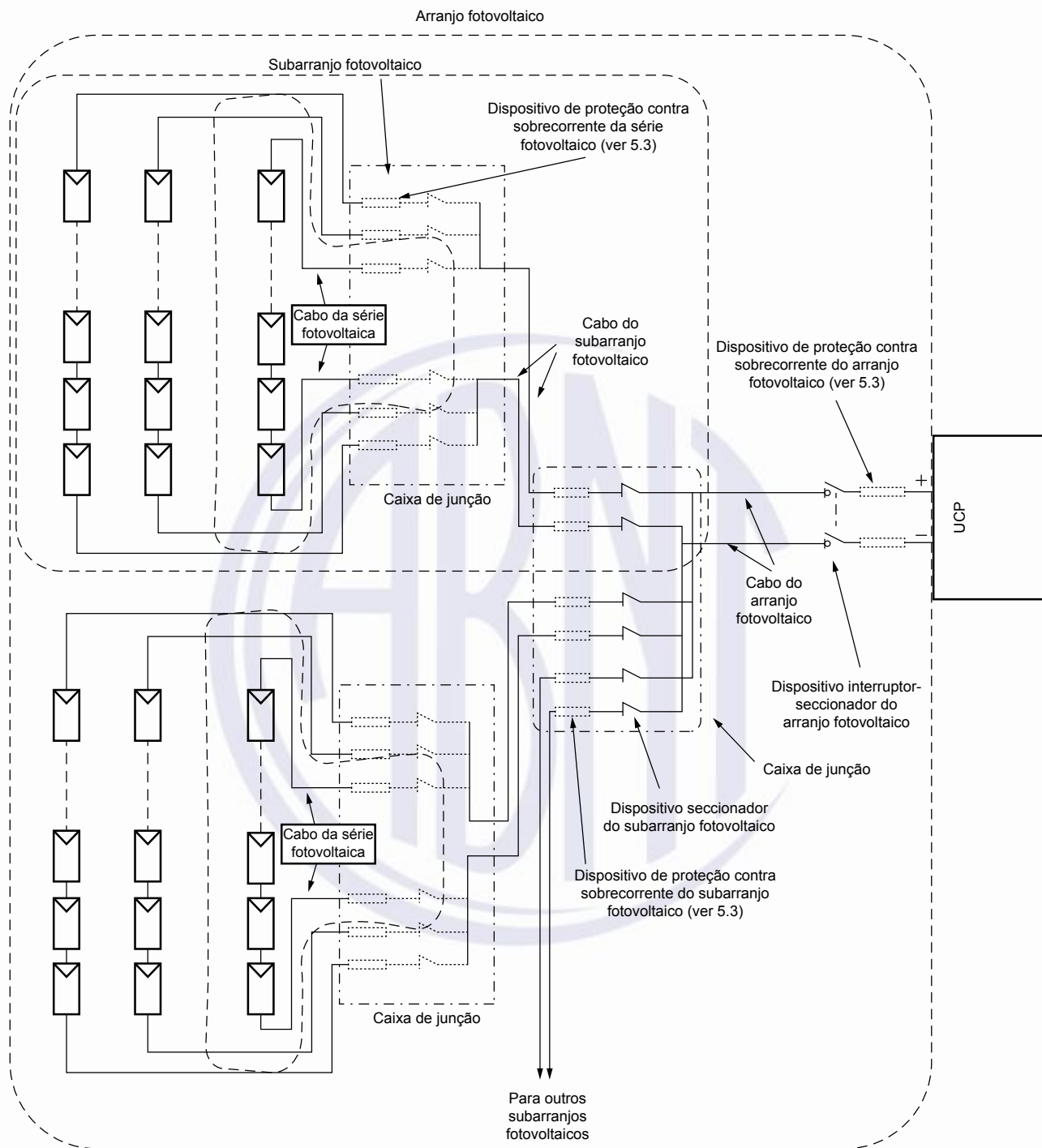
Legenda

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

NOTA Em alguns sistemas, o cabo do arranjo fotovoltaico pode não existir e todas as séries fotovoltaicas podem ser terminadas em uma caixa de junção adjacente à UCP.

Figura 3 – Esquema de arranjo fotovoltaico com múltiplas séries fotovoltaicas

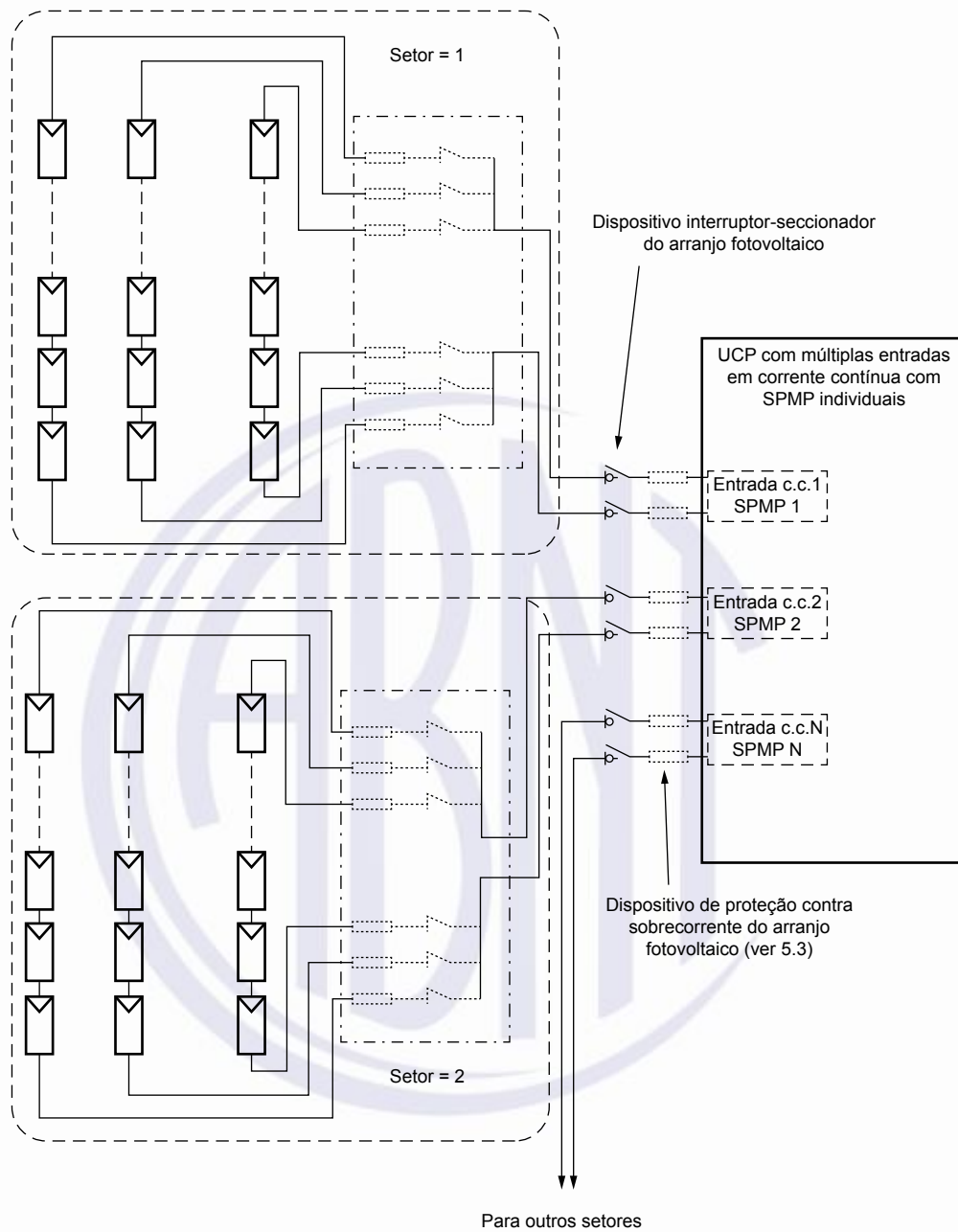
ABNT NBR 16690:2019



Legenda

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

Figura 4 – Esquema de arranjo fotovoltaico com múltiplos subarranjos fotovoltaicos

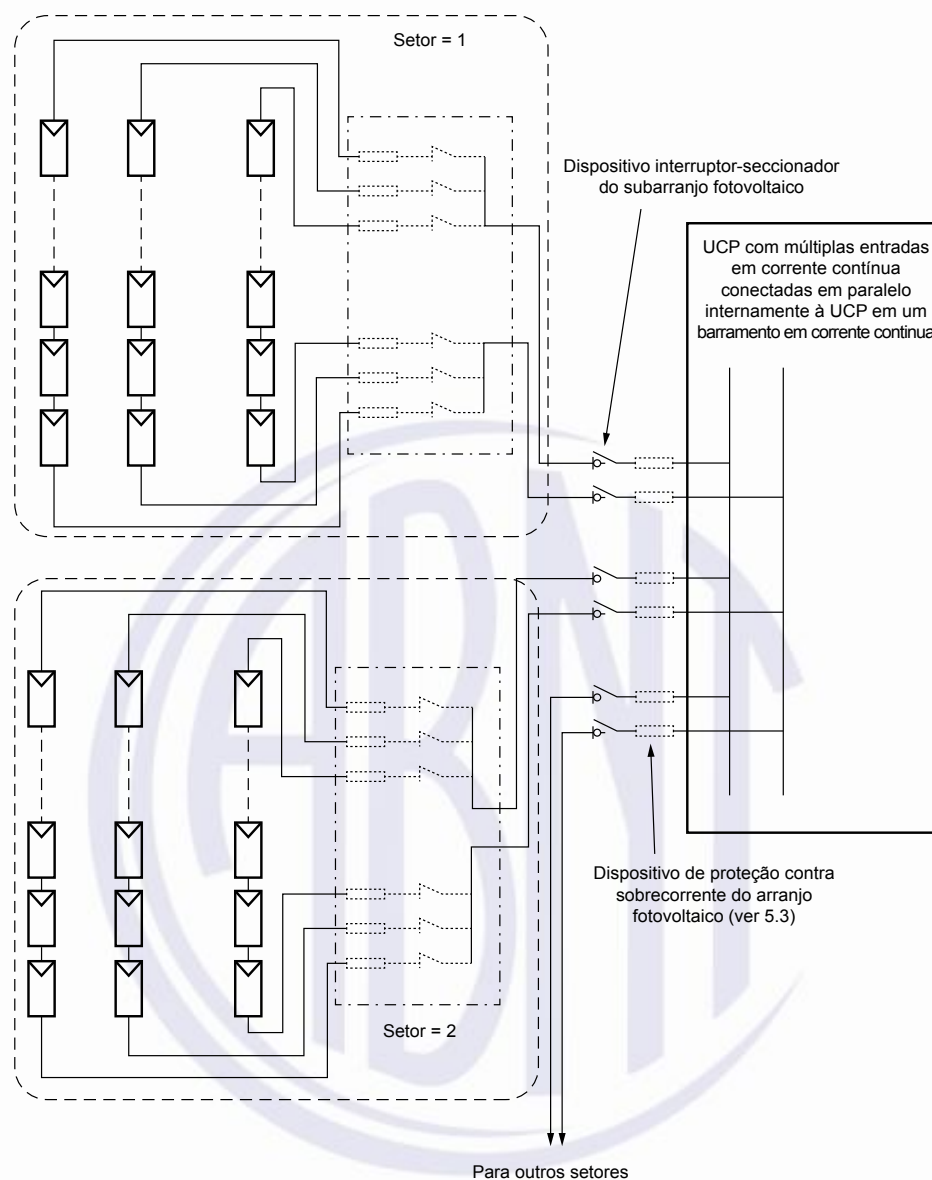


Legenda

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

Figura 5 – Esquema de arranjo fotovoltaico com UCP com múltiplas entradas em corrente contínua com SPMP individuais

ABNT NBR 16690:2019



Legenda

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

Figura 6 – Esquema de arranjo fotovoltaico com UCP com múltiplas entradas em corrente contínua conectadas internamente a um barramento em corrente contínua comum

4.3.4 Uso de UCP com múltiplas entradas em corrente contínua

4.3.4.1 Generalidades

Arranjos fotovoltaicos são frequentemente conectados à UCP com múltiplas entradas em corrente contínua (ver Figuras 5 e 6). Se múltiplas entradas em corrente contínua estiverem em uso, o dimensionamento da proteção contra sobrecorrente e dos condutores nos vários setores do arranjo fotovoltaico dependente criticamente do limite da corrente de realimentação fornecida pelos circuitos de entrada da UCP (ou seja, a corrente que flui da UCP para um setor do arranjo fotovoltaico proveniente das demais setores).

4.3.4.2 UCP com múltiplas entradas em corrente contínua com SPMP individuais

Quando os circuitos de entrada da UCP oferecerem SPMP individuais, a proteção contra sobrecorrente dos setores do arranjo fotovoltaico conectadas a cada uma destas entradas deve levar em consideração qualquer corrente de realimentação conforme especificado na IEC 62109-1.

Cada setor do arranjo fotovoltaico conectado a uma entrada (ver Figura 5) pode ser tratado, para os fins desta Norma, como um arranjo fotovoltaico independente. Cada arranjo fotovoltaico deve possuir um dispositivo interruptor-seccionador para prover a isolação do inversor. Aplicam-se as disposições para múltiplos dispositivos interruptores-seccionadores em 6.3.7, e um sinal de alerta, conforme requerido em 10.5.2, deve ser fornecido.

4.3.4.3 UCP com múltiplas entradas em corrente contínua conectadas internamente a um barramento comum

Quando os múltiplos circuitos de entrada de uma UCP forem conectados em paralelo internamente em um barramento em corrente contínua comum, cada setor do arranjo fotovoltaico conectado a cada uma das entradas (ver Figura 6) deve ser tratado, para os efeitos desta Norma, como um subarranjo fotovoltaico e todos os setores combinados devem ser tratados como um arranjo fotovoltaico completo. Cada subarranjo fotovoltaico deve possuir um dispositivo interruptor-seccionador para prover a isolação do inversor. Aplicam-se as disposições para múltiplos dispositivos interruptores-seccionadores em 6.3.7, e um sinal de alerta, conforme 10.5.2, deve ser fornecido.

4.3.5 Séries fotovoltaicas construídas com UCP auxiliares em corrente contínua (UCPcc)

O subarranjo fotovoltaico na entrada da UCPcc deve observar os requisitos estabelecidos nesta Norma.

Os circuitos de saída das UCPcc podem ser conectados em série e/ou em paralelo.

Na conexão em série, todas as saídas são ligadas em série para formar uma única série fotovoltaica. A Figura 7-a) mostra um exemplo deste tipo de configuração.

Na conexão em paralelo, todas as saídas são ligadas em paralelo. A Figura 7-b) mostra um exemplo deste tipo de configuração.

Não são exigidos dispositivos interruptores-seccionadores nos circuitos entre o módulo fotovoltaico e a UCPcc desde que a entrada da UCPcc esteja disposta de maneira que:

- a) a tensão máxima por entrada da UCPcc seja limitada na faixa I da tabela A.1 da ABNT NBR 5410;
- b) exista dispositivo de obstrução de entradas em aberto para garantir, no mínimo, o mesmo grau de proteção IP do equipamento;
- c) o comprimento do cabo entre o módulo fotovoltaico e a UCPcc não seja maior que 5 m

Os requisitos para dispositivos interruptores-seccionadores entre o arranjo fotovoltaico e a UCP devem ser os mesmos das outras configurações de arranjo fotovoltaico, como descrito nesta Norma (ver 6.3.7).

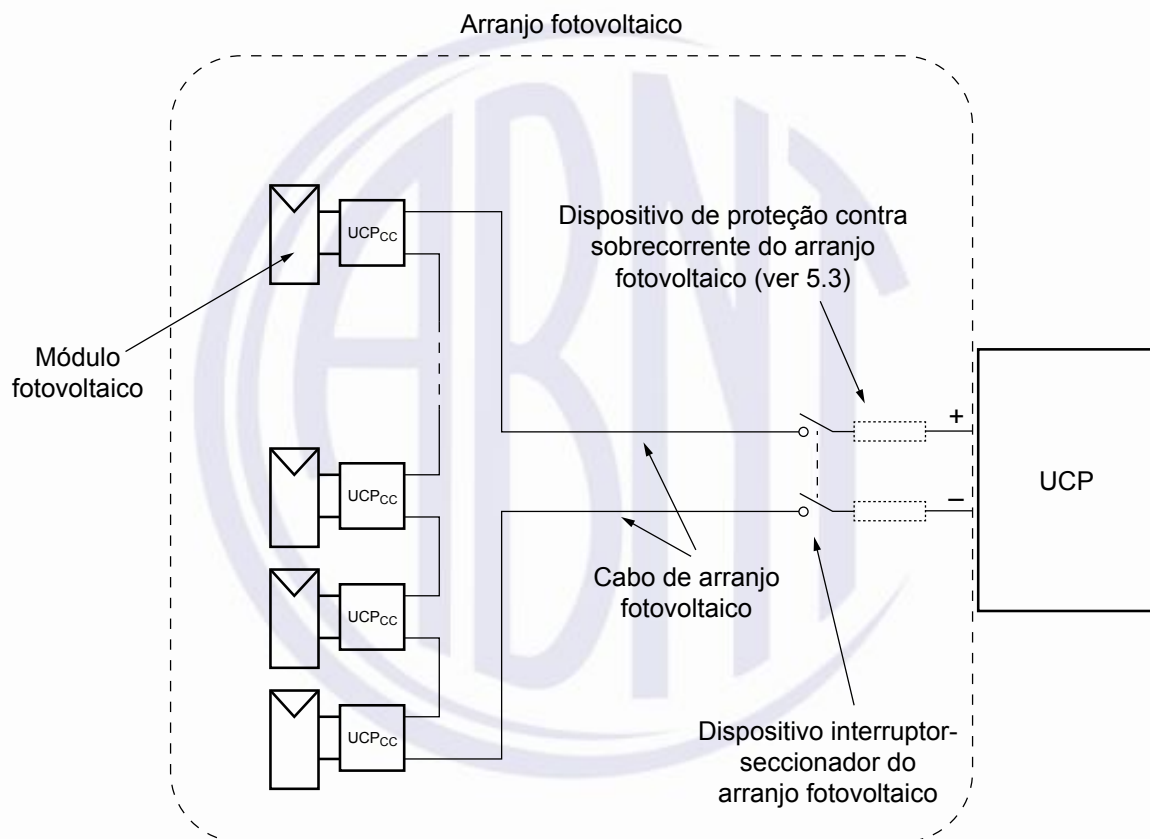
Considerando as especificações de tensão e de corrente dos equipamentos a jusante do circuito formado pelas UCPcc, se a UCPcc possuir proteção contra faltas, de modo que não haja possibilidade de produzir tensão superior à tensão nominal da UCP a qual está conectada sob condições operacionais normais ou condições de falta simples, os dispositivos interruptores-seccionadores e o cabeamento podem ser dimensionados em relação à tensão e às correntes máximas de entrada da UCP.

ABNT NBR 16690:2019

Neste caso, para os efeitos desta Norma, o seguinte se aplica:

- tensão máxima do arranjo fotovoltaico = tensão máxima de entrada da UCP;
- quando as UCPcc forem utilizadas conforme a Figura 7-a), os terminais do circuito serial composto pelas UCPcc devem ser considerados, para os efeitos desta Norma, como os terminais de uma série fotovoltaica.

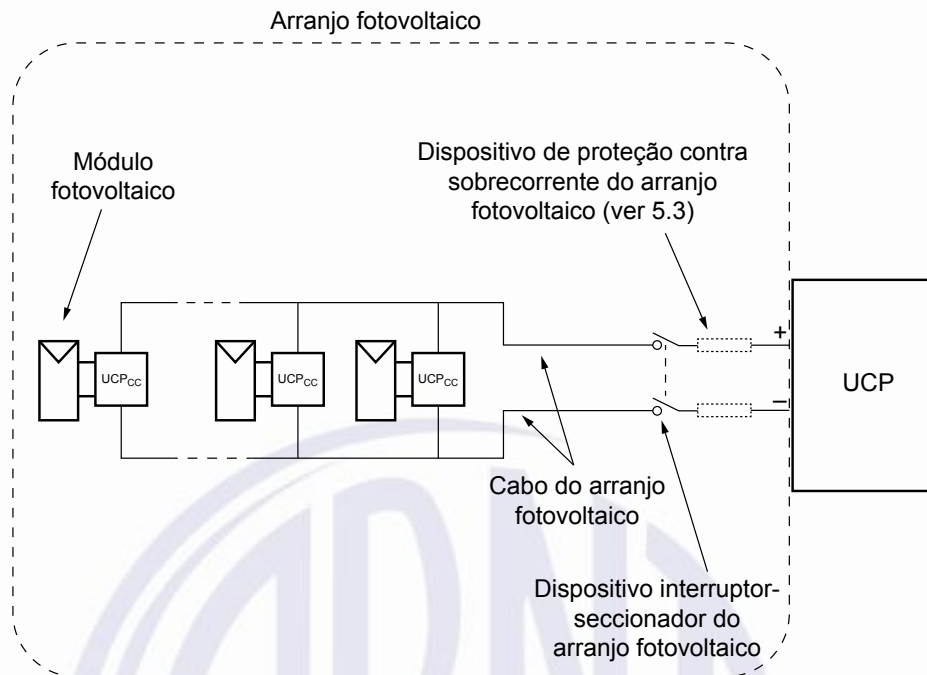
Quando as UCPcc forem utilizadas conforme a Figura 7-a), caso a UCPcc tenha na sua saída proteção contra sobrecorrente, diodo de desvio e proteção interna contra corrente reversa, é dispensado o uso de dispositivo de proteção contra sobrecorrente da série fotovoltaica.

**Legenda**

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

a) conexão em série

Figura 7 – Série fotovoltaica construída com UCPcc (continua)



Legenda

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

b) conexão em série paralelo

Figura 7 (conclusão)

4.3.6 Configuração série-paralelo

Arranjos fotovoltaicos devem ser projetados de modo a evitar a circulação de correntes dentro do próprio arranjo fotovoltaico, isto é, entre séries fotovoltaicas conectadas em paralelo. Séries fotovoltaicas conectadas em paralelo devem possuir tensão de circuito aberto semelhantes dentro de uma margem de 5 %.

NOTA 1 Esta é uma questão de segurança importante. Se séries fotovoltaicas conectadas em paralelo possuírem tensões diferentes, isso resulta na circulação de corrente entre séries fotovoltaicas. Quando o dispositivo interruptor-seccionador do arranjo fotovoltaico estiver aberto, estas correntes continuam circulando, representando um risco em potencial se as conexões dentro do arranjo fotovoltaico forem desfeitas.

NOTA 2 Para reduzir o descasamento de parâmetros (*mismatch*) e melhorar o desempenho do arranjo fotovoltaico, recomenda-se que todos os módulos fotovoltaicos conectados ao mesmo SPMP de uma UCP sejam da mesma tecnologia e que todas as séries tenham o mesmo número de módulos fotovoltaicos conectados em série. Adicionalmente, recomenda-se que todos os módulos conectados ao mesmo SPMP de uma UCP tenham características elétricas similares, incluindo corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto, máxima potência, tensão e corrente de máxima potência e coeficientes de temperatura.

NOTA 3 Recomenda-se que este problema de projeto seja considerado pelo projetista/instalador, particularmente quando houver substituição de módulos fotovoltaicos ou modificação de um arranjo fotovoltaico existente.

NOTA 4 Recomenda-se que módulos fotovoltaicos que pertencem eletricamente a um mesmo SPMP possuam o mesmo azimute e a mesma inclinação dentro de uma margem de $\pm 5^\circ$ tanto para o azimute como para a inclinação. Módulos fotovoltaicos, ou grupos de módulos fotovoltaicos, conectados a distintos SPMP, podem ser orientados e inclinados de forma independente, desde que o projeto geral esteja em conformidade com os parâmetros de projeto recomendados pelos fabricantes dos equipamentos utilizados.

ABNT NBR 16690:2019

4.3.7 Baterias em sistemas fotovoltaicos

Baterias em sistemas fotovoltaicos podem ser uma fonte de altas correntes de falta e devem possuir proteção contra sobrecorrente. A localização do dispositivo de proteção contra sobrecorrente em sistemas fotovoltaicos com bateria geralmente é entre a bateria e o controlador de carga e tão perto quanto possível da bateria. Este dispositivo de proteção contra sobrecorrente pode ser utilizado para fornecer proteção contra sobrecorrente para o cabo do arranjo fotovoltaico desde que o mesmo tenha sido projetado para suportar uma corrente igual ou superior à corrente nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente da bateria.

A proteção contra sobrecorrente deve ser instalada em todos os condutores vivos não aterrados.

4.3.8 Considerações em relação a possíveis condições de falta em um arranjo fotovoltaico

Em qualquer instalação, as fontes de correntes de falta necessitam ser identificadas.

Sistemas com baterias têm altas correntes de falta devido às características próprias das baterias – baixa resistência interna (ver 5.3.6).

Em um sistema fotovoltaico sem baterias, as células fotovoltaicas (e conseqüentemente os arranjos fotovoltaicos) comportam-se como fontes de corrente durante faltas com baixa impedância. Desta forma, correntes de falta não são muito maiores do que as correntes de carga total normais, mesmo sob condições de curto-circuito.

A corrente de falta depende do número de séries fotovoltaicas, da localização da falta e do nível de irradiância. Isto faz com que a detecção de curto-circuito dentro de um arranjo fotovoltaico seja muito difícil. Arcos elétricos podem ser formados em um arranjo fotovoltaico com correntes de falta que não provocariam a atuação de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente.

As implicações para o projeto elétrico de arranjos fotovoltaicos que surgem a partir destas características são as seguintes:

- a) a possibilidade de faltas entre as linhas e a terra e de desconexões inadvertidas entre cabos no arranjo fotovoltaico necessita ser minimizada;
- b) detecção de falta à terra e interrupção da falta podem ser necessárias como parte das funções do sistema de proteção, dependendo do tamanho do arranjo e da localização da falta, para eliminar o risco de incêndio.

Ver 5.3 para os requisitos de proteção contra sobrecorrente e 5.7 para os requisitos de proteção contra falhas de isolamento.

4.3.9 Considerações em relação à temperatura de operação

A temperatura máxima de operação de qualquer componente da instalação não pode ser excedida.

As características nominais de módulos fotovoltaicos são obtidas nas STC (25 °C).

Em condições normais de operação, a temperatura das células fotovoltaicas aumenta significativamente acima da temperatura ambiente. Por exemplo, um aumento típico de temperatura de 35 °C é comum em relação à temperatura ambiente em módulos fotovoltaicos de silício cristalino operando no ponto de máxima potência, mesmo com menos de 1 000 W/m² de irradiância e com ventilação adequada. O aumento na temperatura das células fotovoltaicas pode ser consideravelmente maior quando os níveis de irradiância forem maiores que 1 000 W/m² e os módulos fotovoltaicos tiverem pouca ventilação.

Os seguintes requisitos do projeto elétrico do arranjo fotovoltaico derivam desta característica operacional das células fotovoltaicas:

- a) todos os componentes e equipamentos que possam ficar em contato direto ou próximos do arranjo fotovoltaico (condutores, inversores, conectores etc.) devem ser capazes de resistir à temperatura máxima de operação do arranjo fotovoltaico;
- b) deve-se considerar o aumento da tensão gerada por células fotovoltaicas devido a diminuição da temperatura de célula (ver 6.1.3.).

4.3.10 Considerações em relação ao desempenho

O desempenho de um arranjo fotovoltaico pode ser afetado por diversos fatores, incluindo, mas não se limitando a:

- a) o sombreamento ou sombreamento parcial;

NOTA 1 Recomenda-se que cuidados sejam tomados ao selecionar o local de instalação do arranjo fotovoltaico. Árvores e edificações próximas podem provocar sombras sobre o arranjo fotovoltaico durante parte do dia. É importante que qualquer sombreamento seja reduzido o tanto quanto for possível. Até uma pequena sombra sobre o arranjo fotovoltaico pode limitar significativamente seu desempenho.

- b) o aumento de temperatura;

NOTA 2 A eficiência dos módulos fotovoltaicos reduz com o aumento da temperatura de operação. Desta forma, permitir uma boa ventilação do arranjo fotovoltaico é um objetivo de projeto, de maneira a garantir um bom desempenho dos módulos fotovoltaicos e dos demais componentes associados. Por exemplo, para células fotovoltaicas de silício cristalino, a potência máxima diminui entre 0,4 % e 0,5 % para cada aumento de 1 °C na temperatura de operação.

- c) a queda de tensão nos condutores;

NOTA 3 O dimensionamento dos condutores do arranjo fotovoltaico afeta a queda de tensão sob condições de carga. Esta queda de tensão pode ser particularmente significativa em arranjos fotovoltaicos com baixa tensão e alta corrente de saída. Sob condições de carga máxima, recomenda-se que a queda de tensão verificada não seja superior a 3 % da tensão do arranjo fotovoltaico em seu ponto de máxima potência (nas STC).

- d) a obstrução da superfície do arranjo fotovoltaico causada por poeira, sujeira, dejetos de aves, neve, geada, poluição industrial etc.

NOTA 4 A obstrução da superfície dos módulos fotovoltaicos causada por poeira, sujeira, dejetos de aves, neve, geada etc. pode reduzir significativamente a geração do arranjo fotovoltaico. Recomenda-se avaliar medidas para limpar os módulos regularmente em situações onde a obstrução pode ser um problema. Nestes casos, recomenda-se que as instruções de limpeza fornecidas pelos fabricantes dos módulos fotovoltaicos, quando houver, sejam consideradas.

- e) a orientação e a inclinação;

NOTA 5 O melhor desempenho do arranjo fotovoltaico normalmente é obtido orientando-o para o equador com uma inclinação próxima à latitude do local. Fatores como sazonalidade da cobertura de nuvens, sombreamento e segurança estrutural, entre outros, podem influenciar na escolha da orientação e inclinação do arranjo fotovoltaico.

- f) a degradação dos módulos fotovoltaicos.

ABNT NBR 16690:2019

4.3.11 Projeto mecânico

4.3.11.1 Geral

Estruturas de suporte de módulos fotovoltaicos devem estar em conformidade com as normas pertinentes e com os requisitos de montagem do fabricante do módulo fotovoltaico.

4.3.11.2 Aspectos térmicos

Os devidos cuidados devem ser observados durante a montagem dos módulos fotovoltaicos para permitir a sua expansão/contração máxima de acordo com as recomendações do fabricante sob temperaturas de operação esperadas. Disposições similares devem ser observadas para outros componentes metálicos, incluindo estruturas de suporte e condutos elétricos.

4.3.11.3 Cargas mecânicas nas estruturas

As estruturas de suporte do arranjo fotovoltaico devem estar em conformidade com as normas pertinentes que dizem respeito a características de carregamento mecânico.

4.3.11.4 Forças devidas ao vento

Os módulos fotovoltaicos, as estruturas de suporte e os métodos utilizados para fixá-los devem ser dimensionados para a velocidade máxima de vento esperada no local de acordo com as normas pertinentes.

Na avaliação deste componente, deve ser utilizada a velocidade do vento observada (ou conhecida) no local, com a devida consideração a eventos extremos como ciclones, tornados, furacões etc. A estrutura do arranjo fotovoltaico deve ser fixada de forma adequada e em conformidade com as normas pertinentes.

A força do vento aplicada ao arranjo fotovoltaico pode gerar uma carga significativa para estruturas de edifícios que deve ser contabilizada na avaliação da capacidade do edifício de suportar as solicitações mecânicas resultantes.

NOTA Recomenda-se consultar a ABNT NBR 6123.

4.3.11.5 Acúmulo de materiais

Areia, granizo ou outro material pode acumular-se no arranjo fotovoltaico e isto deve ser considerado na seleção dos módulos fotovoltaicos, no cálculo da estrutura de suporte e, do mesmo modo, no cálculo da capacidade dos edifícios em suportar o arranjo fotovoltaico.

4.3.11.6 Corrosão

As estruturas de suporte dos módulos fotovoltaicos e os métodos utilizados para fixação dos módulos às estruturas e das estruturas aos edifícios ou ao chão devem utilizar componentes resistentes à corrosão ou submetidos a um tratamento de superfície adequado ao local de instalação e ao tempo de vida útil do sistema. Por exemplo, alumínio, aço galvanizado etc.

Devem ser tomadas precauções para evitar a corrosão eletroquímica entre metais diferentes que possam comprometer a estrutura de suporte durante a vida útil do sistema. Isso pode ocorrer entre as estruturas e o edifício e também entre as estruturas, os elementos de fixação e os módulos fotovoltaicos.

Materiais isolantes, por exemplo, anilhas de náilon, isoladores de borracha etc., devem ser utilizados para reduzir a corrosão eletroquímica entre superfícies metálicas galvanicamente desiguais quando a corrosão eletroquímica puder comprometer a estrutura de suporte.

Instruções do fabricante e normas pertinentes devem ser consultadas durante o projeto de sistemas de montagem e de quaisquer outras conexões, como sistemas de aterramento.

4.3.11.7 Radiação UV

Todos os elementos das estruturas de suporte do arranjo fotovoltaico e materiais auxiliares plásticos, como cintas para fixação de cabos junto à estrutura, eletrodutos, entre outros, devem utilizar materiais resistentes à radiação UV e ser adequados para o tempo de vida útil esperado do sistema.

5 Proteção para garantir segurança

5.1 Proteção contra choques elétricos

5.1.1 Introdução

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 5.1.1, se aplicam.

5.1.2 Medidas de proteção

5.1.2.1 Generalidades

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 5.1.2.1, se aplicam.

5.1.2.2 Equipotencialização e seccionamento automático da alimentação

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 5.1.2.2, se aplicam.

5.1.2.3 Isolação dupla ou reforçada

Aplicam-se os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 5.1.2.3, com o seguinte complemento:

- componentes do lado em corrente contínua de sistemas fotovoltaicos, como, por exemplo, módulos fotovoltaicos, caixas de junção, quadros de distribuição e condutores, até os terminais em corrente contínua do inversor, devem possuir isolação dupla ou reforçada (classe II).

5.1.2.4 Uso de separação elétrica individual

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 5.1.2.4, se aplicam.

5.1.2.5 Uso de extra-baixa tensão: SELV ou PELV

Aplicam-se os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 5.1.2.5, com o seguinte complemento:

- é dispensado o uso da proteção básica se a tensão nominal não exceder 35 Vcc de acordo com DVC-A (ver IEC 62477-1).

5.1.3 Proteção adicional

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 5.1.3, se aplicam.

ABNT NBR 16690:2019

5.1.4 Aplicação das medidas de proteção contra choques elétricos

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 5.1.4, se aplicam.

5.1.5 Proteção parcial contra choques elétricos

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 5.1.5, se aplicam.

5.1.6 Omissão da proteção contra choques elétricos

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 5.1.6, se aplicam.

5.2 Proteção contra efeitos térmicos

5.2.1 Generalidades

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 5.2.1, se aplicam.

5.2.2 Proteção contra incêndios

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 5.2.2, se aplicam.

5.2.3 Proteção contra queimadura

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 5.2.3, se aplicam.

5.3 Proteção contra sobrecorrente

5.3.1 Generalidades

Os requisitos de proteção contra sobrecorrente especificados na ABNT NBR 5410:2004, 5.3, devem ser acrescidos pelos requisitos desta subseção para a proteção do módulo fotovoltaico.

Sobrecorrentes em um arranjo fotovoltaico podem ser resultado de faltas à terra nos condutores do arranjo fotovoltaico ou de correntes de curto-circuito em módulos fotovoltaicos, caixas de junção ou cabeamento dos módulos fotovoltaicos.

Módulos fotovoltaicos são fontes de corrente limitadas, mas estão sujeitos a sobrecorrentes, pois podem ser ligados em paralelo e também ligados a outras fontes (por exemplo, baterias). A sobrecorrente pode ser causada pela soma das correntes a partir de:

- múltiplas ligações em paralelo de séries fotovoltaicas;
- alguns tipos de inversores aos quais eles estejam ligados; e/ou fontes externas.

5.3.2 Proteção de acordo com a natureza dos circuitos

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 5.3.2, se aplicam.

5.3.3 Natureza dos dispositivos de proteção

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 5.3.3, se aplicam.

5.3.4 Proteção contra correntes de sobrecarga

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 5.3.4, se aplicam.

5.3.5 Proteção contra correntes de curto-circuito

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 5.3.5, se aplicam.

5.3.6 Coordenação entre a proteção contra sobrecargas e a proteção contra curtos-circuitos

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 5.3.6, se aplicam.

5.3.7 Limitação das sobrecorrentes por meio das características da alimentação

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 5.3.7, se aplicam.

5.3.8 Proteção contra sobrecorrentes do módulo fotovoltaico

Proteções contra sobrecorrentes devem ser fornecidas de acordo com 5.3.9 a 5.3.13 e com os requisitos do fabricante dos módulos fotovoltaicos.

Dispositivos de proteção contra sobrecorrentes para a proteção dos módulos fotovoltaicos devem ser selecionados para atuar em até 2 h quando uma sobrecorrente de 135 % da corrente nominal do dispositivo for aplicada.

NOTA 1 A suportabilidade térmica de um módulo fotovoltaico com uma corrente reversa é caracterizada durante um ensaio de 2 h, especificado na IEC 61730. Este ensaio é requerido para a especificação do dispositivo de “proteção de corrente máxima”.

NOTA 2 Para a proteção das séries fotovoltaicas, o uso de dispositivos de proteção, conforme especificado em 5.3.9, está em conformidade com a suportabilidade térmica dos módulos fotovoltaicos (conforme previsto na IEC 61730).

NOTA 3 Devido à limitação natural da corrente dos módulos fotovoltaicos, os valores das correntes de sobrecarga e de curto-circuito são próximos, e a sobrecorrente máxima é igual à soma das correntes de curto-circuito das séries fotovoltaicas em paralelo. Esta corrente normalmente não é muito superior à corrente de operação das séries fotovoltaicas.

5.3.9 Proteção contra sobrecorrente em séries fotovoltaicas

A proteção contra sobrecorrentes em séries fotovoltaicas deve ser usada se:

$$((S_A - 1) \times I_{SC \text{ MOD}}) > I_{\text{MOD M\AA X. OCPR}}$$

Para a proteção contra sobrecorrente do lado em corrente contínua somente podem ser utilizados dispositivos fusíveis com fusíveis tipo gPV, conforme a IEC 60269-6, ou disjuntores, conforme a ABNT NBR IEC 60947-2 ou IEC 60898-2.

Os dispositivos de proteção conforme a ABNT NBR NM 60898 não podem ser utilizados nesta aplicação, pois não são destinados para operar em corrente contínua.

Quando forem utilizados disjuntores como proteção contra sobrecorrente, estes também podem fornecer os meios de manobra conforme 6.3.7.

5.3.10 Proteção contra sobrecorrente em subarranjos fotovoltaicos

Deve ser fornecida proteção contra sobrecorrentes para subarranjos fotovoltaicos se mais de dois subarranjos fotovoltaicos estiverem ligados a uma única UCP.

ABNT NBR 16690:2019**5.3.11 Dimensionamento da proteção contra sobrecorrente****5.3.11.1 Sobrecorrente na série fotovoltaica**

Quando for requerida a proteção contra sobrecorrente na série fotovoltaica:

- a) cada série fotovoltaica deve estar protegida por um dispositivo de proteção contra sobrecorrente, cuja corrente nominal do dispositivo (I_n) atenda simultaneamente as duas condições a seguir:

$$1,5 \times I_{SC \text{ MOD}} < I_n < 2,4 \times I_{SC \text{ MOD}}$$

$$I_n \leq I_{\text{MOD MÁX. OCPR}}$$

ou

- b) séries fotovoltaicas podem ser agrupadas em paralelo sob a proteção de um único dispositivo de proteção contra sobrecorrente (ver Figura 8) desde que atenda simultaneamente as duas condições a seguir:

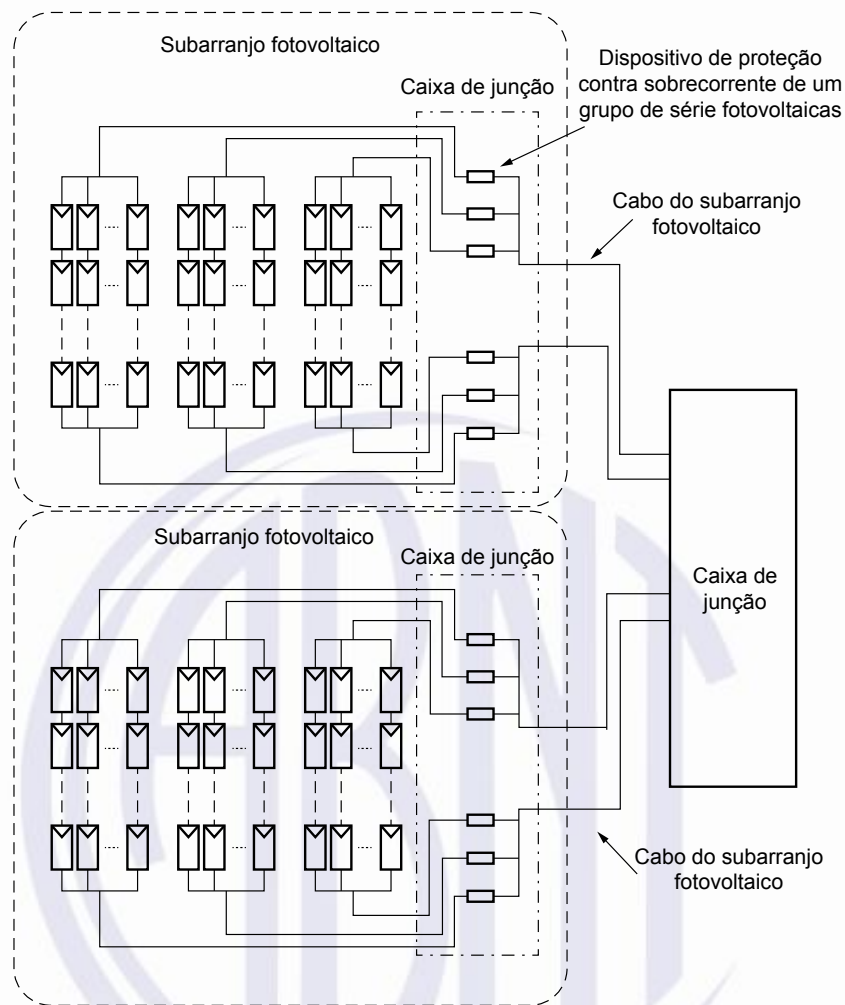
$$I_n > 1,5 \times S_G \times I_{SC \text{ MOD}}$$

$$I_n < I_{\text{MOD MÁX OCPR}} - [(S_G - 1) \times I_{SC \text{ MOD}}]$$

onde

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

NOTA Em algumas tecnologias de módulos fotovoltaicos, $I_{SC \text{ MOD}}$ é superior ao valor nominal durante as primeiras semanas ou meses de operação. Convém que o dimensionamento da proteção contra sobrecorrente dos módulos fotovoltaicos e dos cabos leve este aumento em consideração.



Legenda

- . - . - . - encapsulamento
- - - - - limites do sistema ou subsistemas

NOTA 1 Esta Figura é um caso especial de projeto que só é possível quando a suportabilidade à sobrecorrente de um módulo fotovoltaico é muito maior do que a sua corrente de operação normal.

NOTA 2 Esta Figura é apenas um exemplo e outros dispositivos de manobra e/ou de proteção contra sobrecorrente podem ser necessários em outras situações, mas que, por simplicidade, não são mostrados nesta Figura.

Figura 8 – Exemplo de esquema de arranjo fotovoltaico onde as séries fotovoltaicas estão agrupadas sob um único dispositivo de proteção contra sobrecorrente

5.3.11.2 Sobrecorrente nos subarranjos fotovoltaicos

A corrente nominal (I_n) de dispositivos de proteção contra sobrecorrente deve atender à seguinte condição:

$$1,25 \times I_{SC \text{ S-ARRANJO}} < I_n < 2,4 \times I_{SC \text{ S-ARRANJO}}$$

NOTA O fator 1,25 é usado em vez de 1,5 utilizado para séries fotovoltaicas para permitir flexibilidade no projeto. Recomenda-se tomar cuidado ao usar um fator menor em áreas onde valores elevados de irradiação ocorrem com frequência, pois isto poderia causar atuações indevidas do sistema de proteção.

ABNT NBR 16690:2019**5.3.11.3 Sobrecorrente no arranjo fotovoltaico**

Proteção contra sobrecorrente do arranjo fotovoltaico somente é necessária em sistemas com baterias ou quando outras fontes de corrente podem fluir para o arranjo fotovoltaico em condições de falta. A corrente nominal (I_n) de dispositivos de proteção contra sobrecorrente em arranjos fotovoltaicos deve atender à seguinte condição:

$$1,25 \times I_{SC \text{ ARRANJO}} < I_n < 2,4 \times I_{SC \text{ ARRANJO}}$$

5.3.12 Proteção contra sobrecorrente em sistemas fotovoltaicos conectados a baterias

A proteção contra sobrecorrente de arranjos fotovoltaicos em sistemas que contenham baterias deve ter capacidade de interrupção de corrente maior ou igual à corrente de curto-circuito presumida proveniente da bateria.

NOTA Esta Norma não contempla o dimensionamento da proteção das baterias e da UCP.

5.3.13 Localização do dispositivo de proteção contra sobrecorrente

O dispositivo de proteção contra sobrecorrente, quando exigido em 5.3.9 a 5.3.12 para séries fotovoltaicas, subarranjos fotovoltaicos e arranjos fotovoltaicos, deve ser instalado:

- para proteção contra sobrecorrente de séries fotovoltaicas, este deve estar instalado onde os condutores das séries fotovoltaicas se conectam para formar subarranjos ou arranjos fotovoltaicos, nas caixas de junção (ver Figuras 3 a 6);
- para proteção contra sobrecorrente de subarranjos fotovoltaicos, este deve estar instalado onde os cabos dos subarranjos fotovoltaicos se conectam para formar o cabo do arranjo fotovoltaico, na caixa de junção (ver Figura 4);
- para proteção contra sobrecorrente de arranjo fotovoltaico, este deve estar instalado onde o cabo do arranjo fotovoltaico se conecta ao circuito de aplicação ou na própria UCP (ver Figuras 2 a 7).

NOTA 1 A localização dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente visa proteger o sistema e o cabeamento de correntes de falta que fluam de outros setores do arranjo fotovoltaico ou de outras fontes, como baterias.

Em sistemas que incluem aterramento funcional, dispositivos de proteção contra sobrecorrentes requeridos para séries fotovoltaicas, subarranjos fotovoltaicos e arranjos fotovoltaicos devem ser instalados em todos os condutores não aterrados (ou seja, todos os circuitos que não estão diretamente ligados ao aterramento funcional).

Em sistemas que não possuem aterramento funcional, os dispositivos de proteção contra sobrecorrente devem ser instalados em pelo menos um dos condutores vivos.

NOTA 2 É permitida esta topologia de um único dispositivo de sobrecorrente para sistemas sem aterramento funcional devido à exigência de detecção e alarme em uma única falta à terra, além do duplo isolamento exigido para os condutores de todos os circuitos do arranjo fotovoltaico.

5.4 Proteção contra sobretensões e perturbações eletromagnéticas

Os requisitos de proteção contra sobretensões e perturbações eletromagnéticas especificados na ABNT NBR 5410:2004, 5.4, devem ser substituídos pelos requisitos desta subseção.

5.4.1 Generalidades

Esta subseção trata da proteção de arranjos fotovoltaicos contra sobretensões induzidas por descargas atmosféricas indiretas.

Para a avaliação e o dimensionamento da proteção contra descargas atmosféricas, a série ABNT NBR 5419 deve ser consultada.

Se a edificação já possui proteção contra descargas atmosféricas instalada, o sistema fotovoltaico deve ser integrado, conforme o caso, de acordo com a série ABNT NBR 5419.

5.4.2 Proteção contra sobretensão transitória

Todos os condutores em corrente contínua devem ser instalados de modo que os cabos positivos e negativos da mesma série fotovoltaica e o cabo principal do arranjo fotovoltaico estejam agrupados, evitando a criação de laços no sistema (ver 6.2.6.2). O requisito de agrupamento inclui quaisquer condutores de terra/equipotencialização associados.

Convém que condutores longos (por exemplo, cabo principal do arranjo fotovoltaico com mais de 50 m) sejam sempre protegidos por um dispositivo de proteção contra surtos (DPS) ou:

- instalados em conduto metálico aterrado;
- diretamente enterrados (usando proteção mecânica, se for o caso);
- possuam proteção mecânica que forneça blindagem.

Estas medidas são utilizadas para blindagem dos cabos de picos indutivos, além de aumentar a indutância, atenuando a transmissão do surto. Atentar para a necessidade de permitir que a água ou a condensação que acumulem no conduto possam escapar através de aberturas adequadamente projetadas e instaladas.

NOTA 1 Para proteger o sistema em corrente contínua como um todo, dispositivos de proteção contra surtos podem ser montados entre condutores ativos e entre os condutores ativos e terra no cabo do arranjo fotovoltaico e na entrada da UCP. Para proteger equipamentos específicos, dispositivos de proteção contra surtos podem ser montados o mais próximo possível destes equipamentos.

A instalação de dispositivos de proteção contra surtos deve ser avaliada de acordo com a série ABNT NBR 5419 e medidas de proteção adequadas devem ser implementadas quando a necessidade for comprovada na análise de risco.

O memorial de cálculo da análise de risco, em conformidade com a ABNT NBR 5419-2, deve fazer parte da documentação do projeto.

A IEC 61643-32 fornece a metodologia para a proteção de sistemas fotovoltaicos contra sobretensões utilizando dispositivos de proteção contra surtos.

Proteção contra sobretensão é uma questão complexa e uma avaliação completa deve ser realizada principalmente em áreas onde descargas atmosféricas forem comuns.

O dispositivo de proteção contra surtos deve possuir autoproteção ao final de sua vida útil que garanta a desconexão em qualquer condição de operação do arranjo fotovoltaico.

NOTA 2 Devido ao comportamento característico do sistema fotovoltaico, sua corrente de curto-circuito é variável de acordo com a irradiância solar, fazendo com que o dimensionamento de um dispositivo fusível de

ABNT NBR 16690:2019

proteção em série com o dispositivo de proteção contra surtos seja complexo. Os dispositivos de proteção contra surtos baseados em varistor, ao chegarem no fim de sua vida útil, se tornam curtos-circuitos e podem se inflamar caso não sejam desconectados. Um fusível de proteção do DPS dimensionado para a corrente de curto-circuito máxima do arranjo fotovoltaico pode não desconectar o dispositivo de proteção contra surtos em condições de baixa irradiância.

5.4.3 Prevenção de influências eletromagnéticas nas instalações e seus componentes

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 5.4.3, se aplicam.

5.5 Proteção contra quedas e faltas de tensão

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 5.5, se aplicam.

5.6 Seccionamento e comando

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 5.6, se aplicam.

5.7 Proteção contra os efeitos de falhas de isolação

5.7.1 Generalidades

Medidas de proteção devem ser aplicadas em função da:

- presença ou não de pelo menos separação galvânica no interior das UCP ou externamente, na instalação em corrente alternada;
- presença ou não de aterramento funcional em qualquer um dos polos em corrente contínua.

Quando a UCP for um inversor com separação galvânica realizada no lado em corrente alternada, a conexão entre inversor e transformador não pode ser aterrada caso o aterramento no lado em corrente contínua seja exigido.

5.7.2 Proteção contra os efeitos das falhas de isolação por meio da interrupção do condutor de aterramento funcional

Arranjos fotovoltaicos que tenham um de seus polos diretamente conectados a um aterramento funcional (isto é, sem a existência de um resistor de aterramento) devem estar equipados com um dispositivo interruptor automático do aterramento funcional. Este dispositivo interruptor deve atuar interrompendo a conexão do aterramento funcional quando uma corrente de fuga ocorrer no arranjo fotovoltaico. Os valores de corrente nominal do dispositivo interruptor automático do aterramento funcional são apresentados na Tabela 1. O dispositivo interruptor automático do aterramento funcional não pode interromper as conexões à terra de peças metálicas expostas.

Quando o dispositivo interruptor automático do aterramento funcional atuar, um alarme de falta à terra deve ser emitido de acordo com 5.7.3.2.

O dispositivo interruptor automático deve ser conectado em série com o condutor de aterramento funcional e deve ser dimensionado para as seguintes condições:

- máxima tensão do arranjo fotovoltaico;
- capacidade de interrupção superior à máxima corrente de curto-circuito do arranjo fotovoltaico.

Tabela 1 – Corrente nominal do dispositivo interruptor automático no condutor de aterramento funcional

Potência total do arranjo fotovoltaico kWp	Corrente nominal A
0 a 25	≤ 1
> 25 a 50	≤ 2
> 50 a 100	≤ 3
> 100 a 250	≤ 4
> 250	≤ 5

5.7.3 Proteção contra os efeitos de falhas de isolamento em arranjos fotovoltaicos nas tensões DVC-B e DVC-C (ver Tabela E.1)

5.7.3.1 Condições de detecção e alarme

Os requisitos para a detecção de faltas à terra, as ações de proteção e os alarmes necessários dependem do tipo de aterramento do sistema e se a UCP possui ou não isolamento galvânica entre o arranjo fotovoltaico e o circuito de saída em corrente alternada (por exemplo, a rede elétrica). A Tabela 2 apresenta os requisitos para as medidas de resistência de isolamento e supervisão da corrente residual do arranjo fotovoltaico, bem como as ações e indicações requeridas em caso de uma falta ser detectada.

Tabela 2 – Requisitos para diferentes configurações de sistemas baseados na isolamento galvânica da UCP e no aterramento funcional do arranjo fotovoltaico (continua)

		Tipos de sistema		
		UCP não isolada e arranjo fotovoltaico sem aterramento funcional	UCP isolada e arranjo fotovoltaico sem aterramento funcional	UCP isolada e arranjo fotovoltaico com aterramento funcional ^{b,c}
Sistema de supervisão da resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico	Medição	De acordo com 5.7.3.1.1		
	Ação	Desligar a UCP e desconectar todos os polos do circuito de saída ou todos os polos do arranjo fotovoltaico da UCP ^a	A conexão com o circuito de saída é permitida (UCP está autorizada a operar)	
	Indicação	Indicar uma falta de acordo com 5.7.3.2		

ABNT NBR 16690:2019

Tabela 2 (conclusão)

		Tipos de sistema		
		UCP não isolada e arranjo fotovoltaico sem aterramento funcional	UCP isolada e arranjo fotovoltaico sem aterramento funcional	UCP isolada e arranjo fotovoltaico com aterramento funcional ^{b,c}
Sistema de supervisão da corrente residual do arranjo fotovoltaico	Medição	De acordo com 5.7.3.1.2	Não é necessário	De acordo com 5.7.3.1.2
	Ação	Desligar a UCP e desconectar todos os polos do circuito de saída ou todos os polos do arranjo fotovoltaico da UCP ^a		O aterramento funcional deve ser desligado (ver 6.4.6) e a conexão com o circuito de saída é permitida (UCP está autorizada a operar)
	Indicação	Indicar uma falta de acordo com 5.7.3.2		Indicar uma falta de acordo com 5.7.3.2
<p>^a Em vez de desligar a UCP e desconectar o circuito de saída, é permitido isolar as partes com falta do arranjo fotovoltaico.</p> <p>^b A ligação do condutor de aterramento funcional deve ser realizada de acordo com 6.4.6.</p> <p>^c Sistemas que utilizam UCP não isoladas, no qual o circuito de saída é referenciado para a terra, não podem utilizar aterramento funcional no arranjo fotovoltaico (ver 4.3.2)</p>				

NOTA Se a UCP atender aos requisitos da série IEC 62109 em relação à supervisão da resistência de isolamento e à supervisão da corrente residual do arranjo fotovoltaico, não é necessária a instalação de dispositivos externos redundantes.

5.7.3.1.1 Detecção da resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico

Os requisitos desta subseção sobre a detecção e resposta a uma condição anormal da resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico em relação à terra visam reduzir riscos de degradação do sistema de isolamento.

Em uma UCP não isolada conectada a um circuito de saída aterrado (por exemplo, a rede elétrica), uma falta à terra do arranjo fotovoltaico irá provocar um fluxo de corrente potencialmente perigoso assim que o conversor de potência se conectar ao circuito ligado à terra. Por exemplo, um inversor conectado à rede elétrica, devido à ligação de neutro aterrado na rede, não pode se conectar à rede em caso de falhas de isolamento no arranjo fotovoltaico. Em uma UCP isolada, se uma falta à terra no arranjo fotovoltaico flutuante ou com aterramento funcional não for detectada, uma falta à terra subsequente pode causar fluxos de corrente perigosos. A detecção e a indicação da primeira falta à terra são necessárias.

Deve ser fornecido um meio de medir a resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico à terra antes de iniciar a operação e ao menos uma vez a cada 24 h. Durante a medição, o aterramento funcional deve ser desconectado.

NOTA Esta funcionalidade para medição de resistência de isolamento pode ser fornecida pela UCP.

Os valores mínimos para detecção devem estar de acordo com a Tabela 3.

Tabela 3 – Valores mínimos de resistência de isolamento para detecção de baixa isolação

Potência do arranjo fotovoltaico conectado à UCP kW	R mínimo kΩ
≤ 20	30
> 20 e ≤ 30	20
> 30 e ≤ 50	15
> 50 e ≤ 100	10
> 100 e ≤ 200	7
> 200 e ≤ 400	4
> 400 e ≤ 500	2
≥ 500	1

NOTA Recomenda-se que o valor mínimo de detecção de resistência de isolamento, sempre que possível, seja fixado em valores maiores que os valores mínimos especificados nesta Tabela. Um valor mais alto aumenta a segurança do sistema, detectando possíveis falhas antecipadamente

O circuito de medição deve ser capaz de detectar as resistências de isolamento do arranjo fotovoltaico em relação à terra abaixo dos limites especificados na Tabela 3.

A ação sobre a falta depende do tipo de UCP utilizada, conforme o seguinte:

- para UCP isolada, a falta deve ser indicada de acordo com 5.7.3.2 (operação é permitida); e a indicação de falta deve ser mantida até que a resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico se recupere para um valor superior ao limite mínimo;
- para UCP não isolada, a falta deve ser indicada de acordo com 5.7.3.2, e não pode se conectar a qualquer circuito de saída aterrado (por exemplo, a rede elétrica); e o dispositivo pode continuar a fazer a medição, pode parar de indicar a falta e pode permitir a conexão ao circuito de saída se a resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico se recuperar para um valor superior ao limite mínimo.

5.7.3.1.2 Proteção utilizando supervisão de corrente residual

Quando requerido pela Tabela 2, deve ser realizada supervisão da corrente residual sempre que a UCP estiver ligada a um circuito de saída referenciado à terra com o dispositivo de seccionamento automático fechado. A supervisão de corrente residual deve medir o total dos valores RMS de correntes residuais (ambas as componentes c.c e c.a).

NOTA Se a saída em corrente alternada do inversor for conectada a um circuito não aterrado e o arranjo fotovoltaico não possuir aterramento funcional, a supervisão da corrente residual não é necessária.

A detecção deve supervisionar a corrente residual em regime e as mudanças bruscas na corrente residual de acordo com os seguintes limites:

- a) corrente residual em regime: o sistema de supervisão de corrente residual deve causar interrupção em até 0,3 s e indicar uma falta de acordo com 5.7.3.2 se a corrente residual em regime exceder:
 - máximo de 300 mA para UCP com potência nominal ≤ 30 kVA;
 - máximo de 10 mA por kVA para UCP com potência nominal > 30 kVA.

NOTA É possível aplicar um sistema de supervisão de corrente residual em regime distribuído, por exemplo, em nível de subarranjos fotovoltaicos ou até mesmo de subseções menores. Isto pode ser benéfico, especialmente em grandes arranjos fotovoltaicos, uma vez que permite menores limites de

ABNT NBR 16690:2019

detecção a serem implementados. Isto pode levar à identificação mais rápida de potenciais faltas e pode auxiliar na identificação do setor do arranjo fotovoltaico afetada.

- b) mudanças bruscas de corrente residual: a UCP deve desligar-se de qualquer circuito de saída referenciado à terra (por exemplo, a rede elétrica) dentro de 0,5 s e indicar a falta de acordo com 5.7.3.2 se um aumento repentino nas correntes residuais RMS de 100 mA ou superior for detectado.

NOTA Este tempo e valor de corrente residual é definido para oferecer proteção contra incêndios devido a falhas que causam mudanças repentinas na corrente de fuga.

O sistema de supervisão de corrente residual pode tentar a reconexão se o limite da corrente residual em regime for inferior ao fixado na alínea a) e a resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico atender ao limite em 5.7.3.1.1.

O sistema de supervisão de corrente residual pode realizar a reconexão se o limite de fuga for inferior ao fixado na alínea b) e a resistência de isolamento atenda ao limite em 5.7.3.1.1.

5.7.3.2 Alarme de falta à terra

Conforme requerido em 5.7.3.1, um sistema de alarme de falta à terra deve ser instalado. Quando ativado, o sistema de alarme tem que continuar em operação até que o sistema seja desligado e/ou a falta à terra seja corrigida.

O alarme deve ser configurado de forma que assegure que o operador do sistema ou o proprietário do sistema fique ciente da falta. Por exemplo, o sistema de alarme pode ser um sinal visível e/ou audível instalado em uma área onde a equipe de manutenção ou proprietário do sistema esteja ciente da falta. A falta também pode ser informada por meio de outra forma de comunicação.

Um conjunto de instruções operacionais deve ser fornecido ao proprietário do sistema explicando a necessidade de ação imediata para investigar e corrigir a falta.

NOTA Muitos inversores têm detecção de falta à terra e indicação na forma de luzes indicadoras e alarmes. No entanto, estes alarmes podem não ser notados devido aos locais onde os inversores tipicamente são montados. A IEC 62109-2 requer que inversores tenham uma indicação local e também um meio de comunicar externamente uma falta à terra.

6 Seleção e instalação de componentes elétricos

6.1 Prescrições comuns a todos os componentes da instalação

6.1.1 Generalidades

Aplicam-se os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 6.1.1, com o complemento de que todos os componentes devem cumprir os seguintes requisitos:

- ser apropriados para uso em c.c;
- ter tensão nominal igual ou superior à tensão máxima do arranjo fotovoltaico, determinada em 6.1.3;
- ter corrente nominal igual ou superior à apresentada na Tabela 5.

6.1.2 Conformidade com as normas

Aplicam-se os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 6.1.2.

6.1.3 Condições de serviço e influências externas

Aplicam-se os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 6.1.3, com o complemento de que a tensão máxima do arranjo fotovoltaico deve ser igual a $V_{OC\text{ ARRANJO}}$ corrigida para a menor temperatura de operação esperada.

A correção da tensão para a menor temperatura de operação esperada deve ser calculada de acordo com as instruções do fabricante. Quando as instruções do fabricante não estiverem disponíveis para módulos de silício monocristalino e policristalino, a tensão $V_{OC\text{ ARRANJO}}$ deve ser multiplicada por um fator de correção de acordo com a Tabela 4, utilizando como referência a menor temperatura ambiente esperada durante os períodos com insolação.

Quando a temperatura ambiente mínima esperada for inferior a $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$, ou quando tecnologias diferentes de silício monocristalino e policristalino forem utilizadas, a correção de tensão deve ser feita somente de acordo com as instruções do fabricante.

Séries fotovoltaicas instaladas utilizando UCPcc devem ter a tensão máxima do arranjo fotovoltaico calculada de acordo com 4.3.5.

Tabela 4 – Fatores de correção de tensão para módulos fotovoltaicos de silício monocristalino e policristalino

Menor temperatura ambiente esperada durante os períodos com insolação $^{\circ}\text{C}$	Fator de correção
24 a 20	1,02
19 a 15	1,04
14 a 10	1,06
9 a 5	1,08
4 a 0	1,10
- 1 a - 5	1,12
- 6 a - 10	1,14
- 11 a - 15	1,16
- 16 a - 20	1,18
- 21 a - 25	1,20
- 26 a - 30	1,21
- 31 a - 35	1,23
- 36 a - 40	1,25

ABNT NBR 16690:2019

6.1.4 Acessibilidade

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 6.1.4, se aplicam.

6.1.5 Identificação dos componentes

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 6.1.5, se aplicam.

6.1.6 Independência dos componentes

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 6.1.6, se aplicam.

6.1.7 Compatibilidade eletromagnética

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 6.1.7, se aplicam.

6.1.8 Documentação da instalação

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 6.1.8, se aplicam.

6.2 Seleção e instalação das linhas elétricas

6.2.1 Generalidades

As seções nominais dos condutores das séries fotovoltaicas, dos subarranjos fotovoltaicos e do arranjo fotovoltaico devem ser determinadas de acordo com:

- a) os níveis da proteção contra sobrecorrente, quando em uso;
- b) a mínima capacidade de corrente dos circuitos (ver a Tabela 5);
- c) a queda de tensão;
- d) a potencial corrente de falta.

Deve ser aplicada a maior seção nominal do condutor obtida a partir destes critérios.

Arranjos fotovoltaicos não conectados a baterias são sistemas limitados em corrente, mas, devido à ligação em paralelo das séries fotovoltaicas e dos arranjos fotovoltaicos, correntes elevadas podem fluir nos condutores em condições de falta.

A proteção contra sobrecorrente deve ser utilizada quando requerido e os condutores devem ser capazes de suportar o pior caso de sobrecorrente proveniente das séries fotovoltaicas conectadas em paralelo em um mesmo subarranjo fotovoltaico somado ao pior caso de sobrecorrente proveniente de outros subarranjos fotovoltaicos paralelos.

6.2.2 Segregação entre linhas em corrente alternada e corrente contínua

Deve ser providenciada a segregação entre linhas em corrente contínua e em corrente alternada nos mesmos requisitos da segregação para diferentes níveis de tensão.

Os diferentes tipos de circuitos devem ser claramente identificados (isto é, etiquetas ou condutores com cores diferentes).

NOTA O objetivo deste requisito é evitar que as linhas em corrente alternada e em corrente contínua sejam confundidas dentro de uma instalação, bem como evitar riscos de faltas entre linhas de alimentações distintas.

6.2.3 Condutores

Os condutores utilizados dentro do arranjo fotovoltaico devem:

- ser adequados para aplicações em corrente contínua;
- ter tensão nominal igual ou superior à tensão máxima do arranjo fotovoltaico determinada em 6.1.3;
- ser dimensionados para a temperatura de operação de acordo com a aplicação.
- se expostos ao tempo, ser resistentes à radiação UV. Se não resistentes à radiação UV, devem estar abrigados da radiação UV por proteção apropriada, ou ser instalados em eletrodutos resistentes à radiação UV,
- possuir isolamento resistente à água, conforme código AD7 da ABNT NBR 5410;
- se expostos a ambientes salinos, ser condutores tipo cabo de cobre estanhado, a fim de reduzir a degradação do condutor ao longo do tempo,
- em todos os sistemas que operam com tensões acima de DVC-A, os condutores devem ser escolhidos de modo a minimizar o risco de faltas a terra e curtos-circuitos,
- ser do tipo não-propagantes de chama, como definido na ABNT NBR NM IEC 60332-1.

Os cabos utilizados nas séries fotovoltaicas, nos subarranjos fotovoltaicos e nos arranjos fotovoltaicos devem atender aos requisitos da ABNT NBR 16612. Cabos do subarranjo fotovoltaico ou cabos do arranjo fotovoltaico podem ser construídos conforme a ABNT NBR 7286 ou ABNT NBR 7287 e instalados conforme as maneiras de instalar previstas na ABNT NBR 5410, observando se há a necessidade de resistência à radiação UV.

Os condutores das séries fotovoltaicas devem ser flexíveis (classe 5 da ABNT NBR NM 280) para permitir a movimentação ocasionada pelo vento e a dilatação térmica dos arranjos e módulos fotovoltaicos.

6.2.4 Seleção e instalação em função das influências externas

Os condutores devem ser instalados de forma a não sofrer fadiga devido a esforços mecânicos, como, por exemplo, vento. Eles também devem ser protegidos contra bordas cortantes ou perfurantes. Os condutores devem ser instalados de forma que suas propriedades e os requisitos de instalação sejam mantidos ao longo da vida útil do sistema fotovoltaico.

Os eletrodutos plásticos expostos à luz solar devem possuir proteção contra a radiação UV por meio de aditivos na sua fabricação para atender à ISO 4892-2 considerando o tempo de vida útil pretendido para o eletroduto plástico.

Abraçadeiras e presilhas de cabos não podem ser utilizadas como o método principal de fixação, a menos que tenham uma vida útil maior ou igual à do sistema ou do período de manutenção programada.

NOTA Eletrodutos, canaletas, abraçadeiras e presilhas instalados sob um arranjo fotovoltaico ainda podem estar expostos à radiação UV refletida. Abraçadeiras metálicas podem ter bordas cortantes, que, ao longo do tempo e em função do vento, podem causar danos aos condutores.

ABNT NBR 16690:2019

6.2.5 Capacidade de condução de corrente

As seções mínimas dos condutores do arranjo fotovoltaico expostos à radiação UV e a temperaturas elevadas, próximos aos módulos fotovoltaicos ou os cabos das séries fotovoltaicas, baseadas na capacidade de condução de corrente, devem tomar como referência a mínima capacidade de corrente dos circuitos, conforme a Tabela 5 e a capacidade de condução de corrente dos condutores, conforme especificado na ABNT NBR 16612. Fatores de correção da capacidade destes condutores devem levar em consideração a localização e o método de instalação, de acordo com a ABNT NBR 16612.

Os demais cabos do arranjo fotovoltaico devem tomar como referência a mínima capacidade de corrente dos circuitos, conforme a Tabela 5, e a capacidade de condução de corrente dos condutores, conforme especificado na ABNT NBR 5410:2004, 6.2. Os fatores de correção da capacidade destes condutores devem levar em consideração a localização e o método de instalação, de acordo com a ABNT NBR 5410:2004, 6.2.

Em algumas tecnologias de módulos fotovoltaicos, a corrente $I_{SC\ MOD}$ durante as primeiras semanas ou meses de operação é diferente da nominal (de placa). O dimensionamento de condutores deve considerar o maior valor. A corrente $I_{SC\ MOD}$ inicial deve ser obtida junto ao fabricante do módulo.

Tabela 5 – Capacidade mínima de corrente dos circuitos

Circuito pertinente	Proteção	Corrente mínima em relação a qual a seção nominal dos condutores e os valores nominais de outros elementos do circuito devem ser dimensionados ^{a,b}
Série fotovoltaica	Série fotovoltaica sem proteção contra sobrecorrente	<p>Para um arranjo fotovoltaico com apenas uma série fotovoltaica: $1,5 \times I_{SC\ MOD}$</p> <p>Para todos os outros casos: $I_{np} + 1,5 \times I_{SC\ MOD} \times (S_{PO} - 1)$</p> <p>onde</p> <p>$I_{np}$ é o valor nominal de corrente do dispositivo de proteção contra sobrecorrente a jusante mais próximo quando houver possibilidade de circulação de corrente reversa no dispositivo.</p> <p>S_{PO} é o número total de séries fotovoltaicas conectadas em paralelo protegidas pelo dispositivo de proteção contra sobrecorrente a jusante mais próximo.</p> <p>NOTA 1 A proteção contra sobrecorrente à jusante mais próxima da série fotovoltaica pode ser a proteção do subarranjo fotovoltaico e, se este não existir, então pode ser a proteção contra sobrecorrente do arranjo fotovoltaico, se presente.</p> <p>NOTA 2 Quando nenhuma proteção contra sobrecorrente for utilizada no arranjo fotovoltaico, então S_{PO} é o número total de séries fotovoltaicas conectadas em paralelo ligadas no arranjo fotovoltaico e a corrente nominal (I_{np}) do dispositivo de proteção de sobrecorrente mais próximo passa a ser zero.</p>
	Série fotovoltaica com proteção contra sobrecorrente	Valor nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente da série fotovoltaica (ver 5.3)

Tabela 5 (continuação)

Circuito pertinente	Proteção	Corrente mínima em relação a qual a área transversal dos condutores e os valores nominais de outros elementos do circuito devem ser dimensionados ^{a,b}
Subarranjo fotovoltaico	Subarranjo fotovoltaico sem proteção contra sobrecorrente	O maior dos seguintes valores: a) valor nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente do arranjo fotovoltaico + $1,25 \times$ soma da corrente de curto-circuito de todos os outros subarranjos fotovoltaicos b) $1,25 \times I_{SC\ S-ARRANJO}$ (do arranjo fotovoltaico pertinente) NOTA Quando a proteção de sobrecorrente do arranjo fotovoltaico não é utilizada, então o valor nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente do arranjo fotovoltaico é substituído por zero na equação ^a .
	Subarranjo fotovoltaico com proteção contra sobrecorrente	Valor nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente do subarranjo fotovoltaico (ver 5.3)
Arranjo fotovoltaico	Arranjo fotovoltaico sem proteção contra sobrecorrente	$1,25 \times I_{SC\ ARRANJO}$
	Arranjo fotovoltaico com proteção contra sobrecorrente	Valor nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente do arranjo fotovoltaico (ver 5.3)
<p>^a A temperatura de operação de módulos fotovoltaicos e, conseqüentemente, a dos condutores associados, pode ser significativamente mais elevada do que a temperatura ambiente. Uma temperatura operacional mínima, igual à temperatura ambiente máxima esperada + 40 °C, deve ser considerada para os condutores instalados perto ou em contato com os módulos fotovoltaicos.</p> <p>^b A localização e o método de instalação (ou seja, fechado, grampeado, enterrado etc.) dos condutores também necessitam ser considerados no dimensionamento destes. Recomendações do fabricante dos condutores necessitam ser levadas em consideração ao se estabelecer o dimensionamento conforme o método de instalação.</p>		

Sempre que um inversor ou outro dispositivo de conversão de energia for capaz de fornecer corrente de retorno ao arranjo fotovoltaico sob condições de falta, o valor desta corrente de retorno deve ser levado em consideração em todos os cálculos de corrente do circuito. Em algumas circunstâncias, a corrente de retorno terá de ser somada ao dimensionamento do circuito calculado de acordo com a Tabela 5.

NOTA O dimensionamento da corrente de retorno do conversor de energia é um requisito da série IEC 62109.

6.2.6 Cabeamento

6.2.6.1 Geral

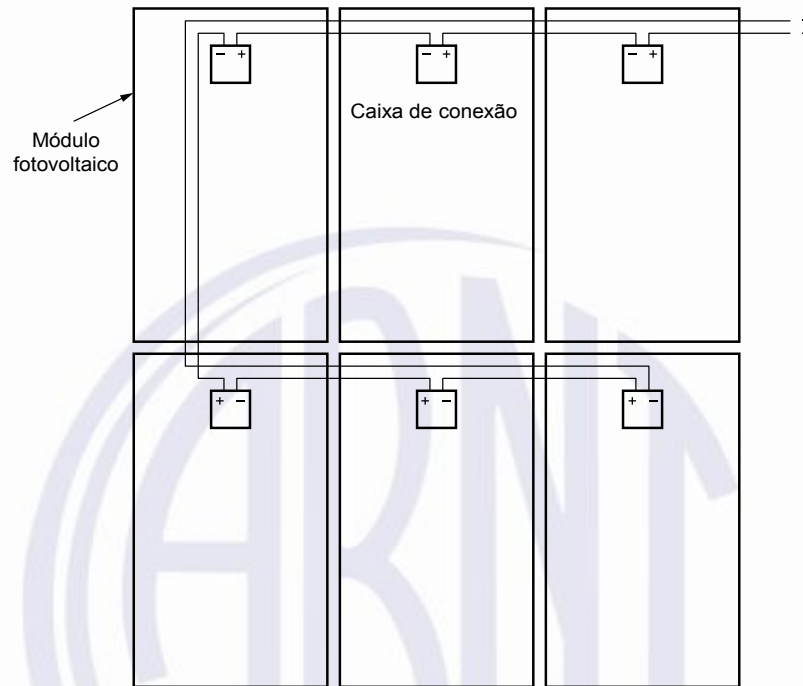
O cabeamento de arranjos fotovoltaicos deve ser realizado de tal forma que a possibilidade de ocorrências de faltas entre dois condutores energizados ou entre um condutor energizado e a terra seja minimizada.

Todas as conexões devem ser verificadas quanto ao torque mínimo e à polaridade durante a instalação para reduzir o risco de faltas e possíveis arcos durante o comissionamento, operação e manutenção futura.

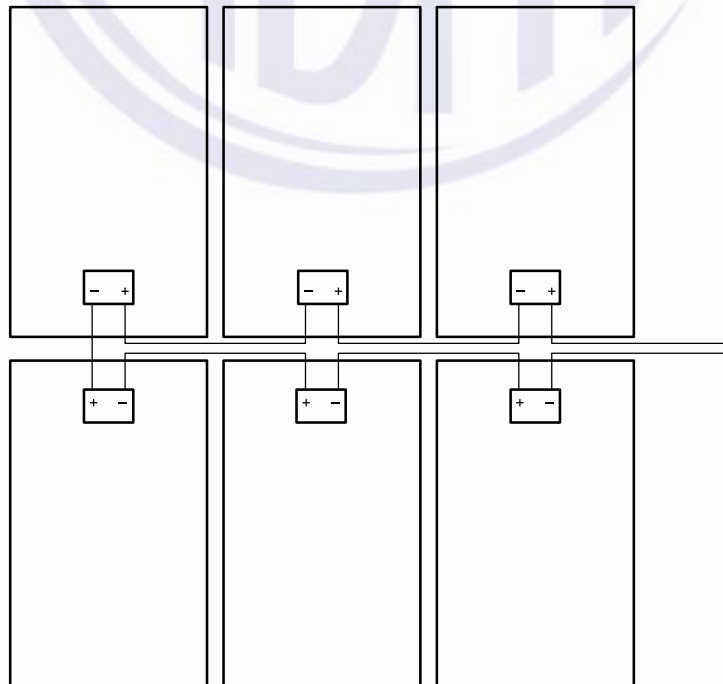
ABNT NBR 16690:2019

6.2.6.2 Laços no cabeamento

Para reduzir a magnitude de sobretensões induzidas por descargas atmosféricas, os condutores do arranjo fotovoltaico devem ser 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 9.

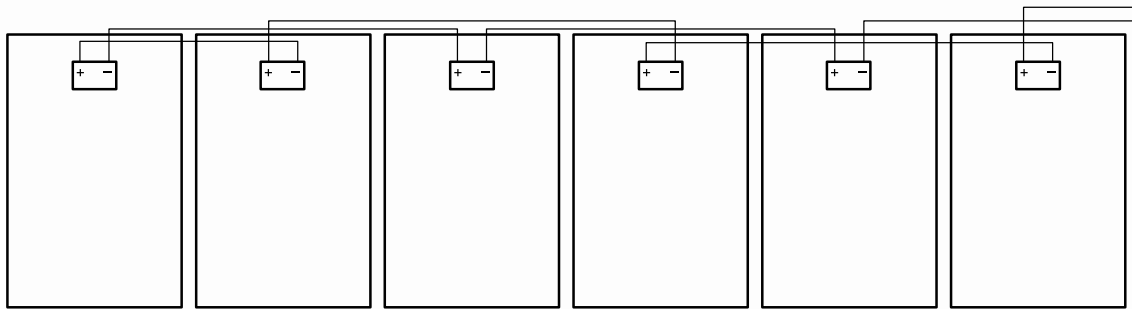


a) Exemplo de área de laço reduzida em módulos fotovoltaicos em posição de retrato e caixas de conexão em lados opostos



b) Exemplo de área de laço reduzida em módulos fotovoltaicos em posição de retrato e caixas de conexão próximas

Figura 9 – Exemplos de cabeamento de série fotovoltaica com área mínima de laço (continua)



c) Exemplo de área de laço reduzida em módulos fotovoltaicos em posição de retrato em fila única

Figura 9 (conclusão)

6.2.6.3 Cabeamento de séries fotovoltaicas

Se os cabos de séries fotovoltaicas entre módulos fotovoltaicos não forem protegidos por eletroduto ou outros invólucros, além de todos os requisitos para o cabeamento de arranjo fotovoltaico, aplicar também os seguintes requisitos:

- os cabos devem ser protegidos contra danos mecânicos;
- os cabos devem ser presos para aliviar a tensão mecânica, a fim de evitar que o cabo se solte da conexão;
- para arranjos fotovoltaicos que funcionam com uma tensão superior a DVC-A, os cabos devem possuir isolamento duplo, e o cabo e sua isolação devem manter o *status* de isolamento duplo ao longo de todo o seu comprimento.

6.2.6.4 Instalação de condutores em caixas de junção

As seguintes disposições aplicam-se à instalação de sistemas de cabeamento em caixas de junção:

- a) quando condutores forem inseridos em caixas de junção sem condutos, deve ser utilizado um sistema de alívio de tensão mecânica para evitar desconexões de cabos dentro da caixa de junção (por exemplo, por meio de um prensa cabo);
- b) todas as entradas de cabos, quando instaladas, devem manter no mínimo a classificação IP requerida para o local de instalação;

NOTA A condensação de água dentro das caixas de junção e/ou a infestação de insetos podem ser problemas em alguns locais, por isso, recomenda-se que precauções sejam tomadas para drenar o acúmulo de água e evitar a entrada de insetos.

- c) para arranjos fotovoltaicos que funcionam com uma tensão superior a DVC-A, onde qualquer condutor de retorno é encaminhado por meio de caixas de junção, este condutor deve ser um cabo com isolamento duplo, e o cabo e sua isolação devem manter a condição de isolamento duplo ao longo de todo o seu comprimento (estas disposições são igualmente aplicáveis a quaisquer conexões).

6.2.6.5 Identificação dos cabos

Deve ser fornecida uma identificação permanente e durável para o cabeamento do arranjo fotovoltaico. O cabeamento de arranjos fotovoltaicos deve ser identificado por um dos seguintes métodos:

- a) cabeamento utilizando cabos marcados de fábrica como “cabo para sistema fotovoltaico”, devendo esta marcação ser permanente, legível e durável;

ABNT NBR 16690:2019

- b) no caso de o cabeamento não ser claramente marcado de fábrica como “cabo para sistema fotovoltaico”, etiquetas com as palavras “SOLAR c.c.” devem ser fixadas em um intervalo não superior a 5 m em condições normais e não superior a 10 m em linha reta, onde uma visão clara é possível entre etiquetas;
- c) no caso do condutor ser colocado em um conduto, a identificação deve ser anexada ao exterior do invólucro em intervalos não superiores a 5 m e/ou nas caixas de passagem destas linhas

A codificação de cores para sistemas em corrente contínua requerida pela IEC 60445 não é necessária para os sistemas fotovoltaicos.

NOTA 1 Os cabos para aplicação fotovoltaica são comumente de cor preta para auxiliar na resistência à radiação UV.

Apesar da distinção por cor não ser exigida, é recomendado, quando possível, fazer a distinção por cores. O código de cores utilizado deve ser exposto claramente no local da instalação.

NOTA 2 Recomenda-se, também, não utilizar as cores azul-claro, verde e verde/amarelo, pois são utilizados para o condutor neutro do lado em corrente alternada e para os condutores de aterramento, respectivamente.

6.2.7 Condutores nas caixas de junção

Sempre que possível, deve haver separação entre os condutores positivos e negativos dentro das caixas de junção, de maneira a minimizar os riscos de arcos em corrente contínua que possam ocorrer entre estes condutores.

6.2.8 Conexões

Aplicam-se os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 6.1.1, com os complementos apresentados em 6.2.8.1 a 6.2.8.4:

6.2.8.1 Conectores de encaixe, em uma mesma conexão no arranjo fotovoltaico, devem ser do mesmo tipo e do mesmo fabricante.

6.2.8.2 Conectores, em um arranjo fotovoltaico, devem cumprir os seguintes requisitos mínimos:

- ser apropriados para uso em corrente contínua;
- ter tensão nominal igual ou superior à tensão máxima do arranjo fotovoltaico determinada em 6.1.3;
- oferecer proteção contra o contato com partes vivas em estado conectado e desconectado (por exemplo, encapsulados);
- ter uma corrente nominal igual ou superior à capacidade de condução de corrente para o circuito no qual estão instalados (ver Tabela 5);
- ser capazes de abrigar o condutor (com seus respectivos isolamento e revestimento) utilizado no circuito no qual estão instalados;
- ser dimensionados para a temperatura do local de instalação;
- estar em cumprimento com a Classe II para sistemas operando acima das tensões DVC-A;
- em caso de exposição ao meio ambiente, ser dimensionados para uso ao tempo, ser resistentes à radiação UV e ter índice de proteção (IP) adequado para o local de instalação;

- ser instalados de maneira que minimize os esforços mecânicos sobre os conectores;
- plugues e tomadas, normalmente utilizados para a conexão de equipamentos domésticos de baixa tensão em corrente alternada, não podem ser utilizados em arranjos fotovoltaicos.

6.2.8.3 A crimpagem dos cabos aos conectores deve ser realizada com ferramenta própria para esta finalidade.

6.2.8.4 Conectores de encaixe, em um arranjo fotovoltaico, devem atender aos seguintes requisitos adicionais:

- estejam em conformidade com a IEC 62852 ou a EN 50521;
- exijam força intencional para serem separados;
- se acessíveis por pessoas não qualificadas, serem do tipo com bloqueio, onde duas ações independentes sejam necessárias para desconectar;
- serem polarizados, no caso de conexões multipolares.

6.2.9 Condições gerais de instalação

Aplicam-se os requisitos da ABNT NBR 5410:2004, 6.2.9.

6.2.10 Disposição dos condutores

Aplicam-se os requisitos da ABNT NBR 5410:2004, 6.2.10.

6.2.11 Prescrições para a instalação

Aplicam-se os requisitos da ABNT NBR 5410:2004, 6.2.11.

6.3 Dispositivos de proteção, seccionamento e comando

6.3.1 Generalidades

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 6.3.1, se aplicam.

6.3.2 Prescrições comuns

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 6.3.2, se aplicam.

6.3.3 Dispositivos destinados a assegurar o seccionamento automático da alimentação visando proteção contra choques elétricos

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 6.3.3, se aplicam.

6.3.4 Dispositivos de proteção contra sobrecorrente

Os requisitos dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente da ABNT NBR 5410:2004, 6.3.4, devem ser substituídos pelos requisitos dados em 6.3.4.1 a 6.3.4.2.

ABNT NBR 16690:2019

6.3.4.1 Geral

Os fusíveis utilizados em arranjos fotovoltaicos devem atender aos seguintes requisitos:

- ser apropriados para uso em corrente contínua;
- ter tensão nominal igual ou superior à tensão máxima do arranjo fotovoltaico determinada em 6.1.3;
- ser capazes de interromper correntes de falta do arranjo fotovoltaico e quaisquer outras fontes de energia conectadas, como baterias, geradores e a rede elétrica, se presentes;
- oferecer proteção contra sobrecorrente e curto-circuito adequada para sistemas fotovoltaicos, em conformidade com a IEC 60269-6.

Quando fusíveis forem utilizados para proteção contra sobrecorrente, é recomendado o uso de chaves seccionadoras com fusíveis (unidades com porta fusível).

6.3.4.2 Porta-fusíveis

Os porta-fusíveis devem atender aos seguintes requisitos:

- ter tensão nominal igual ou superior à tensão máxima do arranjo fotovoltaico, determinada em 6.1.3;
- ter corrente nominal igual ou superior à do fusível correspondente;
- fornecer grau de proteção adequado para o local de instalação e não menor do que IP 2X, mesmo quando o fusível for removido.

6.3.5 Dispositivos de proteção contra surtos (DPS)

Os requisitos dos dispositivos de proteção contra surtos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 6.3.5, devem ser substituídos pelos requisitos apresentados nesta subseção.

Os DPS são incorporados em instalações elétricas para limitar sobretensões transitórias de origem atmosférica (transmitidas pelos sistemas de alimentação, sejam eles em corrente alternada, corrente contínua ou ambos), e surtos decorrentes de manobras.

Certas UCP possuem alguma forma de DPS embutido, porém, também podem ser necessários dispositivos externos. Nestes casos, a coordenação entre os dois DPS deve ser verificada com o fornecedor do equipamento.

Para proteger um equipamento específico, os DPS devem ser instalados tão perto quanto possível do equipamento a ser protegido.

Para a proteção no lado em corrente contínua, os DPS devem estar em conformidade com a EN 50539-11 ou a IEC 61643-31 e ser explicitamente classificados para uso no lado em corrente contínua de um sistema fotovoltaico. Se o sistema fotovoltaico estiver conectado a outras redes (como serviços de telecomunicações e de sinalização), um DPS específico deve ser utilizado para proteger o equipamento de tecnologia da informação.

Para a proteção de equipamento de tecnologia da informação, o DPS deve estar em conformidade com os requisitos da IEC 61643-22. Este DPS deve atender à IEC 61643-21.

6.3.6 Coordenação entre diferentes dispositivos de proteção

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 6.3.6, se aplicam.

6.3.7 Dispositivos de seccionamento e de comando

Os requisitos dos dispositivos de manobra especificados na ABNT NBR 5410:2004, 6.3.7, devem ser substituídos pelos requisitos apresentados em 6.3.7.1 a 6.3.7.5.

6.3.7.1 Generalidades

Os meios de manobra em arranjos fotovoltaicos devem ser providos, de acordo com a Tabela 6, para isolar o arranjo fotovoltaico da UCP e vice-versa e para permitir a realização segura de tarefas de manutenção e inspeção.

Os meios de manobra da UCP devem atender aos requisitos de um dispositivo interruptor-seccionador, exceto no caso de módulos fotovoltaicos c.a. ou de uma instalação com microinversores de acordo com 6.5.5.

Tabela 6 – Requisitos de meios de manobra em instalações de arranjos fotovoltaicos

Tensão do arranjo fotovoltaico	Circuito ou sub-circuito	Meios de manobra	Requisitos
DVC-A	Condutor da série fotovoltaica	Dispositivo seccionador	Recomendado ^a
	Condutor do subarranjo fotovoltaico	Dispositivo seccionador	Necessário
	Condutor do arranjo fotovoltaico	Dispositivo interruptor-seccionador	Necessário
DVC-B e DVC-C	Condutor da série fotovoltaica	Dispositivo seccionador ^a	Recomendado ^a
	Condutor do subarranjo fotovoltaico	Dispositivo seccionador ^a	Necessário
		Dispositivo interruptor-seccionador ^b	Recomendado
	Condutor do arranjo fotovoltaico	Dispositivo interruptor-seccionador	Necessário

^a Conector e soquete isolados (toque seguro) e fusível ejetável são exemplos de dispositivos seccionadores adequados.

^b Quando um dispositivo interruptor/seccionador for utilizado, este também pode ter a função de seccionamento, ou seja, apenas um dispositivo é requerido.

6.3.7.2 Dispositivos seccionadores e dispositivos interruptores-seccionadores

Todos os dispositivos de manobra devem atender aos seguintes requisitos:

- não possuir qualquer parte de metal exposta, tanto em estado ligado como desligado;
- apresentar corrente nominal igual ou superior a do respectivo dispositivo de proteção contra sobrecorrente, ou, na ausência de tal dispositivo, possuir corrente nominal igual ou superior à capacidade de corrente mínima requerida do circuito ao qual sejam conectados, de acordo com a Tabela 5.

ABNT NBR 16690:2019

Dispositivos interruptores-seccionadores devem atender às ABNT NBR IEC 60947-1 e ABNT NBR IEC 60947-3 e possuir mecanismos com operação manual independente.

Além disto, disjuntores e quaisquer outros dispositivos interruptores-seccionadores usados para a proteção e/ou meios de desconexão devem cumprir os seguintes requisitos:

- a) não serem sensíveis à polaridade (correntes de falta em um arranjo fotovoltaico podem fluir no sentido oposto ao de operação normal);
- b) serem dimensionados para seccionar plena carga e potenciais correntes de falta do arranjo fotovoltaico e quaisquer outras fontes de energia conectadas, como baterias, geradores e a rede elétrica, se presente;
- c) quando a proteção contra sobrecorrente for incorporada, devem ser dimensionados de acordo com 5.3.
- d) interromper todos os condutores energizados simultaneamente.

Dispositivos interruptores-seccionadores de arranjos fotovoltaicos devem interromper todos os condutores (incluindo condutores com aterramento funcional).

6.3.7.3 Dispositivo interruptor-seccionador da UCP

Exceto para módulos fotovoltaicos c.a. e instalações com microinversores de acordo com 6.5.6, deve ser possível isolar a UCP de todos os polos do arranjo fotovoltaico, de modo que a manutenção da UCP seja possível sem risco de choques elétricos.

Conectores de acordo com 6.2.8 podem ser utilizados entre os módulos fotovoltaicos e os microinversores que cumprem com 6.5.5, desde que exista um aviso anexado ao conector proibindo a desconexão do módulo fotovoltaico do microinversor sob carga.

Para substituição de UCP completas, um dos seguintes meios de manobra deve ser utilizado:

- a) um dispositivo interruptor-seccionador adjacente e fisicamente separado; ou
- b) um dispositivo interruptor-seccionador que esteja ligado mecanicamente à UCP e que permita que a UCP seja removida sem riscos elétricos; ou
- c) um dispositivo interruptor-seccionador localizado dentro da UCP, se a UCP incluir um meio de isolamento que opere apenas quando o dispositivo interruptor-seccionador estiver na posição aberta; ou seja, quando em manutenção, a UCP só pode ser aberta ou retirada se o dispositivo interruptor-seccionador estiver na posição aberta; ou
- d) um dispositivo interruptor-seccionador localizado dentro da UCP, se a UCP incluir um meio de isolamento que só pode ser operado com uma ferramenta e estiver marcada com um sinal de alerta facilmente visível ou texto indicando “Não desligar sob carga”.

Para reparo de UCP com a necessidade de substituição de componentes internos, o dispositivo interruptor-seccionador deve situar-se de tal forma que a manutenção da UCP (por exemplo, troca de um módulo inversor, troca de ventiladores, limpeza de filtros etc.) seja possível sem risco de perigos elétricos. Este dispositivo interruptor-seccionador pode estar no mesmo invólucro que a UCP.

6.3.7.4 Disjuntores

Os disjuntores utilizados para proteção de sobrecorrente em arranjos fotovoltaicos devem estar de acordo com os seguintes requisitos:

- a) atender à IEC 60898-2 ou à ABNT NBR IEC 60947-2;
- b) não podem ser sensíveis à polaridade;
- c) ser dimensionados para seccionar plena carga e potenciais correntes de falta do arranjo fotovoltaico e quaisquer outras fontes de energia conectadas, como baterias, geradores e a rede elétrica, se presente;
- d) ser dimensionados para sobrecorrente de acordo com 5.3.

6.3.7.5 Instalação

Disjuntores utilizados para proteção contra sobrecorrente também podem fornecer a função de interrupção.

Dispositivos com as características descritas em 6.3.7.2 podem ser utilizados como um meio de seccionamento.

Fusíveis utilizados para proteção contra sobrecorrente são mecanismos aceitáveis de seccionamento sem carga, desde que possuam elementos fusíveis removíveis, de preferência com um mecanismo de seccionamento (porta-fusíveis).

Os dispositivos de proteção contra sobrecorrente e/ou os meios de manobra devem estar localizados na extremidade do condutor que seja eletricamente mais afastada dos módulos fotovoltaicos.

NOTA 1 As correntes de falta em partes do arranjo fotovoltaico são originárias de outras partes do arranjo. Por exemplo, em um arranjo fotovoltaico composto por quatro séries fotovoltaicas, A, B, C, e D, se a série fotovoltaica A fosse submetida a uma sobrecorrente, esta não poderia se originar em A, já que uma série fotovoltaica é inerentemente limitada em corrente, mas seria a soma das correntes de B, C e D. O local mais eficaz para interromper a corrente de falta é no ponto em que as séries fotovoltaicas são unidas. Princípios semelhantes se aplicam a cabos de subarranjos fotovoltaicos.

Dispositivos incapazes de seccionar circuitos sob carga devem ser sinalizados com o texto “não abrir sob carga”.

NOTA 2 Um dispositivo interruptor-seccionador em corrente contínua adicional pode ser especificado para sistemas com longos condutores c.c. que atravessam edifícios. Esta opção é geralmente usada no ponto de entrada do condutor ao prédio.

Quando vários dispositivos de manobra forem necessários para isolar a UCP, todos eles devem ser dispositivos interruptores-seccionadores e devem:

- ser agrupados de forma que todos eles operem simultaneamente, ou
- ser agrupados em um local comum, com um sinal de alerta que indique a necessidade de isolar várias fontes para total isolação da UCP.

Quando requerido na Tabela 6, dispositivos de manobra devem ser instalados em todos os condutores energizados, onde um condutor energizado é aquele que não está diretamente ligado à terra, com exceção do dispositivo de desconexão do arranjo fotovoltaico, que deve operar em todos os condutores, incluindo os condutores com aterramento funcional.

ABNT NBR 16690:2019

Onde o seccionamento sob carga for uma exigência, esta funcionalidade deve estar em cada condutor e os dispositivos interruptores-seccionadores devem ser agrupados de modo que o seccionamento de todos os polos opere simultaneamente.

No caso dos arranjos fotovoltaicos com um aterramento direto, por razões funcionais, requisitos para dispositivos interruptores automáticos são especificados em 5.7.

6.4 Aterramento e equipotencialização

Existem as seguintes opções para aterramento ou equipotencialização de partes de um arranjo fotovoltaico:

- a) aterramento funcional de peças metálicas não energizadas (por exemplo, para permitir uma melhor detecção de correntes de fuga para a terra).
- b) aterramento para proteção contra descargas atmosféricas.
- c) barramento de equipotencialização, para evitar diferentes potenciais elétricos em uma instalação.
- d) aterramento funcional de um polo do arranjo fotovoltaico, chamado aterramento funcional do arranjo fotovoltaico (ver 6.4.6).

NOTA 1 Alguns tipos de módulos fotovoltaicos requerem aterramento para a operação adequada. Este aterramento é considerado apenas como aterramento funcional.

NOTA 2 Um condutor de aterramento pode executar uma ou mais destas funções em uma instalação. O Anexo B mostra os esquemas de aterramento de arranjos fotovoltaicos.

6.4.1 Aterramento

Aplicam-se os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 6.4.1, com os complementos apresentados em 6.4.1.1 a 6.4.1.3.

6.4.1.1 Eletrodo de aterramento

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 6.4.1.1, se aplicam.

6.4.1.2 Condutores de aterramento

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 6.4.1.2, se aplicam.

6.4.1.3 Eletrodo de aterramento separado

Se um eletrodo separado de aterramento for fornecido para o arranjo fotovoltaico, este eletrodo deve ser ligado ao terminal principal de aterramento da instalação elétrica por condutores de equipotencialização.

6.4.2 Equipotencialização

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 6.4.2, devem ser substituídos pelos requisitos desta subseção.

A equipotencialização das molduras metálicas do arranjo fotovoltaico deve ser feita de acordo com a árvore de decisão apresentada na Figura 10.

6.4.3 Condutores de proteção (PE)

Aplicam-se os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 6.4.3, com exceção de 6.4.3.4.

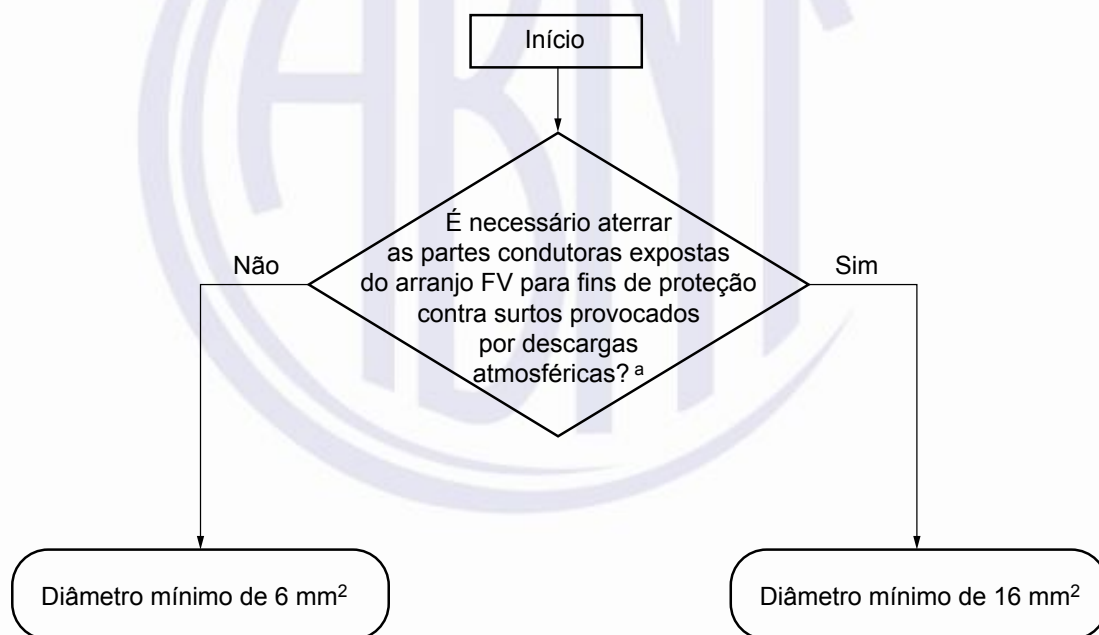
6.4.4 Condutores de equipotencialização

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 6.4.4, devem ser substituídos pelos requisitos desta subseção.

Condutores de equipotencialização do arranjo fotovoltaico devem ser localizados o mais próximo possível dos condutores positivo e negativo do arranjo fotovoltaico ou dos subarranjos fotovoltaicos (redução da área de laço entre condutores), para reduzir tensões induzidas devido a descargas atmosféricas.

O condutor utilizado para aterrar partes metálicas expostas do arranjo fotovoltaico deve ter uma seção mínima de 6 mm² de cobre ou equivalente.

Para algumas configurações de sistema, a seção mínima do condutor pode ser maior devido às exigências do sistema de proteção contra descargas atmosféricas, conforme a Figura 10.



^a Para responder a esta questão, as recomendações das ABNT NBR 5419-2 e ABNT NBR 5419-3 devem ser consultadas, ou deve-se consultar informações locais, como o número de dias de descarga atmosférica (raio) por ano ou outras características de relâmpagos. A avaliação deve incluir a posição relativa do arranjo fotovoltaico em relação a outros edifícios e estruturas capazes de proteger o arranjo fotovoltaico de descargas atmosféricas.

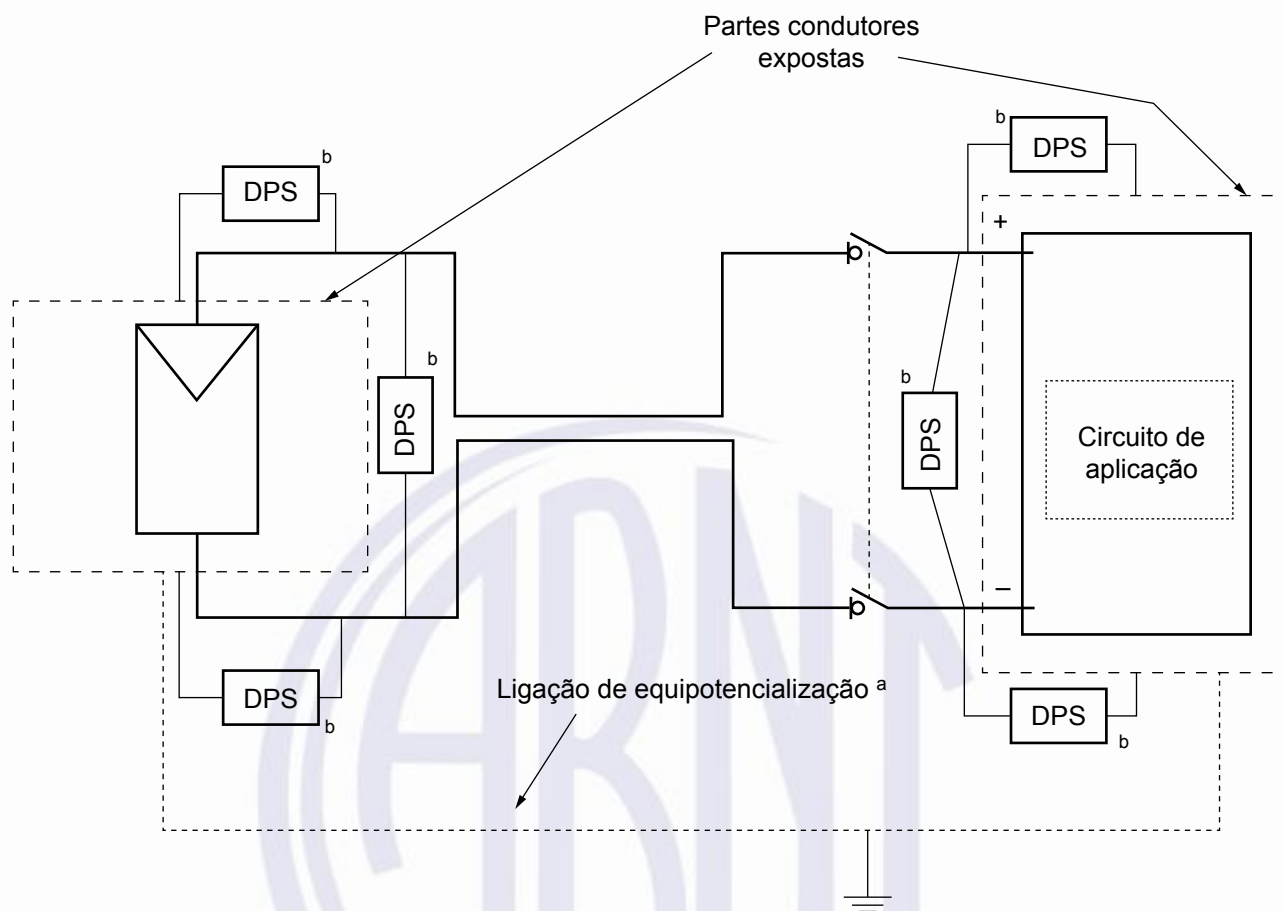
NOTA Para realizar aterramento em campo, ver a ABNT NBR 5419-3.

Figura 10 – Árvore de decisão para aterramento funcional/equipotencialização de partes condutoras expostas de arranjos fotovoltaicos

A Figura 11 mostra exemplos de requisitos de aterramento das partes condutoras expostas em um arranjo fotovoltaico.

Deve existir uma alta impedância entre todos os condutores energizados e os condutores de aterramento dos equipamentos.

ABNT NBR 16690:2019



- a Um barramento de equipotencialização entre o arranjo fotovoltaico e o circuito de aplicação é essencial na proteção de equipamentos elétricos contra sobretensões oriundas de descargas atmosféricas. O condutor do barramento de equipotencialização deve ser executado fisicamente o mais próximo quanto possível dos condutores energizados para reduzir laços nos condutores.
- b Dispositivos de proteção contra surtos devem ser selecionados e posicionados de acordo com 5.4 e 6.3.5.

Figura 11 – Aterramento de partes condutoras expostas em um arranjo fotovoltaico

6.4.5 Equipotencialização funcional

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2005, 6.4.5, não se aplicam.

6.4.6 Aterramento por razões funcionais

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, 6.4.6, devem ser substituídos pelos requisitos desta subseção.

Quando o arranjo fotovoltaico possuir aterramento funcional, a ligação de aterramento deve ser feita em um único ponto, que deve ser ligado ao barramento de equipotencialização mais próximo.

A ligação de aterramento funcional pode ser estabelecida dentro da UCP.

Em sistemas sem baterias, este ponto de conexão deve estar localizado entre o dispositivo de interrupção do arranjo fotovoltaico e a UCP e tão perto quanto possível da UCP. Quando o ponto de conexão estiver fora da UCP, um dispositivo DR apropriado para corrente contínua deve ser instalado entre o ponto de conexão e a UCP, o mais próximo possível do ponto de conexão do aterramento funcional.

Em sistemas contendo baterias, este ponto de conexão deve estar entre o controlador de carga e o dispositivo de proteção da bateria.

NOTA Recomenda-se que o aterramento funcional seja estabelecido na própria UCP.

Quando um aterramento funcional (uma ligação de aterramento direta ou por meio de uma impedância) for utilizado para conectar um dos condutores do cabo do arranjo fotovoltaico à terra, a capacidade mínima de corrente do condutor de aterramento funcional não pode ser:

- menor que a corrente nominal do dispositivo interruptor automático do aterramento funcional para um sistema com ligação direta à terra sem impedância (ver 5.7.2); ou
- inferior a *tensão máxima do arranjo fotovoltaico* / *R*, onde *R* é o valor da resistência utilizada em série com a ligação de aterramento funcional para um sistema que tem uma ligação de aterramento funcional por meio de uma impedância série.

No que diz respeito ao material e tipo, isolamento, identificação, instalação e conexões, os condutores de aterramento e a equipotencialização devem respeitar as disposições estabelecidas na ABNT NBR 5410.

NOTA Algumas tecnologias de módulos fotovoltaicos requerem um aterramento funcional no condutor principal positivo ou negativo do sistema. Este é um requisito funcional/operacional ou pode ser necessário para evitar a degradação das células. Recomenda-se que as instruções do fabricante sejam seguidas. Recomenda-se, também, que, sempre que possível, a ligação do aterramento funcional seja feita por meio de um resistor e não diretamente à terra. O valor recomendado do resistor é o mais alto valor de resistência admissível, conforme as instruções do fabricante.

6.4.7 Aterramento combinado

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2005, 6.4.7, não se aplicam.

6.5 Outros componentes

6.5.1 Módulos fotovoltaicos

6.5.1.1 Condições de operação e influências externas

Módulos fotovoltaicos de silício cristalino devem estar em conformidade com as IEC 61215-1, IEC 61215-2 e IEC 61215-1-1. Módulos fotovoltaicos de filmes finos devem estar em conformidade com as IEC 61215-1, IEC 61215-2, IEC 61215-1-2, IEC 61215-1-3 e IEC 61215-1-4. Sistemas com tensões acima de 50 Vcc devem incluir diodos de desvio.

Alguns módulos de filme fino não necessitam de diodos de desvio. As instruções do fabricante do módulo devem ser seguidas para garantir que diodos de desvio sejam utilizados quando necessário.

6.5.1.2 Classe de equipamentos

Módulos fotovoltaicos devem ser qualificados por classe, de acordo com as IEC 61730-1 e IEC 61730-2, e só devem ser utilizados em aplicações conforme suas classes.

Para aplicações integradas a edificações, os módulos fotovoltaicos devem ser classificados ao menos como Classe C de fogo, conforme a IEC 61730-2.

Para proteção contra choque elétrico:

ABNT NBR 16690:2019

- módulos fotovoltaicos de classe A, de acordo com a IEC 61730-1, devem ser utilizados quando as tensões do sistema excederem DVC-A;
- módulos fotovoltaicos de classe C, de acordo com a IEC 61730-1, podem ser utilizados em aplicações onde as tensões estão compreendidas no intervalo DVC-A;
- módulos fotovoltaicos de classe B não podem ser utilizados.

6.5.2 Arranjos fotovoltaicos e caixas de junção

6.5.2.1 Efeitos ambientais

O índice de proteção (IP) do equipamento deve ser adequado às condições ambientais. A classificação IP deve considerar as posições de montagem e orientação relevantes.

O arranjo fotovoltaico e as caixas de junções expostas ao tempo devem possuir índice de proteção IP55 para uso ao tempo no mínimo de acordo com a ABNT NBR IEC 60529, e devem ser resistentes à radiação UV.

6.5.2.2 Localização das caixas de junção do arranjo fotovoltaico e das séries fotovoltaicas

O arranjo fotovoltaico e as caixas de junção que contenham dispositivos contra sobrecorrente e/ou dispositivos de manobra devem ser instalados de forma a possibilitar a inspeção, manutenção ou reparos sem necessidade de desmontagem de peças estruturais, gabinetes, bancadas ou similares.

6.5.3 Diodos de desvio

Diodos de desvio podem ser utilizados para prevenir que módulos fotovoltaicos sejam polarizados reversamente e o conseqüente aparecimento de pontos quentes. Se forem utilizados diodos de desvio externos, que não estejam embutidos no encapsulamento do módulo fotovoltaico ou não façam parte da caixa de conexão dos módulos fotovoltaicos montadas em fábrica, estes devem cumprir os seguintes requisitos:

- ter tensão nominal de pelo menos $2 \times V_{OC\ MOD}$ do módulo fotovoltaico protegido;
- ter corrente nominal de pelo menos $1,4 \times I_{SC\ MOD}$;
- ser instalados de acordo com as recomendações do fabricante do módulo fotovoltaico;
- ser instalados de modo que as partes energizadas não fiquem expostas;
- ser protegidos da degradação devido a fatores ambientais.

6.5.4 Diodos de bloqueio

Diodos de bloqueio podem ser utilizados para evitar correntes reversas prejudiciais em setores do arranjo fotovoltaico, como é mostrado no Anexo C.

Diodos de bloqueio não podem ser utilizados como substitutos da proteção contra sobrecorrente, pois seu modo de falha é geralmente em um estado de curto-circuito.

NOTA Em sistemas que contêm baterias, recomenda-se que algum tipo de dispositivo seja utilizado para evitar a fuga de corrente reversa das baterias para o arranjo fotovoltaico durante a noite. Existem várias soluções para se obter este efeito, incluindo diodos de bloqueio.

Se forem utilizados, os diodos de bloqueio devem atender aos seguintes requisitos:

- a) ter tensão nominal de pelo menos 2 vezes a tensão máxima do arranjo fotovoltaico, determinada em 6.1.3;
- b) ter uma corrente nominal de pelo menos 1,4 vez a corrente de curto-circuito nas STC do circuito que se destinam, ou seja:
 - $1,4 \times I_{SC \text{ MOD}}$ para séries fotovoltaicas;
 - $1,4 \times I_{SC \text{ S-ARRANJO}}$ para subarranjos fotovoltaicos;
 - $1,4 \times I_{SC \text{ ARRANJO}}$ para arranjos fotovoltaicos;
- c) ser instalado de modo que nenhuma parte energizada esteja exposta;
- d) ser protegido da degradação decorrente de fatores ambientais.

Quando houver a possibilidade de uma elevada corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico devido a fenômenos de reflexão ou de sobreirradiação, o fator para o cálculo da corrente nominal deve ser maior do que 1,4. Por exemplo, no caso de neve, a corrente de curto-circuito é afetada pela temperatura ambiente, ângulo de inclinação e ângulo de azimute do módulo fotovoltaico, reflexo da neve, características geográficas e outros.

6.5.5 Instalação de microinversor

Quando o comprimento total do condutor entre a caixa de conexão do módulo fotovoltaico e o microinversor estiver limitado a 5 m, fica dispensada a utilização de dispositivos de manobra, incluindo o dispositivo interruptor-seccionador. O uso de um adaptador ou um cabo extensor por polo é permitido, desde que o comprimento total não exceda 5 m.

NOTA Adaptadores ou cabos extensores são utilizados onde os conectores do módulo fotovoltaico não são do mesmo tipo que os do microinversor. Estes adaptadores possuem conector compatível com o módulo em uma extremidade e com o inversor na outra.

7 Verificação final

Aplicam-se os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, Seção 7. Adicionalmente, os requisitos da ABNT NBR 16274 devem ser aplicados.

8 Manutenção

Aplicam-se os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, Seção 8. Adicionalmente, os requisitos da ABNT NBR 16274 devem ser aplicados.

9 Requisitos complementares para instalações ou locais específicos

Os requisitos especificados na ABNT NBR 5410:2004, Seção 9, não se aplicam.

ABNT NBR 16690:2019

10 Marcações e documentação

10.1 Marcação dos equipamentos

Todos os equipamentos elétricos devem ser marcados de acordo com os requisitos da ABNT NBR 16274. A marcação deve ser escrita na língua portuguesa ou com o uso de símbolos de advertência apropriados. Exemplos de marcações são apresentados no Anexo A.

10.2 Requisitos para sinalização

Toda a sinalização requerida nesta Seção deve:

- a) estar em conformidade com a ABNT NBR 16274;
- b) ser indelével;
- c) ser legível a partir de no mínimo 0,8 m, a não ser quando especificado de outra maneira (ver exemplos de sinais no Anexo A);
- d) ser construída e afixada de modo que permaneça legível durante a vida útil do equipamento a que está fixada ou a que se refere (inclusive a sinalização exposta ao tempo);
- e) ser compreensível para os operadores.

Exemplos de sinalização são apresentados no Anexo A.

10.3 Identificação de instalação fotovoltaica

Por razões de segurança dos vários operadores (manutenção, inspetores, operadores da rede pública de distribuição, serviços de emergência etc.), é essencial indicar a presença de uma instalação fotovoltaica em uma edificação.

Uma sinalização, como aquela apresentada na Figura A.2, deve ser fixada:

- no ponto de entrega da distribuidora de energia elétrica;
- no local de medição, se este for remoto em relação ao ponto de entrega da distribuidora de energia elétrica;
- em todas as caixas de passagem;
- no quadro de distribuição no qual o inversor está conectado;
- em todos os pontos de seccionamento de quaisquer fontes de alimentação.

10.4 Rotulagem das caixas de junção

Um sinal contendo o texto “SOLAR c.c.” deve ser fixado às caixas de junção, bem como etiquetas indicando “ENERGIZADO DURANTE O DIA” às caixas de junção e aos dispositivos interruptores-seccionadores.

Quando condutores de múltiplas séries fotovoltaicas ou múltiplos subarranjos fotovoltaicos entrarem em uma caixa de junção, estes devem ser identificados em pares, de modo que condutores positivos e negativos do mesmo circuito possam ser facilmente distinguidos dos outros pares.

10.5 Rotulagem de dispositivos interruptores-seccionadores

10.5.1 Geral

Dispositivos interruptores-seccionadores devem ser marcados com um nome ou número de identificação de acordo com o esquema de conexões do arranjo fotovoltaico.

Todos os dispositivos interruptores-seccionadores devem ter as posições LIGADO e DESLIGADO claramente indicadas.

10.5.2 Dispositivo interruptor-seccionador do arranjo fotovoltaico

O dispositivo interruptor-seccionador do arranjo fotovoltaico deve ser identificado por uma sinalização fixada em local de destaque e adjacente ao dispositivo interruptor-seccionador.

Quando vários dispositivos interruptores-seccionadores não associados, por exemplo, em uma UCP com múltiplas entradas, forem utilizados, alguma sinalização deve ser fornecida para avisar sobre as múltiplas fontes em corrente contínua e sobre a necessidade de abrir todos estes dispositivos para isolar de forma segura o equipamento.

10.6 Documentação

A documentação deve ser fornecida em conformidade com a ABNT NBR 16274.

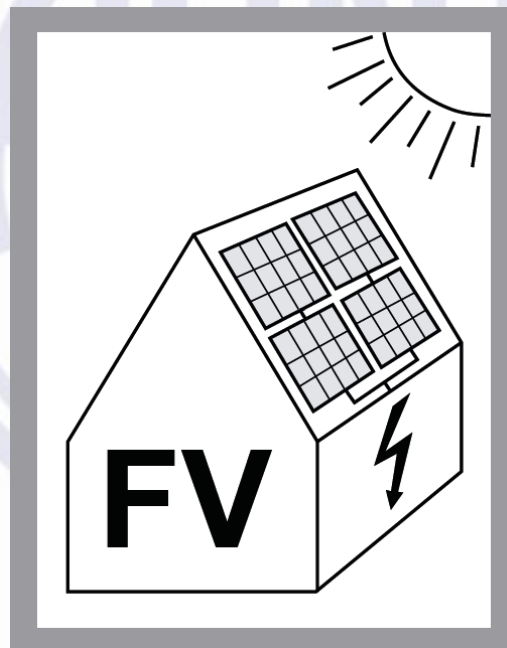
Anexo A (informativo)

Exemplos de sinalizações

Este Anexo fornece exemplos (ver Figuras A.1 e A.2) de sinalização apropriada de acordo com a Seção 10.



Figura A.1 – Exemplo de sinalização exigida em caixas de junção



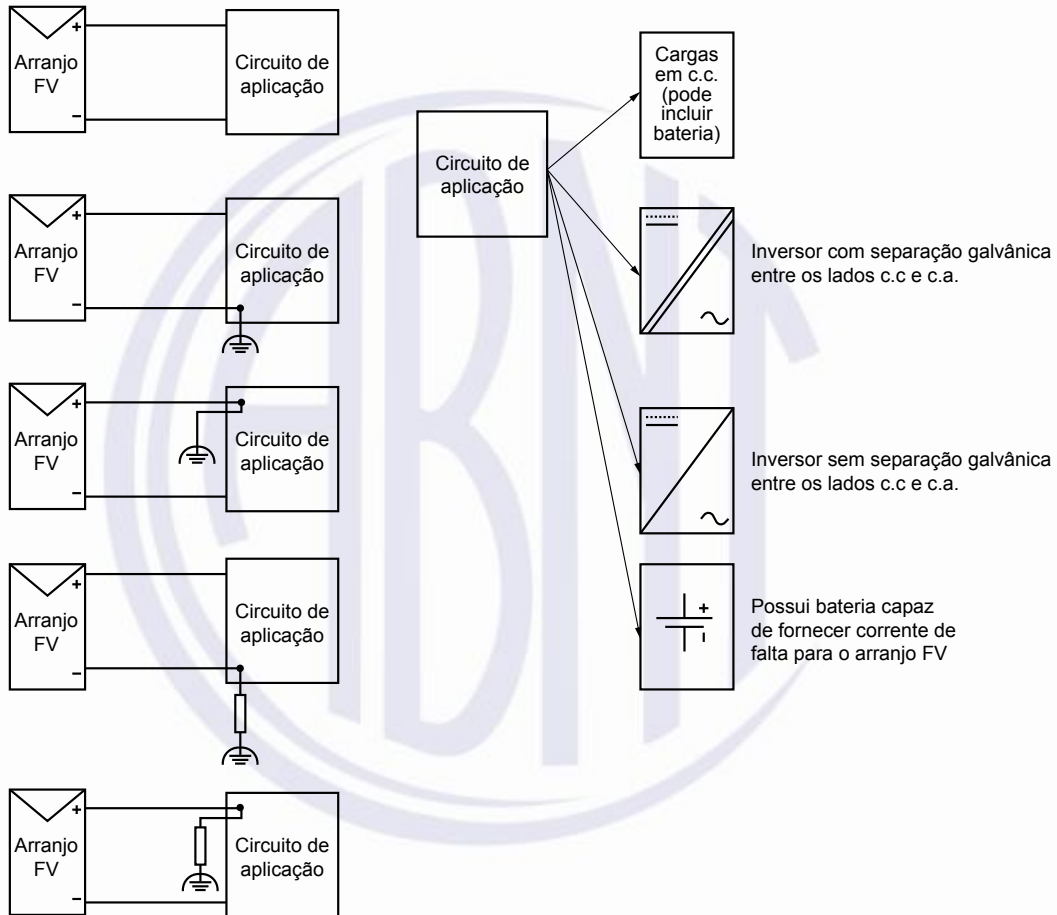
A sinalização deve estar de acordo com os requisitos locais.

Figura A.2 – Exemplo de sinalização para a identificação da existência de sistema fotovoltaico em uma edificação

Anexo B (informativo)

Exemplos de esquemas de aterramento funcional em arranjos fotovoltaicos

As Figuras B.1 e B.2 ilustram exemplos de esquemas de aterramento funcional em arranjos fotovoltaicos.



NOTA As ligações à terra mostradas nestes diagramas são todas conexões de aterramento funcional.

Figura B.1 – Esquemas de aterramento funcional do sistema fotovoltaico

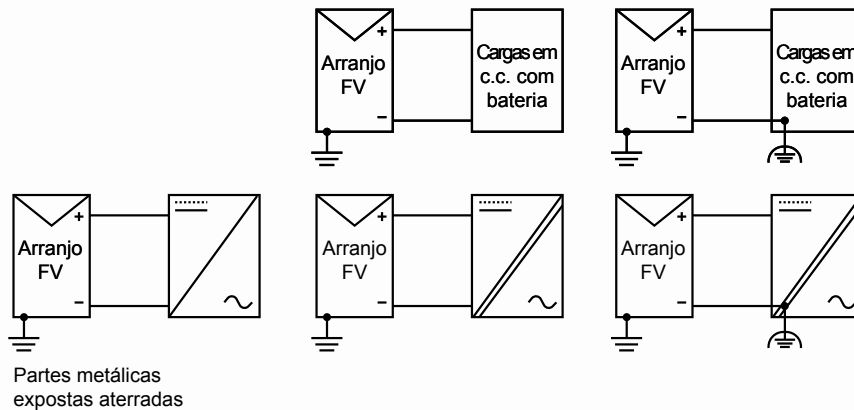


Figura B.2 – Exemplos de diferentes configurações de sistemas fotovoltaicos de uso comum

Anexo C **(informativo)**

Diodo de bloqueio

C.1 Introdução

Este Anexo descreve o uso de diodos de bloqueio para prevenir correntes reversas em um arranjo fotovoltaico.

C.2 Uso de diodos de bloqueio para evitar sobrecorrente/corrente de falta em arranjos fotovoltaicos

Um diodo de bloqueio é uma maneira eficaz de evitar corrente reversa em arranjos fotovoltaicos. A sobrecorrente/corrente de falta em arranjos fotovoltaicos é geralmente causada pela circulação de corrente a partir de um setor do arranjo fotovoltaico que funciona normalmente para um setor que contenha uma falta. A corrente de falta está no sentido reverso. Dado que diodos de bloqueio corretamente dimensionados e funcionando normalmente são utilizados no arranjo fotovoltaico, previnem-se as correntes reversas, e as correntes de falta são eliminadas ou significativamente reduzidas.

C.3 Exemplos do uso de diodo de bloqueio em situações de falta

C.3.1 Geral

Esta subseção mostra exemplos de como o uso de diodos de bloqueio podem prevenir ou significativamente reduzir correntes de falta em arranjos fotovoltaicos.

C.3.2 Curto-circuito em série fotovoltaica

Se um curto-circuito se desenvolver em uma série fotovoltaica sem diodos de bloqueio, como mostra a Figura C.1-a), uma corrente de falta circulará nos módulos fotovoltaicos em falta e uma corrente de falta no sentido reverso circulará em alguns dos módulos fotovoltaicos, sendo a fonte desta corrente reversa as outras séries fotovoltaicas em paralelo. A corrente de falta reversa pode ser interrompida por um dispositivo de proteção contra sobrecorrente quando esta corrente for maior que o valor nominal do dispositivo. Este pode não ser o caso em condições de baixa iluminação.

A mesma situação de falta, mas agora com diodos de bloqueio em cada uma das séries fotovoltaicas, é apresentada na Figura C.1-b). A corrente de falta que circula nos módulos fotovoltaicos que estiverem em falta não pode ser interrompida com os diodos de bloqueio, contudo a magnitude da corrente de falta pode ser significativamente reduzida com os diodos de bloqueio obstruindo a corrente reversa proveniente das outras séries fotovoltaicas, como mostra a Figura C.1-b). Esta funcionalidade para este tipo de falta é útil para todos os tipos de sistemas, estando o arranjo fotovoltaico aterrado ou não e possuindo o inversor separação galvânica ou não.

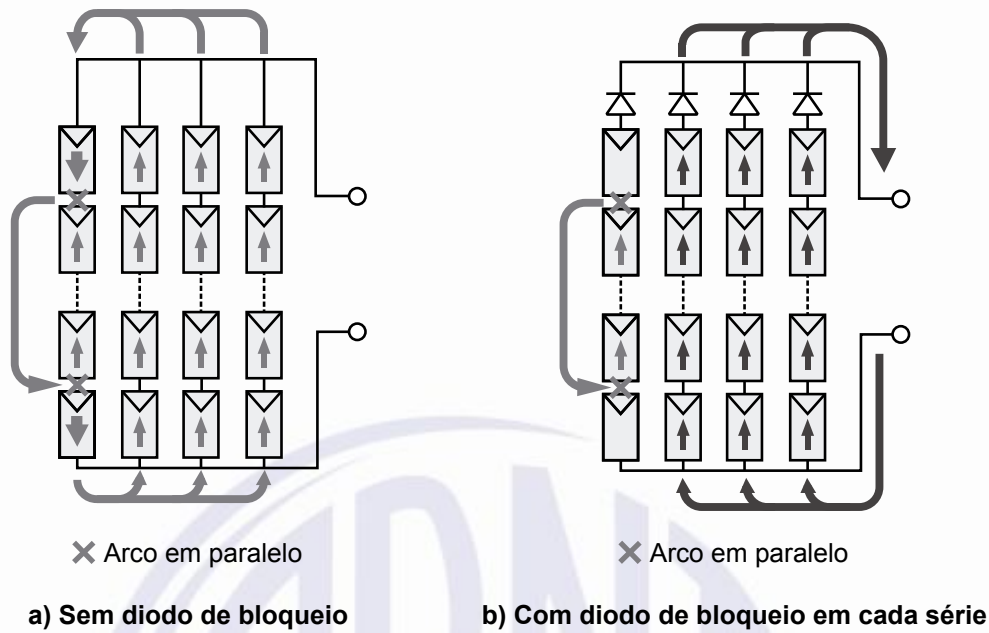


Figura C.1 – Efeito do diodo de bloqueio durante curto-circuito em uma série fotovoltaica

C.3.3 Falta à terra em série fotovoltaica de sistema com aterramento funcional

A Figura C.2 mostra os caminhos das correntes de falta quando uma falta à terra ocorre em uma série fotovoltaica de um arranjo fotovoltaico com o polo negativo aterrado. O pior caso de falta ocorre quando esta ocorre junto ao polo positivo (isto é, do lado mais longe do ponto de aterramento). Neste caso, os diodos de bloqueio precisam estar instalados no lado positivo das séries fotovoltaicas.

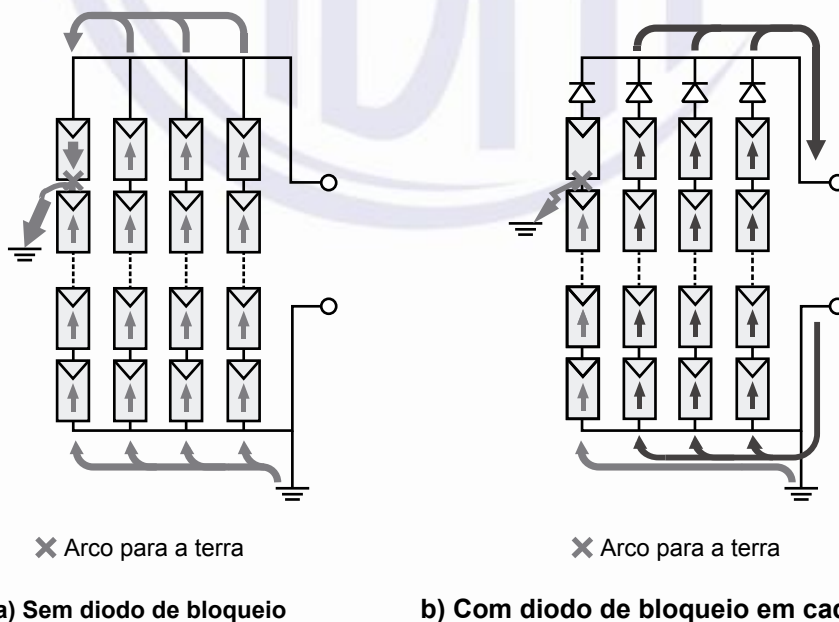


Figura C.2 – Efeito do diodo de bloqueio quando existe uma falta à terra em um sistema com aterramento no polo negativo

A Figura C.3 mostra os caminhos da corrente de falta quando uma falta à terra ocorre em uma série fotovoltaica de um arranjo fotovoltaico que possui aterramento funcional no polo positivo. O pior caso de falta é quando esta ocorre junto ao polo negativo (ou seja, no lado mais afastado do polo aterrado). Neste caso, os diodos de bloqueio necessitam ser instalados no polo negativo das séries fotovoltaicas.

ABNT NBR 16690:2019

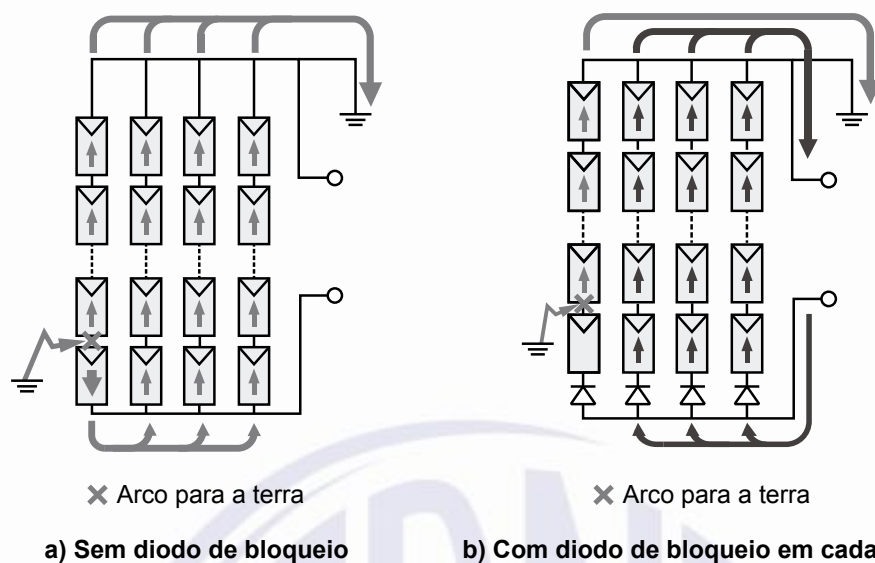


Figura C.3 – Efeito do diodo de bloqueio quando existe uma falta à terra em um sistema com aterramento no polo positivo

Nestes casos, as Figuras C.2 e C.3 mostram claramente a vantagem de se utilizar um diodo de bloqueio para eliminar a contribuição na corrente de falta das séries fotovoltaicas em paralelo no arranjo fotovoltaico.

C.4 Exemplos do uso de diodo de bloqueio em situações de sombreamento parcial

Quando houver diversas séries fotovoltaicas em paralelo e um ou mais módulos fotovoltaicos de apenas uma das séries fotovoltaicas for sombreado, as outras séries fotovoltaicas alimentarão a porção sombreada, podendo causar corrente reversa na série fotovoltaica sombreada. O dispositivo de proteção contra sobrecorrente, quando corretamente dimensionado, pode não atuar nesse caso devido à corrente reversa na série sombreada poder assumir valores pequenos, sendo, portanto, um problema relacionado mais com o desempenho do sistema do que com a segurança. Além disso, é possível que o dispositivo de proteção contra sobrecorrente da série fotovoltaica sombreada atue de forma desnecessária, devido apenas ao sombreamento parcial, o que não é desejável.

C.5 Especificação do diodo de bloqueio

Diodos de bloqueio devem cumprir os requisitos apresentados em 6.5.4.

C.6 Cálculo da dissipação de calor por diodos de bloqueio

Devido à queda de tensão em um diodo de bloqueio operando no modo de condução poder superar 1 V, é necessário considerar a dissipação de calor pelo diodo de bloqueio de modo a garantir confiabilidade.

Um dissipador de calor pode ser necessário para manter a temperatura de junção do diodo de bloqueio dentro de limites seguros. Para calcular a dissipação de calor, proceder conforme a seguir:

- calcular a corrente máxima, I_{MAX} , com base na corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico, $I_{SC\ MOD}$, nas STC:

$$I_{MAX} = 1,4 \times I_{SC\ MOD} \text{ (utilizar um fator maior em função das condições de operação)}$$

- obter a tensão direta do diodo de bloqueio, $V_{D\text{ OP}}$, operando com $I_{\text{MÁX}}$ a partir das características de operação do diodo (conforme informações do fabricante);
- calcular potência dissipada, P_{CAL}

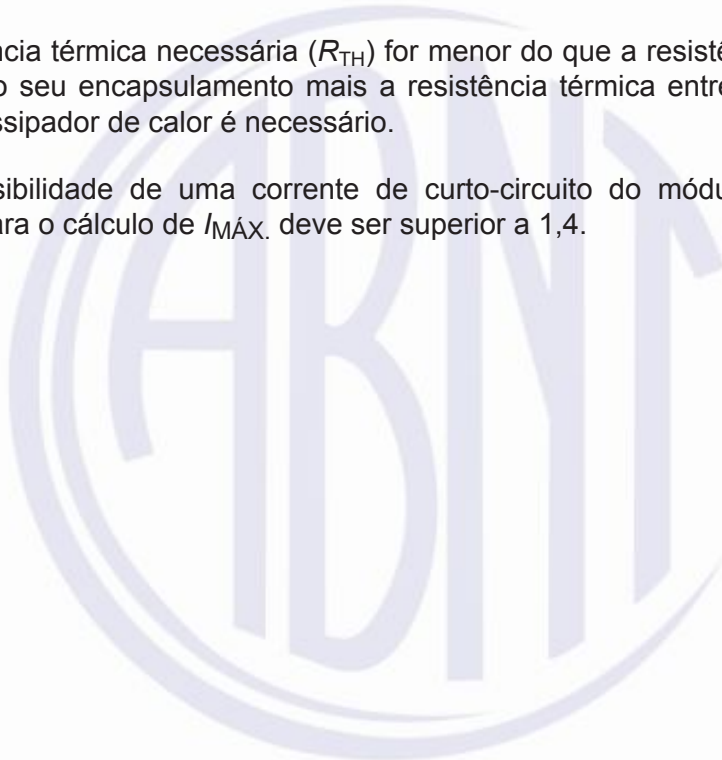
$$P_{\text{CAL}} = V_{D\text{ OP}} \times I_{\text{MÁX}}$$

- calcular a resistência térmica, R_{TH} , de maneira que a temperatura de junção, T_{J} , do diodo de bloqueio não exceda o limite estabelecido pelo fabricante, levando em consideração a temperatura ambiente máxima, $T_{\text{AMB MÁX}}$.

$$R_{\text{TH}} = (T_{\text{J}} - T_{\text{AMB MÁX}}) / P_{\text{CAL}}$$

- se a resistência térmica necessária (R_{TH}) for menor do que a resistência térmica entre a junção do diodo e o seu encapsulamento mais a resistência térmica entre o encapsulamento e o ar, então um dissipador de calor é necessário.

Quando há possibilidade de uma corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico aumentada, o multiplicador para o cálculo de $I_{\text{MÁX}}$ deve ser superior a 1,4.



Anexo D (informativo)

Detecção e interrupção de arcos elétricos em arranjos fotovoltaicos

Ao contrário de produtos elétricos convencionais, os módulos fotovoltaicos e o seu cabeamento não possuem um encapsulamento para conter arcos elétricos e incêndios resultantes de falhas de componentes ou do sistema. Muitos sistemas fotovoltaicos operam com tensões em corrente contínua capazes de sustentar arcos elétricos em corrente contínua.

Existem três categorias principais de arcos elétricos em sistemas fotovoltaicos (ver a Figura D.1), conforme a seguir:

- a) arcos em série, que podem resultar de uma conexão defeituosa ou de uma interrupção no cabeamento;
- b) arcos em paralelo, que podem ser resultado de um curto-circuito parcial entre cabos adjacentes com diferentes potenciais elétricos;
- c) arcos para a terra, que resultam de uma falha de isolamento.

Se um arco elétrico se desenvolver devido a uma falha em um arranjo fotovoltaico, isto pode resultar em dano significativo para o arranjo fotovoltaico e, também, para o cabeamento e estruturas adjacentes. O caso mais grave de arco elétrico é, provavelmente, o arco em paralelo devido à quantidade de energia disponível para alimentá-lo, especialmente quando ocorre entre os cabos do arranjo fotovoltaico.

Esta Norma exige isolamento duplo em cabos utilizados no arranjo fotovoltaico e, devido a esse duplo isolamento, arcos em paralelos são pouco prováveis de ocorrer, a menos que resultem de um dano significativo causado ao isolamento do condutor provocado por fogo ou lesão mecânica grave. O tipo de arco elétrico mais provável de ocorrer em um sistema fotovoltaico é o arco em série. Isto ocorre porque os sistemas fotovoltaicos tipicamente possuem um número muito grande de ligações série. Arcos em série geralmente são interrompidos rapidamente interrompendo a carga do arranjo fotovoltaico. No caso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, isto pode ser realizado facilmente desligando o inversor do sistema. Arcos em paralelo são mais difíceis de serem extintos, mas também são menos prováveis de ocorrer.

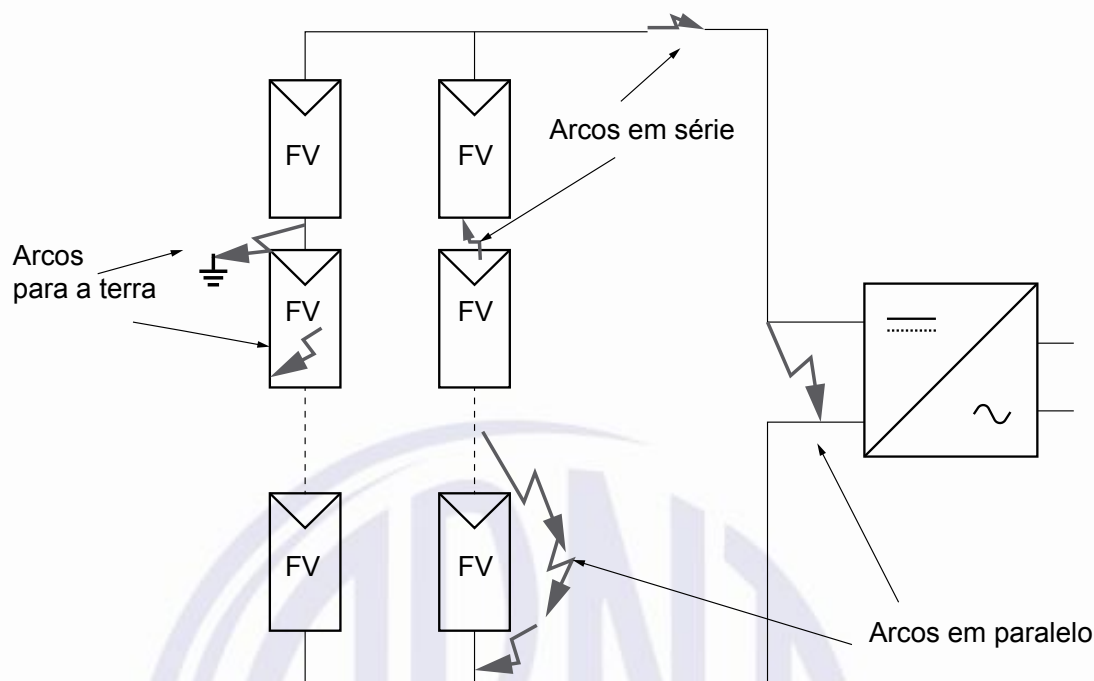


Figura D.1 – Exemplos de tipos de arcos elétricos em arranjos fotovoltaicos

Se um arco em série não for extinto rapidamente, ele pode propagar e envolver condutores adjacentes e produzir arcos em paralelo. É desejável, portanto, ter um método rápido de detecção e interrupção de arcos elétricos em sistemas fotovoltaicos. Uma nova norma foi desenvolvida pela *Underwriters Laboratories – UL1699B: Photovoltaic (PV) DC Arc-Fault Circuit Protection* – e os fabricantes estão em processo de desenvolvimento de dispositivos para atendê-la. A finalidade de um dispositivo de proteção contra falta com arco elétrico é descobrir e discriminar de forma correta arcos elétricos em arranjos fotovoltaicos e tomar as medidas necessárias para interrompê-lo.

É proposto que, assim que dispositivos confiáveis de proteção contra arcos elétricos estejam disponíveis comercialmente, esta Norma seja alterada para incluir os requisitos de seu uso em diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos.

Anexo E (informativo)

Limites das classes de tensão decisiva (DVC – *decisive voltage classification*)

Os limites de tensão para cada nível DVC são apresentados na Tabela E.1.

Tabela E.1 – Resumo dos limites das classes de tensão decisivas

Classificação da tensão decisiva DVC	Limites da tensão de trabalho (V)		
	Tensão c.a. (r.m.s) U_{ACL}	Tensão c.a. (pico) U_{ACPL}	Tensão c.c. (médio) U_{UCL}
A ^a	≤ 25 (16) ^b	$\leq 35,4$ (22,6) ^b	≤ 60 (35) ^b
B	> 25 e ≤ 50 (> 16 e ≤ 33) ^b	$> 35,4$ e ≤ 71 ($> 22,6$ e $\leq 46,7$) ^b	> 60 e ≤ 120 (> 35 e ≤ 70) ^b
C	> 50 (> 33) ^b	> 71 ($> 46,7$) ^b	> 120 (> 70) ^b
<p>^a É permitido que circuitos DVC-A apresentem tensões até os limites de DVC-B em condições de falta por um tempo máximo de 0,2 s.</p> <p>^b Os valores entre parênteses devem ser utilizados com cabeamento e componentes instalados em condições de umidade.</p>			

NOTA Esta Tabela E.1 é utilizada como um guia para a classificação DVC, para mais informações, ver a IEC 62109-1.

Bibliografia

- [1] ABNT NBR 10899, *Energia solar fotovoltaica – Terminologia*
- [2] IEC 60050-151, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 151: Electrical and magnetic devices*
- [3] IEC 60050-195, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 195: Earthing and protection against electric shock*
- [4] IEC 60050-442, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 442: Electrical accessories*
- [5] IEC 60050-461, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 461: Electric cables*
- [6] IEC 60050-811, *International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 811: Electric traction*
- [7] IEC 60050-826, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 826: Electrical installations*
- [8] IEC 60364-5-53, *Electrical installations of buildings – Part 5-53: Selection and erection of electrical equipment – Isolation, switching and control*
- [9] IEC 60898-1, *Electrical accessories – Circuit-breakers for overcurrent protection for household and similar installations – Part 1: Circuit-breakers for A.C. operation*
- [10] IEC 60904-2, *Photovoltaic devices – Part 2: Requirements for photovoltaic reference devices*
- [11] IEC 61008-1, *Residual current operated circuit-breakers without integral overcurrent protection for household and similar uses (RCCBs) – Part 1: General rules*
- [12] IEC 61829, *Photovoltaic (PV) array – On-site measurement of current-voltage characteristics*
- [13] IEC/TS 61836, *Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols*
- [14] IEC 62246-1, *Reed switches – Part 1: Generic specification*
- [15] UL 4703, *Photovoltaic wire*
- [16] VDE-AR-E 2283-4, *Requirements for cables for PV systems*