

Edição 1 | 2022

APOSTILA INTRODUTÓRIA

Proteção Contra Descargas
Atmosféricas em Sistemas
Fotovoltaicos
(SFV)



 **Termotécnica**
Para-raios

 **DEHN**

Guia orientativo sobre proteção contra descargas atmosféricas em sistemas fotovoltaicos

Todas as informações deste guia são fundamentadas nas recomendações da ABNT NBR 5419/2015, ABNT NBR 16690/2019, IEC TR 63227/2020, DEHN - *Lightning Protection Guide 3rd edition 2014*.



Edição e Coordenação

Nikolas Lemos Bahia de Oliveira

Revisão Técnica

Carlos Alberto Lemos de Moraes

Normando Virgílio Borges Alves

Sergio Roberto Santos

Luciana Flávia Silva de Matos

Luan Marcelino da Costa

Projeto Gráfico e Diagramação

Lorryne Cristina de Souza Batista

Direção de Arte

Lorryne Cristina de Souza Batista

SUMÁRIO

1. Introdução	4
2. Contexto	4
2.1 Danos por raios no SFV	4
2.2 Cálculo do tempo médio de danos em usinas	5
2.3 Gerenciamento de risco	7
2.3.1 Nível de proteção	8
3. Conceitos básicos da proteção	8
3.1 Surtos elétricos	9
3.1.1 Surtos conduzidos	9
3.1.2 Surtos induzidos	10
3.2 Medidas de proteção contra surtos (MPS)	10
3.2.1 Blindagens	10
3.2.2 Ligações equipotenciais	11
3.2.3 Ligações equipotenciais diretas	11
3.2.4 Ligações equipotenciais indiretas	12
3.2.5 Dispositivos de proteção contra surtos (DPS)	12
3.2.5.1 Posicionamento de DPS	13
3.3 Roteamento de condutores	14
3.4 Captação de raios	14
3.4.1 Esfera rolante	15
3.4.2 Ângulo de proteção	15
3.5 Distância de segurança / Isolação elétrica	16
3.6 Distâncias de sombreamento	18
3.7 Materiais permitidos no sistema	19
3.7.1 Captação e descidas	19
3.2.1 Aterramento do SPDA	20
4. SFV sobre telhados	21
4.1 Quando o G.R. não exigir SPDA	21
4.2 Quando o SPDA respeitar a distância 'S'	22
4.3 Quando o SPDA não respeitar a distância 'S'	23
4.4 SFV sobre telhado metálico	24
5. Usinas fotovoltaicas de solo	24
5.1 Quando o G.R. não exigir SPDA	25
5.2 Quando o SPDA respeitar a distância 'S'	26
5.3 Quando o SPDA não respeitar a distância 'S'	27
5.4 Usinas com inversores <i>string</i> descentralizados	29
6. Considerações finais	30

1. INTRODUÇÃO

Este trabalho tem como objetivo levar aos projetistas, engenheiros e outros interessados nesse tema, orientações técnicas e práticas sobre a implantação de Sistemas de Proteção Contra Descargas Atmosféricas (SPDA) e Medidas de Proteção contra Surtos (MPS) em sistemas de geração fotovoltaica (SFV). Neste texto, é utilizada linguagem acessível para facilitar o entendimento de profissionais que estejam iniciando no tema.

As orientações aqui contidas foram embasadas, principalmente, no documento técnico IEC TR 63227/2020, visto que as normas

técnicas NBR 5419/2015 e NBR 16690/2019 não apresentam informações e detalhes suficientes para uma completa proteção. Caso o leitor deseje aprofundar o conhecimento na Proteção contra Descargas Atmosféricas (PDA) para SFV, recomendamos o estudo de ambas as normas e também a participação em cursos de capacitação específicos sobre o assunto.

Neste documento, chamaremos as usinas fotovoltaicas posicionadas no topo de edificações de 'usinas de topo' e as usinas fotovoltaicas posicionadas no solo de 'usinas de solo'.

2. CONTEXTO

Com a alta demanda energética dos consumidores modernos, gerar energia de forma sustentável tornou-se um grande desafio. Dentre as opções existentes, a geração fotovoltaica é talvez a mais democrática, já que ela é acessível a amplos setores da sociedade.

Embora seja bastante simples, este sistema é altamente sensível aos efeitos provocados

pelos raios e, por isso, a sua proteção deve ser contemplada nos projetos de SFV. Especialmente, para projetos no Brasil, que é o país com maior incidência de descargas atmosféricas no mundo, segundo o INPE.

Proteger o SFV de raios é proteger o investimento no longo prazo, permitindo o melhor *payback* da usina e sua lucratividade.

2.1 DANOS POR RAIOS NO SFV

Quando ocorre o impacto direto do raio nos componentes do SFV ou seus condutores de alimentação, temos a condição mais agressiva e prejudicial ao conjunto, já que parcelas ou toda sua corrente será conduzida por ali.

Nestas situações, é possível que ocorram danos como: incêndios parciais ou completos nas usinas, perda no isolamento dos condutores, danos físicos nos módulos ou queima de equipamentos.

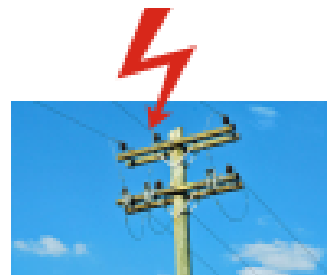


Figura 1 - À esquerda, demonstração do impacto direto do raio no sistema e a direita, demonstração do impacto direto do raio em condutor de alimentação. Fonte: Autor/2021.

Para evitá-los, é preciso instalar um SPDA e adotar as MPS. Esta fonte de danos, porém, não é a mais comum, visto que a probabilidade de ocorrer um impacto direto de raio em uma usina fotovoltaica pode ser relativamente baixa. A fonte mais comum é a que chamamos de indireta.

Ela ocorre quando uma descarga atmosférica atinge o solo ou outras estruturas em até 2 km de distância da usina ou dos seus condutores de alimentação. Seu campo eletromagnético é capaz de induzir surtos de corrente com valor suficiente para causar danos aos equipamentos.



Figura 2 - À esquerda, demonstração do impacto indireto do raio no sistema e a direita, demonstração do impacto indireto do raio em condutor de alimentação. Fonte: Autor/2021.

Devido à natureza destes surtos e a grande distribuição do campo eletromagnético pelas estruturas metálicas próximas, a pior consequência que podemos esperar nesta condição é a queima de equipamentos.

Mesmo resultando em danos menos severos, a frequência de ocorrência de raios próximos às usinas é muito superior à frequência dos impactos diretos.

A proteção contra este efeito é dada por meio da adoção de Medidas de Proteção contra Surtos (MPS).

2.2 CÁLCULO DO TEMPO MÉDIO DE DANOS EM USINAS

Uma das melhores maneiras de saber o quão exposto está o investimento em um sistema fotovoltaico é calcular quanto tempo, em média, leva para a ocorrer um impacto direto ou indireto de raio, no sistema.

Para isto, o primeiro passo é conhecer o índice N_G da região da usina. Este valor corresponde à densidade de descargas atmosféricas para a terra em determinada região, por quilômetro quadrado, e pode ser consultado no anexo F da parte 2 da NBR 5419.

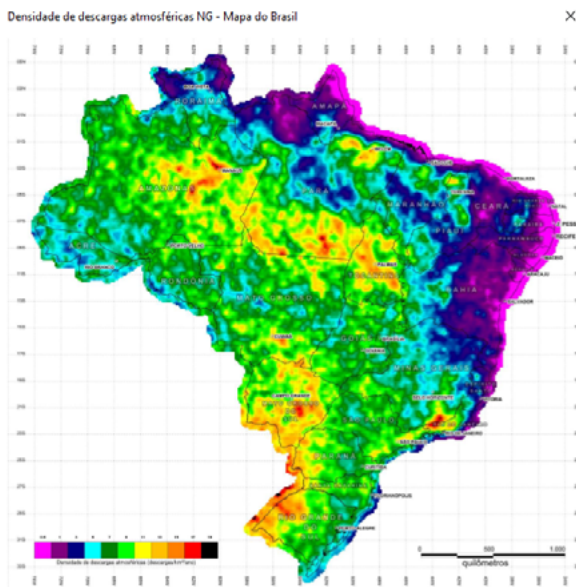


Figura 3 - Mapa de densidade de descargas atmosféricas no Brasil. Fonte: ABNT NBR 5419-2:2015.

Conhecendo o N_G podemos calcular o tempo estimado para que uma descarga atmosférica atinja diretamente um SFV, por meio da fórmula a seguir:

$$T_D = \frac{1}{N_G * A_D}$$

Onde:

T_D é o tempo estimado, em anos, para o impacto direto do raio no sistema.

N_G é a densidade de descargas atmosféricas para a terra, em raios/(km².ano).

A_D é a área de exposição equivalente, em km².

A área de exposição equivalente da edificação ou usina (A_D) é calculada de forma diferente da área convencional, já que leva em consideração outros fatores além de comprimento e largura.

Por exemplo, consultando a figura 4, temos que para uma estrutura retangular simples, a fórmula de A_D será:

$$L * W + 2(3 * H) * (L + W) + \pi(3 * H)^2$$

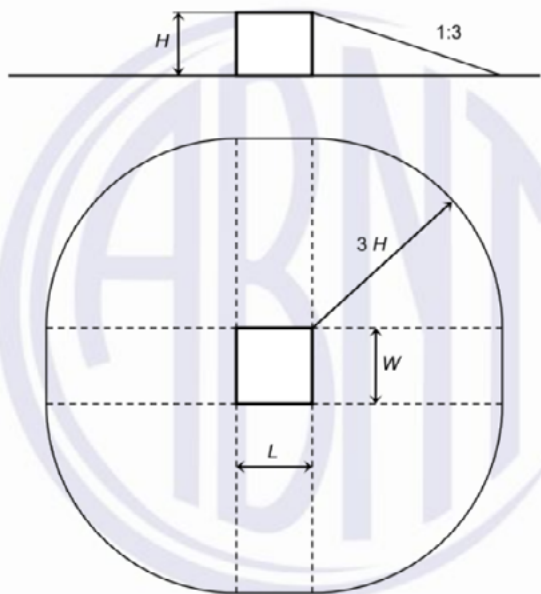


Figura 4 - Área de exposição equivalente A_D de uma estrutura retangular.
Fonte: NBR 5419-2:2015.

Onde:

L é a largura da edificação/usina, em m.
W é o comprimento da edificação/usina, em m.
H é a altura da edificação/usina, em m.

Outras configurações, especialmente para usinas no topo de edificações complexas, devem ser calculadas conforme o Anexo A, item A.2 da NBR 5419-2:2015.

Suponha, por exemplo, que seja necessário calcular a área de exposição equivalente de uma usina de 100 m x 100 m com os painéis alcançando altura máxima de 3 m.

A equação ficaria da seguinte forma:

$$100 * 100 + 2(3 * 3) * (100 + 100) + \pi(3 * 3)^2$$

$$A_D = 13.854,46 \text{ m}^2 \text{ ou } 0,01385 \text{ km}^2$$

Considerando que esta usina seja construída em local com o índice N_G igual a média nacional, de 9 raios por km^2/ano , a equação ficará da seguinte maneira:

$$T_D = \frac{1}{9 * 0,01385} \approx 8 \text{ anos}$$

Ou seja, possivelmente, uma descarga atmosférica atingirá esta usina de forma direta, em até 8 anos. Vale lembrar, que este cálculo é com base em dados estatísticos e, portanto, este período pode variar para mais ou para menos.

Também é possível estimar quanto tempo levará para que ocorra uma descarga próxima ao sistema (indireta). Para isto, é preciso utilizar uma outra equação, que é bem parecida com a primeira:

$$T_I = \frac{1}{N_G * A_M}$$

Onde:

T_I é o tempo estimado, em anos, para o impacto indireto do raio no sistema.

N_G é a densidade de descargas atmosféricas para a terra, em raios/ $(\text{km}^2.\text{ano})$.

A_M é a área de exposição equivalente para descargas próximas a estrutura/edificação, em km^2 .

A área de exposição equivalente para descargas próximas a edificação ou usina (A_M) é calculada de forma diferente da área convencional e da área de exposição A_D . De forma bem simplificada, ela estende o perímetro da estrutura em 500 m.

Sua equação é:

$$2 * 500(L + W) + \pi * 500^2$$

Onde:

L é a largura da edificação/usina, em m.

W é o comprimento da edificação/usina, em m.

Para as medidas informadas no exemplo anterior, o valor de A_M será:

$$2 * 500(100 + 100) + \pi * 500^2$$
$$A_M = 985.398,16 \text{ m}^2 \text{ ou } 0,98539 \text{ km}^2$$

Usando este resultado na equação do tempo médio para o impacto do raio, considerando o mesmo valor N_G do exemplo anterior, teremos o seguinte cálculo:

$$T_I = \frac{1}{9 * 0,98539} \simeq 0,112 \text{ ano}$$

Note que este valor é inferior a 1. Em menos de um ano poderá ocorrer uma descarga atmosférica próxima ao SFV com capacidade de causar danos. Para transformar esse número em meses, basta multiplicá-lo por 12.

$$T_I = \frac{1}{9 * 0,98539} \simeq 0,112 \text{ ano}$$

Se não forem adotadas medidas de proteção contra os efeitos indiretos do raio, poderemos ter danos no SFV em menos de 2 meses de operação.

Embora estas equações sirvam de referência para justificar o investimento da proteção contra raios no SFV, não é somente pela análise delas que a decisão deverá ser tomada.

O gerenciamento de risco, conforme recomenda a norma ABNT NBR 5419-2:2015 e/ou as informações contidas na IEC TR 63227:2020, são fundamentais para a definição da obrigatoriedade (ou não) da instalação da PDA.

2.3 GERENCIAMENTO DE RISCO

O gerenciamento de risco é uma série de cálculos, definidos pela parte 2 da NBR 5419:2015, com base em dados estatísticos, que define a necessidade de instalação de um SPDA e das MPS. É levado em consideração a probabilidade de perda (salvo em situações de recomendações de obrigatoriedade de instalação) e as condições de instalação do sistema.

A área da edificação, a localização, o número de raios da região, a finalidade da construção e o número de ocupantes são alguns dos parâmetros analisados. Pela NBR 5419-2:2015, existem quatro tipos possíveis de perda:

R1 - Perda da vida humana: risco de um dano permanente ou morte de ocupantes da edificação.

R2 - Perda de serviços ao público: risco de um raio causar o não fornecimento de serviços essenciais para a sociedade, como energia elétrica, telefonia, saneamento, etc.

R3 - Perda de patrimônios culturais: risco de um raio causar um dano irreparável a um patrimônio histórico.

R4 - Perda de valores econômicos: risco de um raio causar um incêndio em infraestrutura ou a queima de equipamentos eletroeletrônicos.

Todos os riscos, quando aplicáveis, devem ser calculados. Para projetos convencionais de SPDA, R1 deve ser, obrigatoriamente, calculado. R2 e R3 dependem das particularidades da edificação e R4 é uma decisão que deve partir do cliente, pois está diretamente relacionada a investir na proteção ou arcar com os prejuízos.

Para sistemas fotovoltaicos, é recomendado que também seja adotada a postura de considerar o R4 como risco obrigatório de cálculo. Como o cálculo de R1 é focado apenas na proteção das pessoas e o objetivo do cliente fotovoltaico é, normalmente, o *payback* do seu investimento (que cabe, exclusivamente, ao cálculo de R4), realizar um gerenciamento de risco considerando apenas R1 pode proporcionar a falsa ideia de que o sistema não requer proteção adicional contra os danos causados por raios. Ao final do gerenciamento de risco, caso seja exigido o SPDA, deve ser analisado o seu nível de proteção.

2.3.1 Nível de proteção

Os níveis de proteção são classificações baseadas em informações científicas sobre os raios e servem de referência para o dimensionamento do sistema (SPDA e MPS).

Esses níveis variam de I a IV e definem quais os valores máximo e mínimo esperados para a corrente do raio, sendo o nível I o mais rigoroso.

A eficiência dos níveis de proteção está relacionada à corrente máxima esperada, ou seja, considerando todos os raios já registrados até hoje, a porcentagem que seria suportada pelo sistema, sem causar qualquer tipo de

dano severo. É com base nos níveis de proteção que podemos definir os ângulos dos captores, distâncias entre condutores de descida, necessidade de eletrodos de aterramento adicionais, especificações de Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS) e etc.

Para usinas fotovoltaicas de solo, a IEC TR 63227:2020 recomenda que, no mínimo, seja adotada uma proteção contra raios de nível III, mesmo que o gerenciamento de risco aponte para valores inferiores ou dispense qualquer proteção.

Nível de Proteção	I	II	III	IV
Corrente máxima esperada	200 kA	150 kA	100 kA	100 kA
Corrente mínima esperada	3 kA	5 kA	10 kA	16 kA
Eficiência	98%	95%	86%	80%

Tabela 1 - Limitações das correntes do raio em acordo com os níveis de proteção. Fonte: ABNT NBR 5419-1:2015.

3. CONCEITOS BÁSICOS DA PROTEÇÃO

Antes de saber como dimensionar um sistema de proteção contra descargas atmosféricas para usinas fotovoltaicas é preciso conhecer alguns conceitos importantes e comuns a todos os tipos de SFV e métodos de proteção.

O entendimento das características dos surtos elétricos e as particularidades que devem ser observadas para a proteção em sistemas fotovoltaicos são fundamentais para reduzir a níveis toleráveis os danos causados pelos raios.



Figura 5 - Dano típico do impacto direto do raio no sistema fotovoltaico (SFV).

Fonte: IFFMAG/2022.

3.1 SURTOS ELÉTRICOS

Surtos elétricos ou sobretensões transitórias são distúrbios ou perturbações na onda senoidal da rede, que resultam em rápidos e agudos aumentos na tensão. Essas variações na rede podem ser causadas por:

- Partida e parada de motores elétricos.
- Apagões e chaveamentos.
- Descargas atmosféricas.

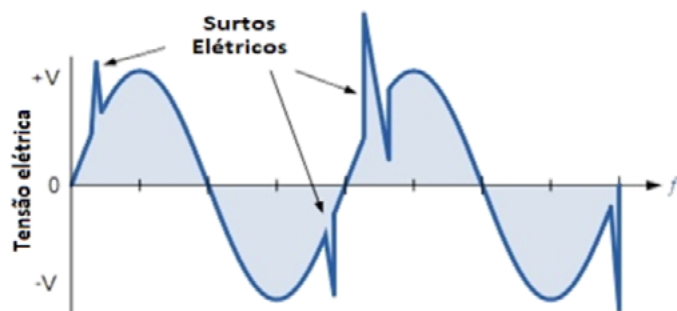


Figura 6 - Demonstração da variação na onda senoidal provocada pelos surtos elétricos.

Fonte: Autor/2021.

O último fator, embora menos frequente, tende a ser o responsável pelos maiores danos causados nos componentes elétricos e eletrônicos.

Entretanto, é importante ressaltar que nem sempre o surto elétrico causará a queima imediata de um equipamento, mas reduzirá sua expectativa de vida (durabilidade).

Além disto, as descargas elétricas também não apresentam formas regulares de onda, mas estas podem ser aproximadas para avaliação de ensaios e definições.

Inclusive, é com base nestas aproximações de onda, por exemplo, que são ensaiados os dispositivos de proteção contra surtos, os chamados DPS.

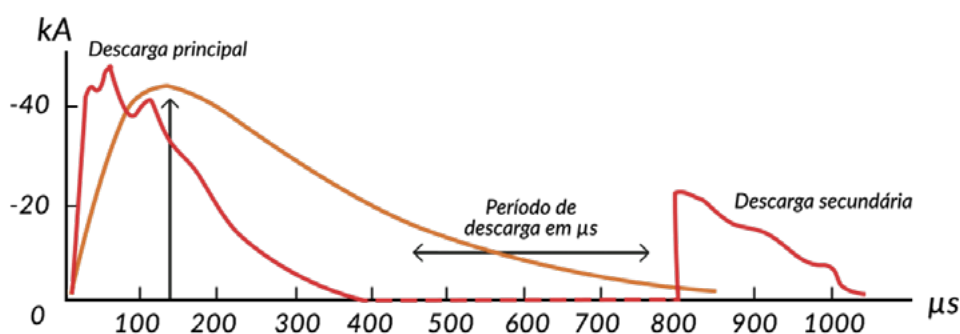


Figura 7 - Forma de onda de descarga elétrica em vermelho x forma de onda de descarga elétrica aproximada, em laranja. Fonte: Sergio Santos/2022.

3.1.1 Surtos conduzidos

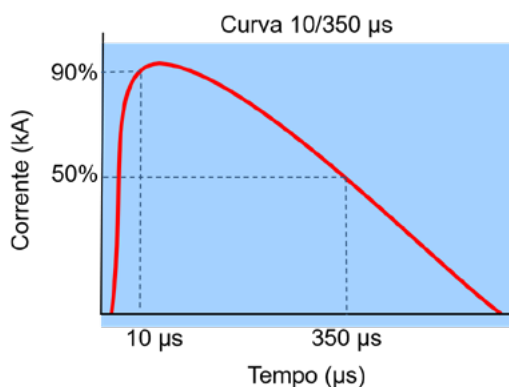


Figura 8 - Representação da onda 10/350 μs . Fonte: Sergio Santos/2022.

Quando o raio atinge diretamente um equipamento ou suas linhas de alimentação, parte de sua energia é conduzida pelo sistema elétrico ou componentes metálicos. Nesta condição, podemos aproximar a corrente de surto à uma onda do tipo 10/350 μs .

Este valor significa que, em 10 μs a onda chega a 90% do seu valor de pico e, ao final de 350 μs , chega a metade do seu valor de impulso.

Isto representa, na prática, uma energia muito intensa percorrendo os circuitos e instalações elétricas, capaz de causar danos como: Incêndios, explosão de condutores, choques ou arcos elétricos e queima de equipamentos.

Para evitar estes danos é preciso adotar medidas de proteção contra surtos (MPS) compatíveis com esta característica de onda, como um dispositivo de proteção contra surtos do Tipo I.

3.1.2 Surtos induzidos

Quando o raio ocorre a uma distância de até 2 km dos equipamentos ou de suas linhas de alimentação, seu campo eletromagnético é capaz de induzir correntes elétricas no sistema elétrico e outros componentes metálicos.

Nesta condição, podemos aproximar a corrente de surto elétrico a uma forma de onda do tipo 8/20 μ s. Este valor significa que, em 8 μ s a onda chega a 90% do seu valor de pico e, ao final de 20 μ s, chega a metade do seu valor de impulso.

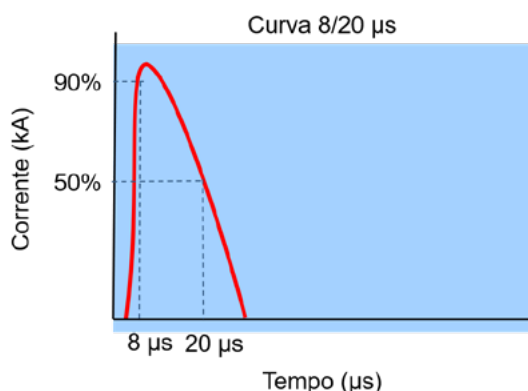


Figura 9 - Representação da onda 8/20 μ s.
Fonte: Sergio Santos/2022.

Note que, em comparação com a onda 10/350 μ s, apesar de um surto induzido chegar ao seu valor de pico antes do conduzido, este também se extinguirá primeiro. Isto implica em uma energia muito menor e danos como queimas ou degradações precoces de equipamentos. Para evitá-los é preciso adotar MPS compatíveis com esta característica de onda, como um dispositivo de proteção contra surtos do Tipo II ou ligações equipotenciais.

3.2 MEDIDAS DE PROTEÇÃO CONTRA SURTOS (MPS)

As medidas de proteção contra surtos (MPS), como o próprio nome já diz, visam proteger seres vivos e equipamentos dos danos causados por surtos elétricos.

Em um único projeto, podem ser adotadas uma ou mais destas medidas, desde que sejam executadas conforme as recomendações da parte 4 da NBR 5419:2015.

De modo geral, elas podem ser categorizadas em 6 tipos:

- Blindagens.
- Ligações equipotenciais.
- Dispositivos de proteção contra surtos.
- Roteamento de condutores.
- Aterramento.
- Interfaces isolantes.

3.2.1 Blindagens

As blindagens consistem em envolver o elemento a ser protegido por uma superfície condutora metálica, total ou parcialmente.

Seu conceito é fundamentado e comprovado pelo experimento da Gaiola de Faraday, que afirma que uma superfície condutora

eletrizada, possui campo elétrico nulo em seu interior, dado que as cargas se distribuem de forma homogênea na parte mais externa.

Portanto, quanto mais fechada for a superfície metálica, melhor será a blindagem. Sua forma mais comum é vista em cabos

de dados, em que o condutor principal é envolvido por uma lâmina metálica para evitar interferências eletromagnéticas.

Eletrocalhas, painéis metálicos e até mesmo as ferragens que compõem a estrutura de uma edificação podem ser consideradas blindagens.

Para o SPDA, a área de seção transversal da blindagem é fundamental para garantir que ocorra a efetiva proteção dos equipamentos elétricos. Para dimensioná-la de forma correta é necessário consultar as recomendações do Anexo B da parte 3 e item 6 da parte 4 da NBR 5419:2015.

3.2.2 Ligações equipotenciais

As ligações equipotenciais são o método mais tradicional e conhecido para evitar arcos ou correntes elétricas indesejadas em decorrência das diferenças de potenciais entre elementos metálicos.

Todas as estruturas metálicas devem ser equipotencializadas ao SPDA, seja direta ou indiretamente (via DPS ou BEP), de acordo com os pré-requisitos definidos na NBR 5419-3:2015, subitem 5.5: isolamento elétrica.

3.2.3 Ligações equipotenciais diretas

As ligações equipotenciais diretas evitam arcos elétricos (centelhamentos) entre elementos metálicos próximos que não estejam energizados.

Por meio destas ligações, são criadas rotas pré-definidas para as quais partes da corrente da descarga atmosférica ou surto elétrico deverão fluir.

Estes caminhos devem ser conexões metálicas de baixa impedância, utilizando condutores elétricos ou os próprios componentes das estruturas.

Quando uma ligação ocorrer no interior de uma edificação, a dimensão mínima dos condutores de interligação entre estrutura e BEP/BEL, independe do nível de proteção do SPDA e deverá atender tabela a seguir.



Figura 10 - Ligação equipotencial direta.
Fonte: Autor/2021.

Se for necessário realizar essas ligações em componentes externos à edificação ou que não respeitem a distância de segurança 'S', as dimensões mínimas dos condutores deverão atender aos mesmos valores exigidos para o subsistema de captação e descida da PDA (ver tabela 8). Nos SFV é crucial que exista uma interligação entre todas as molduras (*frames*) dos módulos.

Material	Área de seção mínima
Cobre	6 mm ²
Alumínio	10 mm ²
Aço galvanizado à fogo	16 mm ²

Tabela 2 - Dimensões mínimas para condutores de equipotencialização interna da PDA. Fonte: NBR 5419-3:2015.

3.2.4 Ligações equipotenciais indiretas

As ligações equipotenciais entre elementos metálicos energizados, como cabos de energia ou tubulações com proteção catódica, não podem ser feitas de forma direta, pois iriam causar curto circuito no sistema. Entretanto, é preciso garantir que essas linhas também sejam protegidas dos efeitos provocados pelas descargas atmosféricas e, para isso, é preciso equipotencializá-las por meio de DPS ou centelhadores de isolação.

Para o sistema fotovoltaico, estes componentes devem ser dimensionados e certificados de acordo com as recomendações da parte 4 da NBR 5419 ou IEC 61643-31.

Os dispositivos de proteção contra surtos devem ser escolhidos tendo em vista vários parâmetros como: nível de proteção, durabilidade, classe (tipo), suportabilidade a sobretensões, necessidade de fusíveis de *backup*, perda por inserção (para linhas de sinal), tamanho e possibilidade de monitoramento.

É importante ressaltar que dispositivos com custo muito abaixo do mercado tendem a ter características inferiores e podem acabar prejudicando o sistema elétrico. Um curso de medidas de proteção contra surtos (MPS) é essencial para projetistas que desejam se aprofundar nesse assunto.

3.2.5 Dispositivos de proteção contra surtos (DPS)

Os DPS's são amplamente utilizados nos sistemas fotovoltaicos, pois permitem a correta ligação equipotencial entre as linhas energizadas e o SPDA, garantindo a proteção de condutores e equipamentos dos danos provocados por raios. Genericamente, os DPS's funcionam da seguinte maneira:

1. O estado normal de um DPS é uma chave aberta, ou seja, é invisível ao circuito elétrico.
2. Ao detectar a elevação da tensão na rede ou no aterramento provocada pelo surto elétrico, o DPS altera para uma chave fechada, estabelecendo a ligação equipotencial e tornando-se um caminho de baixa impedância para as correntes do surto.
3. Quando o potencial volta ao seu patamar original, o DPS volta a se abrir, tornando-se novamente invisível ao circuito.

Entretanto, devido às diferentes tecnologias internas e características específicas das redes em que estarão conectados, em alguns casos este funcionamento poderá variar. Uma característica muito importante de um DPS, que influencia diretamente na disponibilidade do SFV, é seu tipo (ou classe): classificação para qual tipo de surto ele está configurado para atuar.

DPS's do Tipo I estão preparados para desviar apenas surtos conduzidos, ou seja, aqueles em que parte significativa ou total da corrente do raio percorre o SFV. DPS's do Tipo II, III ou II+III apenas conseguem desviar os surtos induzidos pelo campo eletromagnético do raio, ou seja, aqueles em que a descarga atmosférica ocorre a até 2 km do SFV. DPS's do Tipo I+II ou I+II+III conseguem desviar tanto os surtos induzidos, quanto os conduzidos.

É extremamente importante ter atenção nesse quesito durante a especificação de um dispositivo de proteção, visto que um DPS Tipo II ao ser percorrido por um surto conduzido, dependendo de sua intensidade, poderá explodir e causar danos como incêndios e arcos elétricos na instalação.

Além disso, é desejável que os DPS possuam o menor valor de nível de proteção U_p possível. Isto se deve ao fato de que, este é o maior valor de tensão residual a que são submetidos os terminais dos equipamentos protegidos, durante a condução do surto pelo DPS.

Para garantir a confiabilidade da proteção, é fundamental que os DPS's possuam alta tecnologia, com certificações reconhecidas internacionalmente como: UL, VDE, CE, KEMA ou INMETRO.

3.2.5.1 Posicionamento de DPS

Em um SFV a utilização de DPS é praticamente indispensável. Para que esta aplicação seja efetiva, é preciso saber onde e qual tipo de protetor utilizar.

A normativa IEC TR 63227:2010 apresenta na figura a seguir um modelo esquemático de posicionamento de DPS para proteção dos equipamentos do SFV.

As posições I e II da figura mostram a entrada de energia da instalação e a saída CA do inversor, respectivamente. Nestes pontos, podem ser aplicados os mesmos DPS utilizados em instalações elétricas convencionais, desde que seus parâmetros de máxima tensão de operação contínua (U_c) e nível de proteção (U_p) sejam compatíveis com as características técnicas do inversor.

Como as usinas solares normalmente ficam em locais mais afastados, é amplamente

recomendada a utilização de DPS construídos pela tecnologia de centelhadores, pois reduzirão drasticamente as frequências de manutenção da usina.

As posições III e IV da figura mostram a caixa de junção (*String box*) na entrada CC do inversor e as saídas dos módulos fotovoltaicos, respectivamente.

Nestes pontos, deverão ser utilizados DPS de corrente contínua, específicos para tal função, atendendo aos pré-requisitos da normativa IEC 61643-31, com respectiva certificação.

Um destes pré-requisitos é a configuração em Y para controle do arco elétrico ao final da vida útil do DPS ou no caso de falhas de isolamento do SFV.

Os DPS das posições II e IV podem ser dispensados, caso estejam a menos de 10 m dos DPS nas posições I e III, respectivamente.

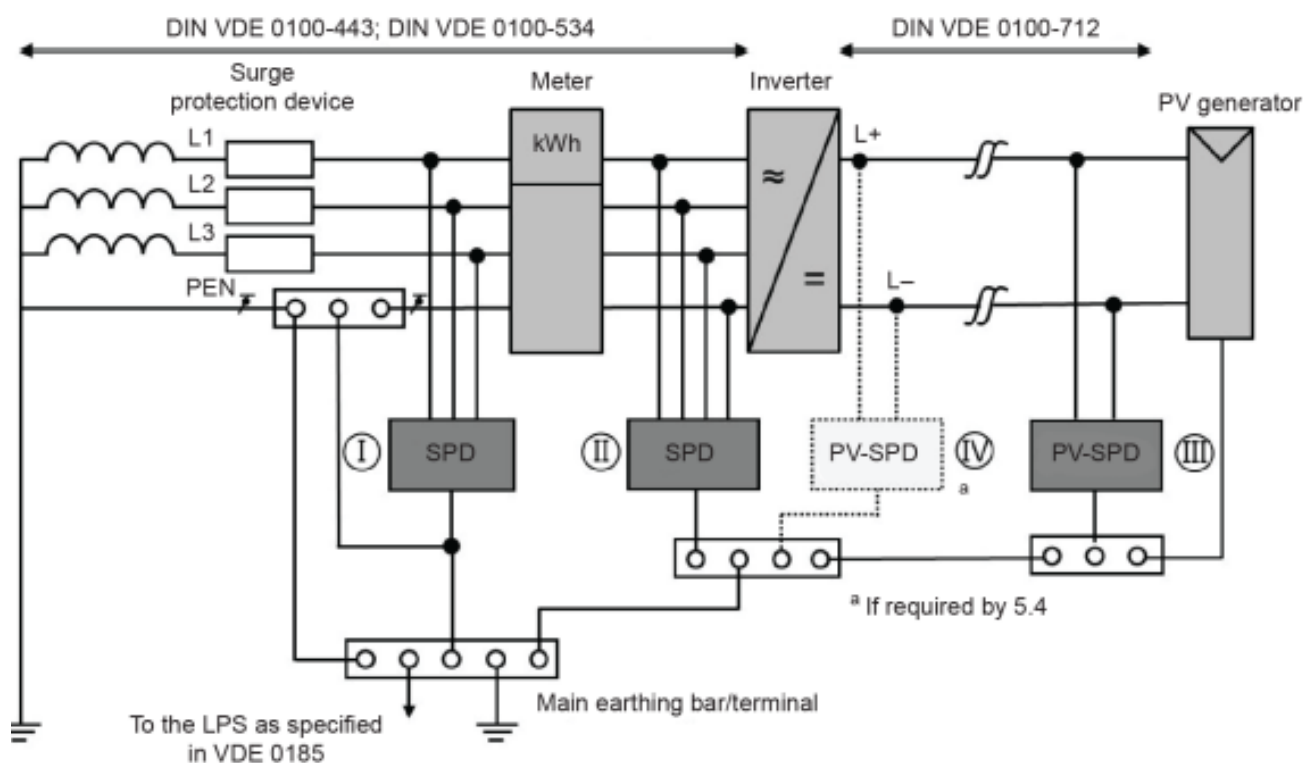


Figura 11 - Aplicação de dispositivos de proteção em sistemas fotovoltaicos.
Fonte: IEC TR 63227:2010.

3.3 ROTEAMENTO DE CONDUTORES

O roteamento de condutores é uma forma simples de minimizar as correntes induzidas nos condutores de energia e sinal do SFV.

Na prática, consiste em instalar os condutores de um mesmo circuito o mais próximo possível uns dos outros (Conforme figura abaixo), reduzindo os laços entre eles, já que atuam como receptores do campo eletromagnético do raio.

Na figura 12, podemos notar pela área hachurada, que a instalação da esquerda, onde não ocorre o roteamento dos condutores,

está recebendo um maior fluxo provocado pelos campos elétrico e magnético do raio. Isto implicará em uma maior tensão induzida no circuito, capaz de provocar danos ou degradação precoce nos equipamentos.

Embora a instalação da direita necessite de condutores com comprimentos maiores, este custo normalmente será pago pela maior disponibilidade do SFV.

Por isso, sempre que possível, os condutores do SFV devem ser instalados próximos uns dos outros, preferencialmente entrelaçados.

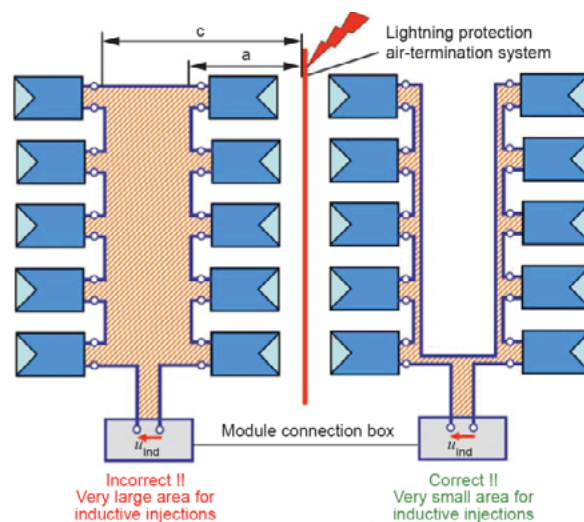


Figura 12 - Diferença entre uma instalação com condutores roteados e não roteados no SFV. Fonte: IEC TR 63227:2010.

3.4 CAPTAÇÃO DE RAIOS

A captação do SPDA em SFV existe, principalmente, para evitar que o raio cause danos diretos nas estruturas. É composta de elementos que ficam expostos à atmosfera, esperando o acoplamento galvânico. Uma consequência direta dessa exposição será sua corrosão natural, exigindo que seja construída a partir de materiais adequados e resistentes contra a ação do tempo.

É importante ressaltar que a função dos captadores não é atrair o raio e sim garantir um ponto seguro para sua conexão com o aterramento. Como ainda não existe nenhuma

tecnologia que, comprovadamente, atraia os raios, desconfie de soluções milagrosas que aparecem no mercado. Existem 3 métodos para se projetar um sistema de captação, segundo a norma ABNT NBR 5419-3:2015: o método das malhas, o método da esfera rolante e o método do ângulo de proteção. Eles podem ser aplicados separadamente ou em conjunto.

Para o SFV, somente conseguiremos aplicar o método da esfera rolante ou o método do ângulo de proteção. Em ambos é preciso ter um cuidado especial para que os captadores não projetem sombras nos módulos do SFV.

3.4.1 Esfera rolante

Este método consiste em simular uma grande esfera imaginária rolando sobre o telhado e todas as fachadas no caso de uma edificação.

Em usinas, a simulação será sobre as placas solares e outras infraestruturas operacionais existentes.

Todos os locais em que a esfera tocar, será um possível ponto de impacto do raio que necessita ser protegido por malhas de condutores horizontais ou captosres verticais, para que os módulos solares estejam dentro do volume de proteção.

O raio geométrico da esfera rolante, em metros, é definido em função do nível de proteção calculado e é dado conforme a tabela a seguir.

Nível de Proteção	I	II	III	IV
Raio da esfera (m)	20	30	45	60

Tabela 3 - Raio da esfera rolante em função do nível de proteção. Fonte: NBR 5419-3:2015.

A esfera deverá “rolar” em todas as direções, de modo a verificar a proteção de 100% do SFV. Sempre que captosres ou condutores forem adicionados, a simulação da esfera deverá ser refeita para checar se todo o volume está protegido.

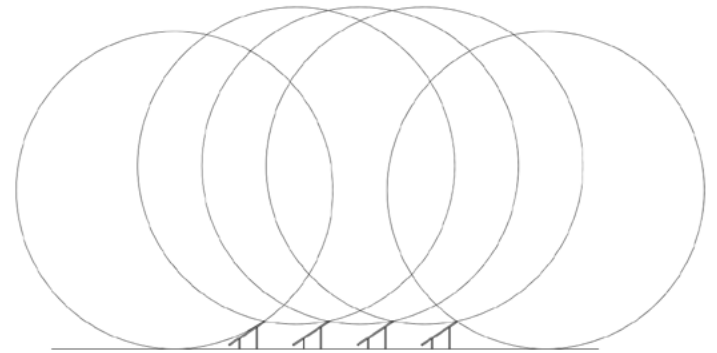


Figura 13 - Simulação da esfera rolante sobre usina fotovoltaica de solo não protegida.

Fonte: Autor/2021.

Caso sejam utilizados captosres verticais, fica a critério do projetista a altura ideal, mas de modo geral, aqueles que possuem até 3 m apresentam melhor relação custo x benefício. A distância entre eles será definida durante as simulações (rolagem da esfera).

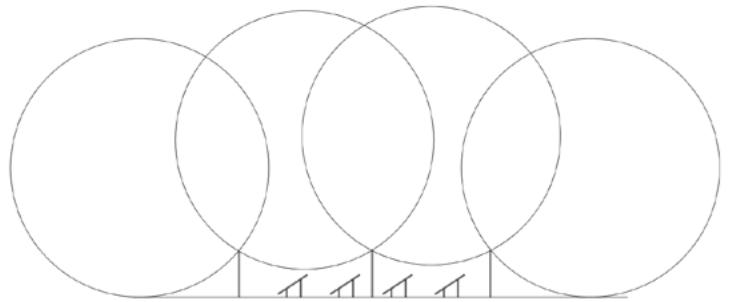


Figura 14 - Usina fotovoltaica protegida por captosres através do método da esfera rolante.

Fonte: Autor/2021.

Podem ser utilizados quantos captosres forem necessários, desde que para todos, exista um caminho seguro até o aterramento.

3.4.2 Ângulo de proteção

Este método é o mais conhecido entre os iniciantes em SPDA. É chamado também de cone de proteção e recebe esse nome, justamente, pela forma do volume que é gerado ao se rotacionar a projeção de um ângulo adjacente a um captor.

A projeção desse volume de proteção pode ser traçada sobre uma superfície de referência, o telhado ou o solo, com base em um ângulo

alfa (α) pré-definido pelo nível de proteção (figura 1 da norma NBR 5419-3). Todos os elementos que permanecerem internos ao cone serão considerados protegidos.

De todos os métodos, esse é o mais restritivo, pois quanto mais alta for a edificação, menor será a efetividade do volume de proteção em relação ao plano de referência que se deseja proteger.

Ele também não poderá ser aplicado onde o plano de referência for mais alto do que o definido pela figura 1 da NBR 5419-3.

Por exemplo, para edificações nível I, a altura máxima em relação ao solo para aplicação desse método é 20 m.

Entretanto, para o caso de um SFV instalado sobre a cobertura de uma edificação, pode-se utilizar o método dos ângulos para a proteção de elementos, considerando a altura do captor em relação ao plano de referência onde o captor que está instalado, ao invés do solo.

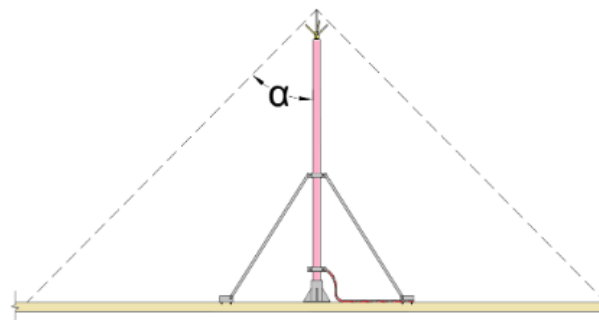


Figura 15 - Captor dimensionado pelo método do ângulo de proteção. Fonte: Autor/2021.

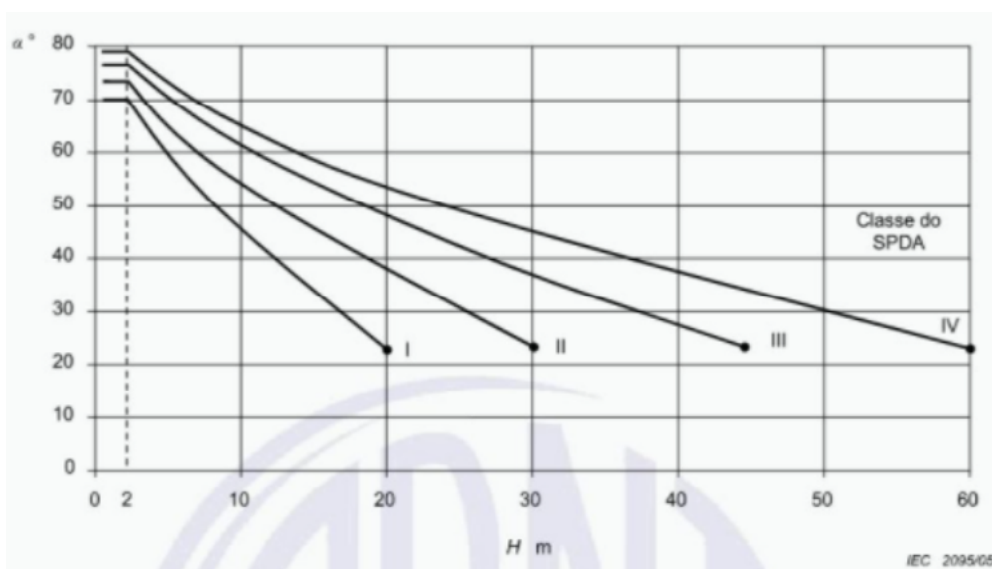


Figura 16 - Figura 1 da NBR 5419-3:2015. Fonte: ABNT/2015.

3.5 DISTÂNCIA DE SEGURANÇA / ISOLAÇÃO ELÉTRICA

Um componente metálico pode ser considerado isolado eletricamente do SPDA quando seu afastamento for igual ou superior à distância de segurança 'S' calculada no trecho em estudo.

Caso o afastamento seja inferior à distância de segurança, é necessário avaliar a possibilidade de interligá-lo ao componente do SPDA mais próximo, para evitar arcos ou centelhamentos elétricos, diretamente com um condutor ou indiretamente por meio de DPS adequados.

Caso essa ação seja adotada, estaremos permitindo que os surtos conduzidos percorram os elementos do e equipamentos do SFV. Isto requer então a utilização de DPS Tipo I nas

linhas de energia e sinal, com centelhadores, para proteção dos módulos e demais equipamentos elétricos.

Para calcular a distância de segurança 'S' devemos utilizar a seguinte equação:

$$S = \frac{k_i}{k_m} \cdot k_c \cdot l$$

Onde:

k_i = coeficiente em função do nível de proteção do SPDA, conforme tabela 4.

Nível de proteção	k_i
I	0,08
II	0,06
III e IV	0,04

Tabela 4 - Coeficiente em função do nível de proteção do SPDA. Fonte: NBR 5419-3:2015.

k_m = coeficiente em função do material isolante entre o elemento metálico e o SPDA, conforme tabela 5.

Material	k_m
Ar	1
DEHNiso	0,7
Concreto, tijolo	0,5

Tabela 5 - Coeficiente em função do material isolante entre o elemento metálico e o SPDA. Fonte: NBR 5419-3:2015 e DEHN (Alemanha).

NOTA: DEHNiso é um suporte isolador para distância de segurança desenvolvido pela empresa alemã DEHN, testado conforme as recomendações da norma DIN/IEC TS 62561-8.

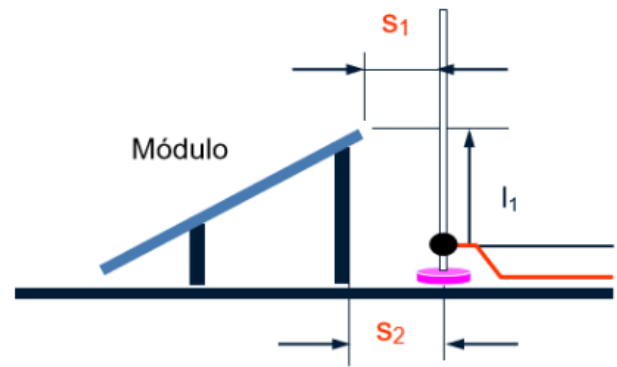
k_c = coeficiente em função da divisão da corrente do raio, que pode ser simplificado conforme tabela 6.

Número de descidas do PDA	k_c
1	1
2	0,66
3 ou mais	0,44

Tabela 6 - Coeficiente em função da divisão da corrente do raio. Fonte: NBR 5419-3:2015.

Esta simplificação é bastante conservadora e, em algumas situações, pode ser necessário fazer os cálculos da divisão exata da corrente do raio no trecho, conforme anexo C da parte 3 da NBR 5419.

l = comprimento em metros desde o ponto onde a distância de segurança deverá ser considerada até a ligação equipotencial mais próxima.



S_1 : $k_m = 1$ (Ar)

S_2 : $k_m = 0.5$ (Material sólido)

Figura 17 - Exemplo de cálculo da distância 'S' para SFV sobre laje. Fonte: Autor/2021.

Para usinas de solo, por exemplo, a ligação equipotencial mais próxima do captor é, normalmente, a própria malha de aterramento. Por isso, o valor de l acaba sendo a altura do captor ou um valor próximo. Já nas usinas instaladas sobre telhados, o valor de l a ser considerado é medido desde a malha de aterramento na base da edificação até o ponto no captor mais próximo do módulo, conforme figura 18.

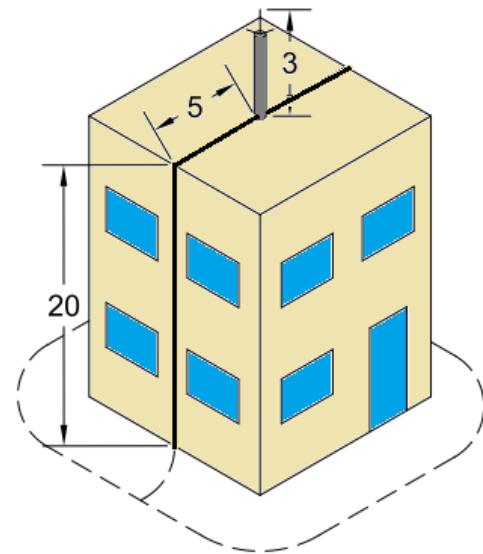


Figura 18 - Exemplo de cálculo da distância de segurança no topo de edificações.

Fonte: Autor/2021.

Na figura 18, a distância de segurança nas proximidades do captor deveria considerar um valor de l próximo a 28 m. Além disso, é fundamental considerar a distância de segurança na superfície (S_2 na Figura 17), para o caso de instalações em telhados ou coberturas.

3.6 DISTÂNCIAS DE SOMBREAMENTO

As sombras provocam um indesejável efeito conhecido como pontos quentes (*hot-spots*) nos sistemas fotovoltaicos. De forma bem resumida, esse efeito corresponde a uma diminuição na produção de energia no módulo sombreado, podendo causar até mesmo danos severos ao módulo.

Por isso, é fundamental que os captores do SPDA mantenham afastamentos adequados para se evitar o sombreamento, durante todo o período de insolação e em todas as estações do ano. Antes de se calcular as distâncias de sombreamento é preciso entender quais tipos de sombras existem e quais destas são danosas ao sistema.

Existem dois tipos de sombras: umbra e penumbra. A umbra é a região com total ausência de luz. Penumbra é a região mais clara no entorno de uma umbra. No SFV, apenas a umbra é capaz de causar danos e portanto, é ela que deve ser evitada.

A fórmula para calcular o afastamento mínimo 'a_f' de um captor com diâmetro 'd_f' em um módulo fotovoltaico é:

$$\frac{a_f}{d_f} = \frac{a_s + a_f}{d_s}$$

Onde:

a_f = Distância mínima entre o captor e o módulo fotovoltaico, em metros.

a_s = Distância entre o sol e a Terra (150 x 10⁹ m).

d_f = Diâmetro do captor, em metros.

d_s = Diâmetro do equador solar (1,39 x 10⁹ m).

Para facilitar, apresentamos abaixo os diâmetros mais comuns de captores:

Diâmetro do minicaptor (mm)	Afastamento mínimo para o módulo fotovoltaico (m)
10	1,08
16	1,73
50 (1½" nominal)	5,39
60 (2" nominal)	6,47

Tabela 7 - Afastamento mínimo necessário para evitar sombreamento dos captores do SPDA no SFV. Fonte: Autor/2021.

O uso de aplicativos simuladores de sombreamento facilita a execução dos projetos e pode apresentar resultados menos conservadores. Uma maior redução de custos é obtida ao projetar o SPDA antes da instalação do SFV em edificações ou em usinas.

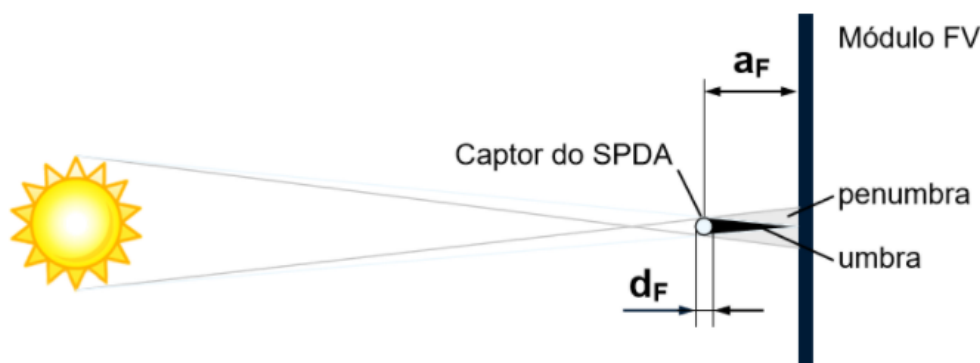


Figura 19 - Demonstração da projeção de sombras sobre um módulo fotovoltaico. Fonte: Autor/2021.

3.7 MATERIAIS PERMITIDOS NO SISTEMA

Tão importante quanto dimensionar e posicionar os elementos do SPDA é escolher o material adequado para cada aplicação. A seguir são apresentadas as opções mais comuns, dentro das permitidas pela ABNT NBR 5419, para cada subsistema.



ASSOCIAÇÃO
BRASILEIRA
DE NORMAS
TÉCNICAS

Figura 20 - Associação brasileira de normas técnicas. Fonte: ABNT/2022.

3.7.1 Captação e Descidas do SPDA

Os raios ultravioletas, o vento e a atmosfera são agentes constantes que causam a oxidação e degradação dos componentes de captação e descidas.

Além destes agentes, também é necessário considerar outros efeitos provocados pelas descargas atmosféricas, como aquecimento dos condutores e forças mecânicas nos fixadores. Por essa razão os elementos utilizados nestes subsistemas devem ser os mais resistentes

possíveis, sendo suas dimensões mínimas dadas pela NBR 5419 na tabela 6. A norma cita vários materiais possíveis, entretanto, os mais comuns estão descritos na tabela 8.

Outros elementos deverão ser consultados através da normativa. De modo geral, componentes fabricados em alumínio ou aço galvanizado a fogo tendem a ser mais vantajosos, do ponto de vista econômico, do que os confeccionados em cobre.

Material	Área de seção transversal mínima	Outras especificações exigidas
Cabo de cobre nu	35 mm ²	Cada fio com diâmetro mínimo de 2,5 mm (7 fios)
Fita de cobre nu	35 mm ²	Espessura mínima de 1,7 mm
Cabo de alumínio nu	70 mm ²	Cada fio com diâmetro mínimo de 3,5 mm (7 fios)
Fita de alumínio nu	70 mm ²	Espessura mínima de 3,0 mm
Cabo de aço cobreado nu	50 mm ²	Condutividade mínima de 30% IACS e cada fio com diâmetro mínimo de 3,0 mm (7 fios)
Cabo de aço galvanizado a fogo	50 mm ²	Cada fio com diâmetro mínimo de 1,7 mm
Fita de aço galvanizado a fogo	50 mm ²	Espessura mínima de 2,5 mm
Vergalhão de aço galvanizado a fogo	50 mm ²	Diâmetro mínimo de 8 mm. Para captadores com mais de 1 m de altura o diâmetro mínimo será de 16 mm

Tabela 8 - Dimensões mínimas para os materiais utilizados no subsistema de captação e descidas. Fonte: NBR 5419-3:2015.

3.7.2 Aterramento do SPDA

Os materiais permitidos no aterramento estão listados na tabela 7 da NBR 5419-3:2015.

A seguir, apresentamos um resumo com os itens mais comuns de encontrarmos nesse subsistema. Outros materiais devem ser consultados na normativa.

Cordoalhas de aço galvanizadas a fogo, por exemplo, normalmente possuem custos e vida útil inferiores ao cobre, mas em determinadas condições pode ser vantajosa a sua utilização. Um estudo prévio das condições do terreno é sempre recomendado para a correta definição do material utilizado.

Cordoalhas de aço cobreadas possuem vida útil similar ao cobre e custos equivalentes, embora não tão econômicos quanto o aço galvanizado a fogo.

As conexões mecânicas (com parafusos e/ou porcas) deverão ser realizadas dentro de caixas de inspeção. Conexões permanentes (compressão e/ou soldas) poderão ser enterradas.

Independentemente da formatação ou do material escolhido, a malha de aterramento deverá ser enterrada a no mínimo 50 cm de profundidade.

Material	Dimensão mínima	Outras especificações exigidas ou informações adicionais
Cabo de cobre nu	50 mm ²	Cada fio com diâmetro mínimo de 3,0 mm (7 fios)
Cordoalha de aço galvanizada a quente	70 mm ²	-
Haste redonda de aço galvanizado a quente	Diâmetro de 16 mm	Valor exigido apenas para instalações em contato direto com o solo
Barra redonda de aço galvanizado a quente	Diâmetro de 10 mm	Pode ser aplicado em instalações revestidas por concreto.
Cabo de aço cobreado	70 mm ²	Condutividade mínima de 30% IACS e cada fio com diâmetro mínimo de 3,45 mm (7 fios)
Haste de aço cobreado	Diâmetro de 12,7 mm	Camada mínima de cobre de 254 µm

Tabela 9 - Materiais permitidos no aterramento do SPDA.

Fonte: NBR 5419-3:2015.

4. SFV SOBRE TELHADOS

Este tipo de SFV é o mais popular e acessível dentre as possibilidades de geração fotovoltaica, sendo encontrados desde em pequenas residências até grandes galpões industriais. A definição da necessidade de

SPDA, neste caso, é dada pelo cálculo do gerenciamento de risco, conforme a parte 2 da NBR 5419:2015, preferencialmente, levando-se em consideração os cálculos de R4 (risco de perda de valor econômico).

4.1 QUANDO O G.R. NÃO EXIGIR SPDA

Quando a instalação de um SPDA para a edificação não for requerida pelo gerenciamento de risco, podem ser adotados os seguintes critérios de instalação.

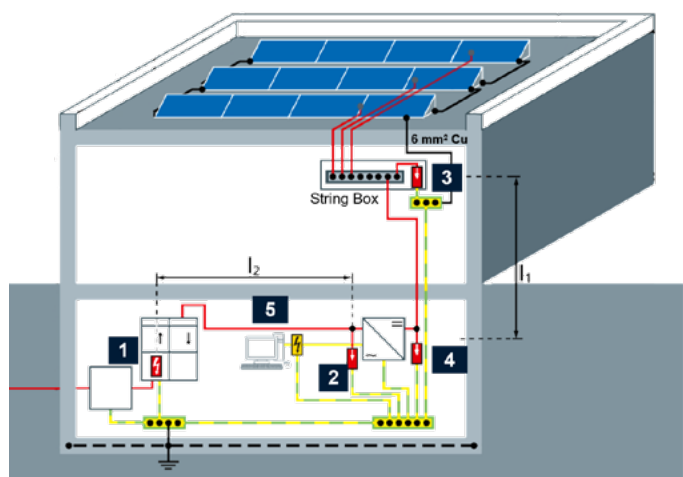


Figura 21 - Sugestão de instalação do SFV quando o G.R. não indicar a necessidade de SPDA. Fonte: DEHN/2022.

A posição de número 1 representa a entrada de energia da edificação e, neste ponto, deverá ser instalado um DPS conforme os requisitos da NBR 5419-4:2015 e NBR 5410:2004. É mais comum que seja necessário instalar um DPS CA do Tipo I+II.

Recomenda-se a utilização de um DPS feito a partir da tecnologia de centelhadores que, apesar de ter um custo um pouco mais elevado, garante a proteção por mais tempo (vida útil praticamente ilimitada), possui baixa tensão residual e proporciona maior disponibilidade dos equipamentos.

A posição de número 2 representa a saída CA do inversor. Caso esteja a mais de 10 m de distância

da posição 1 (l2), será preciso instalar um novo DPS CA do Tipo II próximo ao inversor ou adotar outras medidas de proteção contra surtos, como por exemplo blindagens. Este DPS deverá ter seu nível de proteção compatível com o equipamento e, preferencialmente, deverá ser imune às correntes de fuga, que causam perdas na produção de energia.

A posição de número 3 representa as caixas de junção (*string* ou *combiner box*) do sistema e, nesta condição, bastará a instalação de um DPS CC do Tipo II, dotado da configuração em Y.

A posição de número 4 representa as entradas de energia CC do inversor e, caso seu distanciamento seja maior que 10 m (l1) das *strings*, deverá ser instalado um novo DPS CC do Tipo II. Alguns fabricantes de inversores e *strings* já incluem DPS dentro de seus equipamentos. Esta informação deverá ser consultada e analisada nas respectivas fichas técnicas. De qualquer forma, em certas condições, pode ser preciso instalar um outro DPS, mesmo que o inversor ou *string* já os possua em seu interior.

A posição de número 5 corresponde às linhas de sinal para monitoramento remoto. Estas também deverão ser protegidas, preferencialmente, com DPS do Tipo I+II.

Todos os módulos devem ter suas ligações equipotenciais garantidas entre si, por meio de um condutor de cobre com pelo menos 6 mm² ou outro condutor com área de seção equivalente, interligado ao BEL/BEP (o que estiver mais próximo).

Soluções recomendadas

DPS para linhas de energia		DPS para linhas de dados	
Posição 1	DPS Centelhador DEHNshield	Internet POE	DEHNpatch Tipo I+II modelo Tel 929161
Posição 2	DPS Centelhador + Varistor DEHNGuard ACI sem corrente de fuga e dispensa fusíveis de backup	Fibra ótica	Não requer proteção na linha, apenas no conversor (rede de energia)
Posição 3 e 4	DPS solar DEHNGuard Modular YPV com tecnologia SCI	Outras linhas	Consultar DEHNselect IT

4.2 QUANDO O SPDA RESPEITAR A DISTÂNCIA 'S'

Quando o gerenciamento de risco indicar o SPDA e este respeitar as distâncias de segurança (item 3.5) e sombreamento (item 3.6), sua instalação deverá atender algumas recomendações.

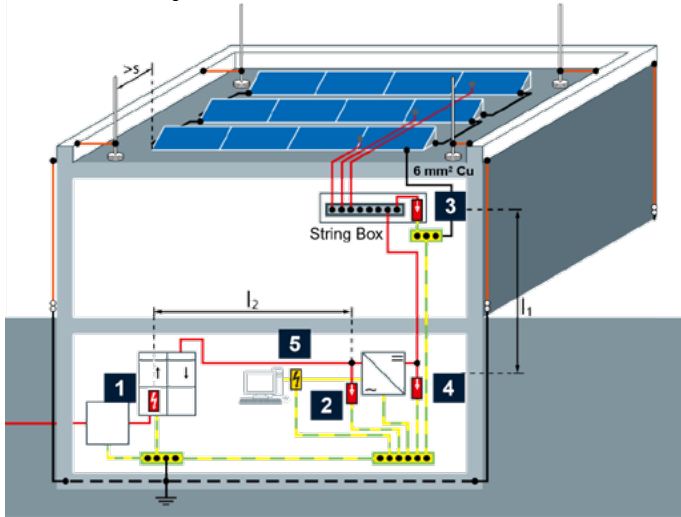


Figura 22 - Sugestão de instalação do SFV quando o G.R. indicar a utilização de SPDA, respeitando distâncias de segurança e sombreamento.

Fonte: DEHN/2022.

Captadores deverão ser instalados de modo a contemplar todo o sistema fotovoltaico dentro de seu volume de proteção. Nenhum condutor ou componente do SPDA e SFV pode possuir um afastamento menor que o valor calculado para 'S'.

A proteção contra surtos elétricos se mantém como no caso anterior, sendo indicado DPS Tipo I+II para as entradas de energia e sinal (posições 1 e 5) e nos demais pontos, indicada a instalação de DPS do Tipo II.

Todos os módulos devem ter suas ligações equipotenciais garantidas entre si, por meio de um condutor de cobre com pelo menos 6 mm² ou outro condutor com área de seção equivalente, interligado ao BEL/BEP (o que estiver mais próximo).

Atenção: os módulos não podem ser interligados aos condutores e captadores do SPDA!

Soluções recomendadas

DPS para linhas de energia		DPS para linhas de dados	
Posição 1	DPS Centelhador DEHNshield (níveis 3 e 4 do SPDA) ou DPS Centelhador DEHNventil M2 (níveis 1 e 2 do SPDA)	Internet POE	DEHNpatch Tipo I+II modelo Tel 929161
Posição 2	DPS Centelhador + Varistor DEHNGuard ACI sem corrente de fuga e dispensa fusíveis de backup	Fibra ótica	Não requer proteção na linha, apenas no conversor (rede de energia) Cabos mensageiro (aço) deverão ser cortados antes de entrar na edificação ou interligados no BFP/BEI, mais próximo
Posição 3 e 4	DPS solar DEHNGuard Modular YPV com tecnologia SCI	Outras linhas	Consultar DEHNselect IT

Captadores do SPDA	
Termocaptadores	Para alturas entre 1 e 3 m
Minicaptadores de aço galvanizado a fogo	Para alturas entre 250 e 1000 mm

4.3 QUANDO O SPDA NÃO RESPEITAR DISTÂNCIA 'S'

Quando o cálculo do gerenciamento de risco indicar a adoção de um SPDA, mas devido a configuração da instalação, não for possível respeitar as distâncias de segurança, algumas recomendações devem ser adotadas.

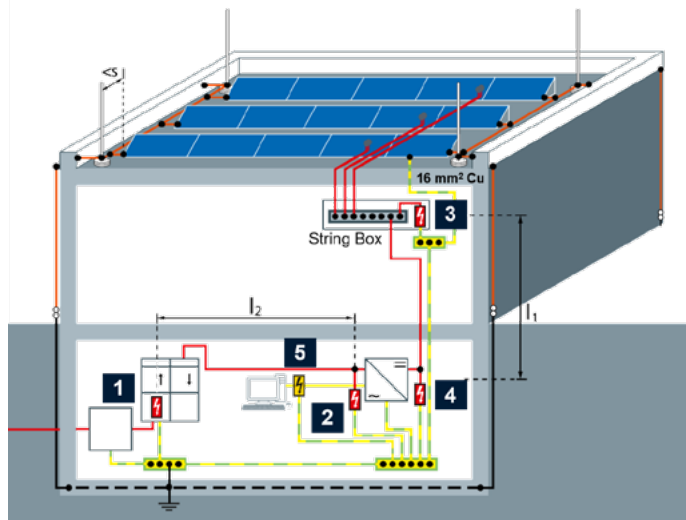


Figura 23 - Sugestão de instalação do SFV quando o G.R. indicar a utilização de SPDA e não for possível respeitar as distâncias de segurança. Fonte: DEHN/2022.

Os captadores deverão ser instalados de modo a contemplar todo o sistema fotovoltaico dentro de seu volume de proteção.

É importante ressaltar que, mesmo que não seja possível respeitar as distâncias de segurança 'S' (item 3.5), as distâncias de sombreamento sempre deverão ser respeitadas (item 3.6).

Em situações extremas, é possível instalar captadores menores diretamente nas estruturas metálicas dos módulos, entretanto esta solução obriga-nos a adotar DPS Tipo I+II em todas as entradas e saídas de equipamentos.

Na posição de número 1, que representa a entrada de energia da edificação, deverá ser instalado um DPS CA do Tipo I+II feito, preferencialmente, a partir da tecnologia de centelhadores.

Na posição de número 2, que representa a saída CA do inversor, também deverá ser instalado

um DPS CA do Tipo I+II, caso esteja a mais de 10 m de distância da posição 1 (l2). Este DPS deverá ter seu nível de proteção compatível com o equipamento.

A posição de número 3, que representa as caixas de junção do sistema, deverá possuir um DPS CC do Tipo I+II, dotado da configuração em Y.

A posição de número 4, que representa as entradas de energia CC do inversor, também deverá ter instalado um DPS CC do Tipo I+II, caso seu distanciamento seja maior que 10 m (l1) das caixas de junção.

Apesar de alguns fabricantes de inversores e caixas de junção já incluírem DPS dentro de seus equipamentos, normalmente, estes são apenas do Tipo II.

Esta informação deverá ser consultada e analisada nas fichas técnicas, sendo provavelmente necessária a instalação do modelo adequado de protetor.

A posição de número 5 corresponde às linhas de sinal para monitoramento remoto. Estas também deverão ser protegidas, preferencialmente, com DPS do Tipo I+II.

Mesmo tendo um custo superior, esta metodologia de instalação de DPS é a mais completa e segura, podendo ser aplicada aos demais casos.

Todos os módulos devem ter suas ligações equipotenciais garantidas entre si, por meio de um condutor de cobre com pelo menos 16 mm² ou outro condutor com área de seção equivalente, interligado ao BEL/BEP (o que estiver mais próximo).

Sempre que a proximidade das estruturas do sistema fotovoltaico ao SPDA for inferior à distância de segurança 'S' em algum ponto, deverão ser realizadas ligações equipotenciais diretas, de modo a evitar arcos elétricos.

Soluções recomendadas

DPS para linhas de energia		DPS para linhas de dados	
Posição 1 e 2	DPS Centelhador DEHNshield (níveis 3 e 4 do SPDA) ou DPS Centelhador DEHNventil M2 (níveis 1 e 2 do SPDA)	Internet POE	DEHNpatch Tipo I+II modelo Tel 929161
	Posição 3 e 4	DPS solar DEHNcombo Tipo I+II YPV	Fibra ótica
			Outras linhas

Captadores do SPDA	
Termocaptadores	Para alturas entre 1 e 3 m
Minicaptadores de aço galvanizado a fogo	Para alturas entre 250 e 1000 mm

4.4 SFV SOBRE TELHADO METÁLICO

Caso o sistema fotovoltaico for instalado sobre um telhado metálico e o gerenciamento de risco indicar a instalação de SPDA, as recomendações do item 4.3 devem ser adotadas.

Caso contrário, as recomendações do item 4.1 devem ser adotadas.



Figura 24 - SFV em telhado metálico.
Fonte: CNA Brasil/2022.

5. USINAS FOTOVOLTAICAS DE SOLO

Usinas fotovoltaicas de solo são grandes fontes geradoras de energia e, por isso, demandam grande investimento.

Seu *payback* ocorre, em média, de 5 a 10 anos após a instalação e, por isso, é fundamental que seja realizada a proteção contra raios.

Segundo a IEC TR 63227, todas as usinas fotovoltaicas de solo requerem, no mínimo, a instalação de SPDA nível III.

Os cálculos do gerenciamento de risco podem ser realizados a critério do projetista ou solicitação do cliente, sendo recomendada a consideração de R4.



Figura 25 - Usina fotovoltaica tipo solo.
Fonte: GTEL/2022.

5.1 QUANDO O G.R. NÃO EXIGIR SPDA

Embora não seja recomendável a instalação de uma usina fotovoltaica de solo sem a adoção de SPDA, caso o cliente deseje realizá-la, deverá seguir a seguinte instrução de instalação.

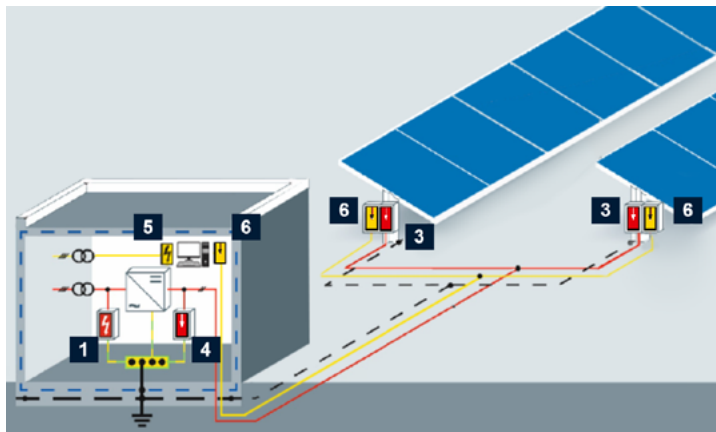


Figura 26 - Sugestão de proteção em SFV no solo quando o G.R. não indicar a utilização de SPDA.

Fonte: DEHN/2022.

Neste tipo de usina, é comum que o inversor seja instalado em uma pequena edificação e ligado diretamente ao transformador. Isso faz com que as posições 1 e 2 sejam comuns.

Para a posição 2, que é a saída CA do inversor, deverá ser instalado um DPS do Tipo I+II CA. Este protetor, preferencialmente, deverá ser do tipo centelhador, uma vez que as usinas são

localizadas em regiões afastadas dos centros urbanos e suas manutenções devem ser as mínimas possíveis. O nível de proteção do DPS deverá ser compatível com a suportabilidade do inversor.

Para as posições 3 (caixas de junção) e 4 (entradas CC do inversor) basta a utilização de DPS do Tipo II CC, dotado da configuração em Y. Via de regra, estes equipamentos já possuem estes DPS em seu interior, podendo ser aproveitados após a consulta em suas fichas técnicas.

Caso a usina possua sistemas de controle e monitoramento via cabos de dados, estes deverão ser protegidos por DPS do Tipo I+II na entrada da edificação (posição 5) e por DPS do Tipo II nos demais pontos de aplicação (posição 6).

Todas as estruturas metálicas dos módulos devem ser interligadas entre si, com condutores de pelo menos 6 mm² de cobre ou outro material de área de seção equivalente. Estas estruturas também deverão ser interligadas à malha de aterramento com condutores, conforme tabela 7 da NBR 5419-3:2015.

Soluções recomendadas

	DPS para linhas de energia
Posição 2	DPS Centelhador DEHNshield
Posição 3 e 4	DPS solar DEHNguard Modular YPV com tecnologia SCI

	DPS para linhas de dados	
Posição 5	Internet POE	DEHNpatch Tipo I+II modelo Tel 929161
	Fibra ótica	Não requer proteção na linha, apenas no conversor (rede de energia)
	Outras linhas	Consultar DEHNselect IT
Posição 6	Internet POE	DEHNpatch Tipo II modelo Tel 929121
	Fibra ótica ou wireless	Não requer proteção na linha, apenas no conversor (rede de energia)
	RS 485	BLITZDUCTORconnect Tel 927271
	Outras linhas	Consultar DEHNselect IT

5.2 QUANDO O SPDA RESPEITAR A DISTÂNCIA 'S'

Quando a usina fotovoltaica é planejada em conjunto com o SPDA, respeitando as distâncias de segurança e de sombreamento, é possível gerar grande economia ao sistema.

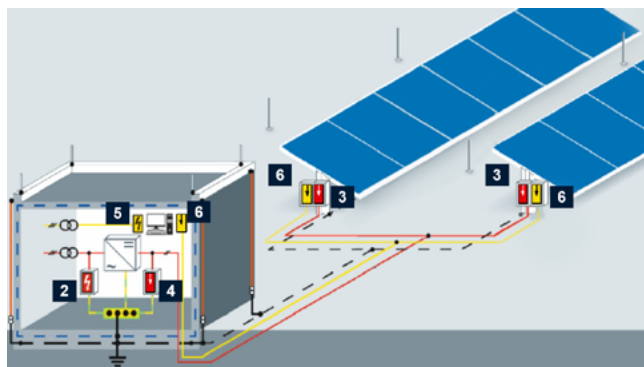


Figura 27 - Sugestão de instalação do SFV de solo quando o G.R. indicar a utilização de SPDA.
Fonte: DEHN/2022.

Nesta situação, os captores deverão contemplar todos os módulos e demais componentes do SFV dentro de seu volume de proteção, respeitando as distâncias 'S'.

Nenhuma sombra poderá ser projetada pelos captores no SFV e estes deverão ser interligados, diretamente, na malha de aterramento. O uso de captores enterrados no solo tende a ser um facilitador e redutor de custos para os projetos de SPDA.

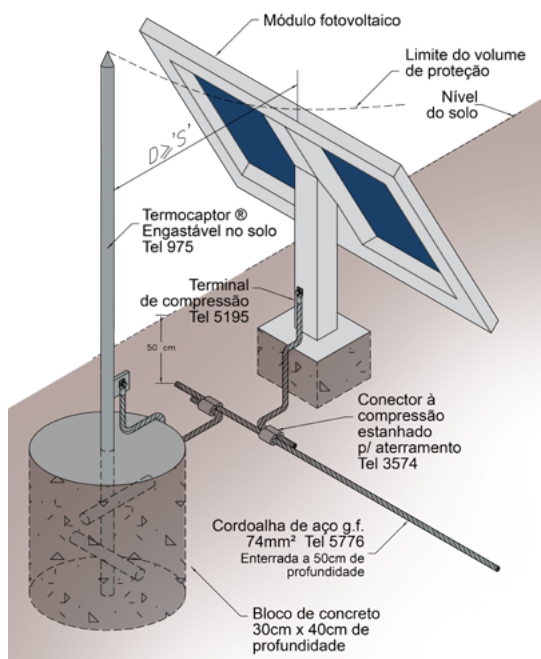


Figura 28 - Exemplo de captor comumente utilizado em usinas fotovoltaicas de solo.
Fonte: Autor/2021.

Caso os inversores estejam dentro de alguma edificação, esta também deverá ter um SPDA instalado. O sistema de aterramento da usina deverá ser em forma de malha com *meshs* de 20 x 20 m até 40 x 40 m.

A justificativa técnica para tal adoção é que, como a velocidade de propagação do surto no solo é menor que na superfície (especialmente em elementos metálicos), em grandes áreas, apenas o anel externo poderia implicar em diferenças de potenciais altas o suficiente para causar danos ou arcos elétricos no sistema. É recomendável que os captores sejam posicionados o mais próximo possível dos condutores da malha, economizando material e facilitando as conexões. A proteção de surtos será parecida com o demonstrado em 5.1.

Na posição 2, saída CA do inversor, deverá ser instalado um DPS do Tipo I+II CA, preferencialmente centelhador, que possui maior durabilidade. O nível de proteção do DPS deverá ser compatível com a suportabilidade do inversor.

Nas posições 3 (caixas de junção) e 4 (entradas CC do inversor) será necessário utilizar DPS do Tipo II CC, dotado da configuração em Y. Via de regra, estes equipamentos já possuem estes DPS em seu interior, podendo ser aproveitados após a consulta em suas fichas técnicas.

Caso a usina possua sistemas de controle e monitoramento via cabos de dados, estes deverão ser protegidos por DPS do Tipo I+II na entrada da edificação (posição 5) e por DPS do Tipo II nos demais pontos de aplicação (posição 6).

Todas as estruturas metálicas dos módulos devem ser interligadas entre si, com condutores de pelo menos 6 mm² de cobre ou outro material de área de seção equivalente. Estas estruturas também deverão ser interligadas à malha de aterramento com condutores, conforme tabela 7 da norma ABNT NBR 5419-3:2015. Não poderão ocorrer interligações diretas entre os captores e as estruturas do SFV.

Soluções recomendadas

DPS para linhas de energia	
Posição 2	DPS Centelhador DEHNshield
Posição 3 e 4	DPS solar DEHNguard Modular YPV com tecnologia SCI

Captoreiros do SPDA	
Termocaptoreiros engastáveis	Com altura livre de 3,6 m Tel 975
Termocaptoreiros engastáveis	Com altura livre de 2,6 m Tel 976

DPS para linhas de dados		
Posição 5	Internet POE	DEHNpatch Tipo I+II modelo Tel 929161
	Fibra ótica	Não requer proteção na linha, apenas no conversor (rede de energia)
	Outras linhas	Consultar DEHNselect IT
Posição 6	Internet POE	DEHNpatch Tipo II modelo Tel 929121
	Fibra ótica ou wireless	Não requer proteção na linha, apenas no conversor (rede de energia)
	RS 485	BLITZDUCTORconnect Tel 927271
	Outras linhas	Consultar DEHNselect IT

5.3 QUANDO O SPDA NÃO RESPEITAR A DISTÂNCIA 'S'

Nem sempre será possível dimensionar um SPDA em um SFV de solo respeitando, simultaneamente, as distâncias de sombreamento e de segurança. Este é um problema muito frequente em usinas construídas sem considerar a proteção contra raios e, por isso, teremos de abdicar de uma distância em detrimento da outra.

A distância de sombreamento impacta, diretamente, na produção de energia e, portanto, deverá ser tratada como prioridade máxima pelo projetista. Por essa razão, e por existirem outras alternativas, é possível executar um SPDA mesmo quando as distâncias de segurança não são respeitadas.

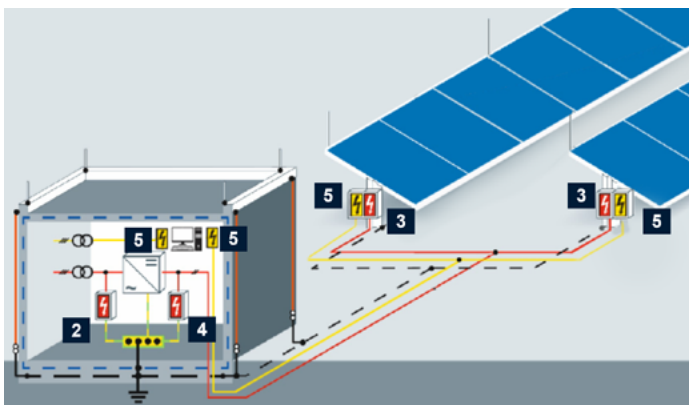


Figura 29 - Sugestão de instalação do SFV de solo quando o G.R. indicar a utilização de SPDA e não for possível respeitar as distâncias de segurança. Fonte: DEHN/2022.

Para a captação dos raios mantém-se a ideia de contemplar todos os módulos dentro do volume de proteção, mas visando reduzir as sombras, devem ser projetados captoreiros menores e mais finos (respeitando os pré-requisitos da tabela 6 da NBR 5419-3:2015).

O uso de captoreiros instalados, diretamente, na estrutura dos módulos torna-se uma alternativa eficiente, mas demandará maiores custos nos DPS Tipo I+II.

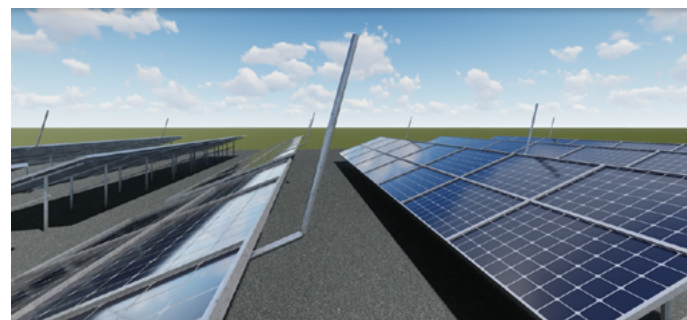


Figura 30 - Exemplo de utilização de minicaptoreiros instalados diretamente na estrutura dos módulos. Fonte: Autor/2021.

A conexão dos captoreiros com as estruturas metálicas dos módulos e destas com a malha de aterramento deverá ser realizada, por meio de conectoreiros apropriados para tal finalidade.

Além do cuidado com as sombras nas fileiras posteriores, esses captoreiros devem possuir um

afastamento de, no mínimo, 10 cm da borda dos módulos. Esta distância é necessária para evitar danos físicos provenientes do deslocamento de massa de ar e calor provocados pela descarga atmosférica.

Na posição 2, saída CA do inversor, deverá ser instalado um DPS do Tipo I+II CA, preferencialmente centelhador, que possui maior durabilidade. O nível de proteção do DPS deverá ser compatível com a suportabilidade do inversor.

Nas posições 3 (caixas de junção) e 4 (entradas CC do inversor), em virtude das correntes conduzidas do raio trafegarem pelo SFV, será necessário utilizar DPS do Tipo I+II CC, dotado da configuração em Y. É importante salientar que, mesmo os inversores e caixas de junção possuindo DPS internamente, é pouco provável que estes sejam do Tipo I+II. Conferir as fichas técnicas é fundamental para garantir a correta proteção do sistema.

Caso a usina possua sistemas de controle e monitoramento via cabos de dados, estes deverão ser protegidos por DPS do Tipo I+II na entrada da edificação (posição 5) e demais pontos de aplicação (posição 6).

Todas as estruturas metálicas dos módulos devem ser interligadas, com condutores de pelo menos 16 mm² de cobre ou outro material de área de seção equivalente. Estas estruturas

também deverão ser interligadas à malha de aterramento, com condutores conforme tabela 7 da NBR 5419-3:2015.

A malha de aterramento das usinas deve ser feita por *meshs* com medidas de no máximo 20 x 20 m, isto se as distâncias de segurança "S" não forem respeitadas.

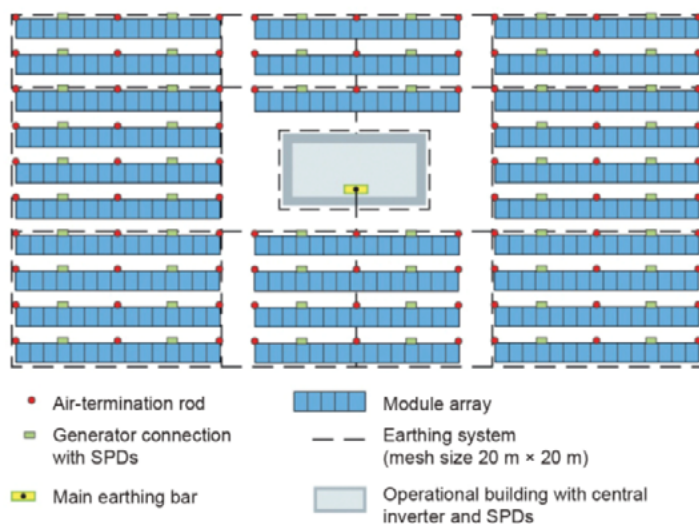


Figura 31 - Exemplo de configuração da malha de aterramento para usinas fotovoltaicas de solo. Fonte: IEC TR 63227.

Tal recomendação visa reduzir os valores das correntes de impulso que circulam no sistema, tornando-as compatíveis com os padrões de testes para DPS CC Tipo I+II. Uma configuração diferente pode resultar numa falha dos dispositivos.

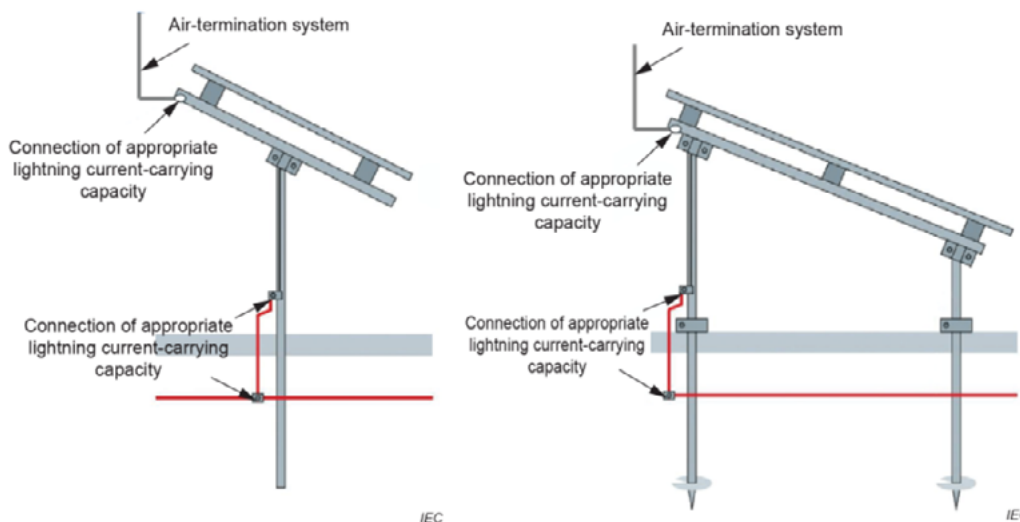


Figura 32 - Demonstração da instalação de captos diretamente na estrutura dos módulos fotovoltaicos. Fonte: IEC TR 63227.

Soluções recomendadas

	DPS para linhas de energia
Posição 2	DPS Centelhador DEHNshield
Posição 3 e 4	DPS solar DEHNcombo Tipo I+II YPV

	Captore do SPDA
Termocaptore engastáveis	Com altura livre de 3,6 m Tel 975
Termocaptore engastáveis	Com altura livre de 2,6 m Tel 976
Minicaptor	Solar

	DPS para linhas de dados	
Posição 5	Internet POE	DEHNpatch Tipo I+II modelo Tel 929161
	Fibra ótica	Não requer proteção na linha, apenas no conversor (rede de energia)
	RS 485	BLITZDUCTORconnect Tel 927271
	Outras linhas	Consultar DEHNselect IT

5.4 USINAS COM INVERSORES *STRING* DESCENTRALIZADOS

As usinas fotovoltaicas que possuem inversores *string* descentralizados, seguem uma metodologia diferente de proteção contra raios.

Nesta, a existência do SPDA é crucial para garantir que as correntes de impulso que circulam pelo sistema sejam compatíveis com a capacidade dos DPS.

Isto, independente se este respeita ou não as distâncias de segurança calculadas para a instalação.

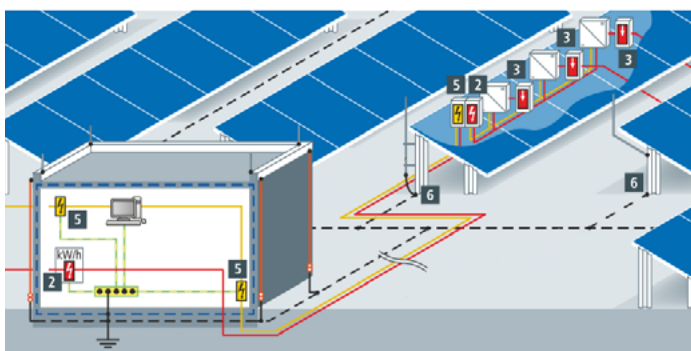


Figura 33 - Sugestão de instalação do SFV em usina de solo com inversor *string* descentralizado. Fonte: DEHN/2022.

Neste caso, os cabos de alimentação (potência) são considerados como condutores de equipotencialização entre o terra local, os módulos fotovoltaicos e o

transformador da usina para as correntes do raio.

Assim, é estimado que as correntes dos raios trafeguem apenas entre os inversores e o transformador, no lado CA da instalação.

Na posição 2 (saída CA do inversor), deverá ser instalado um DPS do Tipo I+II CA, preferencialmente centelhador, por possuir maior durabilidade. O nível de proteção do DPS deverá ser compatível com a suportabilidade do inversor.

Como não estão presentes as caixas de junção (*string*), as posições 3 e 4 (entrada CC do inversor), são representadas em conjunto no desenho acima pelo número 3.

Como não existe corrente do raio neste trecho, basta utilizar DPS do Tipo II CC, dotado da configuração em Y.

Caso a usina possua sistemas de controle e monitoramento via cabos de dados, estes deverão ser protegidos por DPS do Tipo I+II na entrada da edificação (posição 5).

A posição 6 mostra exemplos de como o SPDA pode ser instalado, a decisão fica a cargo do projetista sobre qual das alternativas melhor atende em relação ao sombreamento.

Soluções recomendadas

Captores do SPDA		DPS para linhas de dados		
Termocaptadores engastáveis	Com altura livre de 3,6 m Tel 975	Posição 5	Internet POE	DEHNpatch Tipo I+II modelo Tel 929161
Termocaptadores engastáveis	Com altura livre de 2,6 m Tel 976		Fibra ótica	Não requer proteção na linha, apenas no conversor (rede de energia)
Minicaptor	Solar		RS 485	BLITZDUCTORconnect Tel 927271
			Outras linhas	Consultar DEHNselect IT
DPS para linhas de energia				
Posição 2	DPS Centelhador DEHNshield			
Posição 3	DPS solar DEHNguard Modular YPV com tecnologia SCI ou DPS Solar DEHNCube YPV SCI			

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A especificação e seleção dos materiais é de extrema importância durante a execução de um projeto. Para isto, o projetista deve tomar por base, especialmente, a qualidade e confiabilidade dos fornecedores, além de fornecer uma especificação adequada, de modo a minimizar erros de instalação.

O custo para utilizar produtos de maior qualidade pode parecer alto à primeira vista, porém este se paga pela disponibilidade do sistema, que por sua vez é necessária para garantir o retorno do investimento.

A reprodução deste documento está autorizada desde que publicado integralmente e sua origem seja reconhecida.



Unidade Belo Horizonte

Rua Zito Soares, 46
Jardinópolis – BH/MG | CEP: 30.532-260
Telefone: (31) 3308-7000

Unidade São Paulo

Rua Henrique Felipe da Costa, 835
Vila Guilherme – SP/SP | CEP: 02.054-050
Telefone: (11) 5197-4000

www.tel.com.br