

PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Alessandro Rodrigues dos Santos

**Estudo de caso de proteção contra descargas atmosféricas em uma central
fotovoltaica em minigeração distribuída na região de São Carlos - SP**

São Paulo
Setembro de 2020

ALESSANDRO RODRIGUES DOS SANTOS

**Estudo de caso de proteção contra descargas atmosféricas em uma central
fotovoltaica em minigeração distribuída na região de São Carlos - SP**

Monografia apresentada ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de concentração: Energia Solar Fotovoltaica

Orientador: Prof. Msc. Álvaro Nakano

São Paulo
Setembro de 2020

Catálogo-na-publicação

Santos, Alessandro Rodrigues

Estudo de caso de proteção contra descargas atmosféricas em uma central fotovoltaica em minigeração distribuída na região de São Carlos – SP / A. R. Santos. – – São Paulo, 2020.

127 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

SANTOS, Alessandro Rodrigues. **Estudo de caso de proteção contra descargas atmosféricas em uma central fotovoltaica em minigeração distribuída na região de São Carlos-SP**. São Paulo. 2020. 127 p. (Especialização) Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020.

ERRATA

[illegible]

Dedico este trabalho aos meus pais
que sempre me apoiaram
e que me criaram com tanto amor e dedicação.

AGRADECIMENTOS

Principalmente ao Prof. Msc. Álvaro Nakano pela orientação, pelo conhecimento compartilhado, pelo apoio durante todo o desenvolvimento deste trabalho e por ter aceitado ser meu orientador nesta monografia.

A todos os Professores do curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

A todos os amigos, que de alguma forma contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

Inteligência é a capacidade de se adaptar as mudanças.
A genialidade é antes de tudo a habilidade de aceitar a disciplina.

(Stephen Hawking)

RESUMO

O mercado brasileiro de geração solar fotovoltaica para micro e minigeração distribuída tem apresentado um crescimento significativo nos últimos anos, devido a busca de novas fontes alternativas de geração de energia, economias de consumo e a entrada de novos *players* no mercado. Contudo, a instalação de uma planta de micro ou minigeração fotovoltaica é composta por outras disciplinas da Engenharia, que nem sempre são vistas como prioritárias por não se tratarem do ramo de atividade principal da empresa ou do profissional responsável. Desta forma pode ocorrer um entendimento equivocado sobre as normas e suas aplicações, resultando em serviços de baixa qualidade e com alto grau de risco as instalações e a vida humana. É importante ressaltar que a aplicação de produtos não especificados por norma e/ou que não atendam aos requisitos mínimos à segurança da instalação, podem proporcionar riscos de danos a instalação e a integridade física das pessoas. Uma destas disciplinas é relacionada aos danos que um raio ou seus efeitos podem causar em um eventual impacto direto ou indireto nas estruturas ou nos elementos que formam o Sistema Fotovoltaico. Portanto, este trabalho tem como objetivo explorar as principais normas vigentes e desenvolver um projeto para uma efetiva proteção contra descargas atmosféricas e sobretensões em uma central hipotética de minigeração distribuída fotovoltaica de 3MWp composta por painéis fotovoltaicos de silício policristalino, em um consumidor de média tensão localizado na cidade de São Carlos no estado de São Paulo. Esse estudo de caso provê a exploração de normas e técnicas, e se limita aos temas de proteção contra danos a estrutura e a integridade física, medidas de proteção contra surtos, arranjos do aterramento e equipotencialização. O principal objetivo deste trabalho é elucidar os requisitos mínimos para a análise do gerenciamento de risco e o dimensionamento de um projeto de proteção contra descargas atmosféricas, colaborando para o aspecto de segurança na operação de uma central fotovoltaica. Lembrando que o sombreamento decorrente de partes integrantes do sistema de proteção contra descargas atmosféricas não está sendo considerado neste estudo. Como resultado principal deste trabalho, foi observado que o impacto financeiro da instalação de um sistema de PDA em uma central fotovoltaica de 3MWp corresponde a 6,8% do custo total, sendo viável a instalação do mesmo, pois um eventual prejuízo será maior que o investimento em uma PDA, considerando o pior caso de queima de equipamentos.

Palavras chave: geração solar fotovoltaica, minigeração distribuída, proteção contra descargas atmosféricas, segurança da instalação.

ABSTRACT

The Brazilian market for solar photovoltaic generation for micro and distributed mini-generation has shown significant growth in recent years, due to the search for new alternative sources of energy generation, consumption savings and the entry of new players in the market. However, the installation of a photovoltaic micro or mini-generation plant is made up of other engineering disciplines, which are not always seen as a priority because they are not the main line of activity of the company or the responsible professional. In this way, a misunderstanding about the standards and their applications can occur, resulting in low quality services and with a high degree of risk to facilities and human life. It is important to emphasize that the application of products not specified by norm and / or that do not meet the minimum requirements for the security of the installation, may pose risks of damage to the installation and the physical integrity of people. One of these disciplines is related to the damage that lightning or its effects can cause in an eventual direct or indirect impact on the structures or elements that form the Photovoltaic System. Therefore, this work aims to explore the main current standards and develop a project for an effective protection against lightning strikes and overvoltages in a hypothetical 3MWp distributed photovoltaic mini-generation plant composed of polycrystalline silicon photovoltaic panels, in a medium voltage consumer located in the city of São Carlos in the state of São Paulo. This case study provides for the exploration of standards and techniques, and is limited to the topics of protection against damage to structure and physical integrity, protection measures against outbreaks, grounding arrangements and equipotentialization. The main objective of this work is to elucidate the minimum requirements for the analysis of risk management and the dimensioning of a lightning protection project, contributing to the safety aspect in the operation of a photovoltaic plant. Bearing in mind that the shading resulting from integral parts of the lightning protection system is not being considered in this study. As a main result of this work, it was observed that the financial impact of the installation of a PDA system in a 3MWp photovoltaic plant corresponds to 6,8% of the total cost, being viable to install it, as an eventual loss will be greater than the investment in a PDA.

Keywords: photovoltaic solar generation, distributed mini-generation, protection against lightning strikes, installation security.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil.	17
Figura 1.2 – Os 10 estados brasileiros com maior número de descargas atmosféricas/km ² por ano. ...	19
Figura 1.3 – Média anual de raios por quilômetro quadrado por ano nos continentes.....	20
Figura 2.1 – Modelo de geração convencional e geração distribuída.	24
Figura 2.2 – Esquemas de conexão de DPS.	29
Figura 2.3 – Esquema TN-C.	31
Figura 2.4 – Esquema TN-S.....	31
Figura 2.5 – Esquema TN-C-S.....	32
Figura 2.6 – Esquema TT.....	32
Figura 2.7 – Esquema IT.....	33
Figura 2.8 – Esquema de aterramento TNR.....	34
Figura 2.9 – Esquema de aterramento TTN.....	35
Figura 2.10 – Esquema de aterramento TTS.....	35
Figura 2.11 – Esquema de aterramento ITN.....	35
Figura 2.12 – Esquema de aterramento ITS.....	36
Figura 2.13 – Esquema de aterramento ITR.....	36
Figura 2.14 – Árvore de decisão para aterramento de arranjo fotovoltaico.	38
Figura 2.15 – Conexões entre as partes da ABNT NBR 5419.	42
Figura 2.16 – Tipos de perdas e riscos associados aos tipos de danos.	46
Figura 2.17 – Método do ângulo de proteção.....	54
Figura 2.18 – Ângulo de proteção correspondente à classe de SPDA.	55
Figura 2.19 – Subsistema de captação conforme método da esfera rolante.....	56
Figura 2.20 – Subsistema de captação conforme método das malhas.....	57
Figura 2.21 – Subsistema de aterramento.	60
Figura 2.22 – Condutor de aterramento do subsistema de aterramento.	61
Figura 2.23 – Eletrodo de aterramento vertical.....	61
Figura 2.24 – Divisão entre as diferentes ZPR.....	63
Figura 2.25 – Barra de equipotencialização principal – BEP.....	65
Figura 2.26 – Exemplo de combinação de MPS.	66
Figura 3.1 – Localização da central fotovoltaica	67
Figura 3.2 – Modelo de subarranjo fotovoltaico	68
Figura 3.3 – Diagrama unifilar da central fotovoltaica.	70
Figura 3.4 – Classificação das zonas de proteção.	71

Figura 3.5 – Poste autossuportado e captor tipo Franklin.	88
Figura 3.6 – Mastro e captor tipo Franklin.....	89
Figura 3.7 – Distribuição dos mastros e captores nos subarranjos.....	90
Figura 3.8 – Localização de instalação dos postes telescópicos.	91
Figura 3.9 – Interligação do poste à malha de aterramento.....	92
Figura 3.10 – Comprimento mínimo l_1 do eletrodo de aterramento de acordo com a classe do SPDA.....	94
Figura 3.11 – Instalação dos condutores de aterramento nos subarranjos.	95
Figura 3.12 – Caixa de inspeção e junção dos eletrodos de aterramento.	96
Figura 3.13 – Instalação dos condutores da malha de captação da subestação.	98
Figura 3.14 – Conductor de captação da subestação.....	99
Figura 3.15 – Instalação dos condutores de descida da subestação.	100
Figura 3.16 – Detalhe do condutor de descida da subestação.	101
Figura 3.17 – Instalação dos condutores de aterramento na subestação	102
Figura 3.18 – Detalhe de junção entre descida e aterramento na subestação.....	103
Figura 3.19 – Conexão das estruturas metálicas à malha de aterramento.	104
Figura 3.20 – Detalhe de equipotencialização dos módulos fotovoltaicos.....	104
Figura 3.21 – Aterramento dos inversores de frequência.....	105
Figura 3.22 – Esquema de instalação de DPS.	106
Figura 3.23 – Diagrama unifilar de instalação dos DPS.	110

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Danos e perdas relevantes para uma estrutura para diferentes pontos de impacto da descarga atmosférica.....	45
Tabela 2.2 – Valores típicos de risco tolerável – R_T	50
Tabela 2.3 – Valores máximos dos raios da esfera rolante.	56
Tabela 2.4 – Valores máximos de afastamento dos condutores das malhas.	57
Tabela 2.5 – Valores típicos de distância entre os condutores de acordo a classe do SPDA. ...	58
Tabela 3.1 – Características técnicas da concessionária local.....	68
Tabela 3.2 – Dados do arranjo fotovoltaico.	69
Tabela 3.3 – Distribuição de pessoas por zona.....	72
Tabela 3.4 – Parâmetros validos para R_A	73
Tabela 3.5 – Parâmetros validos para R_B	74
Tabela 3.6 – Parâmetros validos para R_U	76
Tabela 3.7 – Tabela das componentes de risco para o risco R_1	78
Tabela 3.8 – Componentes de risco para o risco R_1 após adequações.....	79
Tabela 3.9 – Parâmetros validos para R_A	80
Tabela 3.10 – Parâmetros validos para R_B	81
Tabela 3.11 – Parâmetros validos para R_U	83
Tabela 3.12 – Tabela das componentes de risco para o risco R_1	85
Tabela 3.13 – Componentes de risco para o risco R_1 após adequações.....	86
Tabela 3.14 – Planilha orçamentaria – serviços e mão de obra.....	111
Tabela 3.15 – Planilha orçamentaria – materiais.....	112
Tabela 3.16 – Planilha orçamentaria – Simulação de perdas.	113

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

kW	Quilowatt
GW	Giga Watt
MW	Mega Watt
Km ² /ano	Quilômetro quadrado por ano
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
FV	Fotovoltaico (a)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
MT	Média tensão
BT	Baixa tensão
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
PDA	Proteção contra descargas atmosféricas
DPS	Dispositivo de proteção contra surtos
SPDA	Sistema de proteção contra descargas atmosféricas
GC	Geração centralizada
GD	Geração distribuída
MPS	Medidas de proteção contra surtos
LEMP	Pulso eletromagnético devido às descargas atmosféricas
kV	Quilovolt
V	Volt
CC	Corrente continua
CA	Corrente alternada
m	Metros
ELAT	Grupo de Eletricidade Atmosférica
Tan	Tangente
R	Risco

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	17
1.1. OBJETIVOS	22
1.1.1. OBJETIVO GERAL	22
1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	22
1.2. METODOLOGIA.....	22
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	24
2.1. Contextualização da geração distribuída	24
2.2. Revisão das normas e regulamentações técnicas.....	25
2.2.1. NR10 – Segurança em instalações e serviços em eletricidade	25
2.2.2. IT – Instruções Técnicas nº41/2019 – Inspeção visual em instalações elétricas de baixa tensão do Corpo de Bombeiros do estado de São Paulo.....	26
2.2.3. ABNT NBR 5410:2004 – Instalações elétricas de baixa tensão.	27
2.2.3.1. Dispositivo de proteção contra surtos – DPS	28
2.2.3.2. Aterramento.....	30
2.2.3.3. Equipotencialização	33
2.2.4. ABNT NBR 14039:2005 – Instalações elétricas de média tensão de 1,0kV a 36,2kV.	34
2.2.5. ABNT NBR 16690:2019 – Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – requisitos de projeto.	37
2.2.6. ABNT NBR 16274:2014 - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho.	39
2.3. PDA - Proteção contra Descargas Atmosféricas	41
2.3.1. ABNT NBR 5419-1:2015 - Princípios gerais.....	42
2.3.1.1. Fonte de danos a estrutura	43
2.3.1.2. Tipos de danos.....	43
2.3.1.3. Tipos de perda	44
2.3.2. ABNT NBR 5419-2:2015 – Gerenciamento de riscos	46
2.3.3. ABNT NBR 5419-3:2015 – Danos físicos a estrutura e perigo a vida.....	53
2.3.3.1. Subsistema de captação	53
2.3.3.2. Subsistema de descida	58
2.3.3.3. Subsistema de aterramento.....	59
2.3.4. ABNT NBR 5419-4:2015 – Sistemas elétricos e eletrônicos internos na estrutura. .	62

3. Estudo de caso.....	67
3.1. Composição da central fotovoltaica.	67
3.1.1. Diagrama unifilar simplificado.	69
3.2. Análise de risco	71
3.2.1. Análise de risco relativo à zona 1 (Z1)	72
3.2.3. Análise de risco relativo à zona 2 (Z2)	79
3.3. Dimensionamento do SPDA.....	86
3.3.1. SPDA para zona 1 (Z1).....	87
3.3.2. SPDA para zona 2 (Z2).....	96
3.4. Dimensionamento das MPS.....	103
4. Análise financeira.....	111
4.1. Investimento – Central Fotovoltaica 3MWp	111
4.2. Investimento – Proteção contra descargas atmosféricas.....	111
5. Conclusão	115
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	117
Anexo A0 – Componentes de risco a serem considerados para cada tipo de perda em uma estrutura.	119
Anexo A1 – Fator de localização da estrutura C_D	119
Anexo A2 – Fator de instalação da linha C_I	119
Anexo A3 – Fator tipo de linha C_T	120
Anexo A4 – Fator ambiental da linha C_E	120
Anexo B1 – Valores de probabilidade P_{TA} de uma descarga atmosférica em uma estrutura causar choque a seres vivos devido a tensões de toque e de passo perigosas	121
Anexo B2 – Valores de probabilidade P_B dependendo das medidas de proteção para reduzir danos físicos	121
Anexo B3 – Valores de probabilidade de P_{SPD} em função do NP para o qual os DPS foram projetados	121
Anexo B4 – Valores dos fatores C_{LD} e C_{LI} dependendo das condições de blindagem aterramento e isolamento.....	122
Anexo B5 – Valores da probabilidade P_{TU} de uma descarga atmosférica em uma linha que adentre a estrutura causar choque a seres vivos devido a tensões de toque perigosas	122
Anexo B6 – Valor da probabilidade P_{EB} em função do NP para o qual os DPS foram projetados	123
Anexo C1 – Tipo de perda L1: Valores da perda para cada zona	124
Anexo C2 – Tipo de perda L1: Valores médios típicos de L_T , L_F e L_O	124

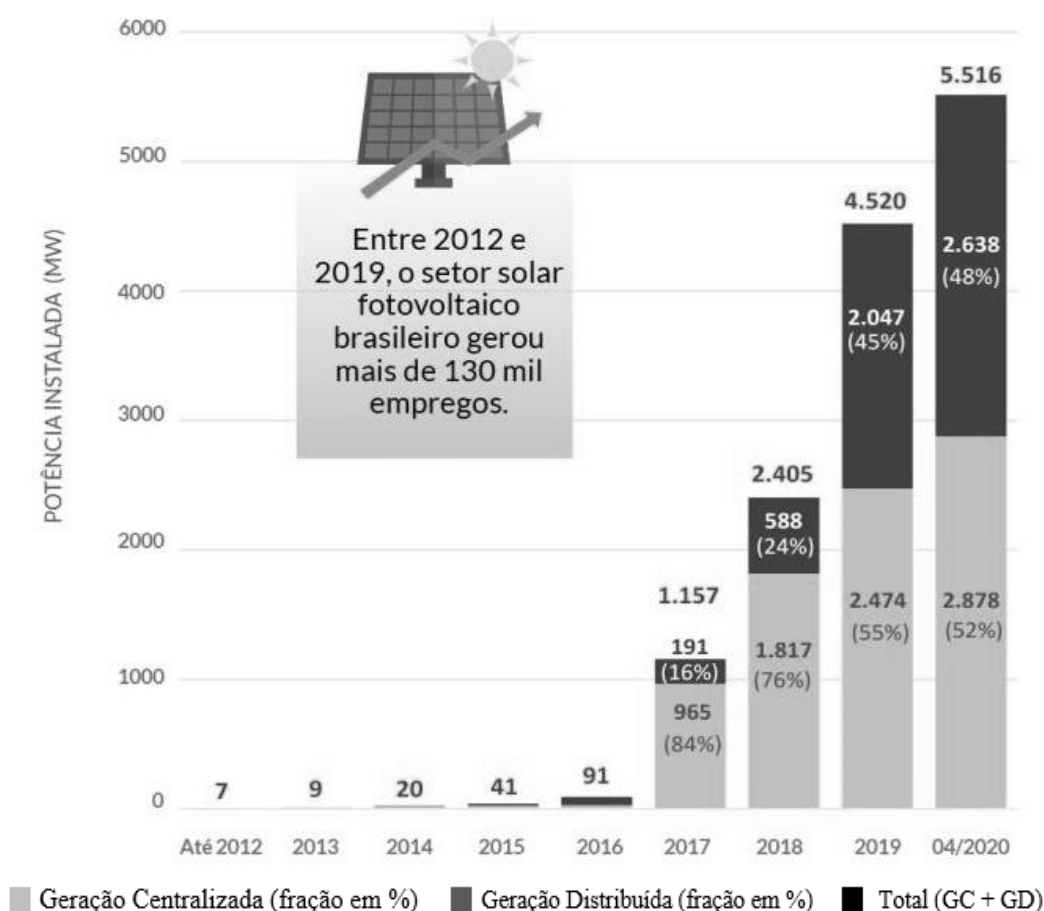
Anexo C3 – Fator de redução r_t em função do tipo da superfície do solo ou piso	124
Anexo C4 – Fator de redução r_p em função das providências tomadas para reduzir as consequências de um incêndio	125
Anexo C5 – Fator de redução r_f em função do risco de incêndio ou explosão na estrutura...	125
Anexo C6 – Fator h_z aumentando a quantidade relativa de perda na presença de um perigo especial	125
Anexo D1 – Suportabilidade a impulso exigível dos componentes da instalação	126
Anexo D2 – Valor mínimo de U_c exigível do DPS, em função do esquema de aterramento.	126
Anexo D3 – Suportabilidade a tensões impulsivas de equipamentos que compõem um sistema fotovoltaico	127

1. INTRODUÇÃO

No mundo, os avanços tecnológicos no mercado de geração fotovoltaica têm atraído cada vez mais interessados no assunto, e no Brasil não poderia ser diferente. Cada vez mais, consumidores brasileiros têm se interessado na geração de energia elétrica de forma sustentável, sem contar os benefícios resultantes desta prática como, por exemplo, o fornecimento da energia gerada excedente para a rede de distribuição da concessionária local, obtendo assim créditos que podem se tornar em economia financeira, além dos benefícios ambientais e sociais.

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em abril de 2020 a potência instalada solar fotovoltaica no Brasil atingiu a marca de 5.516 MW, sendo 2.878 MW em geração centralizada (GC) e 2.638 MW em micro e minigeração distribuída (GD), conforme mostrado na Figura 1.1.

Figura 1.1 – Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil.



Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2020.

Pode-se observar na Figura 1.1 um crescimento de 29% em geração distribuída, entre os anos de 2017 e 2019, demonstrando que o Brasil tem grande interesse na geração fotovoltaica apesar da sua contribuição dentro da matriz energética ainda ser baixa.

Segundo a resolução 687/2015 da ANEEL, classifica-se como microgeração distribuída os centros de geração com potência instalada menor ou igual a 75kW, conectada à rede de distribuição em BT ou MT, por meio das instalações das unidades consumidoras, e minigeração distribuída os centros de geração fotovoltaica com capacidade de geração entre 75kW e 5MW de potência instalada e conectada à rede de distribuição em MT.

Contudo, a operação de uma central de micro ou minigeração, conectada à rede de distribuição local, deve atender aos requisitos mínimos de proteção e segurança da concessionária local e/ou normas vigentes relacionadas, tais como:

- ABNT NBR 5410:2004 – Instalações elétricas de baixa tensão.
- ABNT NBR 14039:2005 – Instalações elétricas de média tensão de 1,0kV a 36,2kV.
- ABNT NBR 16690:2019 – Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – requisitos de projeto.
- NR 10 – Segurança em instalações e serviços em eletricidade.
- ABNT NBR 5419:2015 – Proteção contra descargas atmosféricas.
- ABNT NBR 16274:2014 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho.

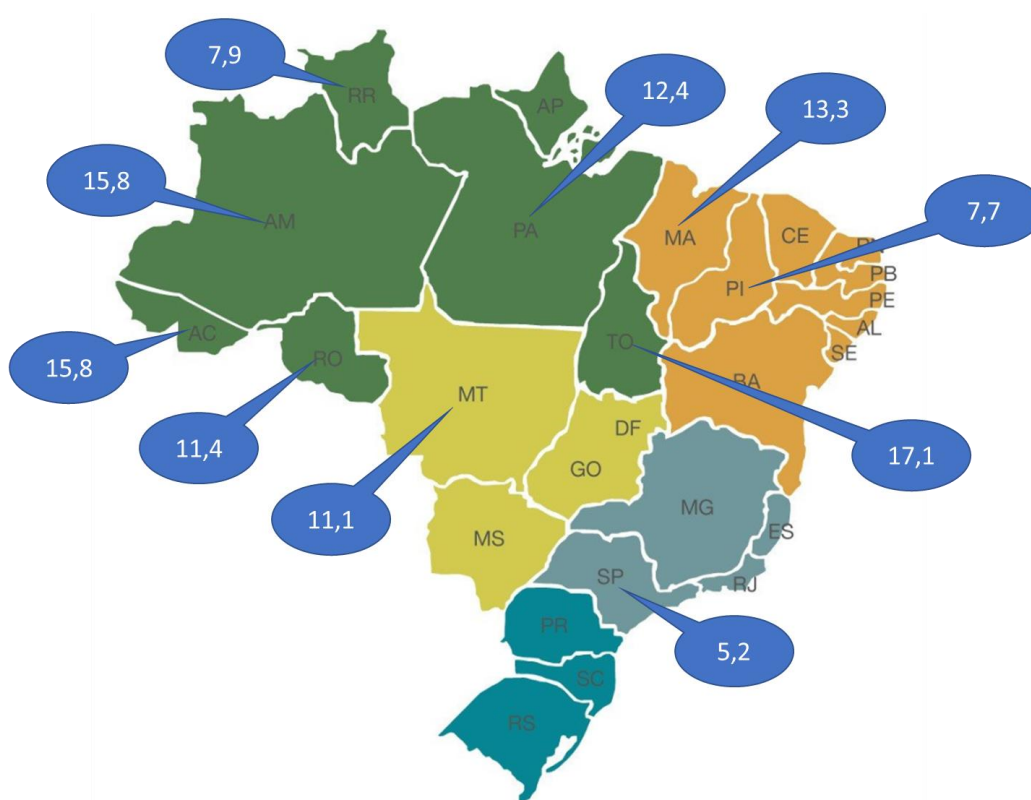
Toda central solar de geração fotovoltaica está exposta as adversidades, da natureza ou não, que nem sempre podem ser controladas como é o caso da queda de um raio ou de uma sobretensão na rede, que podem causar danos as instalações, as estruturas e oferecer riscos a integridade física das pessoas.

Portanto, todas as instalações de geração fotovoltaica requerem um estudo de avaliação da necessidade de proteção contra descargas atmosféricas e sobretensões, com base na sua capacidade, localização, condições climáticas, índice de descargas atmosféricas do local, entre outros fatores.

O Brasil é o país com a maior incidência de descargas atmosféricas no mundo com aproximadamente 77,8 milhões de relâmpagos nuvem-solo por ano, gerando um ônus de aproximadamente R\$ 1 bilhão/ano. Tudo isso devido à grande extensão do território brasileiro e sua proximidade ao equador geográfico, sem contar outros fatores como o aquecimento global e os fenômenos El Niño / La Niña (INPE, 2020).

Pode-se observar na Figura 1.2 a densidade de descargas atmosféricas por quilometro quadrado por ano, denominada de Índice Ceráunico¹, destacando os 10 primeiros estados brasileiros com os maiores índices registrados.

Figura 1.2 – Os 10 estados brasileiros com maior número de descargas atmosféricas/km² por ano.



Fonte: Próprio autor. Baseado nos dados do INPE (2020).

Diante do exposto na Figura 1.2, observa-se que o estado de São Paulo tem o menor índice ceráunico entre os 10 estados apresentados.

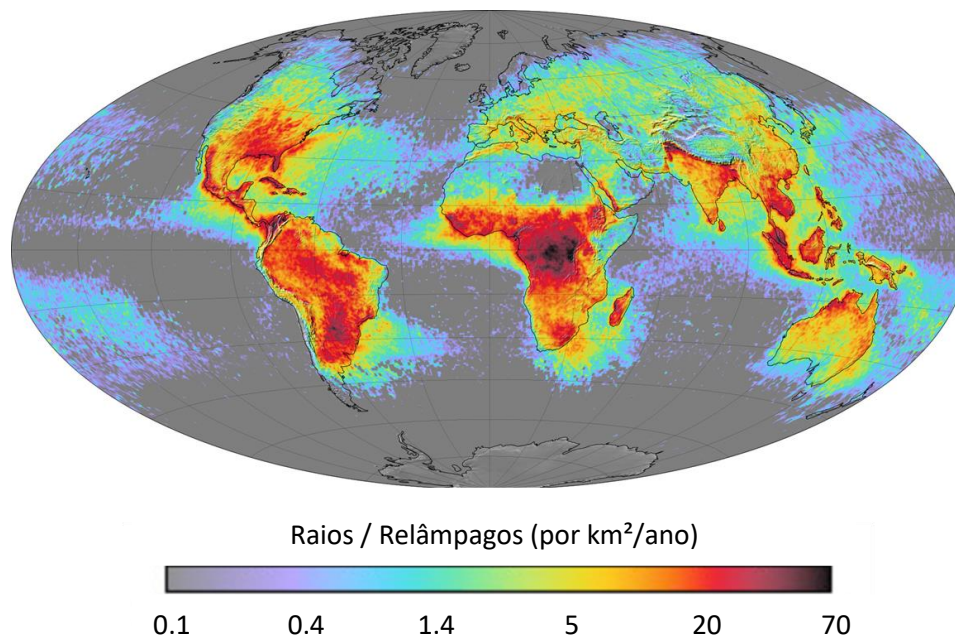
¹ O INPE gera a partir de dados de satélite e de redes de detecção de descargas atmosféricas de superfície valores da densidade de descargas atmosféricas para todo país.

Neste estudo de caso, está sendo considerado o índice ceráunico da cidade de São Carlos que por coincidência é igual ao do Estado de São Paulo, que é de 5,2 relâmpagos/km².ano (INPE, 2020).

Além disso, também se nota uma diferença nos registros entre os estados, tais como Tocantins que tem 17,1 raios/km².ano, Piauí que apresenta 7,7 raios/km².ano, sendo que o estado de São Paulo tem o menor índice entre os estados apresentados.

Olhando o índice ceráunico mundial, observa-se a diferença no número de raios entre os diversos países ao redor do mundo conforme apresentado na Figura 1.3.

Figura 1.3 – Média anual de raios por quilômetro quadrado por ano nos continentes.



Fonte: *Earth Observatory* (NASA). Tradução minha.

Como é possível observar na Figura 1.3, o Brasil e a África apresentam os maiores índices de relâmpagos/km².ano, enquanto a Europa e EUA possuem índices menores, evidenciando assim que as regras aplicadas em Proteções contra Descargas Atmosféricas (PDA) na Europa ou nos EUA não podem ser adotadas da mesma forma no Brasil.

Descargas atmosféricas ocorrem quando o acúmulo de cargas elétricas no interior das nuvens atingem um grau de energia suficiente para superar a rigidez dielétrica do ar, tornando-o condutor e resultando em uma descarga elétrica de grande intensidade que é visível a olho nu (relâmpago) e que na maioria das vezes vem acompanhada de uma onda sonora (trovão).

Devido as grandes consequências causadas pelo impacto de uma descarga atmosférica, são realizados estudos de risco para identificar a necessidade de proteção e qual a melhor técnica a ser implementada, buscando assim mitigar ou até mesmo evitar prejuízos resultantes do impacto direto e/ou indireto de um raio.

Segundo o Instituto de Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), nos últimos anos tivemos os seguintes registros no território brasileiro:

- Ano 2012 – 94,3 milhões de raios.
- Ano 2013 – 92 milhões de raios.
- Ano 2014 – 62,9 milhões de raios.
- Ano 2015 – 68,6 milhões de raios.

Estes dados demonstram que os estudos de proteção contra descargas atmosféricas são de grande importância, não apenas para instalações de geração fotovoltaica, mas sim à todas as instalações.

Um sistema de proteção contra descargas atmosféricas é um conjunto de medidas e proteções adotadas para minimizar danos as estruturas, equipamentos e serviços, bem como proteger a integridade física das pessoas e seres vivos.

No Brasil, a norma técnica NBR 5419 da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) tem por objetivo definir as condições mínimas aceitáveis para projeto, implantação, instalação e manutenção do sistema de proteção contra descargas atmosféricas.

As medidas de proteção consideradas na ABNT NBR 5419 formam uma proteção completa contra descargas atmosféricas e são comprovadas eficazes na redução dos riscos associados as descargas atmosféricas.

Este estudo de caso se baseia em uma central fotovoltaica situada na cidade de São Carlos no interior do estado de São Paulo, cujo gerador fotovoltaico está disposto no solo, na parte mais elevada da topografia do local, afastado de pontos de sombreamento e com capacidade de geração de 3MWp.

Os demais elementos do sistema FV estão abrigados em edificações, exceto a rede elétrica e de sinais provenientes do gerador fotovoltaico.

1.1. OBJETIVOS

1.1.1. OBJETIVO GERAL

O objetivo deste trabalho é desenvolver um projeto de proteção contra descargas atmosféricas em uma central de minigeração fotovoltaica, incluindo a análise preliminar de gerenciamento de risco, à luz das normas técnicas brasileiras vigentes.

1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Definição do arranjo do sistema fotovoltaico.
- Análise de risco de proteção contra descargas atmosféricas.
- Dimensionamento da proteção contra descargas atmosféricas.
- Análise do gerenciamento de risco.
- Análise de custo do PDA.
- Análise crítica e conclusão.

1.2. METODOLOGIA

A etapa de preparação envolveu atividades de estudo das regulamentações e normas técnicas:

- ABNT NBR 5410:2004 – Instalações elétricas de baixa tensão.
- ABNT NBR 14039:2005 – Instalações elétricas de média tensão de 1,0kV a 36,2kV.
- ABNT NBR 16690:2019 – Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – requisitos de projeto.
- ABNT NBR 5419:2015 – Proteção contra descargas atmosféricas.
- NR 10 – Segurança em instalações e serviços em eletricidade.
- IT – Instruções Técnicas nº41.

Todo o estudo inicial se desenvolveu com base em um projeto hipotético de uma central de geração fotovoltaica localizada na cidade de São Carlos no estado de São Paulo.

A análise de risco foi desenvolvida de acordo com a norma ABNT NBR 5419-2:2015, ou seja, utilizando o método mais atual, levando em consideração o índice ceráunico da região de estudo, entre outras técnicas relacionadas.

Os cálculos para o dimensionamento da proteção, bem como os componentes e acessórios a serem aplicados na proteção desta central fotovoltaica foram baseados principalmente na norma ABNT NBR 5419-3:2015 e ABNT NBR 5419-4:2015, além da classe de proteção requerida, forma e localização das estruturas e das edificações, entre outras relacionadas.

Para a elaboração dos desenhos das plantas dos projetos, contendo os sistemas de captação, descidas, aterramento e respectivas conexões, aterramento das estruturas e equipamentos, foi utilizado o software Auto Cad.

Os cálculos e dimensionamentos técnicos destinados à implementação da proteção contra descargas atmosféricas, foi desenvolvido com a utilização da ferramenta Microsoft Excel e obedecendo aos critérios das normas técnicas.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

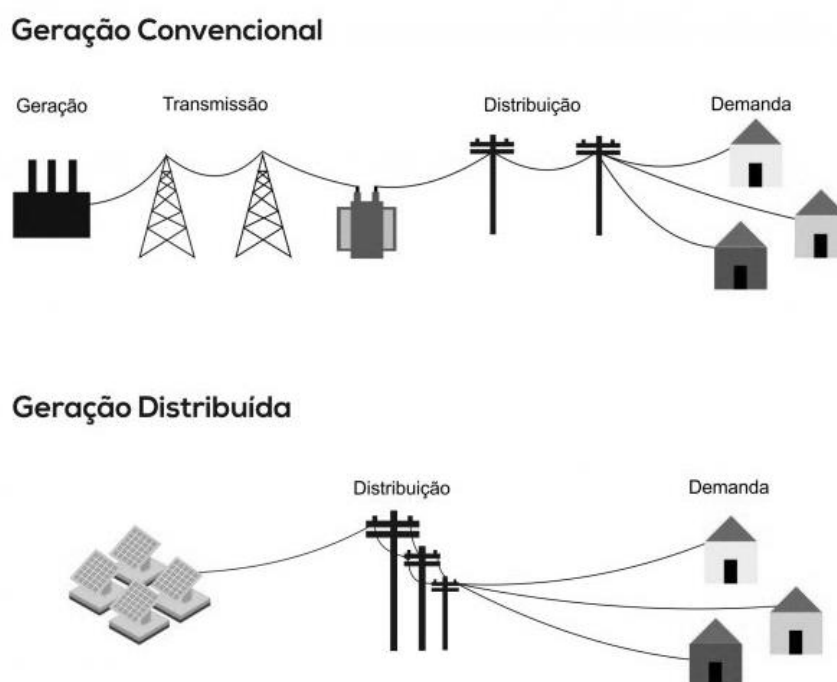
2.1. Contextualização da geração distribuída

A geração distribuída de energia elétrica é caracterizada pelo uso de geradores descentralizados, instalados próximos aos locais de consumo, que se opõe ao modelo tradicional de geração de energia elétrica baseado em grandes usinas. Essa modalidade inclui parques de geração construídos em áreas abertas e também pequenos geradores conectados ao sistema elétrico.

O artigo 14º do Decreto Lei nº 5.163 de 2004 da Presidência da República, considera geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição da concessionária local.

A Figura 2.1 apresenta o modelo de geração de energia elétrica convencional e o modelo de geração distribuída.

Figura 2.1 – Modelo de geração convencional e geração distribuída.



Fonte: NAVILLE (2020).

Na Figura 2.1 é apresentada uma estrutura simplificada do modelo tradicional de geração de energia elétrica até o consumidor final, e o modelo de geração distribuída conectado à rede de distribuição local.

Segundo a ANEEL (2020), a geração distribuída pode ser classificada em grande ou de pequeno porte, como segue:

- A Geração Distribuída de “Grande Porte” é a energia produzida próxima aos centros de carga, e que é adquirida pelas Distribuidoras, através de consultas públicas, reguladas pela REN 167, de 10/10/2005. A aquisição deste tipo de modalidade é limitada em 30MW de potência instalada.
- A Geração Distribuída de “Pequeno Porte” é aquela produzida nas proximidades do centro de consumo, que são conectadas à rede da Distribuidora local, segundo a legislação vigente e se beneficia através de créditos para abatimento de consumo, segundo regras (portarias 538/2015, 65/2018, REN 482/2014, REN 687/2015).

2.2. Revisão das normas e regulamentações técnicas

2.2.1. NR10 – Segurança em instalações e serviços em eletricidade

O objetivo desta Norma Regulamentadora (NR) do Ministério do Trabalho e Emprego (MTE) é estabelecer os requisitos mínimos de medidas de controle visando garantir a segurança das instalações elétricas e das vidas humanas que possam vir a interagir com a mesma, de forma direta ou indireta.

Esta NR é juridicamente obrigatória e deve ser aplicada nas fases de geração, transmissão, distribuição e consumo da energia elétrica, bem como nas etapas de projeto, construção, montagem, operação, manutenção e qualquer atividade realizada nas proximidades destas instalações.

Logo, destacam-se da NR10 os seguintes parágrafos:

[...]

10.2.3 As empresas estão obrigadas a manter esquemas unifilares atualizados das instalações elétricas dos seus estabelecimentos com as especificações do sistema de aterramento e demais equipamentos e dispositivos de proteção.

10.2.4 Os estabelecimentos com carga instalada superior a 75 kW devem constituir e manter o Prontuário de Instalações Elétricas, contendo, além do disposto no subitem 10.2.3, no mínimo:

[...]

b) documentação das inspeções e medições do sistema de proteção contra descargas atmosféricas e aterramentos elétricos;

[...]

10.3.4 O projeto deve definir a configuração do esquema de aterramento, a obrigatoriedade ou não da interligação entre o condutor neutro e o de proteção e a conexão à terra das partes condutoras não destinadas à condução da eletricidade.

10.3.5 Sempre que for tecnicamente viável e necessário, devem ser projetados dispositivos de seccionamento que incorporem recursos fixos de equipotencialização e aterramento do circuito seccionado.

[...]

Diante dos trechos mencionados na NR10, observa-se a importância da aplicação de uma PDA em uma instalação fotovoltaica, sem deixar de ressaltar que o não cumprimento desta NR pode resultar em ações civis e criminais em caso de sinistro.

2.2.2. IT – Instruções Técnicas nº41/2019 – Inspeção visual em instalações elétricas de baixa tensão do Corpo de Bombeiros do estado de São Paulo.

Para que seja iniciada a operação de uma central fotovoltaica ou qualquer outro tipo de instalação, é requerida que a respectiva edificação possua as condições mínimas de segurança contra incêndio.

Neste caso, o Corpo de Bombeiros realiza vistorias nas edificações com o intuito de validar as condições de segurança das mesmas e se estão sendo atendidas, e logo após vistoria e aprovação é gerado um documento certificando que a instalação está em conformidade com os requisitos.

Este documento é conhecido como “Auto de Vistoria do Corpo de Bombeiros – AVCB”.

Mas para que seja solicitada a vistoria do Corpo de Bombeiros no estado de São Paulo em uma central fotovoltaica, é necessário o atendimento da Instrução Técnica (IT) nº41/2019 e o preenchimento do anexo K (IT 01 – Procedimentos administrativos).

A IT nº41/2019 – Inspeção visual em instalações elétricas de baixa tensão, estabelece os requisitos para a inspeção das instalações elétricas e as diretrizes para o atendimento ao regulamento de segurança contra incêndio, aplicado as edificações localizadas no estado de São Paulo.

A respectiva IT destaca a importância dos seguintes itens:

- **Condutor de Proteção:** destinado a interligação de estruturas metálicas não energizadas, elementos condutores não energizados, terminal de aterramento, entre outros à terra, ou seja, a malha de aterramento;
- **Equipotencialização:** é a interligação dos elementos condutores não energizados, fazendo com que todos fiquem no mesmo potencial, proporcionando assim a proteção contra choques elétricos, sobretensões e perturbações eletromagnéticas;
- **Equipotencialização Principal:** toda edificação deve possuir uma equipotencialização principal, reunindo os condutores derivados de outros eletrodos de aterramento existentes ou previstos ao redor da edificação, condutor neutro da alimentação, e condutores de proteção principal da instalação elétrica da edificação;
- Todos os circuitos devem dispor de dispositivos de proteção contra sobrecorrente (sobrecargas e curto-circuito).

Já o preenchimento do anexo “K” deve ser realizado por um profissional habilitado, certificando que a central fotovoltaica e suas edificações estão de acordo com a IT nº41/2019 e as normas vigentes, tais como NBR 5410, NBR 5419 e NBR 10898, além da emissão da Anotação de Responsabilidade Técnica (ART).

2.2.3. ABNT NBR 5410:2004 – Instalações elétricas de baixa tensão.

A norma ABNT NBR 5410 estabelece as condições que devem ser atendidas pelas instalações elétricas de baixa tensão, a fim de garantir a segurança, o funcionamento adequado da instalação e a conservação dos bens.

Basicamente, todas as instalações elétricas devem seguir os requisitos dispostos nesta norma, podendo ser aplicada a residências, comércios, indústrias, serviços e inclusive em sistemas de geração fotovoltaica.

Além disso, a norma classifica como baixa tensão os circuitos elétricos alimentados sob tensão nominal menor ou igual a 1.000V em corrente alternada (CA), e menor ou igual a 1.500V em corrente contínua (CC), bem como conceitos básicos sobre proteção contra choques elétricos, proteção contra sobretensões e perturbações eletromagnéticas, linhas elétricas, esquemas de aterramento, entre outros fatores.

Outro tópico importante abordado na norma ABNT NBR 5410 são as sobretensões transitórias que podem causar danos severos as instalações elétricas e de sinais, equipamentos por elas atendidas e aos usuários.

As sobretensões transitórias tem sua principal origem nas descargas atmosféricas, e podem ser divididas nas seguintes categorias:

- **Surtos induzidos:** quando uma descarga atmosférica atinge a rede de energia elétrica de distribuição, transmissão, etc.;
- **Surtos conduzidos:** quando a descarga atmosférica atinge componentes da própria instalação, edificação, entre outras;

Diante dos surtos causados pelo impacto de uma descarga atmosférica, métodos podem ser implementados, como por exemplo, o dispositivo de proteção contra surtos – DPS, que é destinado a limitar as sobretensões transitórias, bem como o aterramento e a equipotencialização que têm a finalidade de proteger toda a instalação elétrica da edificação.

2.2.3.1. Dispositivo de proteção contra surtos – DPS

O dispositivo de proteção contra surtos (DPS) é um dispositivo preconizado tanto pela norma ABNT NBR 5410 como pela norma ABNT NBR 5419, que visa a proteção das instalações elétricas e equipamentos eletroeletrônicos contra surtos, sobretensões ou transientes diretos/indiretos, independentemente da origem, se por descargas atmosféricas ou por manobras na rede de energia elétrica da concessionária local.

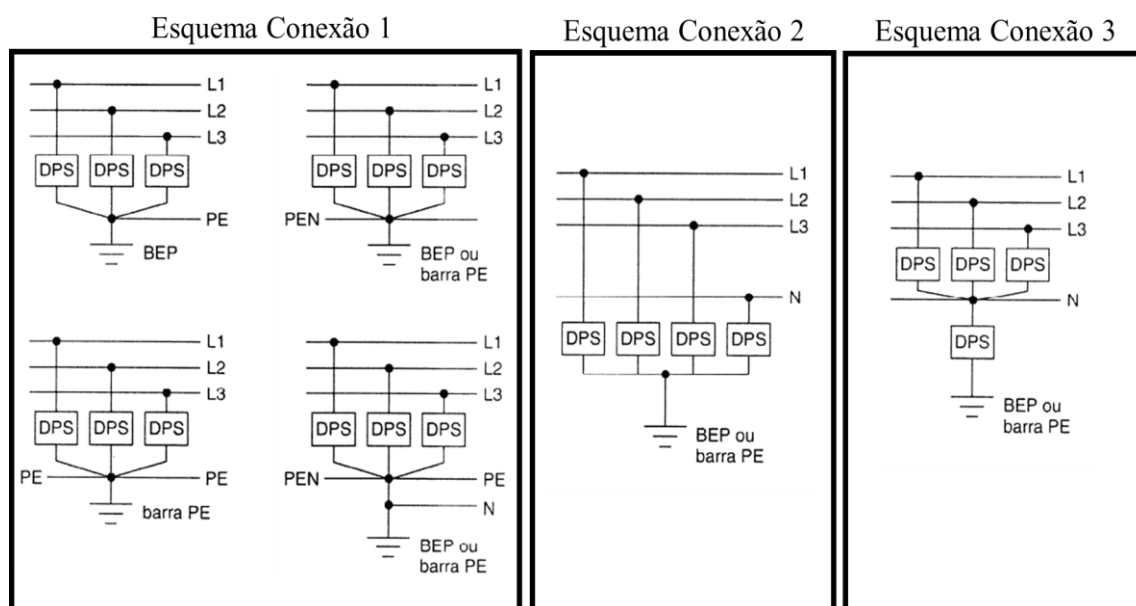
O uso e a localização do DPS vai depender do objetivo da proteção, caso o DPS seja destinado a proteger surtos induzidos, ou seja, sobretensões de origem atmosférica transmitida

pelas linhas externas à edificação ou por manobras realizadas pela concessionária de energia, o DPS deve ser instalado o mais próximo possível do ponto de entrada da edificação, podendo a instalação ser junto ao ponto de entrada da linha ou mesmo no quadro de distribuição principal.

Agora se o DPS tem como objetivo a proteção contra surtos conduzidos, sendo estes, descargas atmosféricas que atingem de forma direta a edificação, instalação, entre outros, o DPS deve ser instalado no ponto de entrada da linha na edificação, além da distribuição coordenada de DPS por toda a instalação.

Na figura 2.2 são apresentados esquemas de instalação do DPS conforme mencionado na norma ABNT NBR 5410.

Figura 2.2 – Esquemas de conexão de DPS.



Fonte: ABNT NBR 5410:2004.

Na Figura 2.2 são apresentadas três configurações diferentes de instalação do DPS:

- **Esquema de conexão 1:** contém um DPS para cada fase, sendo que um lado do DPS é conectada a fase (L1, L2 e L3), e o outro lado deve ser conectada a Barra de Equipotencialização Principal (BEP) ou a Barra de Proteção Elétrica (PE);
- **Esquema de conexão 2:** cada condutor de fase possui um DPS, de forma que um lado do DPS é conectada a fase (L1, L2 e L3), e o outro lado é conectada ao BEP ou a barra PE, além disso existe também um DPS conectado ao condutor neutro.

- **Esquema de conexão 3:** cada fase possui um DPS, sendo que um lado do DPS é conectado a fase (L1, L2 e L3) e do outro lado é conectado ao neutro, além disso existe um DPS que é instalado entre o neutro e o BEP ou PE.

A escolha do DPS deve ser feita de acordo com o Nível de Proteção (Up) requerido, Máxima Tensão de Operação Contínua (Uc), Suportabilidade a Sobretensões Temporárias, Corrente Nominal de Descarga (In) e/ou Corrente de Impulso (Iimp), e a Suportabilidade à Corrente de curto-circuito.

2.2.3.2. Aterramento

Todas as instalações devem dispor de um sistema de aterramento, sendo composto por eletrodos e condutores de aterramento.

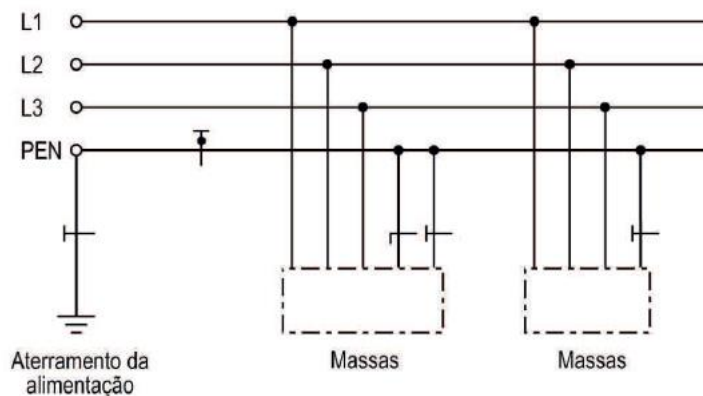
O eletrodo de aterramento pode ser a própria armadura das fundações da edificação, fitas, barras ou cabos metálicos enterrados, e quando necessário, hastes verticais podem ser instaladas, circundando o perímetro da edificação visando conduzir as correntes de falta à terra.

Outro ponto importante é que os eletrodos de aterramento podem e devem ser aplicados juntamente ao sistema de proteção contra descargas atmosféricas como é descrito na norma ABNT NBR 5419.

Já o condutor de aterramento tem a função de interligar o barramento de equipotencialização e os eletrodos de aterramento, e deve ter quantas interligações forem necessárias para a equipotencialização de todo o sistema.

Além disso, a norma ABNT NBR 5410 apresenta diferentes esquemas de ligação do aterramento, sendo conhecidos como TN-C, TN-S, TN-C-S, TT e IT. O esquema de aterramento TN é caracterizado pelo ponto de alimentação diretamente aterrado conforme é apresentado nas Figuras 2.3, 2.4 e 2.5.

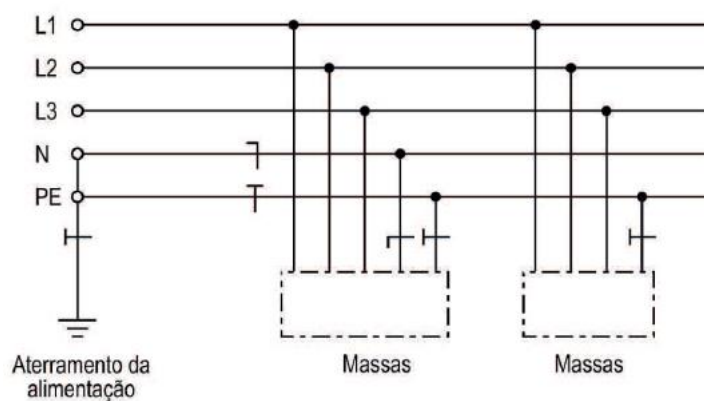
Figura 2.3 – Esquema TN-C.



Fonte: ABNT NBR 5410:2004.

Na Figura 2.3 pode-se observar que o condutor neutro e de proteção estão reunidos em um único condutor, ou seja, o condutor PEN assume as funções de neutro e de proteção.

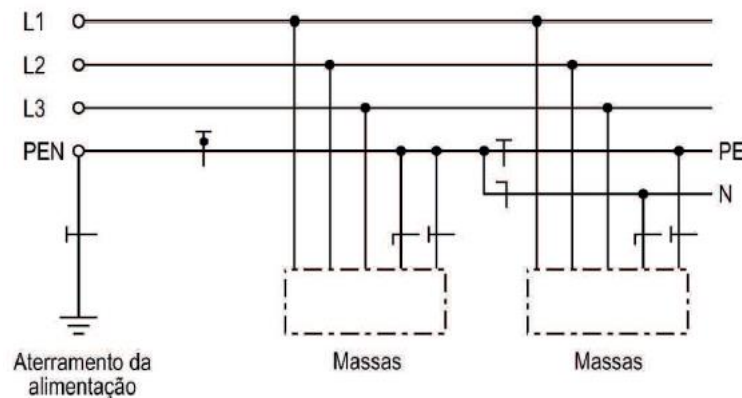
Figura 2.4 – Esquema TN-S.



Fonte: ABNT NBR 5410:2004.

A Figura 2.4 apresenta o esquema TN-S de aterramento, onde observa-se que o condutor neutro e de proteção são distintos, porém ambos ligados ao mesmo ponto de aterramento.

Figura 2.5 – Esquema TN-C-S.

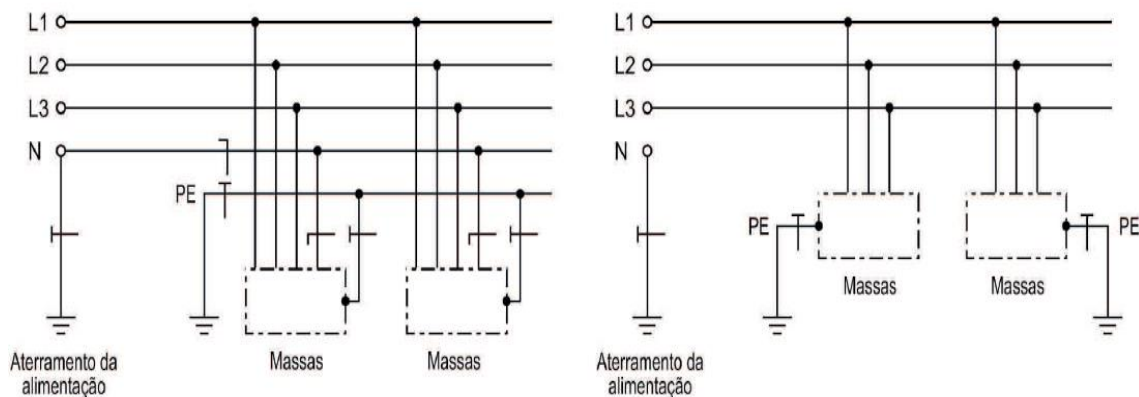


Fonte: ABNT NBR 5410:2004.

Agora, de acordo com o esquema de aterramento da Figura 2.5 nota-se que parte do esquema é TN-C e parte é TN-S. Lembrando que as diferentes configurações do esquema de aterramento tipo TN (TN-C, TN-S e TN-C-S) apresentando em comum a interligação entre as massas dos equipamentos e o condutor de aterramento (PE ou PEN).

Além do esquema TN, existe o esquema TT conforme apresentado na Figura 2.6.

Figura 2.6 – Esquema TT.

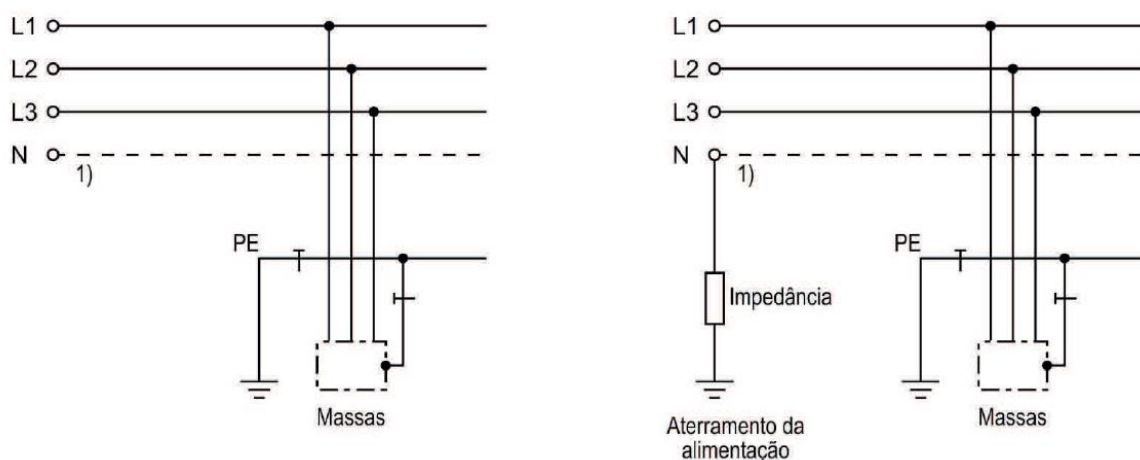


Fonte: ABNT NBR 5410:2004.

No esquema de aterramento TT da Figura 2.6 é possível observar que em uma das figuras a massa é conectada a um eletrodo de aterramento comum, separado do eletrodo de aterramento da alimentação. Já na segunda figura, as massas estão conectadas a aterramentos distintos entre si e separados do eletrodo de aterramento da alimentação.

Além destes, existe também o esquema de aterramento IT, conforme exibido na Figura 2.7.

Figura 2.7 – Esquema IT.



Fonte: ABNT NBR 5410:2004.

Na Figura 2.7 todas as massas são conectadas a um mesmo eletrodo e os condutores energizados são isolados do sistema de aterramento, além disso existe a possibilidade de que o ponto de alimentação seja aterrado através de impedância.

2.2.3.3. Equipotencialização

Para o entendimento de um sistema de proteção em uma instalação elétrica, é preciso ter alguns conhecimentos básicos sobre proteção contra sobretensões e perturbações eletromagnéticas. Desta forma a norma ABNT NBR 5410 traz os seguintes conceitos:

- **Equipotencialização:** consiste na interligação de todos os elementos não energizados, visando obter a equipotencialidade necessária para os fins desejados, tais como, proteção contra choques elétricos, proteção contra sobretensões e perturbações eletromagnéticas.
- **Barramento de equipotencialização principal (BEP):** barramento destinado a interligação de todos os elementos que devem ser incluídos a equipotencialização principal, podendo ser composto por uma barra, chapa, cabo, entre outros.
- **Barramento de equipotencialização suplementar ou barramento de equipotencialização local (BEL):** barramento destinado a servir de meio de interligação de todos os elementos que devem ser incluídos numa equipotencialização suplementar ou local.

2.2.4. ABNT NBR 14039:2005 – Instalações elétricas de média tensão de 1,0kV a 36,2kV.

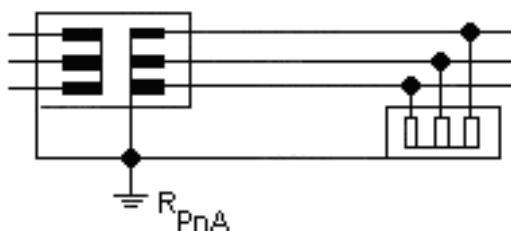
A norma ABNT NBR 14039:2005 demonstra as condições mínimas a serem aplicadas a projetos e execução de instalações elétricas em média tensão, onde se pode ter instalações alimentadas por concessionárias de energia elétrica e também instalações alimentadas por fontes próprias de energia, abrangendo a geração, distribuição e a utilização da energia elétrica.

Esta categoria de fornecimento de energia elétrica é destinada a consumidores com potência instalada acima de 75KW (que é o caso deste trabalho), sendo que o transformador de potência é instalado no terreno e sob responsabilidade do consumidor.

Um dos tópicos abordados pela norma ABNT NBR 14039 é a proteção contra sobretensões, que visa a proteção de pessoas e animais contra a falta elétrica decorrente de fenômenos atmosféricos, sobretensões decorrentes de manobras na rede elétrica, entre outros.

Para se ter a proteção contra sobretensões em instalações elétricas de média tensão, a norma ABNT NBR 14039 considera alguns esquemas de aterramento, como por exemplo, o esquema de aterramento TNR apresentado na Figura 2.8.

Figura 2.8 – Esquema de aterramento TNR.

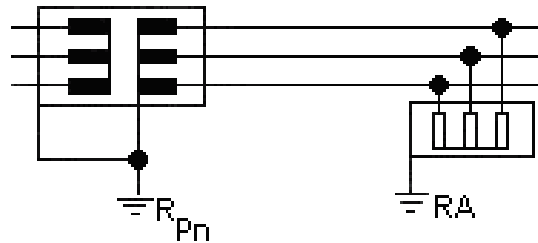


Fonte: ABNT NBR 14039:2005.

Na Figura 2.8 nota-se que o ponto de alimentação está diretamente aterrado (neutro solidamente aterrado), além disto as massas da instalação e da subestação estão ligadas juntas a este aterramento, através de condutores de proteção ou condutores de proteção combinados com neutro (PEN).

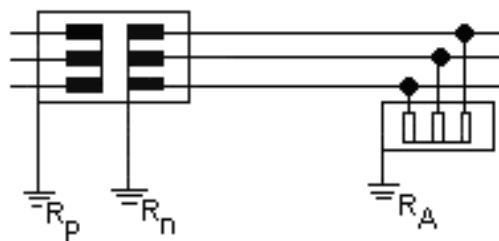
Além deste, existem os esquemas de aterramento tipo TTN e TTS, conforme demonstrados nas Figuras 2.9 e 2.10, respectivamente.

Figura 2.9 – Esquema de aterramento TTN.



Fonte: ABNT NBR 14039:2005.

Figura 2.10 – Esquema de aterramento TTS.



Fonte: ABNT NBR 14039:2005.

No esquema de aterramento TTN, ilustrado pela Figura 2.9, o condutor neutro e o condutor de proteção das massas da subestação são conectados a um único eletrodo de aterramento.

Já na Figura 2.10, tem-se o esquema de aterramento TTS, que possui eletrodos distintos, para o condutor neutro e para as partes metálicas não energizadas da subestação.

Nos esquemas de aterramento TTN e TTS, pode-se observar que um ponto da alimentação é aterrado diretamente, e as massas da instalação são ligadas a eletrodos de aterramento eletricamente distintos do eletrodo de aterramento da subestação.

Também existem os esquemas de aterramento que não possuem qualquer ponto de alimentação aterrado diretamente, sendo possível que a alimentação seja aterrada através de uma impedância, como demonstrados nas Figuras 2.11, 2.12 e 2.13.

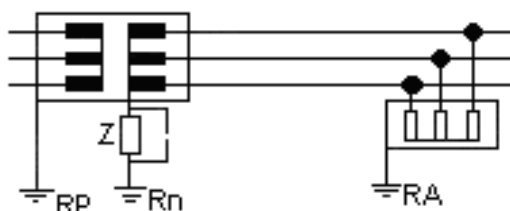
Figura 2.11 – Esquema de aterramento ITN.



Fonte: ABNT NBR 14039:2005.

Na Figura 2.11 observa-se que o condutor neutro e o condutor de proteção das massas da subestação são conectados a um único eletrodo de aterramento, e as massas da instalação são ligadas a um eletrodo de forma separada.

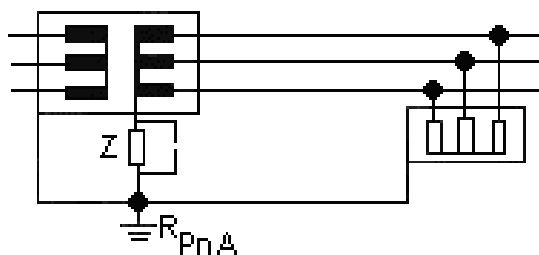
Figura 2.12 – Esquema de aterramento ITS.



Fonte: ABNT NBR 14039:2005.

Agora na Figura 2.12 são evidenciados eletrodos aplicados de forma separada, ou seja, o condutor neutro possui um eletrodo, o condutor de proteção das massas da subestação possui outro eletrodo, e o condutor de proteção das massas da instalação possui um outro eletrodo, todos instalados separadamente.

Figura 2.13 – Esquema de aterramento ITR.



Fonte: ABNT NBR 14039:2005.

Agora, na Figura 2.13 nota-se que o condutor neutro, o condutor de proteção das massas e da instalação estão todos conectados a um único eletrodo de aterramento.

Sempre que a instalação for conectada à rede de distribuição da concessionária local, o condutor neutro deve ser aterrado na origem da instalação, pois isso proporciona uma melhor equalização de potenciais essenciais a segurança da instalação.

Outro fato importante é que a proteção contra contatos indiretos em instalações elétricas de média tensão, é garantida através do aterramento e da equipotencialização, onde o aterramento, deve ser realizado com o uso de condutores de proteção, interligando as

estruturas metálicas (não energizadas) à rede de aterramento, de acordo com o esquema de aterramento existente ou projetado.

Logo, a ligação equipotencial principal na respectiva edificação deve reunir elementos fundamentais, como por exemplo, os condutores de proteção principal, condutores de aterramento, eletrodo de aterramento de outros sistemas, entre outros.

Desta forma, a ligação equipotencial principal é realizada através do terminal de aterramento principal e quando elementos externos a edificação forem identificados, estes devem ser conectados o mais próximo possível do ponto que adentra a edificação.

O arranjo e a dimensão do sistema de aterramento deve atender as condições de proteção e funcionamento da instalação, sendo que o projeto deve ser elaborado de forma que ao longo do tempo o valor da resistência não se altere de forma significativa, e que sejam tomadas precauções para impedir danos aos eletrodos por efeito de eletrolise.

O eletrodo de aterramento, deve ser instalado de forma a constituir uma malha de aterramento em torno do perímetro da edificação, sendo instalado sob o solo a uma profundidade de tal maneira, que mudanças nas condições do solo não altere de forma expressiva a resistência do aterramento.

Outro fato interessante, é que quando uma edificação está na fase de execução, é possível utilizar a fundação da edificação como eletrodo de aterramento, se assim for projetado.

Ao final da instalação do sistema de aterramento, neste caso em instalações elétricas de média tensão, a norma recomenda ensaios de continuidade elétrica dos condutores de proteção, das ligações equipotenciais principais e suplementares, além de teste para determinar da resistência do aterramento.

2.2.5. ABNT NBR 16690:2019 – Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – requisitos de projeto.

Esta norma estabelece os requisitos de projeto para uma instalação fotovoltaica, que contempla a disposição dos condutores, proteção elétrica, dispositivos de manobra, aterramento, equipotencialização, entre outros temas.

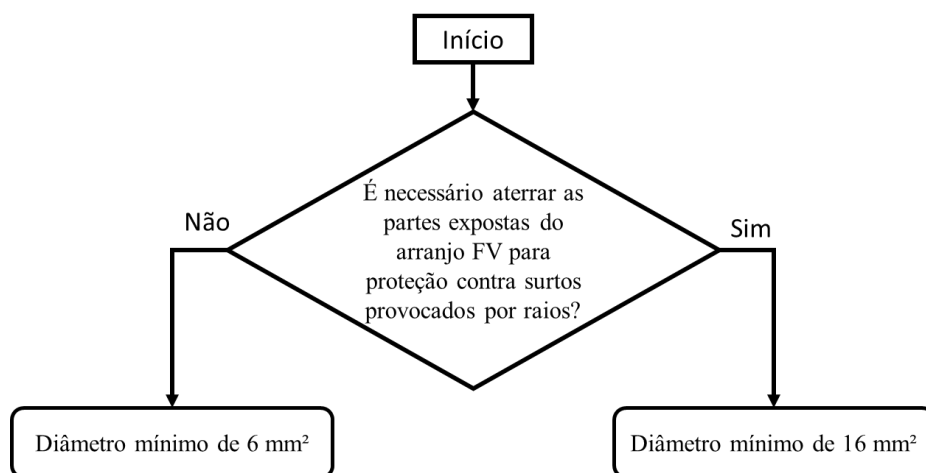
Contudo, a ABNT NBR 16690 visa garantir a segurança em um sistema de geração fotovoltaica, podendo ser aplicado tanto para o lado operando em corrente contínua (CC) como para o lado operando em corrente alternada (CA).

De acordo com este estudo de caso, destaca-se desta norma os tópicos sobre aterramento e equipotencialização que são baseados na ABNT NBR 5410 e na ABNT NBR 5419. Portanto, quando for necessário, a norma ABNT NBR 16690 indicará os capítulos a serem consultados e as respectivas normas.

Além disso, a ABNT NBR 16690 destaca que se existir no arranjo fotovoltaico um eletrodo de aterramento instalado separadamente, este eletrodo deve ser conectado ao sistema de aterramento principal através de um condutor de equipotencialização.

Logo, o condutor de equipotencialização deve ser instalado o mais próximo possível dos condutores positivo e negativo que formam o arranjo fotovoltaico, sendo que o diâmetro do condutor a ser utilizado para aterrar as partes metálicas do arranjo FV deve ser no mínimo de 6 mm², isso quando não se fizer necessária a proteção contra surtos. Mas, se o sistema requerer proteção contra surtos, é recomendada a instalação um condutor de no mínimo de 16 mm², conforme fluxo de decisão apresentado na Figura 2.14.

Figura 2.14 – Árvore de decisão para aterramento de arranjo fotovoltaico.



Fonte: ABNT NBR 16690:2019.

Para que se possa obter resposta a questão da Figura 2.14 deve-se recorrer as normas ABNT NBR 5419-2 e ABNT NBR 5419-3, consultar o índice ceráunico da região e buscar conhecer se existem outras edificações que possam vir a proteger a instalação fotovoltaica contra descargas atmosféricas.

Além do mais, a norma ressalta que se a central fotovoltaica for instalada em edificação provida de proteção contra descargas atmosféricas, a mesma deve ser interligada ao SPDA, lembrando que se os condutores do arranjo fotovoltaico possuírem mais de 50m de comprimento, torna-se necessário a instalação de DPS.

Conforme a norma ABNT NBR 5410, os DPS são incorporados as instalações elétricas com o objetivo de limitar as sobretensões transitórias decorrente dos raios ou de manobras realizadas na rede de energia elétrica.

O DPS devem ser instalados o mais próximo possível do equipamento a ser protegido. Portanto, o DPS precisa ser instalado o mais próximo possível da Unidade de Condicionamento de Potência (UCP), também conhecido como Inversor de Frequência.

Algumas UCP's possuem DPS embutido, mas mesmo assim pode ser necessária a instalação de DPS externo conforme orientação do fabricante da UCP e do risco de descarga atmosférica analisada no local.

Quando for necessária a instalação de DPS no sistema de geração fotovoltaica, deve-se observar que o lado do sistema operando em corrente contínua requer a instalação de um DPS específico para este tipo de corrente (CC), que é diferente do DPS a ser instalado do outro lado, operando em corrente alternada (CA).

2.2.6. ABNT NBR 16274:2014 - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho.

A norma ABNT NBR 16274:2014 traz informações sobre os itens que devem ser verificados em uma central fotovoltaica conectada à rede após a instalação da mesma, tais como: a documentação necessária que deve ser fornecida, os ensaios de comissionamento e os parâmetros a serem verificados durante a inspeção, para assim garantir a segurança e operação da instalação.

A respectiva norma está focada nas instalações de baixa tensão, sendo divididas em corrente contínua (CC) e corrente alternada (CA), que segundo a NBR 5410 classifica baixa tensão como, menor ou igual a 1000V em CA e menor ou igual a 1500V em CC.

Um dos documentos requeridos nesta norma são os diagramas unifilares, onde deve-se constar as especificações gerais do arranjo fotovoltaico, informações da série fotovoltaica, detalhes elétricos do arranjo e dados sobre o sistema em CA.

O respectivo diagrama unifilar deve conter dados sobre os dispositivos de proteção contra sobrecorrentes (quando houver), com detalhes do tipo e características de tensão e corrente. Além disso, deve conter informações sobre o sistema de aterramento e proteção contra sobretensão, sendo necessário observar os seguintes requisitos:

- Detalhes de todos os condutores de aterramento e equipotencialização – diâmetro e pontos de conexão, incluindo os detalhes da equipotencialização da armação do arranjo fotovoltaico.
- Qualquer conexão a um sistema existente de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA).
- Detalhes dos dispositivos de proteção contra surtos de tensão, tanto do lado operando em CA quanto do lado operando em CC, incluindo tipo, localização e características de tensão e corrente.

Na inspeção que antecede o comissionamento a ser realizado antes da energização da central fotovoltaica, devem ser observados os seguintes parâmetros:

- O dispositivo de proteção contra sobrecorrente na série fotovoltaica está corretamente posicionado e especificado conforme as instruções do fabricante para a proteção dos módulos fotovoltaicos;
- A existência de uma chave instalada no lado CC do inversor;
- Um dos condutores CC está ligado à terra, se existe ao menos separação simples entre os lados CA e CC no inversor, e se as ligações à terra foram construídas de modo a evitar a corrosão;
- Se um dispositivo de interrupção de falta à terra está instalado, isso quando o sistema fotovoltaico possuir conexão direta à terra do lado CC (aterramento funcional), lembrado que normalmente isto é um item contido no inversor.

Já com relação ao tema sobre proteção contra sobretensão e choques elétricos, são observados os respectivos itens:

- A área de todos os laços na fiação fora mantida tão pequena quanto possível, para assim minimizar tensões induzidas decorrente de raios;
- Os condutores de aterramento da armação do arranjo fotovoltaico e/ou dos módulos foram corretamente instalados e ligados à terra;
- Condutores de aterramento de proteção e/ou condutores de ligação equipotencial estão instalados em paralelo e juntos aos cabos CC.

Quanto aos ensaios de comissionamento, existe a divisão em “Regimes de Ensaio” e “Ensaio Adicionais”, sendo que o regime de ensaio deve ser compatível a escala, tipo, localização e complexidade do sistema FV.

Sendo assim, a norma divide o regime de ensaio em duas categorias:

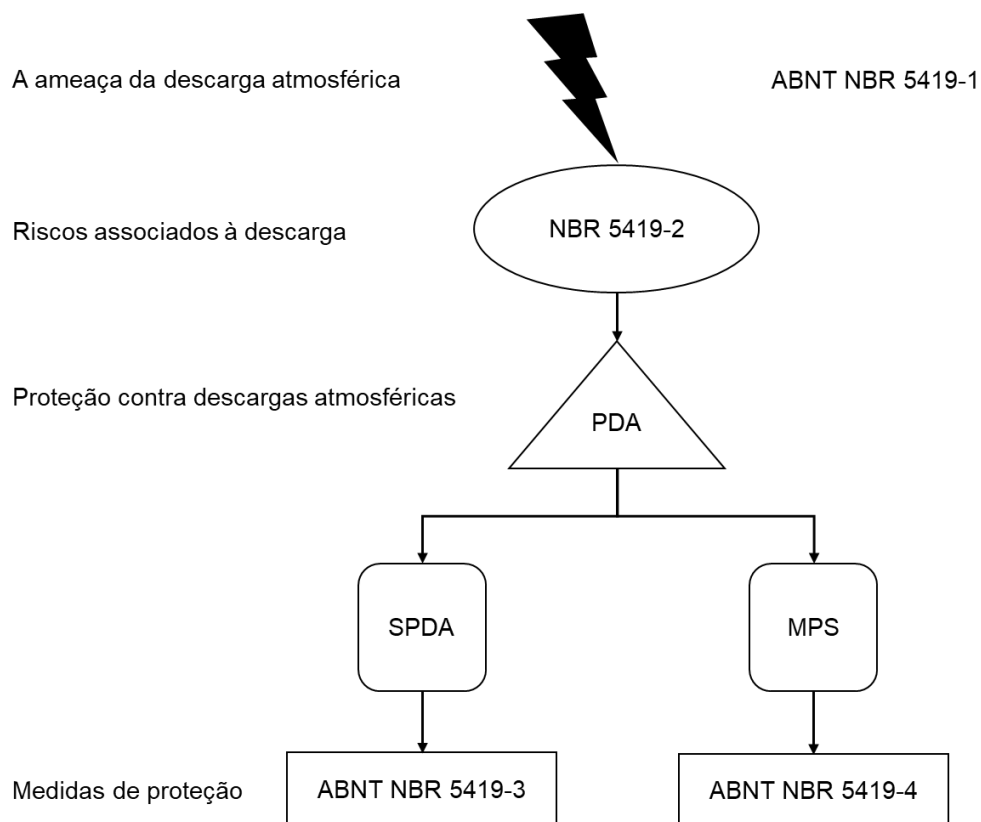
- **Categoria 1** – aplicado a todos os sistemas fotovoltaicos, independente da escala, tipo, localização ou tamanho, e contém uma sequência mínima de ensaios que devem ser realizados a todos os sistemas FV, inclusive teste de continuidade da ligação à terra e/ou condutores de ligação equipotencial no lado CC do sistema;
- **Categoria 2** – destinado a sistemas mais complexos e maiores, sendo que todos os ensaios de Categoria 1 devem ter sido realizados e validados para só assim realizar os ensaios de categoria 2;

Já os ensaios adicionais são outros tipos de ensaios que podem ser realizados a pedido do cliente, além dos ensaios de categoria 1 e 2, para detecção de falhas ou anomalias operacionais, como por exemplo, ensaio de tensão de solo, utilizado para avaliar se o sistema possui uma ligação de alta impedância (resistiva) para o solo.

2.3. PDA - Proteção contra Descargas Atmosféricas

A norma ABNT NBR 5419:2015 contempla medidas comprovadamente eficazes na redução dos riscos associados as descargas atmosféricas e forma uma PDA completa, sendo subdividida em 4 assuntos como apresentado na Figura 2.15.

Figura 2.15 – Conexões entre as partes da ABNT NBR 5419.



Fonte: ABNT NBR 5419:2015 (IEC 2612/10).

Observa-se na Figura 2.15 os assuntos que são abordados na ABNT NBR 5419:2015, sendo dívidos da seguinte forma:

- ABNT NBR 5419-1:2015 – Princípios gerais;
- ABNT NBR 5419-2:2015 – Gerenciamento de risco;
- ABNT NBR 5419-3:2015 – Danos Físicos a Estrutura e perigo a vida;
- ABNT NBR 5419-4:2015 – Sistemas elétricos e eletrônicos internos na estrutura;

2.3.1. ABNT NBR 5419-1:2015 - Princípios gerais

No volume 1 da norma ABNT NBR 5419:2015 é dada uma breve introdução sobre as 4 partes da norma e suas respectivas conexões, além de dar subsidio à utilização e interpretação dos volumes 2, 3 e 4, bem como uma breve introdução sobre os efeitos de uma descarga atmosférica e as respectivas medidas de proteção de acordo com o risco associado.

Quando um raio atinge uma estrutura pode causar diversos tipos danos como na própria estrutura, aos ocupantes e conteúdo, falhas nos sistemas internos, estruturas vizinhas e ao próprio ambiente.

Sendo a corrente da descarga atmosférica a principal fonte de danos, deve-se levar em consideração alguns parâmetros, como por exemplo, o ponto de impacto, tipos de danos e tipos de perda.

2.3.1.1. Fonte de danos a estrutura

A Fonte de Dano (S) está associada ao ponto de impacto da descarga atmosféricas e é classificada da seguinte forma:

- S1 – Descarga atmosférica na estrutura;
- S2 – Descarga atmosférica próximo a estrutura;
- S3 – Descarga atmosférica sobre as linhas elétricas e tubulações metálicas que entram na estrutura;
- S4 – Descarga atmosférica próxima as linhas elétricas e tubulações metálicas que entram na estrutura;

2.3.1.2. Tipos de danos

O impacto de uma descarga atmosférica pode resultar em diversos tipos de danos (D), que podem ser os seguintes:

- D1 – Danos as pessoas devido a choque elétrico;
- D2 – Danos físicos devido aos efeitos das correntes das descargas atmosféricas, inclusive centelhamento;
- D3 – Falhas de sistemas internos devido a LEMP²;

² LEMP - Pulso eletromagnético decorrente de descarga atmosférica.

2.3.1.3. Tipos de perda

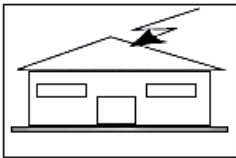
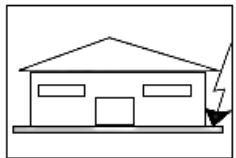
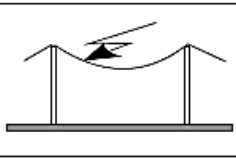
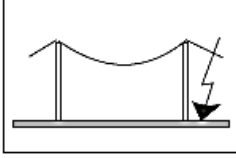
De acordo com o Tipo de Dano (D), é possível identificar o Tipo de Perda (L), sendo que pode ocorrer de forma isolada ou combinada, produzindo assim diferentes tipos de perda, tais como:

- L1 – Perda de vida humana (incluindo-se danos permanentes);
- L2 – Perda de serviço ao público;
- L3 – Perda de patrimônio cultural;
- L4 – Perda de valor econômico (estrutura e seu conteúdo, inclusive interrupções de atividades);

Os tipos de perda L1, L2 e L3 são considerados perdas de valor social. Já o tipo de perda L4 é considerado como uma perda puramente econômica, ou seja, que traz prejuízos financeiros, como por exemplo, prejuízos a edificação, ao conteúdo armazenado e até mesmo a interrupção de atividades.

Na Tabela 2.1 é apresentada uma relação entre os pontos de impacto, tipos de danos e tipos de perdas.

Tabela 2.1 – Danos e perdas relevantes para uma estrutura para diferentes pontos de impacto da descarga atmosférica.

Ponto de impacto		Fonte de dano	Tipo de dano	Tipo de perda
Estrutura		S1	D1 D2 D3	L1, L4 ^a L1, L2, L3, L4 L1 ^b , L2, L4
Nas proximidades de uma estrutura		S2	D3	L1 ^b , L2, L4
Linhas elétricas ou tubulações metálicas conectadas à estrutura		S3	D1 D2 D3	L1, L4 ^a L1, L2, L3, L4 L1 ^b , L2, L4
Proximidades de uma linha elétrica ou tubulação metálica		S4	D3	L1 ^b , L2, L4
^a Somente para propriedades onde pode haver perdas de animais. ^b Somente para estruturas com risco de explosão, hospitais ou outras estruturas nas quais falhas em sistemas internos colocam a vida humana diretamente em perigo.				

Fonte: ABNT NBR 5419-1:2015.

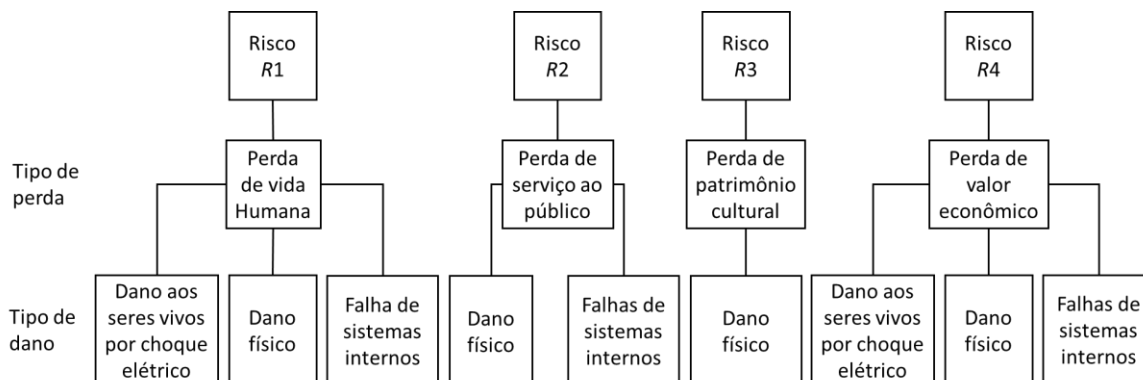
Diante da Tabela 2.1 nota-se a relação entre os tipos de danos (D), tipos de perdas (L) de acordo com a fonte de danos (S), ou seja, os pontos de impacto do raio, possibilitando assim a classificação dos riscos e a real necessidade da aplicação da PDA.

2.3.1.4. A necessidade de PDA

A finalidade de uma PDA é reduzir as perdas relacionadas a queda de um raio, e para conhecer a necessidade de implementação da proteção deve-se recorrer ao volume 2 da NBR 5419:2015 que aborda o tema Gerenciamento de Riscos.

Logo, os riscos podem ser classificados de acordo com o tipo de perda, como é mostrado na Figura 2.16.

Figura 2.16 – Tipos de perdas e riscos associados aos tipos de danos.



Fonte: ABNT NBR 5419-1:2015.

A partir da Figura 2.16 entende-se que a norma classifica os riscos em 4 categorias:

- R_1 – Risco de perdas ou danos permanentes a vida humana;
- R_2 – Risco de perdas de serviço ao público;
- R_3 – Risco de perdas do patrimônio cultural;
- R_4 – Risco de perdas de valor econômico;

Portanto, a implementação de uma PDA é necessária quando o risco – R (R_1 , R_2 e R_3) for maior que o risco tolerável (R_T). Se $R > R_T$ medidas de proteção são necessárias, com o intuito de reduzir os riscos a níveis aceitáveis, ou seja, $R \leq R_T$.

Já o risco R_4 possibilita avaliar se medidas de proteção para mitigar perdas de valor econômico são viáveis ou não. Neste caso, é realizado um estudo dos Custos das Perdas Residuais com medidas de proteção implementada (CRL) e os Custos das Medidas de Proteção (CPM).

Se o Custo da Perda Total sem o PDA (CL) for maior que a soma do CPM e CRL, isso indica que é viável a instalação de medidas de proteção ($CPM + CRL < CL$).

2.3.2. ABNT NBR 5419-2:2015 – Gerenciamento de riscos

No volume 2 da norma ABNT NBR 5419:2015 é abordado o tema sobre o gerenciamento de risco e os parâmetros a serem analisados, tais como o impacto da descarga atmosférica, danos as estruturas e perdas relacionadas a descarga atmosférica, determinando assim a melhor proteção para cada tipo de estrutura.

Para entender as componentes de risco (R_x) é preciso saber qual a possibilidade de impacto, suas consequências e perdas que podem ser descritas pela equação:

$$R_x = N_x \times P_x \times L_x \quad (\text{Eq. 2.1})$$

Sendo:

N_x Número de eventos perigosos por ano;

P_x Probabilidade de dano a estrutura;

L_x Perda consequente.

O número de eventos perigosos (N_x) está diretamente relacionado a densidade de descargas atmosféricas nuvem-solo, sendo que o “x” corresponde aos respectivos componentes de risco (N_D , N_M , N_L ou N_{DJ}).

Já a probabilidade de dano (P_x) está ligada as características da estrutura a ser protegida, as linhas conectadas e as medidas de proteção existentes, onde o “x” corresponde aos respectivos componentes de risco (P_A , P_B ou P_C).

A perda consequente (L_x) é influenciada pelo uso para o qual a estrutura foi projetada, a frequência de pessoas, tipo de serviço fornecido, valor dos bens afetados pelos danos, entre outras características econômicas e de segurança, onde “x” é relacionado aos respectivos componentes de risco (L_A , L_B ou L_C).

Com isso, têm-se as seguintes componentes de risco a serem considerados:

- Componentes de risco devido à queda de raio diretamente na estrutura – R_A , R_B e R_C

R_A – Componente relativo a choque elétrico devido a tensão de passo e de toque em distância de até 3 metros do lado de fora da estrutura:

$$R_A = N_D \times P_A \times L_A \quad (\text{Eq. 2.2})$$

R_B – Componente relativo a danos físicos causados à estrutura devido à centelha dentro da estrutura:

$$R_B = N_D \times P_B \times L_B \quad (\text{Eq. 2.3})$$

R_C – Componente relacionado à falha de sistemas internos causados por LEMP, quando raio atinge diretamente a estrutura:

$$R_C = N_D \times P_C \times L_C \quad (\text{Eq. 2.4})$$

- Componente de risco devido à queda de raio perto da estrutura - R_M

R_M – Componente relativo à falha de sistemas internos causados por LEMP decorrente de descargas atmosféricas próximo à estrutura:

$$R_M = N_M \times P_M \times L_M \quad (\text{Eq. 2.5})$$

- Componentes de risco devido à raio na linha conectada a estrutura – R_U , R_V e R_W

R_U – Componente relativo a choque elétrico devido às tensões de passo e de toque dentro da estrutura, decorrentes de falhas internas causadas por LEMP, ocasionado por descarga atmosférica próxima da estrutura:

$$R_U = (N_L + N_{DJ}) \times P_U \times L_U \quad (\text{Eq. 2.6})$$

R_V – Componente relativo a danos físicos devido à corrente do raio transmitido ao longo da linha que adentra a estrutura:

$$R_V = (N_L + N_{DJ}) \times P_V \times L_V \quad (\text{Eq. 2.7})$$

R_W – Componente relativo à falha de sistemas internos causada por sobretensões induzidas na linha que entra na estrutura e transmitida por esta:

$$R_W = (N_L + N_{DJ}) \times P_W \times L_W \quad (\text{Eq. 2.8})$$

- Componentes de risco devido à queda de raio perto de uma linha conectada à estrutura – R_Z

R_Z – Componente relativo à falha nos sistemas internos causada por sobretensões induzidas nas linhas que adentram a estrutura e transmitidas por esta, e geralmente em estrutura com risco de explosão:

$$R_Z = N_L \times P_Z \times L_Z \text{ (Eq. 2.9)}$$

Após identificar as componentes dos riscos, deve-se consolidá-las com base nas seguintes equações:

- R_1 – Risco de perdas ou danos permanentes a vida humana

$$R_1 = R_{A1} + R_{B1} + R_{C1} + R_{M1} + R_{U1} + R_{V1} + R_{W1} + R_{Z1} \text{ (Eq. 2.10)}$$

- R_2 – Risco de perdas de serviço ao público

$$R_2 = R_{B2} + R_{C2} + R_{M2} + R_{V2} + R_{W2} + R_{Z2} \text{ (Eq. 2.11)}$$

- R_3 – Risco de perda de patrimônio cultural

$$R_3 = R_{B3} + R_{V3} \text{ (Eq. 2.12)}$$

- R_4 – Risco de perda de valores econômicos

$$R_4 = R_{A4} + R_{B4} + R_{C4} + R_{M4} + R_{U4} + R_{V4} + R_{W4} + R_{Z4} \text{ (Eq. 2.13)}$$

Conforme mencionado na ABNT NBR 5419-1:2015 a proteção contra descargas atmosféricas é necessária quando o risco R (R_1 , R_2 e/ou R_3) for maior que o risco tolerável – R_T .

Para a análise de risco, alguns procedimentos básicos podem ser seguidos, como por exemplo, a identificação da estrutura, tipos de perda na estrutura, avaliação do risco para cada tipo de perda, entre outros.

Após a coleta de dados durante os procedimentos básicos, é possível identificar o risco tolerável – R_T , conforme valores apresentados na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Valores típicos de risco tolerável – R_T

Tipo de perda		$R_T (y^{-1})$
L1	Perda de vida humana ou ferimentos permanentes	10^{-5}
L2	Perda de serviço ao público	10^{-3}
L3	Perda de patrimônio cultural	10^{-4}

Fonte: ABNT NBR 5419-2:2015.

Na Tabela 2.2 tem-se a relação entre os valores típicos de risco tolerável (R_T) e o tipo de perda (L). Desta forma, consegue-se relacionar o risco ao primeiro impacto da descarga em diferentes localidades.

Sendo assim, determina-se primeiramente o Número de Eventos Perigosos (N_D), para a estrutura a ser protegida, e que está relacionado à atividade atmosférica da região onde a instalação está localizada e as respectivas características físicas.

No Brasil, o INPE por intermédio do Grupo de Eletricidade Atmosférica (ELAT) é o órgão responsável por disponibilizar os dados referentes à densidade de descargas atmosféricas (N_G), que é o número de descargas atmosféricas por km^2 por ano.

Depois de consultado o N_G , deve-se determinar a área da estrutura exposta a descarga atmosférica (A_D), que é expressa pela seguinte equação:

$$A_D = L \times W + 2 (3 \times H) \times (L + W) + \pi \times (3 \times H)^2 \quad (\text{Eq. 2.14})$$

Onde:

L Comprimento (m)

W Largura (m)

H Altura (m)

Para o cálculo do N_D da suposta estrutura, tem-se a seguinte expressão:

$$N_D = N_G \times A_D \times C_D \times 10^{-6} \quad (\text{Eq. 2.15})$$

Onde:

C_D Fator de localização da estrutura, é uma constante adquirida na tabela do Anexo A1.

Após identificado N_D , avalia-se a probabilidade de uma descarga atmosférica causar ferimentos a seres vivos por meio de choque elétrico (P_A), utilizando-se a seguinte equação:

$$P_A = P_{TA} \times P_B \quad (\text{Eq. 2.16})$$

Sendo:

P_{TA} Depende das medidas existentes de proteção contra tensão de toque e passo, sendo que os valores de P_{TA} são obtidos no Anexo B1.

P_B Depende do nível de proteção existente contra descargas atmosféricas (NP), sendo que o valor de P_B é obtido Anexo B2.

Agora, para avaliar a probabilidade de uma descarga atmosférica que atinge a estrutura, causar falhas aos sistemas internos (P_C), utiliza-se a equação seguinte:

$$P_C = P_{SPD} \times C_{LD} \quad (\text{Eq. 2.17})$$

Sendo:

P_{SPD} Constante que está relacionada ao sistema coordenado de DPS e do NP existentes, onde os valores são consultados no Anexo B.3.

C_{LD} Constante que depende das condições existentes de blindagem, aterramento e isolamento da linha, onde os valores podem ser consultados no Anexo B4.

Por fim, para obter as componentes necessárias para o devido gerenciamento de risco, faz-se necessária a análise da quantidade de perda L_A , L_B e L_C , de acordo as seguintes expressões:

$$L_A = r_t \times L_T \times (n_z/n_t) \times (t_z/8760) \quad (\text{Eq. 2.18})$$

$$L_B = r_p \times r \times h_z \times L_F \times (n_z/n_t) \times (t_z/8760) \quad (\text{Eq. 2.19})$$

$$L_C = L_O \times (n_z/n_t) \times (t_z/8760) \quad (\text{Eq. 2.20})$$

Onde:

- L_T Número relativo médio típico de vítimas feridas por choque elétrico (D1) devido a um evento perigoso;
- L_F Número relativo médio típico de vítimas por danos físicos (D2) devido a um evento perigoso;
- L_O Número relativo médio típico de vítimas por falha de sistemas internos (D3) devido a um evento perigoso;
- r_t Fator de redução da perda de vida humana dependendo do tipo do solo ou piso;
- r_p Fator de redução da perda devido a danos físicos dependendo das providências tomadas para reduzir as consequências do incêndio;
- r_f Fator de redução da perda devido a danos físicos dependendo do risco de incêndio ou do risco de explosão da estrutura;
- h_z Fator de aumento da perda devido a danos físicos quando um perigo especial estiver presente;
- n_z Número de pessoas na zona;
- n_t Número total de pessoas na estrutura;
- t_z Tempo, durante o qual as pessoas estão presentes na zona, expresso em horas por ano.

Os valores destas constantes podem ser consultados nos Anexos C2, C3, C4, C5 E C6.

Com todos os dados obtidos, é possível analisar as componentes de risco R_1 , R_2 , R_3 e R_4 conforme equações Eq. 2.10, Eq. 2.11, Eq. 2.12 e Eq. 2.12, respectivamente.

Através desta análise das componentes de risco, é possível identificar quais componentes de risco são mais relevantes dentro dos parâmetros analisados (R_1 , R_2 , R_3 ou R_4). Desta forma, consegue-se determinar qual a classe de proteção é a mais adequada a ser implementada na central FV, fazendo com que o risco identificado, fique dentro da faixa do risco tolerável ($R < R_T$).

2.3.3. ABNT NBR 5419-3:2015 – Danos físicos a estrutura e perigo a vida

A ABNT NBR 5419-3 é o capítulo da norma que normatiza as dimensões, os tipos de instalação, os métodos, os cálculos, e que tem por objetivo a proteção das partes internas e externas da edificação contra a tensão de passo e toque.

Além disso, o Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA) é considerado o sistema de proteção mais eficaz contra danos físicos, sendo que o SPDA externo é composto por 3 subsistemas:

- Subsistema de captação;
- Subsistema de descida;
- Subsistema de aterramento.

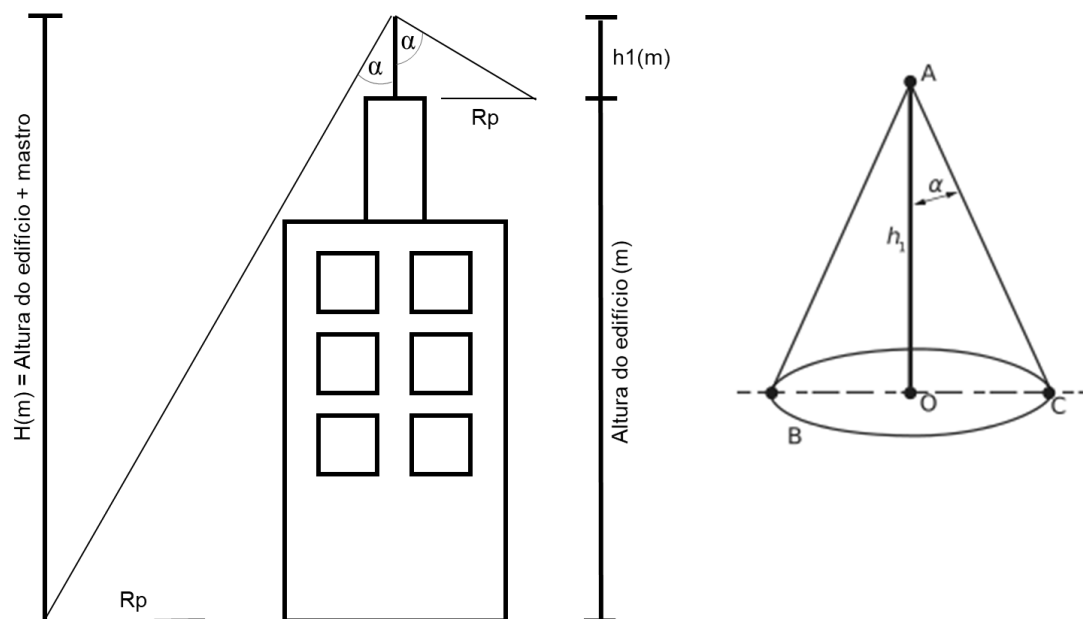
Os três subsistemas juntos compõem o SPDA externo, que deve ser corretamente dimensionado, projetado e implementado, buscando assim garantir a boa continuidade entre o subsistema de captação e o subsistema de aterramento, que tem como objetivo a dissipação da descarga atmosférica no solo.

2.3.3.1. Subsistema de captação

O subsistema de captação é destinado a interceptar a descarga atmosférica que possa vir a atingir a estrutura, e é constituído por um conjunto de elementos, tais como, captadores, mastros, condutores suspensos, condutores em malha, entre outros, e que geralmente são instalados sobre as edificações.

Um dos métodos de dimensionamento recomendado pela norma é o método do ângulo de proteção, que é apresentado na Figura 2.17.

Figura 2.17 – Método do ângulo de proteção.



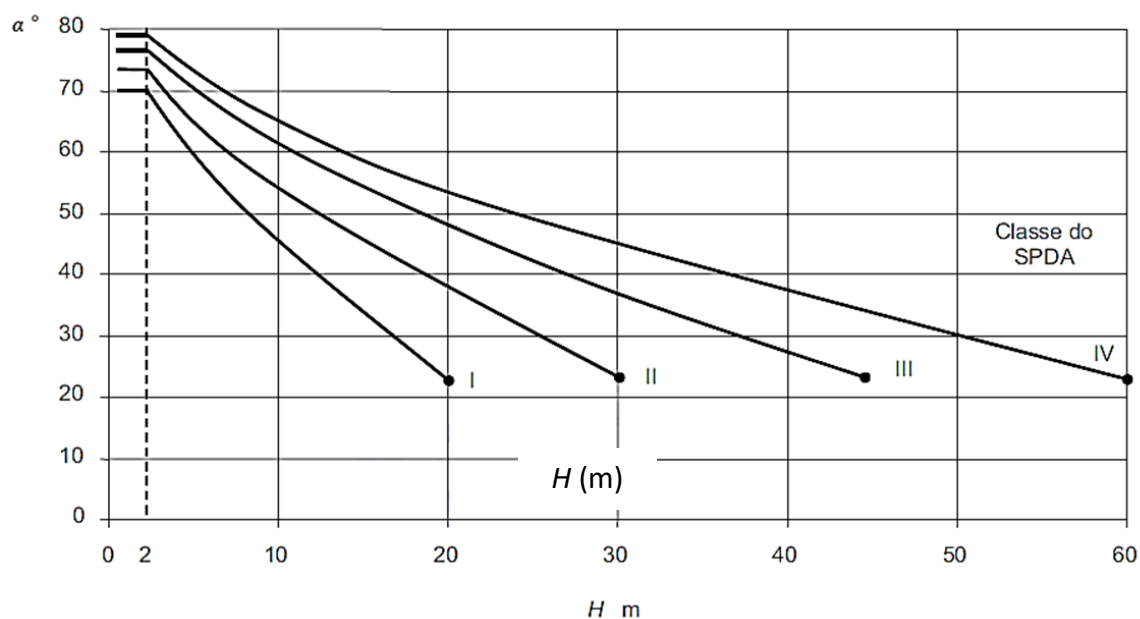
Fonte: Próprio autor (2020).

De acordo com o método apresentado na Figura 2.17, também conhecido como captação Franklin, é considerado adequado quando a estrutura a ser protegida estiver dentro do volume de proteção.

Este resultado está diretamente relacionado ao posicionamento do eixo do mastro, ângulo de proteção (α), altura do mastro ($h1$), raio da base do cone (OC), topo do captor (A), plano de referência (B) e a classe do SPDA.

Neste caso, deve ser utilizado o nível de proteção (classe) determinado no gerenciamento de risco e aplica-lo de forma a encontrar o ângulo mais adequado de proteção, de acordo com a Figura 2.18.

Figura 2.18 – Ângulo de proteção correspondente à classe de SPDA.



Fonte: ABNT NBR 5419-3:2015.

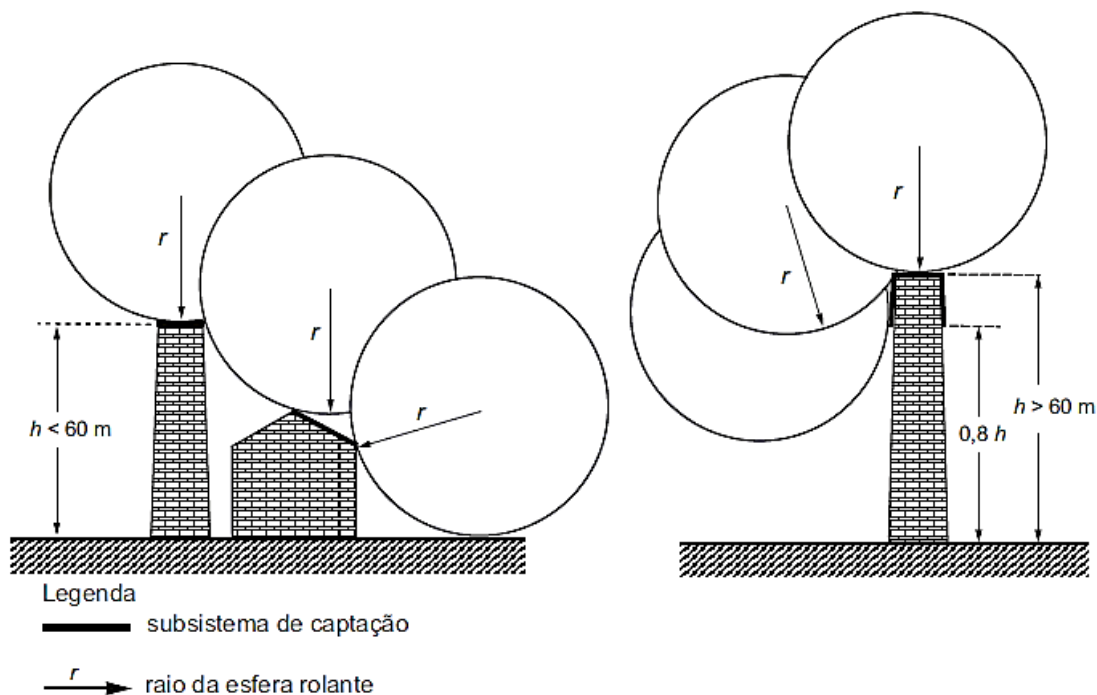
Conforme apresentado na Figura 2.18, a altura (H) deve ser refletida na curva correspondente a classe do SPDA, o que resultará no ângulo de proteção (α).

A partir do ângulo de proteção encontrado, consegue-se determinar o raio da área de proteção, ou seja, o raio da base do cone (OC), através a seguinte equação.

$$R_p(OC) = H \times \tan \alpha \quad (\text{Eq. 2.21})$$

Outro método mencionado pela norma ABNT NBR 5419-3 é o método da esfera rolante, conforme ilustrado na Figura 2.19.

Figura 2.19 – Subsistema de captação conforme método da esfera rolante.



Fonte: ABNT NBR 5419-3:2015.

Na Figura 2.19, observa-se a aplicação do método da esfera rolante, também denominado método eletrogeométrico, para edifícios menores que 60m ($h < 60\text{m}$) e maiores de 60m ($h > 60\text{m}$).

A diferença entre as duas aplicações é decorrente da probabilidade de incidência de descargas atmosféricas nas laterais das edificações, onde edifícios menores que 60m, tem uma probabilidade quase desprezível de incidência de descargas atmosféricas nas laterais.

Já edifícios com mais de 60m de altura podem sofrer com a incidência de descargas atmosféricas nas laterais, tornando assim relevante a instalação de captação nas laterais das edificações.

Para definir o raio da esfera rolante (r), deve-se consultar a Tabela 2.3 de acordo com a classe de SPDA correspondente.

Tabela 2.3 – Valores máximos dos raios da esfera rolante.

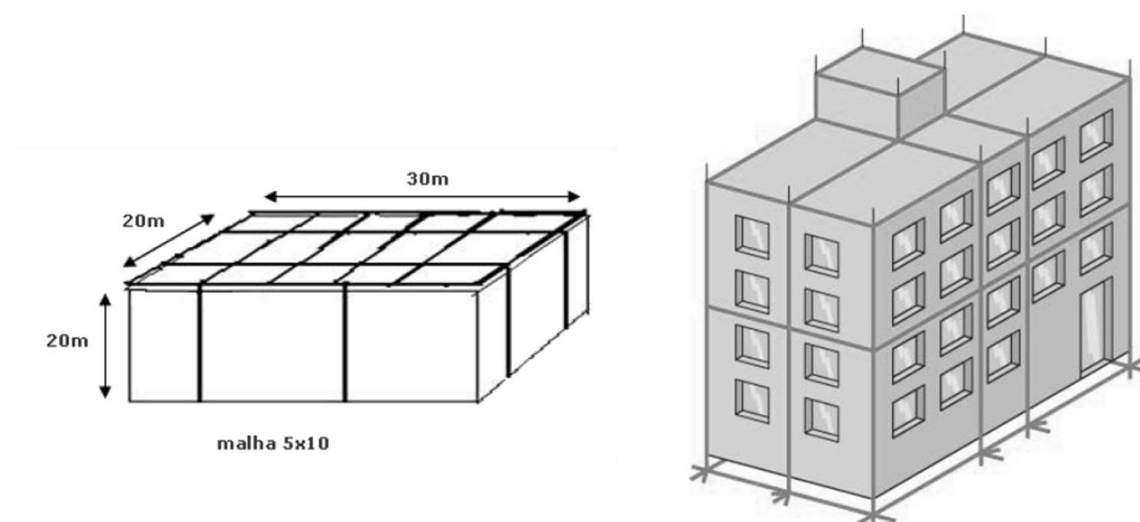
Classe do SPDA	Raio da esfera rolante - r (m)
I	20
II	30
III	40
IV	60

Fonte: ABNT NBR 5419-3:2015.

A Tabela 2.3 mostra que os estudos referentes ao sistema de captação limitam ao raio da esfera rolante à 60m, sendo quanto maior o nível de proteção (classe I) menor é o raio da esfera rolante.

Existe também o método das malhas, onde uma malha de condutores é instalada sobre a edificação a ser protegida, idêntico ao apresentado na Figura 2.20.

Figura 2.20 – Subsistema de captação conforme método das malhas.



Fonte: SIPCES (2020).

A Figura 2.20 ilustra a aplicação do método das malhas, também conhecida como Gaiola de Faraday, que é baseada nas dimensões da estrutura, sendo composto por uma malha reticulada sobre a edificação, cujo o distanciamento entre dos condutores são baseados na classe de proteção requerida na edificação, de acordo Tabela 2.4.

Tabela 2.4 – Valores máximos de afastamento dos condutores das malhas.

Classe do SPDA	Máximo afastamento dos condutores da malha (m)
I	5 x 5
II	10 x 10
III	15 x 15
IV	20 x 20

Fonte: ABNT NBR 5419-3:2015.

Na Tabela 2.4, são apresentados os espaçamentos entre os condutores que compõem a malha, sendo este de acordo com a classe de proteção indicada pelo gerenciamento de risco.

Além disso, há a possibilidade de se utilizar captos naturais, como por exemplo, chapas metálicas estruturais da edificação, instaladas sobre a estrutura a ser protegida, desde que, atenda aos requisitos básicos de continuidade elétrica, espessura mínima de chapa, não ser revestido com material isolante, entre outros requisitos.

2.3.3.2. Subsistema de descida

O subsistema de descida, é o responsável por conduzir a corrente da descarga atmosférica captada pelo subsistema de captação à terra, sendo composto por condutores que interligam o subsistema de captação ao subsistema de aterramento.

Os condutores de descida devem ser projetados de forma a constituir diversos caminhos paralelos, que tenha o menor caminho entre o sistema de captação e o de aterramento, e que suporte a corrente da descarga atmosférica que fluirá por estes condutores.

Independentemente do tipo de captação escolhido, o dimensionamento das descidas consiste principalmente no espaçamento entre os condutores, sendo que o início da instalação se dá pelas bordas da estrutura.

Quanto maior o número de condutores, melhor será a distribuição da corrente proveniente de uma descarga atmosférica à terra, evitando assim o risco de centelhamento e melhorando a proteção das instalações internas.

Os valores típicos de distanciamento entre condutores são informados na Tabela 2.5.

Tabela 2.5 – Valores típicos de distância entre os condutores de acordo a classe do SPDA.

Classe do SPDA	Distâncias (m)
I	10
II	10
III	15
IV	20

Fonte: ABNT NBR 5419-3:2015.

A Tabela 2.5 traz o distanciamento entre os condutores de descida em função da classe do SPDA, sendo tolerável que o distanciamento destes condutores varie no máximo 20% do valor estipulado.

Com isso pode-se calcular o número de descidas necessárias, através da seguinte equação:

$$nDe = P / E \quad (\text{Eq. 2.22})$$

Sendo:

nDe Número de descidas;

P Perímetro da edificação (m);

E Espaçamento entre condutores descida (m).

Os condutores do subsistema de descida, geralmente são constituídos por cabos de cobre, fitas de alumínio, aço, entre outros matérias.

Além disso, existem os condutores de descidas naturais como, por exemplo, as armaduras das estruturas de concreto, o vigamento de aço interconectado da estrutura, elementos de fachada, entre outros.

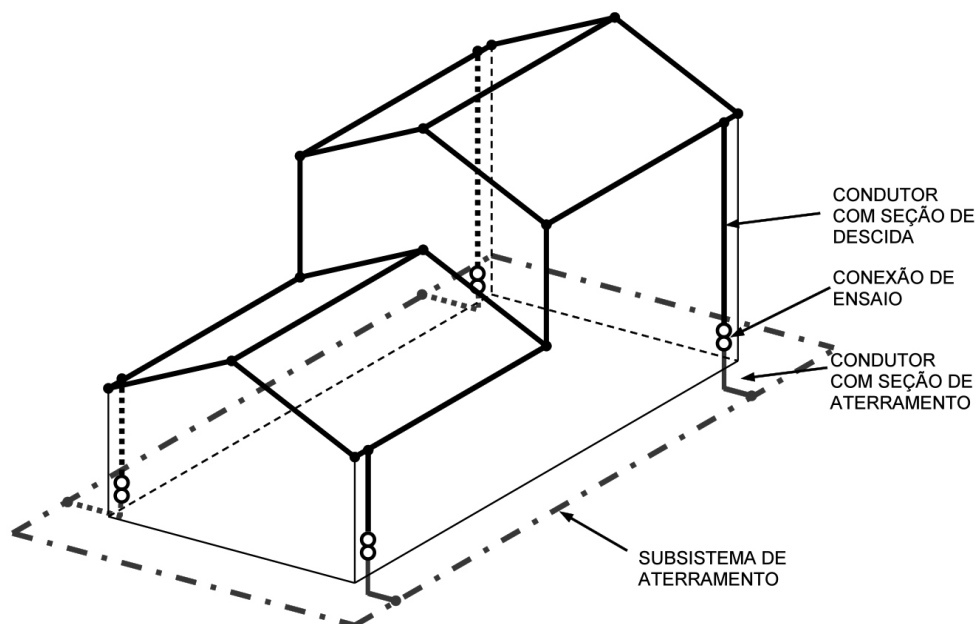
Para serem considerados condutores naturais, estes devem atender aos requisitos mínimos de continuidade elétrica e de dimensão para condutores de descidas.

2.3.3.3. Subsistema de aterramento

O subsistema de aterramento tem a função de dispersar no solo a corrente elétrica proveniente da descarga atmosférica. Sendo assim, o projeto do sistema de aterramento deve buscar a menor resistência possível e o melhor arranjo dos eletrodos para a topologia e resistividade do solo (ρ) local.

Na Figura 2.21 é apresentado modelo do subsistema de aterramento convencional.

Figura 2.21 – Subsistema de aterramento.



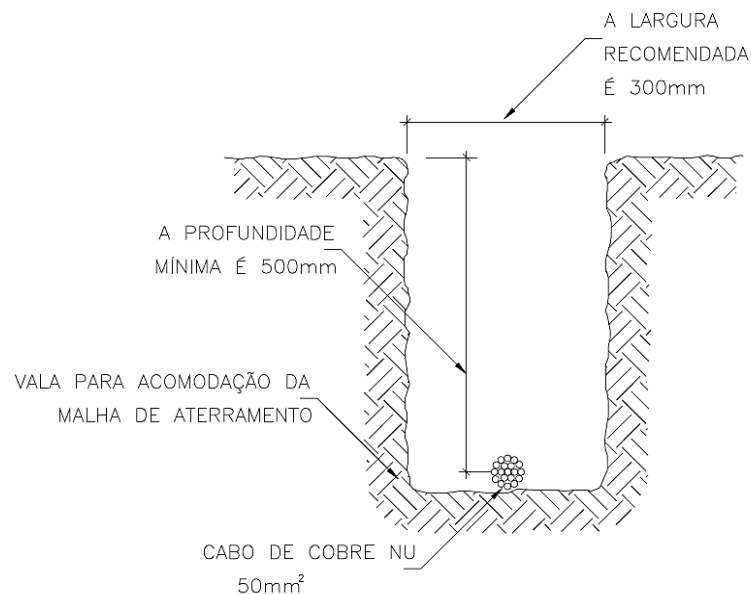
Fonte: OSETORELETRICO (2020).

Conforme exposto na Figura 2.21, o condutor de aterramento deve ser instalado em torno da edificação, formando um anel em volta da estrutura a ser protegida. Além disso, 80% do comprimento total do condutor de aterramento deve estar em contato com o solo.

Importante ressaltar que, apesar da possibilidade de 20% do comprimento do aterramento não estar em contato direto com o solo, deve-se garantir a continuidade elétrica do anel.

Outra observação contida nesta norma, é que o condutor de aterramento deve ser instalado em valas com profundidade mínima de 0,5 m, conforme ilustrado na Figura 2.22.

Figura 2.22 – Condutor de aterramento do subsistema de aterramento.

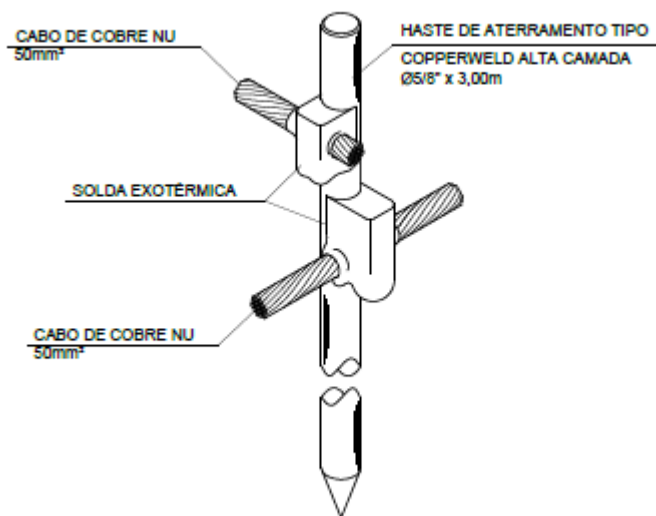


Fonte: Próprio autor (2020).

Na Figura 2.22 é possível observar o condutor de aterramento acomodado no fundo da vala, lembrando que esta vala deve estar a uma distância aproximada de 1m das paredes externas da edificação, e quando necessário, eletrodos de aterramento vertical devem ser instalados.

A Figura 2.23 traz o desenho de um eletrodo vertical.

Figura 2.23 – Eletrodo de aterramento vertical.



Fonte: Próprio Autor (2020).

Na Figura 2.23 fica evidente as conexões entre o eletrodo de aterramento vertical e os condutores de aterramento (eletrodos horizontais), sendo que, na maioria das vezes é requerida uma caixa de inspeção para realização de testes.

Também existe a possibilidade de utilização de parte das estruturas das fundações como eletrodo de aterramento natural, tais como sapatas, vigas baldrames, entre outras, desde que a continuidade elétrica seja garantida e que a resistência do aterramento seja adequada, ou seja, a menor possível.

O eletrodo de aterramento geralmente é fabricado em cobre, mas não se limita a este único material.

2.3.4. ABNT NBR 5419-4:2015 – Sistemas elétricos e eletrônicos internos na estrutura.

Na norma ABNT NBR 5419-4:2015 é abordada a proteção de equipamentos eletroeletrônicos com a utilização de Dispositivo de Proteção contra Surtos (DPS), arranjos de aterramentos e equipotencialização, blindagem eletromagnética, roteamento dos circuitos elétricos, entre outros.

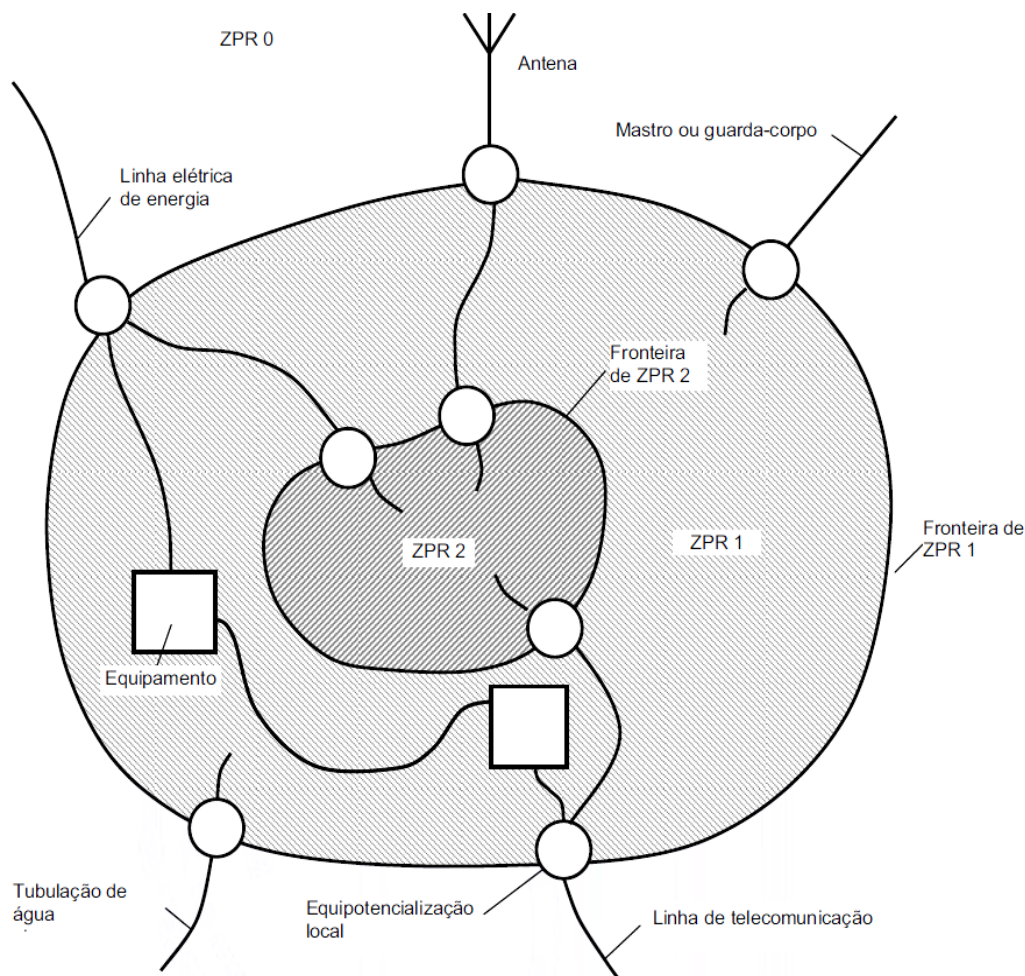
Os sistemas elétricos e/ou eletrônicos internos podem sofrer danos decorrentes dos impulsos eletromagnéticos causados pelos raios (LEMP) e por esse motivo, se faz necessária a adoção de Medidas de Proteção contra Surtos (MPS).

O LEMP pode variar seu grau de severidade de acordo com alguns fatores, como por exemplo, o ponto de impacto, medidas de proteção existentes, entre outros.

Para entender melhor qual dispositivo de proteção contra surtos aplicar, deve-se conhecer as Zonas de Proteção dos Raios (ZPR), que nada mais é a área que contém o sistema que a ser protegido.

Na Figura 2.24 tem-se um exemplo do mapeamento das zonas de proteção contra raios.

Figura 2.24 – Divisão entre as diferentes ZPR.



Fonte: ABNT NBR 5419-4:2015.

Pode-se notar na Figura 2.24 os limites de fronteiras ZPR1 e ZPR2, além de que todas as infraestruturas que entram na zona mapeada estão sendo equipotencializadas, tanto em ZPR1 como em ZPR2.

Além disso, as ZPR's são divididas em Zonas Externas (ZPR 0) e Zonas Internas (ZPR n), onde "n" é a identificação correspondente da ZPR, e que podem ser classificadas da seguinte forma:

- ZPR 0 (Externa): é a área onde o campo eletromagnético resultante da queda de um raio, não pode ser atenuado e as correntes de surto (totais e parciais) podem vir a atingir equipamentos internos;

- ZPR 0_A (Externa): área onde existe a ameaça de descarga atmosférica direta e o campo eletromagnético, sendo que o sistema está vulnerável a corrente de surto em sua totalidade;
- ZPR 0_B (Externa): área protegida contra raios, existe a ameaça do campo eletromagnético decorrente do raio, sendo que o sistema está vulnerável a corrente de surto parcial;
- ZPR 1 (Interno): região onde a corrente de surto é limitada por uma divisão da corrente do raio e pela aplicação de interfaces isolantes e/ou DPS instalados nas fronteiras;
- ZPR 2...n (Interno): região onde a corrente de surto pode ser ainda mais limitada por uma divisão da corrente do raio e pela aplicação de interfaces isolantes e/ou DPS adicionais instalados nas fronteiras;

Para complementar, as MPS são técnicas aplicadas no interior da edificação, que envolve os seguintes itens:

- Aterramento;
- Equalização de potenciais;
- Blindagem;
- Roteamento de linhas;
- Instalação coordenada de DPS; e
- Utilização de interfaces isolantes.

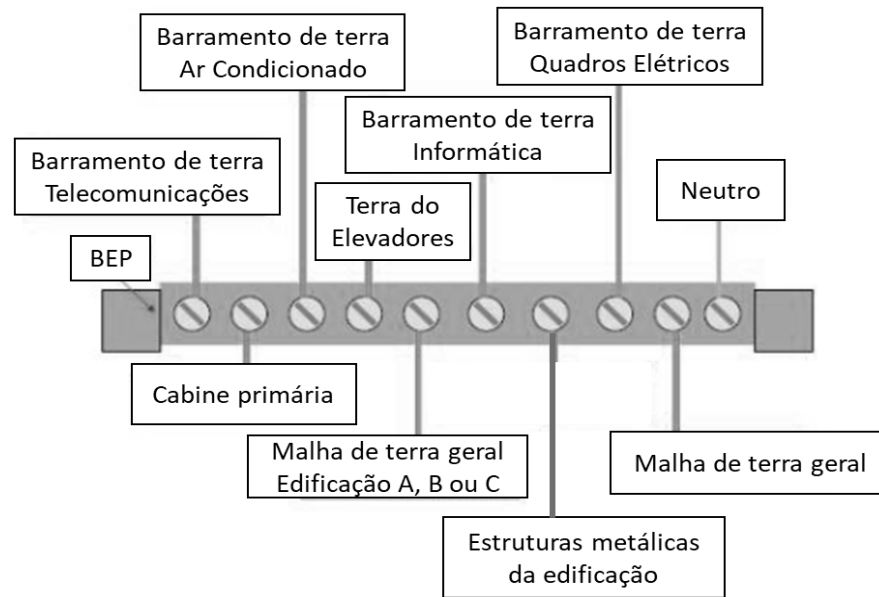
Com relação ao aterramento utiliza-se os esquemas já mencionados na NBR 5410, que podem ser TN, TN-C, TN-S e TN-C-S.

Já a equalização de potenciais, corresponde à interligação das partes metálicas não energizadas visando o não centelhamento entre elas diante da incidência de descargas atmosféricas, como pode ser verificado na NBR-5410 e na NBR-5419.

Lembrando que as partes condutoras internas da edificação também devem ser conectadas ao BEP, e a NBR 5410 recomenda que a equalização entre as partes metálicas e o sistema de aterramento seja realizado o mais próximo possível do ponto de entrada da edificação.

Na Figura 2.25 tem-se a ilustração de uma BEP e suas possíveis conexões.

Figura 2.25 – Barra de equipotencialização principal – BEP.

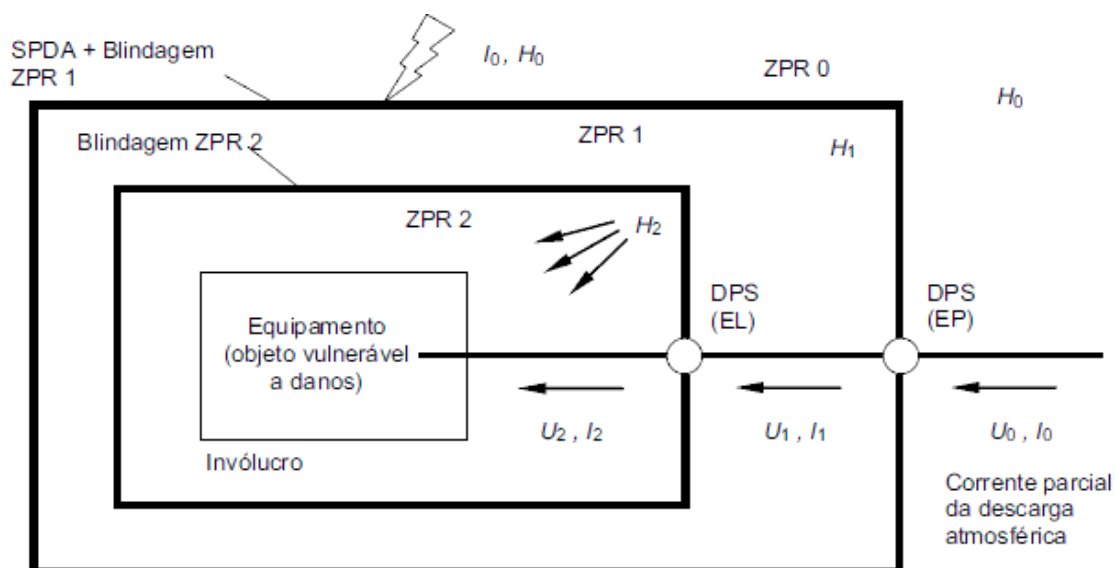


Diante da Figura 2.25 observa-se que junto ao BEP se tem conectado o condutor neutro, a malha de terra geral, além dos condutores de aterramento das massas de outros equipamentos, como por exemplo, elevadores e ar condicionado.

Agora, a MPS conhecida como blindagem é um tipo de envoltória em torno de um determinado volume e que acaba definindo a ZPR, que pode ser formada pelos próprios elementos construtivos da edificação, tais como, as barras do concreto armado, as armaduras e o suportes metálicos existentes nos tetos, paredes e pisos.

Como mencionado anteriormente, as MPS são medidas aplicadas no interior da edificação, destinadas à proteção contra surtos. Sendo assim, tem-se na Figura 2.26 um exemplo de uma forma de combinação de MPS.

Figura 2.26 – Exemplo de combinação de MPS.



Fonte: ABNT NBR 5419-4:2015.

Na Figura 2.26 pode-se observar uma combinação entre o SPDA, a blindagem espacial e o DPS, sendo que esta combinação se destina a proteção contra o campo eletromagnético radiado, e surtos conduzidos e/ou induzidos pela rede.

Além desta, existem outras combinações possíveis, tais como: blindagem espacial + DPS, blindagem das linhas internas + blindagem do equipamento + DPS, entre outras combinações.

A escolha da MPS (combinadas ou não) vai depender do objetivo da proteção, ou seja, quando a MPS se destina a proteção contra os efeitos dos campos eletromagnéticos radiados, a MPS recomendada é a blindagem espacial, condutores blindados combinado com a blindagem do equipamento, entre outros métodos.

Agora se a proteção for contra surtos conduzidos e/ou induzidos na linha, a MPS mais indicada é a instalação de DPS, além da proteção dos equipamentos, quando houver.

Outra MPS possível, é o procedimento de isolamento, onde partes metálicas internas da edificação, próximas dos captadores e de condutores de descidas do SDPA, não puderem ser conectadas à ligação equipotencial, sendo necessário manter uma distância de segurança para que não haja o risco de centelhamento.

3. Estudo de caso

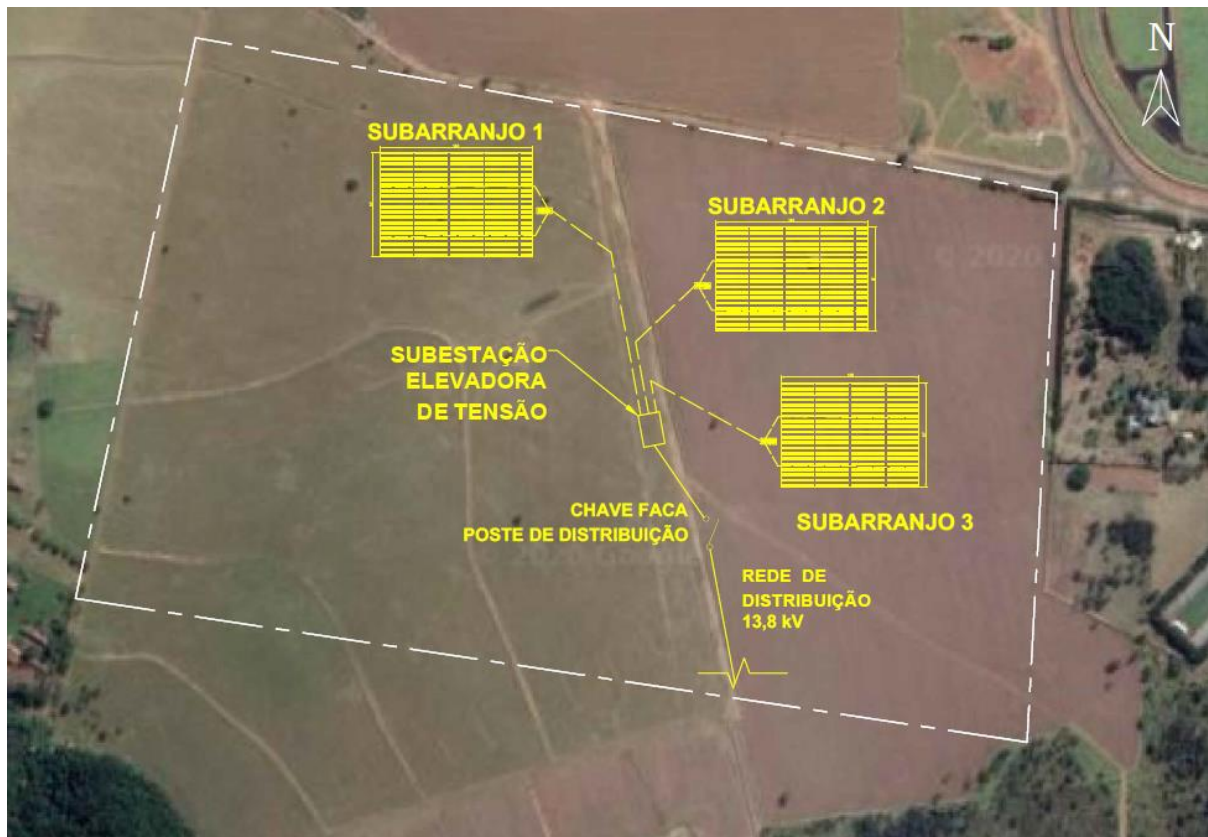
Este estudo de caso é baseado em uma central de minigeração fotovoltaica hipotética, localizada a cidade de São Carlos, interior do estado de São Paulo, com capacidade de geração de 3 MWp.

Segundo a CPFL Energia, a região de São Carlos possuía 286 consumidores com sistema de geração fotovoltaica, que juntos somavam uma capacidade instalada de 1,816 MWp, que representam um crescimento aproximado de 886% entre os anos de 2016 e 2019.

3.1. Composição da central fotovoltaica.

Na Figura 3.1 é possível visualizar a localização e disposição dos subarranjos fotovoltaicos.

Figura 3.1 – Localização da central fotovoltaica.



Fonte: Próprio autor. Base do GOOGLE MAPS (2020).

Conforme imagem da Figura 3.1 é possível observar a área que a central fotovoltaica irá ocupar, e como serão dispostos os três subarranjos fotovoltaicos, bem como a localização da subestação elevadora de tensão e o ponto de conexão com a rede de energia elétrica da concessionária local.

Para conhecer mais sobre a rede da concessionária local, a Tabela 3.1 traz algumas características técnicas da rede de distribuição, na qual a central fotovoltaica será conectada.

Tabela 3.1 – Características técnicas da concessionária local.

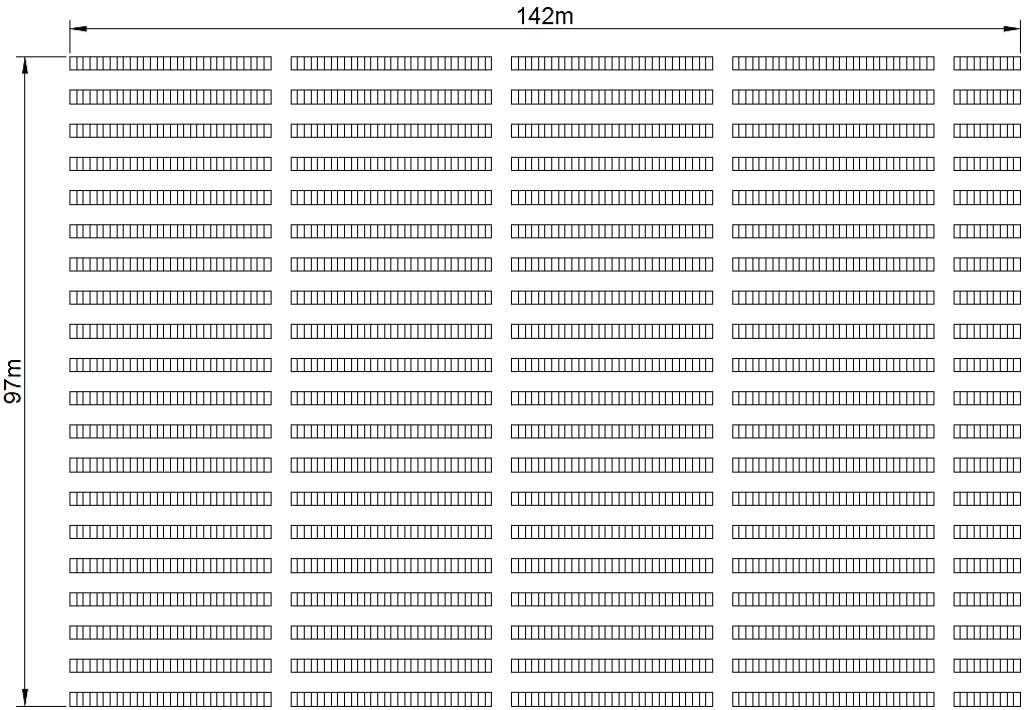
Tensão de atendimento (kV)	13,8
Tipo de conexão:	Trifásica
Tipo de ramal:	Aérea

Fonte: Próprio autor (2020).

A Tabela 3.1 apresenta as principais características da rede de distribuição de energia da concessionária local, sendo que este estudo de caso está se baseando na concessionaria CPFL Energia, que atende a região da cidade de São Carlos.

Agora, para conhecer um pouco mais sobre a central fotovoltaica deste trabalho, a Figura 3.2 apresenta um dos subarranjos que compõe o arranjo fotovoltaico.

Figura 3.2 – Modelo de subarranjo fotovoltaico.



Fonte: Próprio autor (2020).

Diante da imagem apresentada na Figura 3.2, é possível observar o posicionamento dos módulos fotovoltaicos no subarranjo (2520 módulos fotovoltaicos).

O arranjo fotovoltaico deste estudo de caso é composto por três subarranjos, sendo que a Tabela 3.2 traz dados técnicos importantes da composição deste arranjo FV.

Tabela 3.2 – Dados do arranjo fotovoltaico.

Dados do arranjo fotovoltaico	
Potência máxima em STC (Wp)	410
Quantidade de módulos:	7420
Fabricante dos módulos:	Canadian Solar
Modelo dos módulos:	CS3W-410P
Área total ocupada pelos arranjos (m²):	41.322
Quantidade de inversores:	21
Fabricante dos inversores:	SMA
Modelo dos inversores:	Sunny Highpower 150-20
Potência de saída CA (W)	150000
Potência total de pico dos módulos (kWp):	3042,2
Potência total de pico dos inversores (kWp):	3150
Tensão de geração / Saída do inversor (Vca):	690

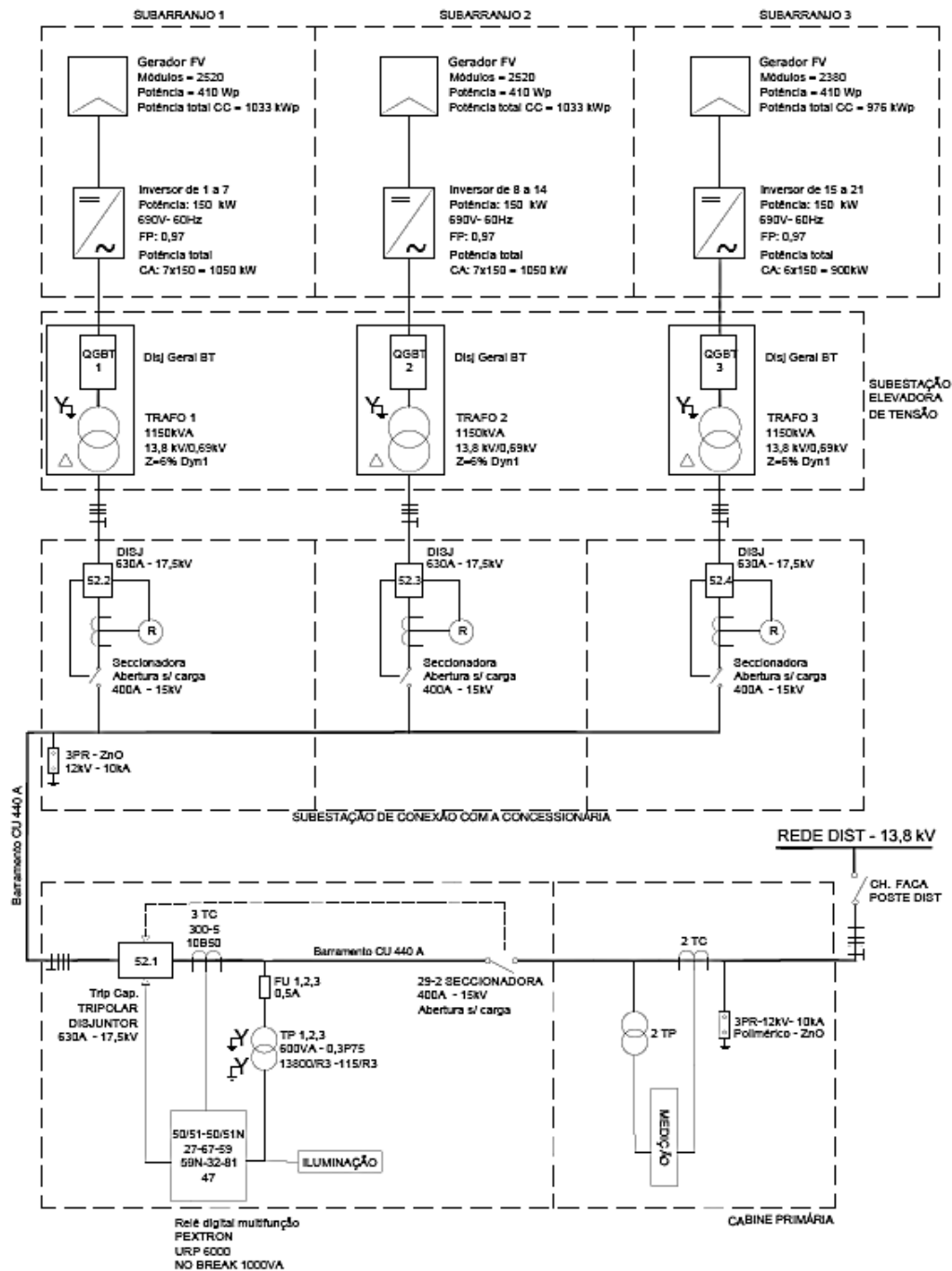
Fonte: Próprio autor (2020).

Conforme os dados da Tabela 3.2 fica claro a quantidade total de módulos fotovoltaicos a serem instalados (7420 módulos), o total de inversores requeridos (21 inversores), além da área necessária para a instalação desta central fotovoltaica (41.322 m²).

3.1.1. Diagrama unifilar simplificado.

Para concluir o entendimento sobre a central fotovoltaica deste estudo, é fundamental conhecer o respectivo diagrama unifilar, conforme exposto na Figura 3.3.

Figura 3.3 – Diagrama unifilar da central fotovoltaica.



Fonte: Próprio autor (2020).

Desta forma, é possível observar na Figura 3.3 os subarranjos fotovoltaicos, a composição das UCP's, a posição dos QGBT's, e os transformadores responsáveis pela elevação de tensão (690V/13,8kV).

Cabe ressaltar que os inversores especificados são galvanicamente isolados, sendo assim não requer a instalação de transformador isolador na saída dos inversores.

3.2. Análise de risco

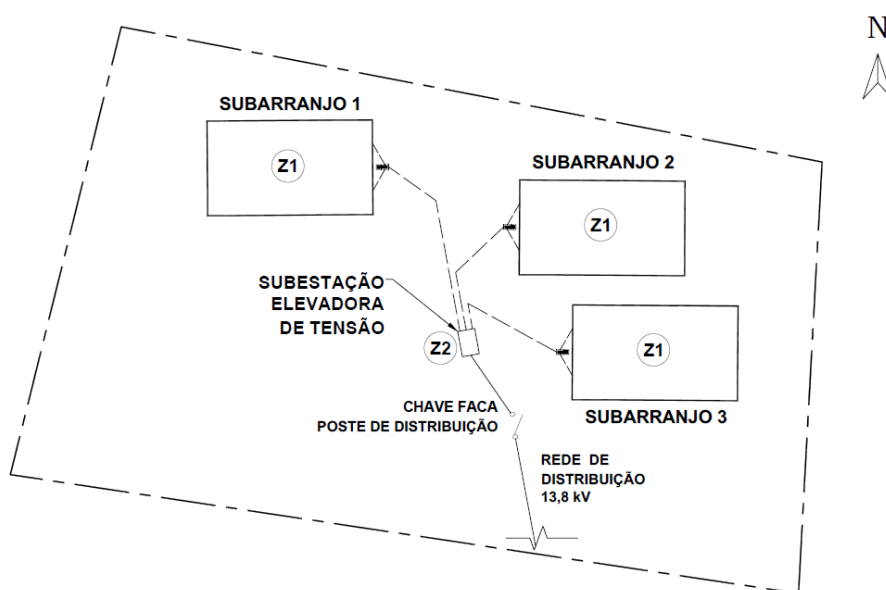
De acordo com a norma NBR 5419:2015, um dos primeiros passos para implementar uma PDA, é realizar uma análise de risco da estrutura a ser protegida, e assim identificar se há a necessidade da proteção contra descargas atmosféricas ou não.

Como este estudo de caso se baseia em uma central fotovoltaica instalada no solo, neste momento será realizada análise de risco apenas para perda de vida humana (L1), sendo que isto implica em determinar o risco R_1 , onde as componentes de risco a serem avaliadas serão R_A , R_B , R_U e R_V de acordo Anexo A.0.

Após encontrar o valor de R_1 , o mesmo deve ser comparado com o R_T correspondente a perda L1, conforme valores apresentados na Tabela 2.2 deste trabalho.

Para que seja dado início a análise de risco, a estrutura deve ser classificada em zonas, assim como ilustrado na Figura 3.4.

Figura 3.4 – Classificação das zonas de proteção.



Fonte: Próprio autor (2020).

Na Figura 3.4 pode-se observar a classificação das zonas da seguinte forma:

- **Zona 1 (Z1)** – Corresponde a área interna dos subarranjos, onde estão instalados os módulos fotovoltaicos e os inversores de frequência;

- **Zona 2 (Z2)** – Corresponde ao local onde está a subestação, edifício destinado a abrigar os transformadores elevadores de tensão, entre outros equipamentos;

Cada zona classificada será analisada de forma individual, para assim compor o risco, e definir a necessidade de uma PDA.

Além disso, deve-se fazer uma avaliação do número de pessoas que estarão presentes em cada zona classificada (n_z) e qual a expectativa total de pessoas na central fotovoltaica (n_t).

Sendo assim, a Tabela 3.3 apresenta uma estimativa de pessoas presentes para cada zona classificada.

Tabela 3.3 – Distribuição de pessoas por zona.

Zonas classificadas	Nº de pessoas por zona	Tempo de exposição anual (H)
Z1	10	4320
Z2	10	4320
Total	$n_t = 20$	-

Fonte: Próprio autor (2020).

A Tabela 3.3 está prevendo a presença de 10 pessoas por zona em um único turno de trabalho de 12 horas/dia (das 6h às 18h), sendo 30 dias/mês e 12 meses/ano (12 horas×30 dias×12 meses = 4320 horas).

Como foi estabelecido que seria avaliada apenas a perda L1 que corresponde ao risco R1, a equação Eq. 2.10 passa a ser escrita da seguinte forma:

$$R_1 = R_{A1} + R_{B1} + R_{U1} + R_{V1}$$

3.2.1. Análise de risco relativo à zona 1 (Z1)

A) Cálculo de R_A com base na Eq.2.2:

$$R_A = N_D \times P_A \times L_A$$

Para que seja possível encontrar o valor de R_A é imprescindível coletar alguns parâmetros, como são descritos na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Parâmetros validos para R_A .

Parâmetros de entrada	Comentário	Símbolo	Valor	Referência
Densidade de descargas atmosféricas para a terra (1/km ² /ano)		N_G	5,2	INPE
Dimensões da estrutura (m)	Essas medidas correspondem a área do 1° Subarranjo.	L	97	Comprimento
		W	142	Largura
		H	1	Altura
Fator de localização da estrutura	Isolada	C_D	1	Anexo A.1
Proteção contra choque (descarga atmosférica na estrutura)		P_{TA}	1	Anexo B.1
SPDA	Nenhum	P_B	1	Anexo B.2
Tipo de piso	Grama	r_t	0,01	Anexo C.3
L1: perda de vida humana	Perigo especial: Nenhum	h_z	1	Anexo C.6
	D1: devido a tensão de toque e passo	L_T	0,01	Anexo C.2
	D2: devido a danos físicos	LF	-	
	D3: devido a falha de sistemas internos	L_O	-	

Fonte: Próprio autor. Baseado na NBR 5419-2:2015 (2020).

Como pode-se observar na Tabela 3.4 é preciso conhecer o tipo de piso (gramado), se existe SPDA ou não na estrutura, entre outros fatores.

Com essas informações é possível encontrar o valor de R_A , da seguinte forma.

Resolução:

$$A_D = L \times W + 2 (3 \times H) \times (L + W) + \pi \times (3 \times H)^2$$

$$A_D = 97 \times 142 + 2 (3 \times 1) \times (97 + 142) + \pi \times (3 \times 1)^2$$

$$A_D = 15.236,27 \text{ m}^2$$

$$N_D = N_G \times A_D \times C_D \times 10^{-6}$$

$$N_D = 5,2 \times 15.236,27 \times 1 \times 10^{-6}$$

$$N_D = 0,079$$

$$P_A = P_{TA} \times P_B$$

$$P_A = 1 \times 1$$

$$P_A = 1$$

$$L_A = r_t \times L_T \times (n_z/n_t) \times (t_z/8760)$$

$$L_A = 10^{-2} \times 10^{-2} \times (10/20) \times (4320/8760)$$

$$L_A = 4,93 \times 10^{-5}$$

$$R_A = N_D \times P_A \times L_A$$

$$R_A = 0,079 \times 1 \times 4,93 \times 10^{-5}$$

$$R_A = 0,389 \times 10^{-5}$$

B) Cálculo de R_B com base na Eq. 2.3:

$$R_B = N_D \times P_B \times L_B$$

Para o valor de R_B é importante coletar alguns dados, como consta na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Parâmetros válidos para R_B .

Parâmetros de entrada	Comentário	Símbolo	Valor	Referência
Proteção contra incêndio	Nenhuma	r_p	1	Anexo C.4
Risco de incêndio	Normal	r_f	10^{-2}	Anexo C.5
L1: perda de vida humana	Perigo especial: Nenhum	h_z	1	Anexo C.6
	D1: devido a tensão de toque e passo	L_T	0,01	Anexo C.2
	D2: devido a danos físicos	L_F	2×10^{-2}	
	D3: devido a falha de sistemas internos	L_O	-	

Fonte: Próprio autor. Baseado na NBR 5419-2:2015(2020).

De acordo com os dados da Tabela 3.5, a estrutura tem um risco de incêndio classificado como normal e nenhum tipo de proteção contra incêndio nesta fase de elaboração de projeto.

Desta forma, é possível encontrar o valor de R_B , lembrando que alguns dados já constam na Tabela 3.4, ou fazem parte de cálculos já realizados.

Resolução:

$$L_B = r_p \times r_f \times h_z \times L_F \times (n_z / n_t) \times (t_z / 8760)$$

$$L_B = 1 \times 10^{-2} \times 1 \times 2 \times 10^{-2} \times (10/20) \times (4320/8760)$$

$$L_B = 9,86 \times 10^{-5}$$

$$R_B = N_D \times P_B \times L_B$$

$$R_B = 0,079 \times 1 \times 9,86 \times 10^{-5}$$

$$R_B = 0,779 \times 10^{-5}$$

C) Cálculo de R_U com base na Eq. 2.6:

$$R_U = (N_L + N_{DJ}^3) \times P_U \times L_U$$

Para determinar o valor de R_U é preciso identificar alguns dados, como consta na Tabela 3.6.

³ N_{DJ} é o número de eventos perigosos para as estruturas adjacentes quando houver. Neste caso, o valor de $N_{DJ} = 0$, pois não existe estrutura adjacente no local.

Tabela 3.6 – Parâmetros validos para R_U .

Parâmetros de entrada	Comentário	Símbolo	Valor	Referência
Comprimento da linha (m)	Quando não se sabe o comprimento da linha adota-se $L_L=1000m$.	L_L	1000	NBR 5419-2:2015
Fator de instalação	Enterrada	C_I	0,5	Anexo A.2
Fator tipo de instalação	Linha de energia	C_T	1	Anexo A.3
Fator ambiental	Rural	C_E	1	Anexo A.4
Proteção contra choque (descarga atmosférica na linha)	Nenhuma	P_{TU}	1	Anexo B.6
Ligação equipotencial	Nenhuma	P_{EB}	1	Anexo B.7
	Parâmetros resultantes	P_{LD}	1	Anexo B.8
Blindagem, aterramento, isolamento	Nenhuma	C_{LD}	1	Anexo B.4
Tipo de piso	Grama	r_t	10^{-2}	Anexo C.3
L1: perda de vida humana	D1: devido a tensão de toque e passo	L_T	10^{-2}	Anexo C.2
	D2: devido a danos físicos	L_F	-	
	D3: devido a falha de sistemas internos	L_O	-	

Fonte: Próprio autor. Baseado na NBR 5419-2:2015 (2020).

Na Tabela 3.6 é possível identificar que os cabos do arranjo fotovoltaico estão enterrados, e quando o comprimento da linha de energia é desconhecido, a norma NBR 5419 recomenda adotar a medida de 1000m para L_L .

Com isso, é possível determinar o valor de R_U , lembrando que alguns dados constam em tabelas anteriores (Tabela 3.4 e 3.5), ou estão em cálculos já realizados anteriormente.

Resolução:

$$N_L = N_G \times A_L \times C_I \times C_E \times C_T \times 10^{-6}$$

$$N_L = 5,2 \times (40 \times 1000) \times 0,5 \times 1 \times 10^{-6}$$

$$N_L = 0,104$$

$$P_U = P_{TU} \times P_{EB} \times P_{LD} \times C_{LD}$$

$$P_U = 1 \times 1 \times 1 \times 1$$

$$P_U = 1$$

$$L_U = r_t \times L_T \times n_z/n_t \times t_z/8760$$

$$L_U = 10^{-2} \times 10^{-2} \times (10/20) \times (4320/8760)$$

$$L_U = 4,9 \times 10^{-5}$$

$$R_U = (N_L + N_{DJ}) \times P_U \times L_U$$

$$R_U = (0,204 + 0) \times 1 \times 4,9 \times 10^{-5}$$

$$R_U = 0,99 \times 10^{-5}$$

D) Cálculo de R_V com base na Eq. 2.7:

$$R_V = (N_L + N_{DJ}) \times P_V \times L_V$$

Para que seja possível encontrar o valor de R_V deve-se conseguir alguns dados, que podem ser encontrados na Tabela 3.6 ou em equações já realizadas.

$$P_V = P_{EB} \times P_{LD} \times C_{LD}$$

$$P_V = 1 \times 1 \times 1$$

$$P_V = 1$$

Considerando que $L_V = L_B = 9,86 \times 10^{-5}$

$$R_V = (N_L + N_{DJ}) \times P_V \times L_V$$

$$R_V = (0,104 + 0) \times 1 \times 9,86 \times 10^{-5}$$

$$R_V = 1,025 \times 10^{-5}$$

Após todas as componentes de risco calculadas, se tem as informações necessárias para tomar a decisão de implementar ou não, uma proteção contra descargas atmosféricas, conforme é relacionado na Tabela 3.7.

Tabela 3.7 – Tabela das componentes de risco para o risco R₁.

Tipos de danos	Símbolo	Z1	Somatória
D1 Ferimentos devido a choque	RA	$0,389 \times 10^{-5}$	$0,589 \times 10^{-5}$
	RU	$0,99 \times 10^{-5}$	$0,99 \times 10^{-5}$
D2 Danos físicos	RB	$0,779 \times 10^{-5}$	$1,179 \times 10^{-5}$
	RV	$1,025 \times 10^{-5}$	$1,025 \times 10^{-5}$
Total		$3,183 \times 10^{-5}$	$R_1 = 3,183 \times 10^{-5}$
Risco tolerável		$R_1 > R_T$: Proteção contra descargas atmosféricas é necessária.	$R_T = 10^{-5}$

Fonte: Próprio autor. Baseado na NBR 5419-2:2015 (2020).

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 3.7 R_1 ($3,185 \times 10^{-5}$) é maior que R_T (10^{-5}) considerado para L_1 , portanto medidas de proteção contra descargas atmosféricas são necessárias.

3.2.2. Seleção das medidas de proteção para Zona 1 (Z1).

Após a conclusão da análise de risco, é possível ter um parecer mais assertivo quanto a implementação ou não de medidas de proteção, porém ainda falta definir quais ações são mais adequadas a serem implementadas.

A partir da Tabela 3.9, nota-se que três componentes de risco podem ser melhorados, que são os seguintes:

- R_U ($0,99 \times 10^{-5}$) – descarga atmosférica na estrutura com danos físicos à mesma, que representa 31%.
- R_B ($0,779 \times 10^{-5}$) – descarga atmosférica na linha conectada com danos físicos à estrutura, que representa 24%.
- R_V ($1,025 \times 10^{-5}$) – descarga atmosférica na linha conectada com danos físicos à estrutura, que representa 32%.

Para adequar as componentes de risco R_U , R_B e R_V , e assim reduzir o risco R_1 ao nível tolerável de 10^{-5} , está sendo sugerido as seguintes ações:

- Instalar SPDA classe III – reduz o valor P_B de 1 para 0,1, e consequentemente reduz o valor de R_B para $0,078 \times 10^{-5}$.
- Instalar DPS de NP III – reduz o valor P_{EB} de 1 para 0,05, e consequentemente reduz o valor de R_V para $0,051 \times 10^{-5}$.

Com essas ações, é possível também melhorar as componentes de risco R_A e R_U , que corresponde a ferimentos a seres vivos, como estão sendo apresentados na Tabela 3.8.

Tabela 3.8 – Componentes de risco para o risco R_1 após adequações.

Tipos de danos	Símbolo	Z1	Somatória
D1 Ferimentos devido a choque	R_A	$0,039 \times 10^{-5}$	$0,0058 \times 10^{-5}$
	R_U	$0,049 \times 10^{-5}$	$0,0255 \times 10^{-5}$
D2 Danos físicos	R_B	$0,078 \times 10^{-5}$	$0,0179 \times 10^{-5}$
	R_V	$0,051 \times 10^{-5}$	$0,0513 \times 10^{-5}$
Total		$0,217 \times 10^{-5}$	$R_1 = 0,217 \times 10^{-5}$
Risco tolerável		$R_1 < R_T$: Proteção contra descargas atmosféricas é necessária.	$R_T = 10^{-5}$

Fonte: Próprio autor. Baseado na NBR 5419-2:2015 (2020).

Portanto, de acordo com a Tabela 3.8, as ações sugeridas são suficientes para corrigir o valor de R_1 ($0,217 \times 10^{-5}$) a um nível tolerável R_T (1×10^{-5}), ou seja, $R_1 < R_T$.

3.2.3. Análise de risco relativo à zona 2 (Z2)

A) Cálculo de R_A com base na Eq.2.2:

$$R_A = N_D \times P_A \times L_A$$

Para que seja possível encontrar o valor de R_A é indispensável coletar alguns dados, como é descrito na Tabela 3.9.

Tabela 3.9 – Parâmetros validos para R_A .

Parâmetros de entrada	Comentário	Símbolo	Valor	Referência
Densidade de descargas atmosféricas para a terra (1/km ² /ano)		N_G	5,2	INPE
Dimensões da estrutura (m)	Essas medidas corresponde a área da subestação.	L	20	Comprimento
		W	30	Largura
		H	4	Altura
Fator de localização da estrutura	Isolada	C_D	1	Anexo A.1
Proteção contra choque (descarga atmosférica na estrutura)		P_{TA}	1	Anexo B.1
SPDA	Nenhum	P_B	1	Anexo B.2
Tipo de piso	Concreto	r_t	10^{-2}	Anexo C.3
L1: perda de vida humana	Perigo especial: Nenhum	h_z	1	Anexo C.6
	D1: devido a tensão de toque e passo	L_T	10^{-2}	Anexo C.2
	D2: devido a danos físicos	LF	2×10^{-2}	
	D3: devido a falha de sistemas internos	L_O	-	

Fonte: Próprio autor. Baseado na ABNT NBR 5419-2:2015 (2020).

Como pode-se observar na Tabela 3.9, está sendo considerado que o piso da subestação é de concreto, e que não existe estrutura nas proximidades ($C_D=1$), além de não existir medidas de proteção neste momento.

Com estes dados é possível encontrar o valor de R_A .

Resolução:

$$A_D = L \times W + 2 (3 \times H) \times (L + W) + \pi \times (3 \times H)^2$$

$$A_D = 10,5 \times 15 + 2 (3 \times 5,5) \times (10,5 + 15) + \pi \times (3 \times 5,5)^2$$

$$A_D = 1854,3 \text{ m}^2$$

$$N_D = N_G \times A_D \times C_D \times 10^{-6}$$

$$N_D = 5,2 \times 1854,3 \times 1 \times 10^{-6}$$

$$N_D = 0,00964$$

$$P_A = P_{TA} \times P_B$$

$$P_A = 1 \times 1$$

$$P_A = 1$$

$$L_A = r_t \times L_T \times (n_z/n_t) \times (t_z/8760)$$

$$L_A = 10^{-2} \times 10^{-2} \times (10/20) \times (4320/8760)$$

$$L_A = 2,465 \times 10^{-5}$$

$$R_A = N_D \times P_A \times L_A$$

$$R_A = 0,00964 \times 1 \times 2,465 \times 10^{-5}$$

$$R_A = 0,024 \times 10^{-5}$$

B) Cálculo de R_B com base na Eq. 2.3:

$$R_B = N_D \times P_B \times L_B$$

Para que seja possível encontrar o valor de R_B é importante coletar alguns dados, como consta na Tabela 3.10.

Tabela 3.10 – Parâmetros válidos para R_B .

Parâmetros de entrada	Comentário	Símbolo	Valor	Referência
Proteção contra incêndio	Nenhuma	r_p	1	Anexo C.4
Risco de incêndio	Normal	r_f	10^{-1}	Anexo C.5
L1: perda de vida humana	Perigo especial: Nenhum	h_z	1	Anexo C.6
	D1: devido a tensão de toque e passo	L_T	10^{-2}	Anexo C.2
	D2: devido a danos físicos	L_F	2×10^{-2}	
	D3: devido a falha de sistemas internos	L_O	-	

Fonte: Próprio autor. Baseado na NBR 5419-2:2015 (2020).

Conforme exposto na Tabela 3.10, a estrutura está sendo classificada com risco de incêndio alto (r_f) e nenhum tipo de proteção contra incêndio (r_p), além do tipo da estrutura ser considerado industrial (L_F).

Assim sendo, é possível determinar o valor de R_B , lembrando que alguns dados já constam na Tabela 3.9, ou fazem parte de cálculos já resolvidos.

Resolução:

$$L_B = r_p \times r_f \times h_z \times L_F \times (n_z/n_t) \times (t_z/8760)$$

$$L_B = 1 \times 10^{-1} \times 1 \times 2 \times 10^{-2} \times (10/20) \times (4320/8760)$$

$$L_B = 49,316 \times 10^{-5}$$

$$R_B = N_D \times P_B \times L_B$$

$$R_B = 0,00964 \times 1 \times 49,316 \times 10^{-5}$$

$$R_B = 0,475 \times 10^{-5}$$

C) Cálculo de R_U com base na Eq. 2.6:

$$R_U = (N_L + N_{DJ}) \times P_U \times L_U$$

Para encontrar o valor de R_U alguns dados são necessários, conforme consta na Tabela 3.11.

Tabela 3.11 – Parâmetros validos para R_U .

Parâmetros de entrada	Comentário	Símbolo	Valor	Referência
Comprimento da linha (m)	Quando não se sabe o comprimento da linha adota-se $L_L=1000m$.	L_L	1000	NBR 5419-2:2015
Fator de instalação	Aérea	C_I	1	Anexo A.2
Fator tipo de instalação	Linha de energia	C_T	1	Anexo A.3
Fator ambiental	Rural	C_E	1	Anexo A.4
Proteção contra choque (descarga atmosférica na linha)	Nenhuma	P_{TU}	1	Anexo B.6
Ligação equipotencial	Nenhuma	P_{EB}	1	Anexo B.7
Tipo de linha	Sem blindagem	P_{LD}	1	Anexo B.8
Blindagem, aterramento, isolamento	Nenhuma	C_{LD}	1	Anexo B.4
Tipo de piso	Concreto	r_t	0,01	Anexo C.3
L1: perda de vida humana	D1: devido a tensão de toque e passo	L_T	10^{-2}	Anexo C.2
	D2: devido a danos físicos	L_F	2×10^{-2}	
	D3: devido a falha de sistemas internos	L_O	-	

Fonte: Próprio autor. Baseado na NBR 5419-2:2015 (2020).

Na Tabela 3.11 é possível identificar que a linha da concessionária se conecta a cabine primária através de rede de distribuição área (C_I), e que nenhum tipo de blindagem é considerado para esta linha de energia (P_{LD}), bem como nenhum tipo de equipotencialização (P_{EB}).

Desta forma, é possível encontrar o valor de R_U , lembrando que alguns dados já constam nas tabelas anteriores (Tabelas 3.9 e 3.10), ou em cálculos já realizados anteriormente.

Resolução:

$$N_L = N_G \times A_L \times C_I \times C_E \times C_T \times 10^{-6}$$

$$N_L = 5,2 \times (40 \times 1000) \times 1 \times 1 \times 10^{-6}$$

$$N_L = 0,208$$

$$P_U = P_{TU} \times P_{EB} \times P_{LD} \times C_{LD}$$

$$P_U = 1 \times 1 \times 1 \times 1$$

$$P_U = 1$$

$$L_U = r_t \times L_T \times n_z/n_t \times t_z/8760$$

$$L_U = 10^{-2} \times 10^{-2} \times 10/20 \times 4320/8760$$

$$L_U = 2,466 \times 10^{-5}$$

$$R_U = (N_L + N_{DJ}) \times P_U \times L_U$$

$$R_U = (0,208 + 0) \times 1 \times 2,466 \times 10^{-5}$$

$$R_U = 0,513 \times 10^{-5}$$

D) Cálculo de R_V com base na Eq.2.7:

$$R_V = (N_L + N_{DJ}) \times P_V \times L_V$$

Para que o valor de R_V seja definido são necessários alguns dados, que já constam na Tabela 3.11 ou em equações já solucionadas anteriormente.

Resolução:

$$P_V = P_{EB} \times P_{LD} \times C_{LD}$$

$$P_V = 1 \times 1 \times 1$$

$$P_V = 1$$

$$L_V = L_B = 49,316 \times 10^{-5}$$

$$R_V = (N_L + N_{DJ}) \times P_V \times L_V$$

$$R_V = (0,208 + 0) \times 1 \times 49,316 \times 10^{-5}$$

$$R_V = 10,258 \times 10^{-5}$$

Após encontrado todos os valores das componentes de risco é possível ter todas as informações necessárias para a decisão da implementação ou não de uma PDA, conforme a Tabela 3.12.

Tabela 3.12 – Tabela das componentes de risco para o risco R1.

Tipos de danos	Símbolo	Z2	Somatória
D1 Ferimentos devido a choque	RA	$0,024 \times 10^{-5}$	$0,024 \times 10^{-5}$
	RU	$0,513 \times 10^{-5}$	$0,513 \times 10^{-5}$
D2 Danos físicos	RB	$0,475 \times 10^{-5}$	$0,475 \times 10^{-5}$
	RV	$10,258 \times 10^{-5}$	$10,258 \times 10^{-5}$
Total		$11,27 \times 10^{-5}$	$R_1 = 11,27 \times 10^{-5}$
Risco tolerável		$R_1 > R_T$: Proteção contra descargas atmosféricas é necessária.	$R_T = 10^{-5}$

Fonte: Próprio autor. Baseado na NBR 5419-2:2015 (2020).

De acordo com dados da Tabela 3.12, R_1 ($11,27 \times 10^{-5}$) é maior que o R_T (10^{-5}) estabelecido para L_1 , portanto a estrutura requer proteção contra descargas atmosféricas.

3.2.4. Seleção das medidas de proteção para Zona 2 (Z2).

A partir do resultado obtido ($R_1 > R_T$), é possível tomar a decisão de implementar ou não, medidas de proteção contra descargas atmosféricas, sendo que ainda é preciso definir a classe de proteção mais adequada.

Analisando a Tabela 3.14 nota-se 3 componentes de risco que podem ter seus valores melhorados, que são os seguintes:

- R_U ($0,513 \times 10^{-5}$) – descarga atmosférica na estrutura com danos físicos à mesma, que representa 4,55%.
- R_B ($0,475 \times 10^{-5}$) – descarga atmosférica na estrutura com danos físicos à mesma, que representa 4,21%.
- R_V ($10,258 \times 10^{-5}$) – descarga atmosférica na linha conectada com danos físicos à estrutura, que representa 91%.

Para corrigir as componentes de risco R_B e R_V , e assim reduzir o risco R_1 ao nível tolerável de 10^{-5} , está sendo recomendada as seguintes ações:

- Instalar de SPDA classe III – reduz o valor de P_B de 1 para 0,1, que consequentemente reduz o valor de R_B para $0,047 \times 10^{-5}$.
- Instalar DPS de NP III – reduz o valor de P_{EB} de 1 para 0,05, e por conseguinte reduz o valor de R_V para $0,513 \times 10^{-5}$.

Aplicando as ações sugeridas, os valores de R_A e R_U também reduzem, consequentemente melhorando estas componentes de risco como pode ser observado na Tabela 3.13.

Tabela 3.13 – Componentes de risco para o risco R_1 após adequações.

Tipos de danos	Símbolo	Z_2	Somatória
D1 Ferimentos devido a choque	R_A	$0,002 \times 10^{-5}$	$0,002 \times 10^{-5}$
	R_U	$0,026 \times 10^{-5}$	$0,026 \times 10^{-5}$
D2 Danos físicos	R_B	$0,047 \times 10^{-5}$	$0,047 \times 10^{-5}$
	R_V	$0,513 \times 10^{-5}$	$0,513 \times 10^{-5}$
Total		$0,588 \times 10^{-5}$	$R_1 = 0,588 \times 10^{-5}$
Risco tolerável		$R_1 < R_T$: Proteção contra descargas atmosféricas é necessária.	$R_T = 10^{-5}$

Fonte: Próprio autor. Baseado na NBR 5419-2:2015 (2020).

De acordo com a Tabela 3.13, as ações recomendadas são suficientes para corrigir o valor de R_1 ($0,588 \times 10^{-5}$) a um nível tolerável (1×10^{-5}), ou seja, $R_1 < R_T$.

3.3. Dimensionamento do SPDA

Como visto anteriormente neste trabalho, o SPDA é composto por três subsistemas, sendo estes de captação, descidas e aterramento, que juntos formam as medidas de proteção externa da estrutura.

A central fotovoltaica deste trabalho é composta por três subarranjos e uma subestação, e que foram classificadas em duas zonas, sendo a zona 1 (Z1) o local onde estão instalados os módulos fotovoltaicos, e a zona 2 (Z2) onde está localizada a subestação.

Os dimensionamentos dos subsistemas serão feitos tanto para a Z1 como para Z2, sendo que para Z1 serão realizados os cálculos apenas para o subarranjo 1, pois os demais subarranjos são praticamente idênticos.

3.3.1. SPDA para zona 1 (Z1)

Subsistema de captação:

Tendo em vista que os módulos fotovoltaicos estão instalados no solo, é possível a aplicação dos seguintes métodos:

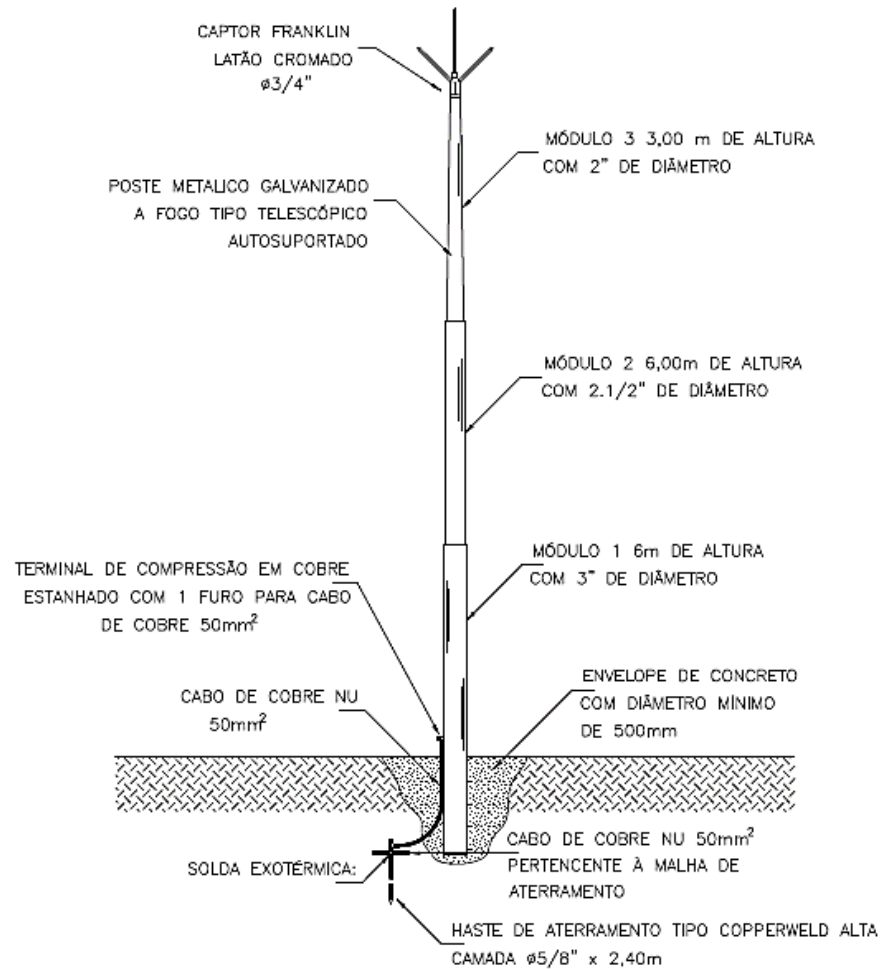
- Método do ângulo de proteção;
- Método da esfera rolante.

Para este trabalho está sendo considerado o método do ângulo de proteção, mas nada impede o uso do método da esfera rolante. Desta forma são necessárias as seguintes informações:

- Área do subarranjo 1 – 142m x 97m;
- Classe de proteção – classe III;
- Resistividade do solo – 1000 Ω m.

Além disso, está sendo considerado o solo como superfície de referência, e a instalação de postes autossuportados conforme desenho da Figura 3.5.

Figura 3.5 – Poste autossuportado e captor tipo Franklin.



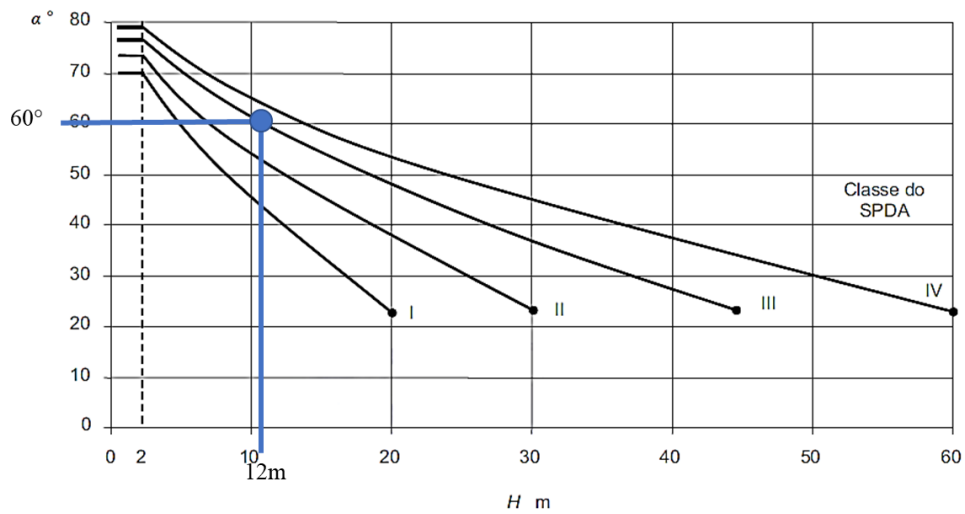
Fonte: Próprio autor (2020).

Como é possível observar na Figura 3.5, o poste tem a função de suporte para o captor do tipo Franklin, podendo ser constituído por tubo metálico, e de comprimento variável dependendo da aplicação.

Neste projeto está sendo considerado poste autossuportado do tipo telescópico, com 12m de comprimento, fabricado em aço galvanizado a fogo, e instalado no solo com envelope de concreto.

De acordo com o método do ângulo de proteção, para descobrir o volume de proteção é necessário utilizar a equação 2.21 e o gráfico apresentado na Figura 3.6.

Figura 3.6 – Mastro e captor tipo Franklin.



Fonte: Baseado na ABNT NBR 5419-2:2015 (2020).

Conforme consta na Figura 3.6, a altura do poste ($H=12\text{m}$) é projetada na curva de classe III, sendo possível obter o $\alpha = 60^\circ$. Com isso é possível resolver a equação 2.21 e encontrar o raio de proteção R_p .

Resolução:

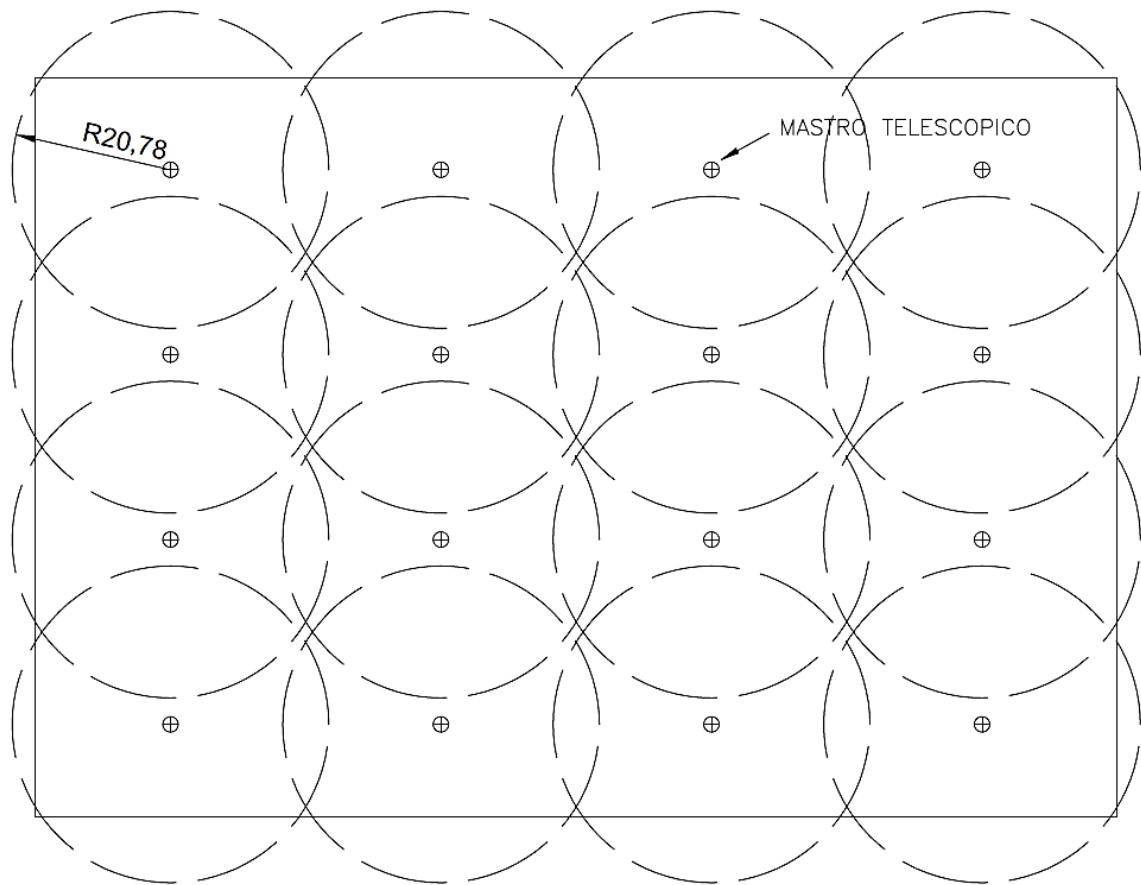
$$R_p(\text{OC}) = H \times \tan \alpha$$

$$R_p(\text{OC}) = 12 \times \tan 60$$

$$R_p(\text{OC}) = 20,78 \text{ m}$$

Após a definição de R_p é possível encontrar a área protegida pelo subsistema de captação sugerido e com essa informação mapear o volume protegido conforme está sendo ilustrado na Figura 3.7.

Figura 3.7 – Distribuição dos mastros e captadores nos subarranjos.

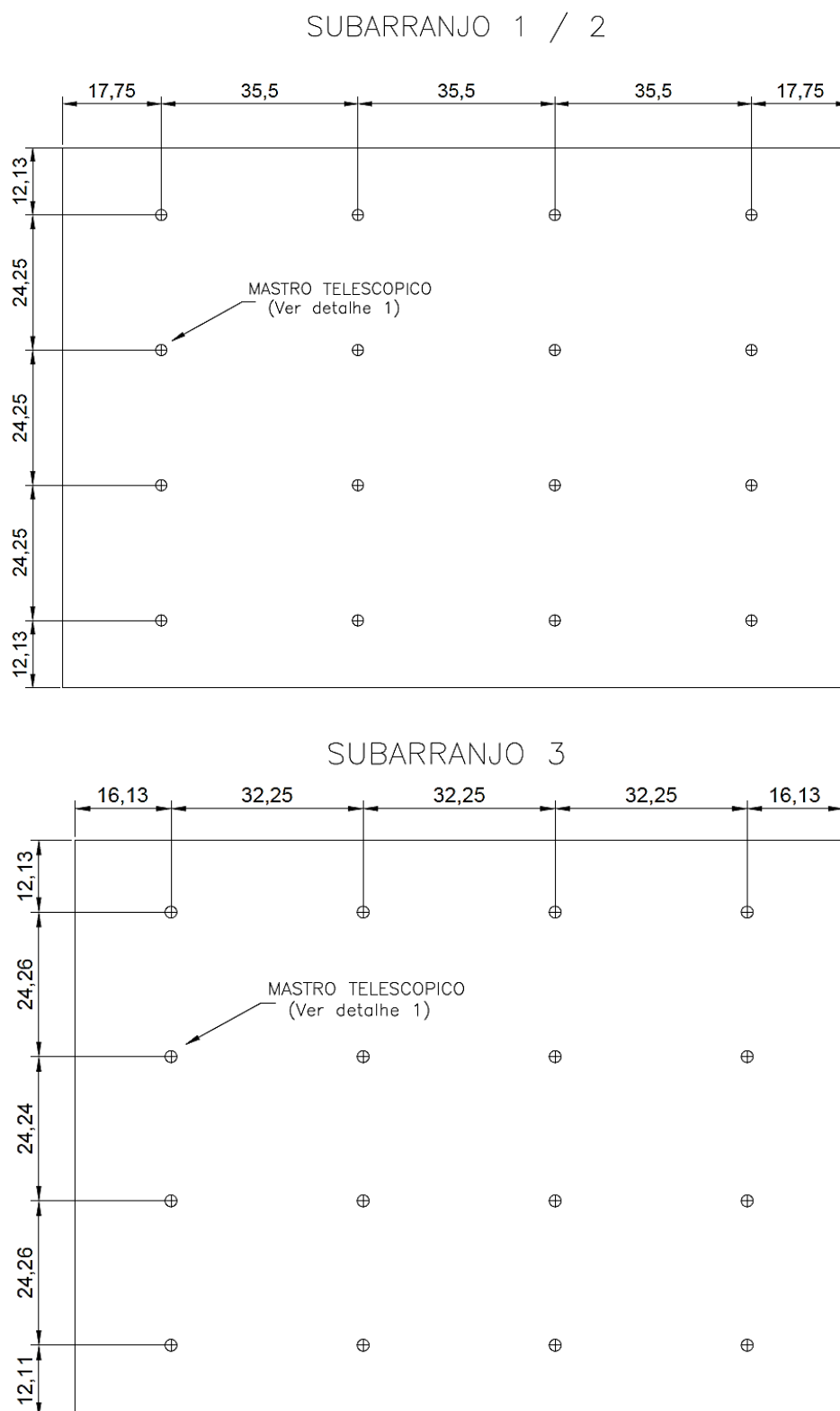


Fonte: Próprio autor (2020).

Na Figura 3.7 tem-se a vista de planta do subarranjo 1, onde pode-se visualizar os pontos de instalação dos mastros dentro do subarranjo, bem como a projeção do raio de proteção sobre o respectivo subarranjo fotovoltaico.

Com isso, pode-se chegar à informação de que cada subarranjo precisará de 16 postes telescópicos de 12m e 16 captadores do tipo Franklin, totalizando 48 postes e 48 captadores, que serão instalados no solo e distribuídos de forma uniforme pelos subarranjos conforme apresentado na Figura 3.8.

Figura 3.8 – Localização de instalação dos postes telescópicos.



Fonte: Próprio autor (2020).

Na Figura 3.8 tem-se a localização exata de instalação dos postes telescópicos para cada subarranjo da central fotovoltaica.

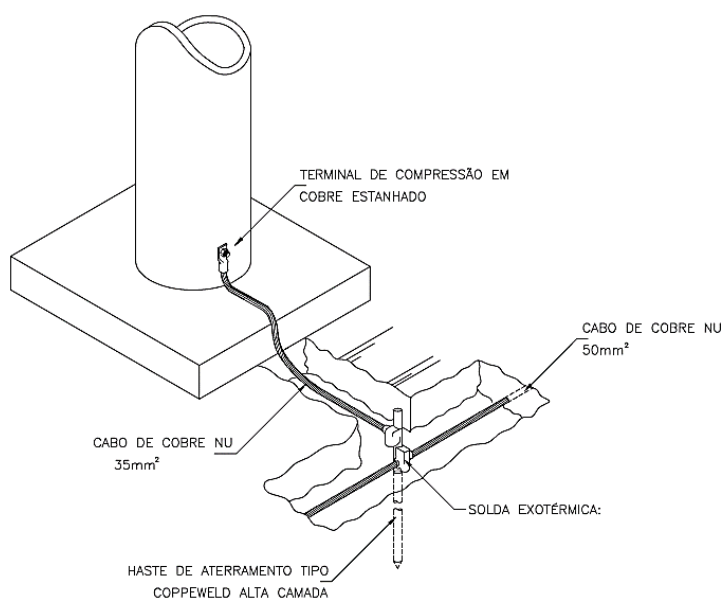
Subsistema de descidas:

Como descrito no subsistema de captação, os postes serão instalados no solo e com uma base de concreto, o que estabelece o menor caminho possível entre o subsistema captação e o subsistema de aterramento.

Tendo em vista que o subsistema de captação não está prevendo nenhum tipo de interconexão entre os mastros, sugere-se a instalação de pelo menos dois condutores de descida para cada poste metálico.

No entanto, por se tratar de poste metálico galvanizado a fogo, o mesmo pode ser considerado como um condutor natural, assumindo assim a função de condutor de descida, devendo ter sua base conectada junto ao condutor de aterramento, conforme detalhado na Figura 3.9.

Figura 3.9 – Interligação do poste à malha de aterramento.



Fonte: Próprio autor (2020).

O detalhe apresentado na Figura 3.9, mostra um cabo de cobre nu de 35mm² conectado ao poste, garantindo assim a continuidade elétrica entre o subsistema de captação e o subsistema de aterramento.

Portanto, para os subarranjos fotovoltaicos estão sendo considerados como condutores de descida os próprios postes utilizados para a captação. Neste caso, deve-se prever uma proteção contra contato direto em torno do poste, podendo este ser em alvenaria ou PVC, com no mínimo 3 metros de altura.

Subsistema de aterramento:

O subsistema de aterramento tem como objetivo dissipar a corrente da descarga atmosférica no solo, e para que isso aconteça de forma mais eficiente e segura é preciso obter a menor resistência de aterramento possível.

O subsistema de aterramento pode ser constituído por eletrodos horizontais (condutores de aterramento) e eletrodos verticais (haste de aterramento), dependendo da resistividade do solo (ρ), da área a ser protegida, classe de proteção definida no gerenciamento de risco, entre outros fatores.

Existe também a possibilidade de que os eletrodos de aterramento sejam parte da armação das fundações da edificação, porém neste estudo de caso a central fotovoltaica está instalada no nível do solo sem fundações no local que possam ser considerados eletrodos naturais.

Portanto, o eletrodo de aterramento a ser considerado nos subarranjos fotovoltaicos (Z1) consiste na instalação de condutor em anel, ao redor de cada subarranjo.

Como mencionado anteriormente, o dimensionamento realizado será apenas para o subarranjo 1, pois os demais subarranjos são semelhantes e os mesmos cálculos podem ser considerados para os demais subarranjos.

Desta forma, é importante ressaltar que o comprimento do eletrodo de aterramento (l_1) não pode ser superior ao raio médio (r_e) da área a ser protegida ($r_e \geq l_1$).

Logo, para determinar o valor de r_e deve-se fazer uso da seguinte equação:

$$r_e = \sqrt{(\text{Área}/\pi)} \quad (\text{Eq. 3.1})$$

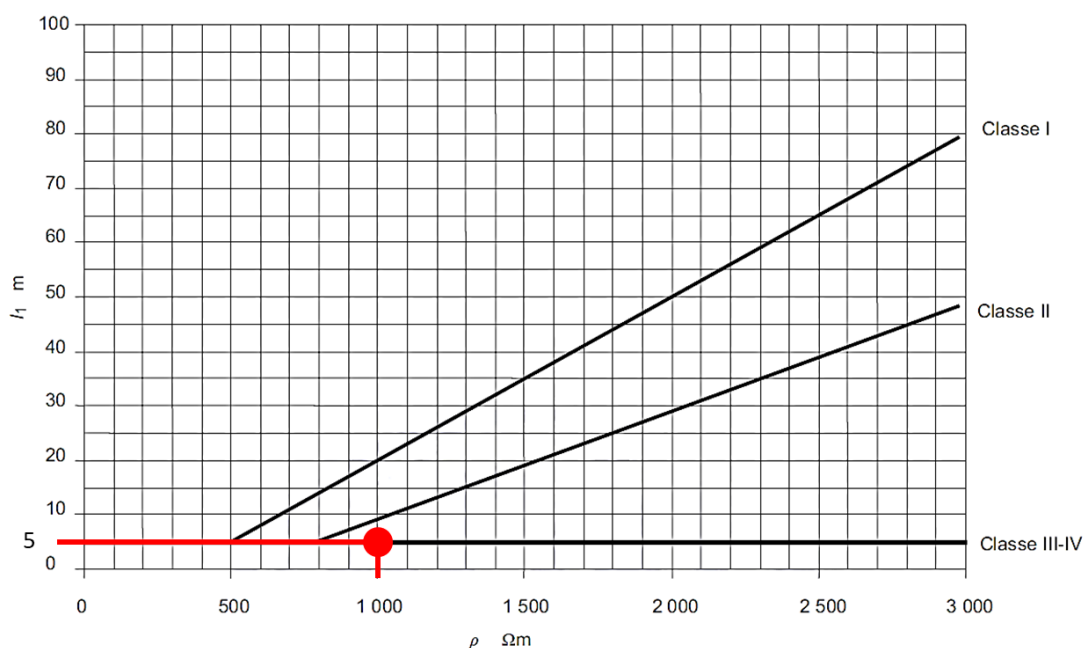
Onde:

$$\text{Área (Subarranjo 1 e 2)} = (142+2) \times (97+2) = 14.256 \text{ m}^2$$

Portanto r_e é igual a 67,36 m.

Agora para identificar o valor correspondente para l_1 é preciso recorrer ao gráfico apresentado na Figura 3.10.

Figura 3.10 – Comprimento mínimo l_1 do eletrodo de aterramento de acordo com a classe do SPDA.



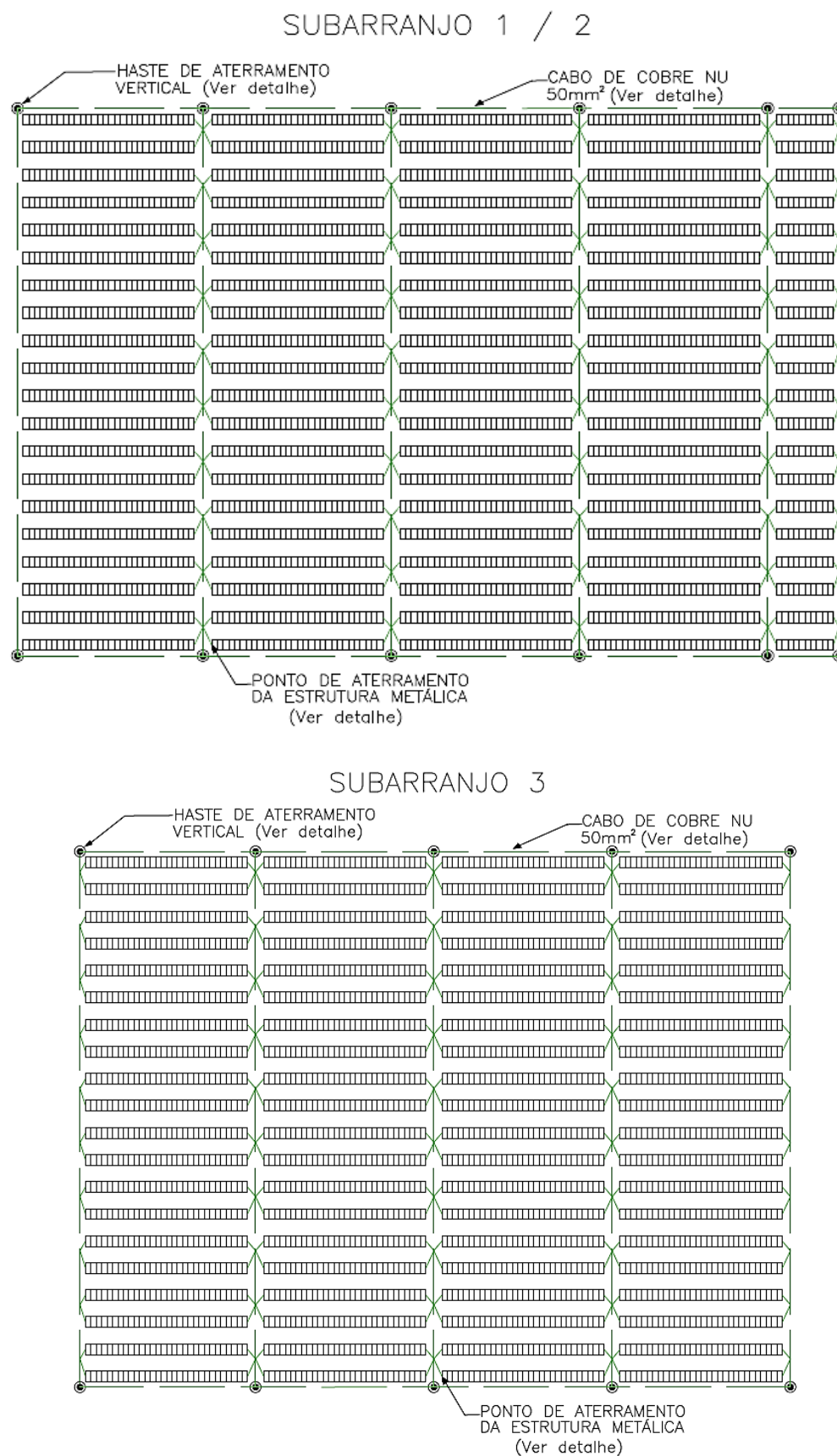
Fonte: ABNT NBR 5419-3:2015.

Conforme gráfico da Figura 3.10 é possível localizar no eixo horizontal a resistividade do solo de $1000 \Omega m$, e assim encontrar o comprimento l_1 de 5m, correspondente a classe III de proteção.

Diante dos valores encontrados ($r_e = 67,36m$ e $l_1 = 5m$) é possível concluir que r_e é maior que l_1 ($r_e > l_1$), indicando que não há a necessidade de eletrodos adicionais.

Porém, tendo em vista a melhor qualidade no aterramento desta central fotovoltaica, serão instalados eletrodos verticais nos quatro cantos dos subarranjos e nas laterais dos mesmos, e complementados por eletrodos horizontais intermediários para conexão das descidas dos captadores distribuídos dentro da área do gerador fotovoltaico, conforme a Figura 3.11.

Figura 3.11 – Instalação dos condutores de aterramento nos subarranjos.

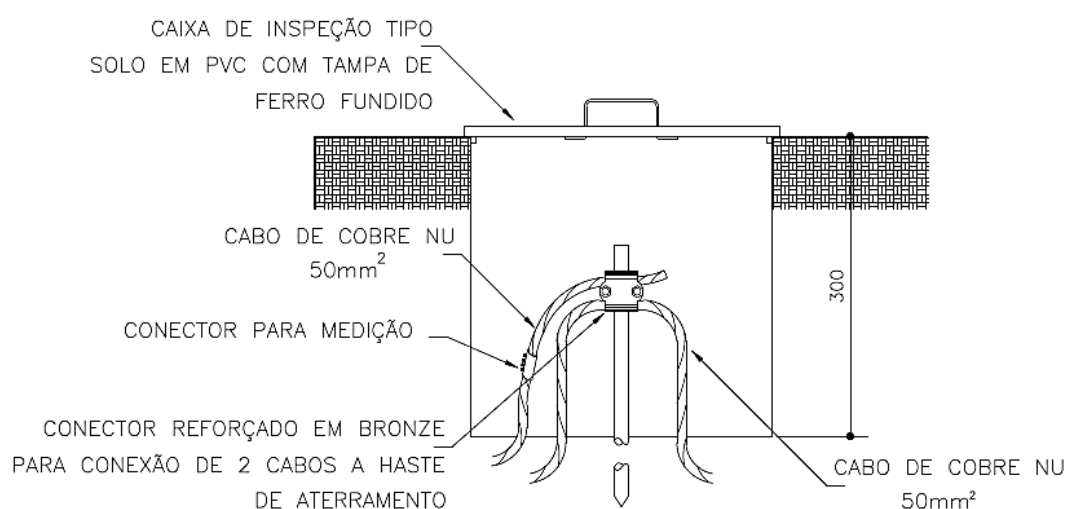


Fonte: Próprio autor (2020).

Na Figura 3.11 é possível visualizar onde serão instalados os condutores de aterramento dos subarranjos, lembrando que o condutor de aterramento deve ser acomodado em vala de no mínimo 0,5m de profundidade, 0,3m de largura, e a uma distância de 1m da estrutura a ser protegida.

Além disso, para o projeto deste estudo de caso os eletrodos verticais devem contemplar a instalação em caixas de inspeção, idênticas ao detalhado na Figura 3.12.

Figura 3.12 – Caixa de inspeção e junção dos eletrodos de aterramento.



Fonte: Próprio autor (2020).

Como pode-se notar na Figura 3.12, o condutor de aterramento utilizado será um cabo de cobre encordoado de 50mm², sendo que cada fio da cordoalha deve ter o diâmetro mínimo de 3mm conforme orientação da norma NBR 5419-3:2015.

3.3.2. SPDA para zona 2 (Z2)

Subsistema de captação:

A zona 2 (Z2) é onde está localizada a subestação da central fotovoltaica, e local onde estão abrigados os transformadores elevadores de tensão, equipamentos de medição, sistemas de seccionamento, entre outros.

Por este motivo, a subestação é uma edificação, onde é possível a aplicação de qualquer um dos seguintes métodos de captação:

- Método do ângulo de proteção;
- Método da esfera rolante;
- Método das malhas (Gaiola de Faraday).

Para este estudo de caso está sendo considerado o método das malhas, mas nada impede o uso dos outros métodos. Desta forma as seguintes informações são necessárias:

- Área da subestação – $15\text{m} \times 10,5\text{m}$;
- Classe de proteção – classe III;
- Resistividade do solo – $1000 \Omega\text{m}$;

Além disso, é preciso saber o distanciamento entre os condutores de captação, conforme estabelecido na Tabela 2.4. Tendo em vista que a classificação indicada para Z2 é a classe III de proteção, a distância máxima entre os condutores paralelos de captação deve ser de 15m.

Agora que se conhece o distanciamento entre os condutores de captação, é preciso identificar o número de condutores necessários na malha.

Para obter o número de condutores, pode-se usar a seguinte equação:

$$N = L/D + 1 \quad (\text{Eq. 3.2})$$

Onde:

L – Comprimento da estrutura a ser considerada (m);

D – Espaçamento entre os condutores da malha (m);

Sendo assim, consegue-se calcular o número de condutores necessários:

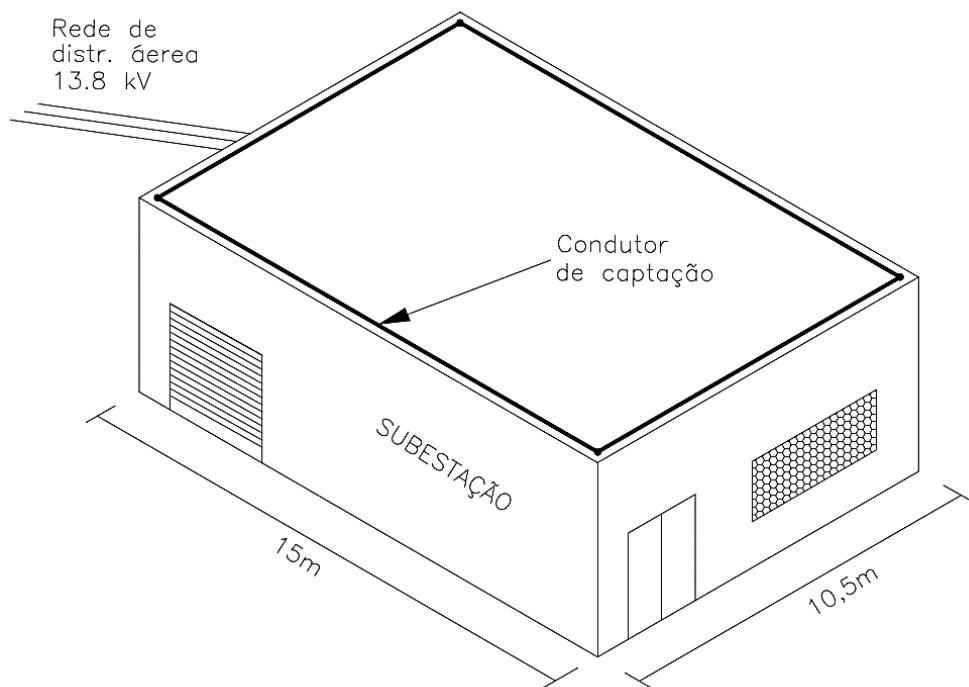
- Lado de maior dimensão (15m): $N_1 = (15/15) + 1$.

Portanto $N_1 = 2$ condutores.

- Lado de menor dimensão (10,5m): $N_2 = (10,5/15) + 1$.
Portanto $N_2 = 1,7 \approx 2$ condutores.

Diante dessas informações, é possível observar que o afastamento entre condutores que compõem a malha de captação possui dimensões menores que o especificado pela norma, logo a área da malha de captação deste projeto é de $15 \times 10,5\text{m}$ ($157,5\text{m}^2$), conforme ilustrado na Figura 3.13.

Figura 3.13 – Instalação dos condutores da malha de captação da subestação.



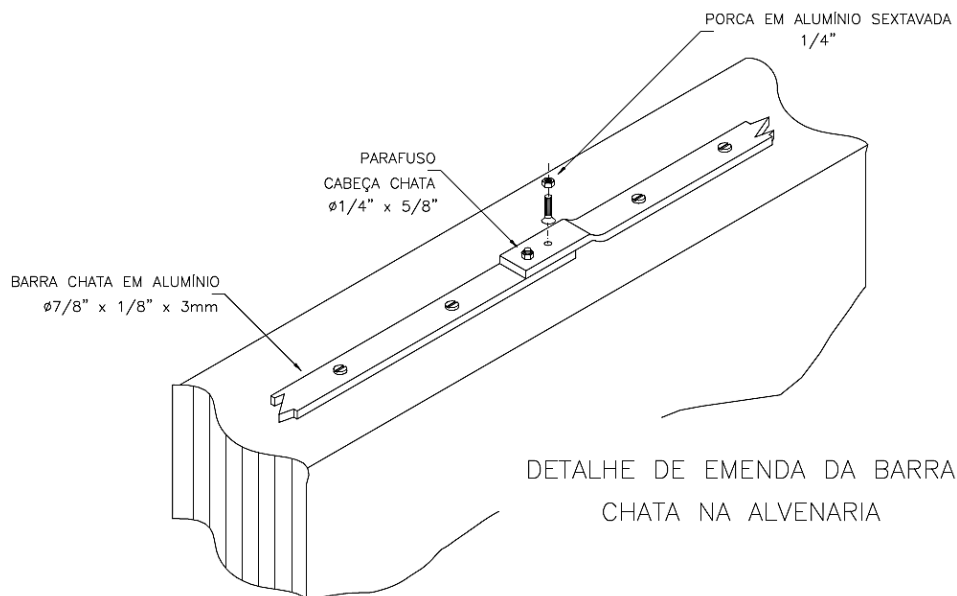
Fonte: Próprio autor (2020).

Diante da Figura 3.13, é possível observar onde serão instalados os condutores que compõem a malha de captação. Segundo a norma NBR 5419-3:2015 o afastamento máximo deve ser de 15m, que corresponde a área de 225m^2 .

Portanto, o posicionamento dos condutores da malha de captação na subestação satisfaz as condições da norma NBR 5419-3:2015 ($157,5\text{m}^2 \leq 225\text{m}^2$).

Além disso, está sendo considerada para a subestação a aplicação de condutores em fita de alumínio conforme detalhado na Figura 3.14.

Figura 3.14 – Condutor de captação da subestação.



Fonte: Próprio autor (2020).

Na Figura 3.14 se tem o detalhe da fita de alumínio a ser instalada na laje da subestação, bem como o detalhe de uma emenda quando necessária.

Deste modo, para o subsistema de captação na subestação está sendo considerado o método das malhas (Gaiola de Faraday), com a aplicação de condutores captadores em fita maciça de alumínio com área de seção transversal mínima de 70mm² e espessura de 3mm, e disposta em uma malha de 15×10,5m.

Subsistema de descida:

Para o dimensionamento do subsistema de descida deve-se conhecer o número de condutores de descida requerido, o afastamento entre os condutores e a área perimetral da estrutura.

A subestação foi classificada com o nível de proteção classe III, onde o afastamento entre os condutores de descida deve ser no máximo de 15m conforme a Tabela 2.5, sendo aceitável um valor de até 20% acima, de acordo a norma NBR 5419-3:2015.

Já para o cálculo do número de descidas será utilizada a Eq. 2.22, sendo que a solução desta equação traz o seguinte resultado:

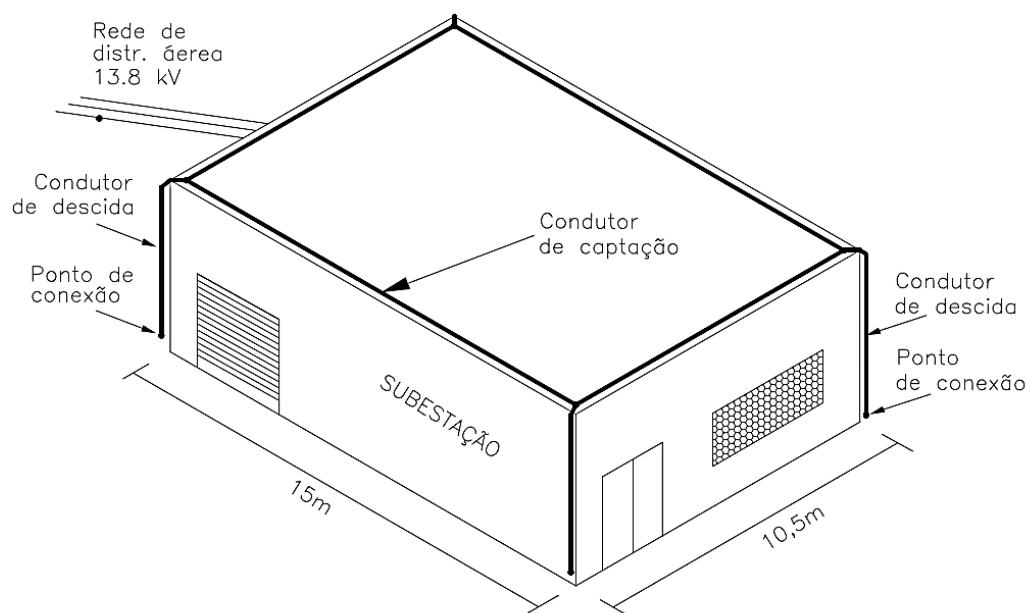
$$nDe = P / E$$

$$nDe = (2 \times 15 + 2 \times 10,5) / 15$$

$$nDe = 3,4 \approx 4 \text{ condutores de descidas}$$

Cabe ressaltar que norma NBR 5419-3:2015 recomenda a instalação de um condutor de descida para cada canto saliente da estrutura, conforme exposto na Figura 3.15.

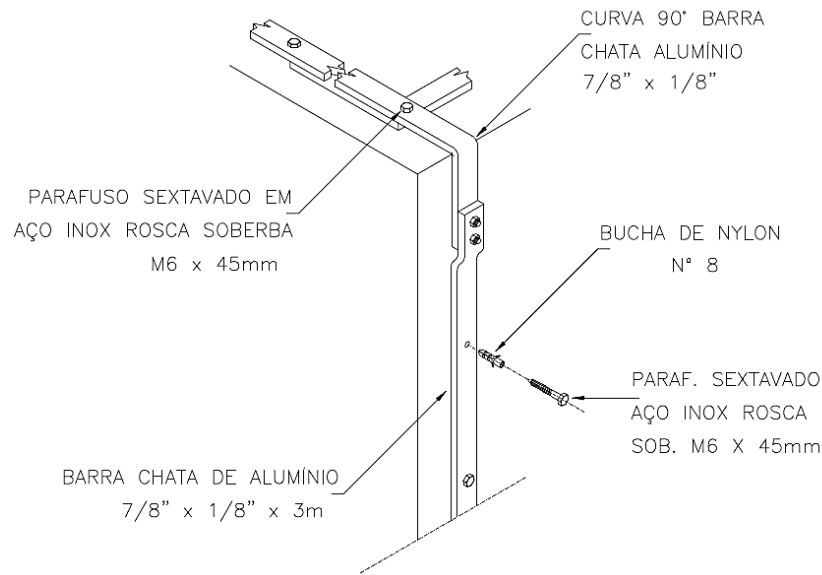
Figura 3.15 – Instalação dos condutores de descida da subestação.



Fonte: Próprio autor (2020).

Na Figura 3.15 é possível visualizar a instalação dos quatro condutores de descida, um em cada canto da subestação. Além disso, os condutores de descidas devem ser conectados à malha de captação como detalhado na Figura 3.16.

Figura 3.16 – Detalhe do condutor de descida da subestação.



Fonte: Próprio autor (2020).

Na Figura 3.16 é ilustrado tanto o condutor de descida como a conexão entre a malha de captação e o condutor de descida.

Portanto, para o subsistema de descida da subestação está sendo previsto a instalação de quatro condutores de descida, composto por fita maciça de alumínio com área de seção transversal mínima de 70mm^2 e espessura de 3mm, e com espaçamento de 15m entre os condutores de descida.

Subsistema de aterramento:

Para o dimensionamento do subsistema de aterramento da subestação, é válido aproveitar as informações já adquiridas no dimensionamento do aterramento da zona 1 (Z1).

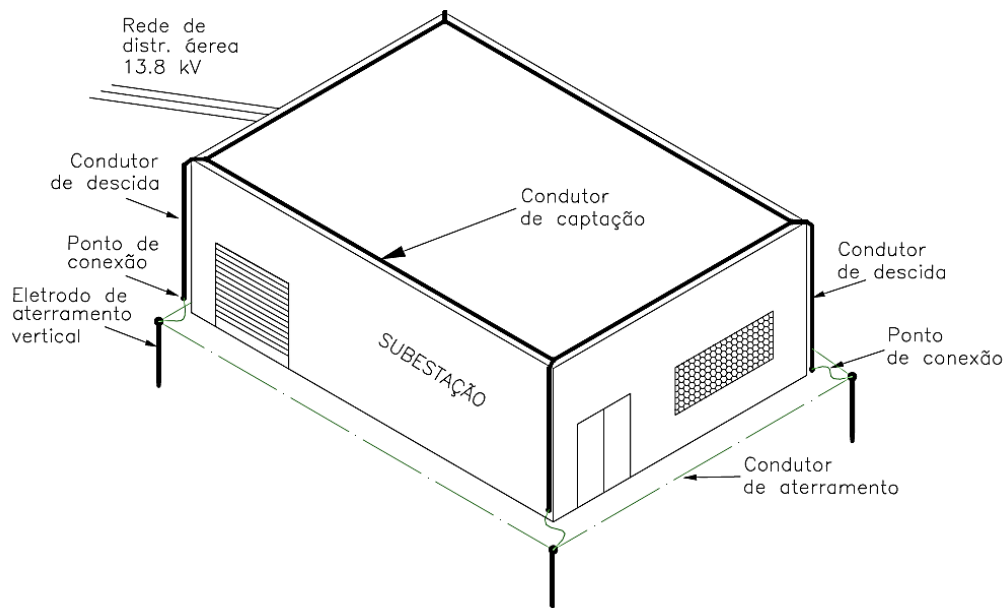
Portanto, será considerada a resistividade do solo (ρ) de $1000\ \Omega\text{m}$ e o comprimento de l_1 de 5m para a classe III de proteção.

Além disso, a área da subestação é de $15 \times 10,5\text{m}$ ($157,5\text{m}^2$), lembrando que a instalação do condutor de aterramento deve ser realizado a pelo menos 1m de distância da estrutura a ser protegida.

Deste modo, o raio médio equivalente (r_e) é igual a 7,08 ($r_e = \sqrt{157,5/\pi}$), sendo assim pode-se concluir que r_e é maior que o comprimento l_1 requerido ($r_e > l_1$) e, portanto, não há a necessidade de eletrodo de aterramento adicional.

No entanto, com o intuito de melhorar a qualidade da dissipação da corrente proveniente de uma descarga atmosférica, serão instalados eletrodos de aterramento verticais em cada canto saliente da edificação e junto a cada condutor de descida da estrutura, onde também serão instaladas caixas de inspeção, idêntico a Figura 3.17.

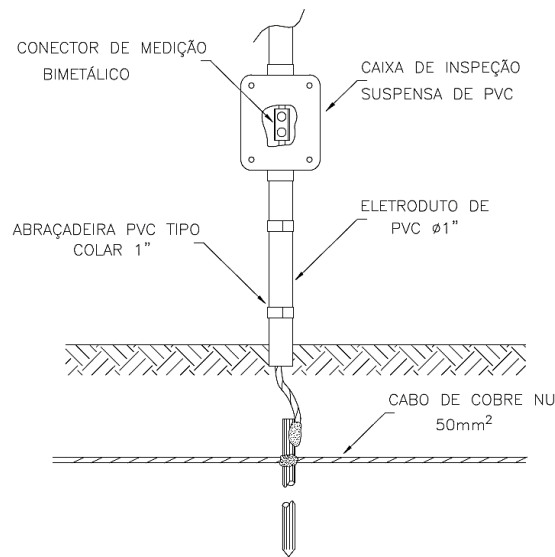
Figura 3.17 – Instalação dos condutores de aterramento na subestação



Fonte: Próprio autor (2020).

Conforme detalhado na Figura 3.17 é possível observar a posição de instalação do condutor de aterramento em anel, bem como os eletrodos verticais e o ponto de conexão entre os condutores de descida e o condutor em anel, que é ilustrado na Figura 3.18.

Figura 3.18 – Detalhe de junção entre descida e aterramento na subestação



Fonte: Próprio autor (2020).

Já na figura 3.18, nota-se que além de conectar o condutor de descida ao condutor de aterramento, a caixa de inspeção suspensa serve como ponto para a realização de testes.

Vale lembrar que o condutor em anel, deve ser acomodado em vala de no mínimo 0,5m de profundidade, 0,3m de largura, e a uma distância de 1m da estrutura a ser protegida.

Cabe reforçar que o condutor de aterramento previsto para esta central fotovoltaica é composto por cabo de cobre encordado de 50mm², sendo que cada fio que compõe o cabo deve ter o diâmetro mínimo de 3 mm conforme a norma NBR 5419-3:2015.

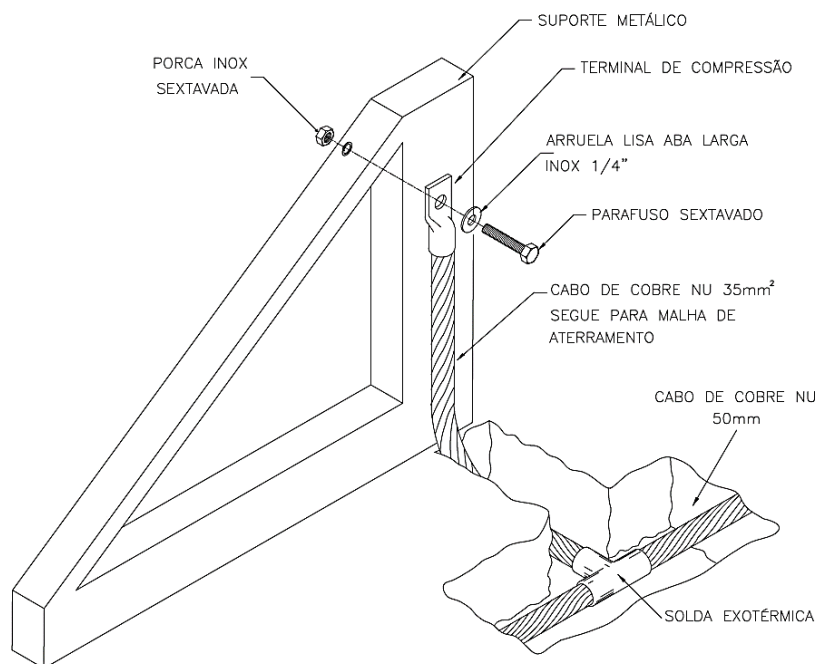
3.4. Dimensionamento das MPS

Vale relembrar que, as MPS têm como objetivo a proteção dos equipamentos eletroeletrônicos, e são técnicas aplicadas no interior das edificações, podendo envolver o aterramento da estrutura, a equipotencialização de potenciais, instalação coordenada de DPS, entre outros.

Para dar início ao processo de dimensionamento das MPS é preciso saber qual o esquema de aterramento será utilizado na instalação (TN, TN-C, TN-S, TN-C-S, TT e IT).

Para a central fotovoltaica deste estudo de caso, está sendo considerado o esquema de aterramento TN-S, sendo que todas as massas metálicas não energizadas, devem ser ligadas a malha de aterramento e/ou BEP, conforme apresentado na Figura 3.19.

Figura 3.19 – Conexão das estruturas metálicas à malha de aterramento.

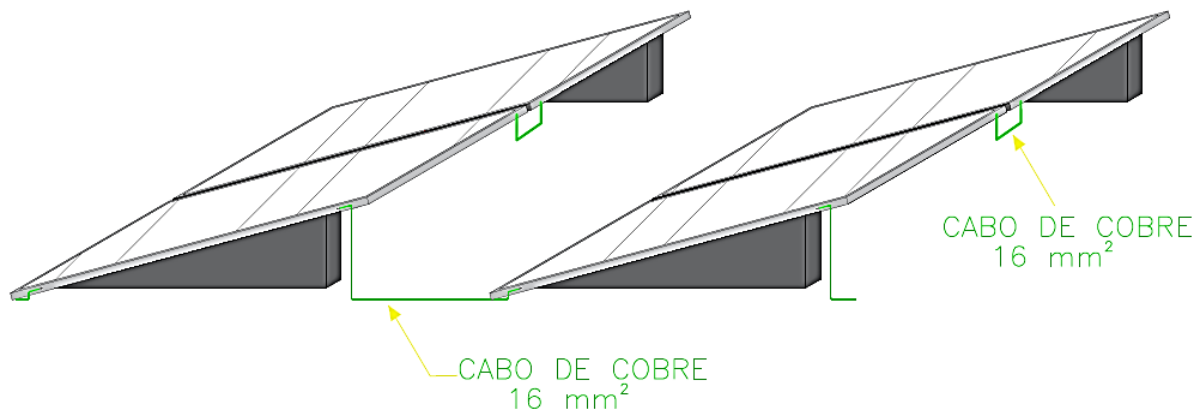


Fonte: Próprio autor (2020).

Na Figura 3.19 pode-se observar a conexão da estrutura metálica que suporta os módulos fotovoltaicos sendo conectada a malha de aterramento por meio de um cabo de 35mm².

Outra MPS recomendada neste projeto é a equipotencialização dos módulos fotovoltaicos, como apresentado na Figura 3.20.

Figura 3.20 – Detalhe de equipotencialização dos módulos fotovoltaicos.

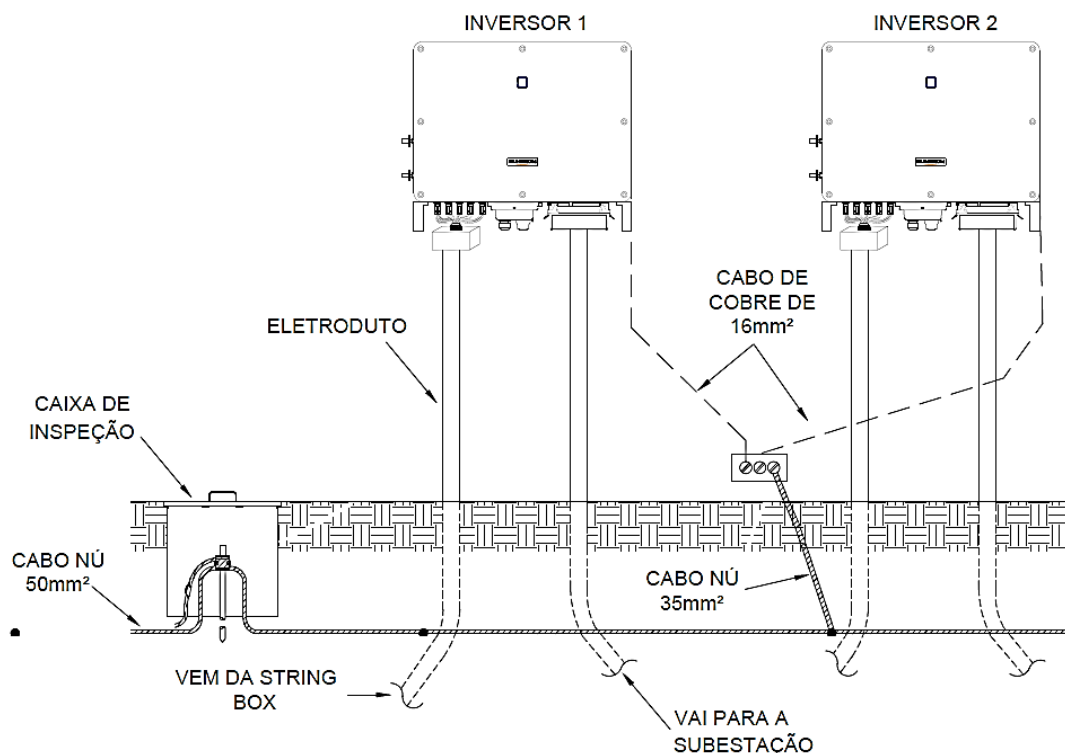


Fonte: Próprio autor (2020).

Na Figura 3.20 pode-se observar os pontos sugeridos de conexão entre os módulos fotovoltaicos, garantindo assim a equipotencialização entre os módulos.

Além disso, também está sendo contemplado no projeto desta central fotovoltaica o aterramento dos inversores fotovoltaicos, conforme apresentado na Figura 3.21.

Figura 3.21 – Aterramento dos inversores de frequência.



Fonte: Próprio autor (2020).

Na Figura 3.21 é possível visualizar o aterramento dos inversores junto à BEP, e a interligação da BEP à malha de aterramento.

Os condutores energizados também devem possuir ligações equipotenciais, sendo que para estes condutores a ligação equipotencial será realizada por meio de DPS, e que podem ser classificados da seguinte forma:

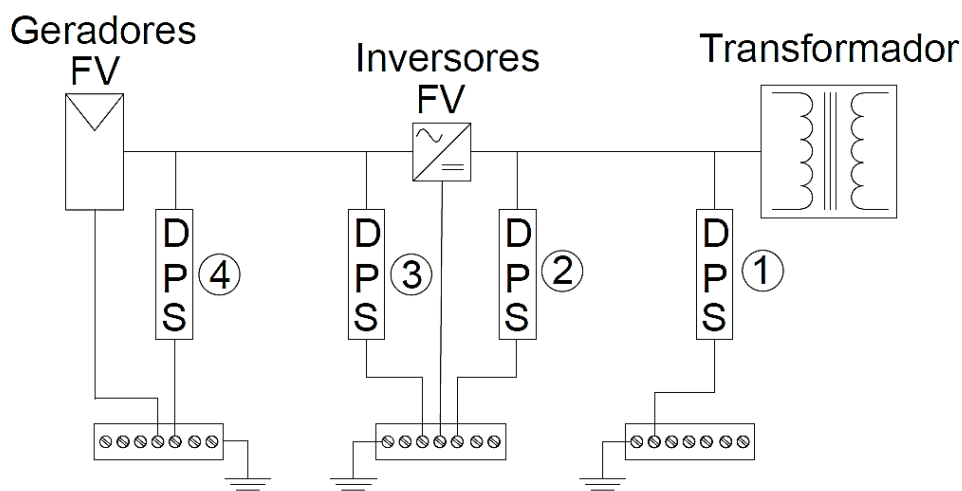
- Classe I – limita o surto de tensão decorrente de descargas atmosféricas diretas;
- Classe II – protege os equipamentos contra os surtos de tensão induzidos ou conduzidos;
- Classe III – destinado a proteção final dos equipamentos eletrônicos situados a mais de 30m do DPS inicial.

Além disso, é importante conhecer algumas características para a seleção do DPS, que podem ser as seguintes:

- U_c – Máxima tensão de operação contínua;
- U_p – Nível de tensão de proteção;
- I_{imp} – Corrente nominal de proteção para o DPS nível I;
- I_n – Corrente nominal de proteção para DPS dos níveis II e III;
- I_{cc} ou I_{sc} – Máxima corrente de curto-circuito de um DPS;
- $I_{máx}$ – Máxima corrente que o DPS pode desviar para o aterramento de proteção.

Na Figura 3.22 está sendo apresentado o modelo de instalação coordenada de DPS sugerido para esta central fotovoltaica.

Figura 3.22 – Esquema de instalação de DPS.



Fonte: Próprio autor (2020).

De acordo com a Figura 3.22, está sendo sugerida a instalação de DPS de forma distribuída e coordenada ao longo da central fotovoltaica, sendo que cada um deles tem as seguintes especificações:

- DPS 1 – DPS de classe I para corrente alternada - CA;
- DPS 2 – DPS de classe II para corrente alternada - CA;
- DPS 3 – DPS de classe II para corrente contínua - CC;

- DPS 4 – DPS de classe I para corrente contínua - CC;

Dimensionamento de DPS – DPS 1 (CA)

O DPS 1 está sendo instalado dentro da subestação, em um QGBT próximo ao transformador elevador de tensão, que é considerado um ambiente crítico e também ponto de entrada da rede da concessionária na instalação.

Para o dimensionamento correto deste DPS é importante saber qual a tensão de operação da rede, que é de 690V. Portanto, de acordo com o Anexo D1, U_p é igual a 2,5kV, lembrando que deve ser levado em consideração o coeficiente de depreciação (K) do DPS, que neste caso será de 0,9.

Além disso, é preciso determinar U_c (Anexo D2), que pode ser encontrado no Anexo D2 deste trabalho.

Por se tratar de um DPS classe I, é preciso determinar a corrente nominal de proteção (I_{imp}), que segundo a norma NBR 5410:2004 não deve ser menor que 12,5kA.

Desta forma, estão sendo considerados os seguintes parâmetros:

- $U_p = 2,5 \text{ kV}$ (Anexo D1 – para tensão de 690V)
- $K = 0,9$
- $U_p = 2,5 \times 0,9 = 2,25 \text{ kV}$
- $U_c \geq 1,1 \times U_o$ (esquema de aterramento TN-S)
- $U_o = 400 \text{ V}$ (tensão fase-neutro)
- $I_{imp} \geq 12,5 \text{ kA}$ (10/350 μs)

Portanto, está sendo sugerida a instalação de DPS com as seguintes características:

- | | |
|-----------------------------|--|
| • $U_p = 2,5 \text{ kV}$ | Sendo: $U_p \leq 2,5 \text{ kV} \rightarrow$ satisfaz a condição; |
| • $U_c = 460 \text{ Vca}$ | Sendo: $U_c \geq 440 \text{ V} \rightarrow$ satisfaz a condição; |
| • $I_{imp} = 60 \text{ kA}$ | Sendo: $I_{imp} \geq 12,5 \text{ kA} \rightarrow$ satisfaz a condição; |

Dimensionamento de DPS – DPS 2 (CA)

Para o DPS 2 sugere-se a instalação próximo aos inversores fotovoltaicos, no lado CA dos mesmos, que é considerado um ambiente vulnerável aos surtos de tensão.

Neste caso, está sendo prevista a instalação de um DPS classe II e para o seu dimensionamento serão aplicados os mesmos passos do DPS1. Sendo assim, estão sendo considerados os seguintes parâmetros:

- $U_p = 4\text{kV}$ (Anexo D1 - tensão de 690V)
- $K = 0,9$
- $U_p = 4 \times 0,9 = 3,6\text{kV}$
- $U_c \geq 1,1 \times U_o$ (esquema de aterramento TN-S)
- $U_o = 400\text{V}$ (tensão fase-neutro)

Por se tratar de um DPS classe II, é preciso determinar a corrente nominal de proteção (I_n), que segundo a norma NBR 5410:2004 não deve ser menor que 5kA.

- $I_n \geq 5\text{kA}$ (8/20 μs)

Portanto, está sendo sugerida a instalação de DPS com as seguintes características:

- $U_p = 2,5\text{kV}$; Sendo: $U_p \leq 3,6\text{kV}$ \rightarrow satisfaz a condição;
- $U_c = 460\text{V(AC)}$; Sendo: $U_c \geq 440\text{V}$ \rightarrow satisfaz a condição;
- $I_n = 60\text{kA}$; Sendo: $I_n \geq 5\text{kA}$ \rightarrow satisfaz a condição;

Dimensionamento de DPS – DPS 3 (CC)

Agora para o dimensionamento do DPS 3, que é um DPS classe II, deve-se levar em consideração que a corrente de operação é contínua, e que a instalação deste DPS deverá ser realizada o mais próximo possível dos inversores.

Além disso, é preciso determinar o valor de V_{OCMAX} , que é simplesmente a soma das tensões V_{OCMAX} de cada módulo que compõe a série fotovoltaica.

Sendo assim, a serie fotovoltaica desta central é composta por 20 módulos FV, totalizando 952V ($V_{OCMAX}=47,6 \times 20$). Com essa informação é possível identificar o valor da máxima tensão de operação continua para CC (Anexo D.3)

Diante das informações adquiridas, estão sendo considerados os seguintes parâmetros:

- $V_{ocm\acute{a}x} = 952V$ ($V_{oc}=47,6 \times 20$)
- $U_p = 6 \text{ kV}$ (Anexo D3 – para tensão de 952V);
- $K = 0,9$
- $U_p = 6 \times 0,9 = 5,4kV$
- $U_c \geq 1,2 \times V_{ocm\acute{a}x} = 1,2 \times 952 = 1142V$
- $I_n \geq 5kA$ (8/20 μs)

Portanto, está sendo sugerida a instalação de DPS com as seguintes características:

- | | | |
|-------------------|-------------------------|------------------------|
| • $U_p = 3,8kV$ | Sendo: $U_p \leq 6kV$ | → satisfaz a condição; |
| • $U_c = 1200VDC$ | Sendo: $U_c \geq 1142V$ | → satisfaz a condição; |
| • $I_n = 20kA$ | Sendo: $I_n \geq 20kA$ | → satisfaz a condição; |

Dimensionamento de DPS – DPS 4 (CC)

Agora para o DPS 4, está sendo considerado DPS classe II, pois deverão ser instalados nas String Box, o mais próximo possível dos módulos fotovoltaicos, pois os módulos estarão mais expostos as descargas atmosféricas.

Deste modo, estão sendo considerados os seguintes parâmetros:

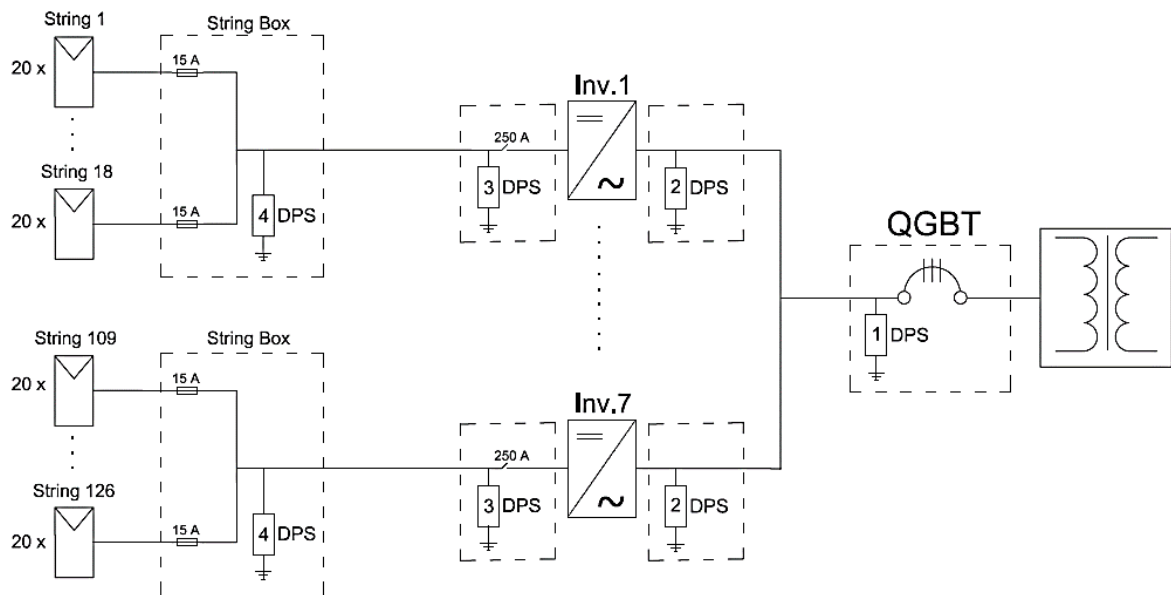
- $V_{ocm\acute{a}x} = 952V$ ($V_{oc}=47,6 \times 20$)
- $U_p = 6 \text{ kV}$ (Anexo D3);
- $K = 0,9$
- $U_p = 6 \times 0,9 = 5,4kV$
- $U_c \geq 1,2 \times V_{ocm\acute{a}x} = 1,2 \times 952 = 1142V$
- $I_n \geq 5 \text{ kA}$ (8/20 μs)

Sendo assim, está sendo sugerida a instalação de DPS com as seguintes características:

- $U_p = 3,8\text{kV}$ Sendo: $U_p \leq 6\text{kV}$ → satisfaz a condição;
- $U_c = 1200\text{VDC}$ Sendo: $U_c \geq 1142\text{V}$ → satisfaz a condição;
- $I_n = 20\text{kA}$ Sendo: $I_n \geq 5\text{kA}$ → satisfaz a condição;

Após o levantamento de todas as informações necessárias para o dimensionamento de cada DSP, é possível posicioná-los de forma correta no projeto, conforme a Figura 3.23.

Figura 3.23 – Diagrama unifilar de instalação dos DPS.



Fonte: Próprio autor (2020).

Diante da Figura 3.23 é possível identificar que o DPS 1 está protegendo o sistema fotovoltaico contra possíveis surtos que possam vir através da rede da concessionária que entra na subestação.

Já os DPS 2 e 3 têm como finalidade proteger os inversores fotovoltaicos de possíveis surtos decorrentes de descargas atmosféricas, tanto o lado operando em CA como o lado operando em CC.

O DPS 4 tem como objetivo a proteção dos módulos fotovoltaicos contra surtos decorrentes de descargas atmosféricas.

4. Análise financeira

4.1. Investimento – Central Fotovoltaica 3MWp

Para realização desta análise financeira, está sendo considerado os custos para a implementação de uma central fotovoltaica com capacidade de geração de 3MWp.

Segundo estudo realizado pela empresa de Pesquisa e Consultoria especializada no setor de energia solar fotovoltaica – Greener, no 1º semestre de 2020 o preço para sistemas fotovoltaicos com capacidade de até 8kWp ficou em R\$ 4,2/Wp (junho/20), já os sistemas FV com potência instalada entre 8kW e 12kW ficaram em R\$ 4,1/Wp (junho/2020).

Agora para clientes com capacidade de geração fotovoltaica de 3MWp (usinas de solo) o preço no 1º semestre (junho/20) foi de R\$ 3,7/MWp. Portanto, para este estudo o investimento previsto para implementar esta central fotovoltaica seria de R\$ 11,1 milhões.

4.2. Investimento – Proteção contra descargas atmosféricas

Para elaboração da proteção contra descargas atmosféricas – PDA desta central fotovoltaica, estão sendo estimados os serviços de acordo com a Tabela 3.14.

Tabela 3.14 – Planilha orçamentaria – serviços e mão de obra

Serviços	Unidade	Qtde. Solicitada	Venda	
			Valor unitário	Valor total
Projeto de SPDA conforme norma NBR5419	SV	1	R\$ 276.302,00	R\$ 276.302,00
Laudo técnico e medições da resistência ôhmica de todas as hastes de aterramento e da conexão entre os subsistemas.	SV	1	R\$ 15.501,20	R\$ 15.501,20
ART do Projeto e Inspeção do SPDA.	SV	1	R\$ 2.700,00	R\$ 2.700,00
Mão de obra de execução	SV	1	R\$ 406.705,00	R\$ 406.705,00
TOTAL (SERVIÇOS)				R\$ 701.208,20

Fonte: Próprio autor (2020).

Na Tabela 3.14 pode-se observar os valores relacionados aos projetos, laudos e ART necessários, bem como a mão de obra para execução do projeto em campo.

Para completar o estudo orçamentário de implementação do sistema de PDA nesta central FV, a Tabela 3.15 traz uma relação de materiais a serem aplicados.

Tabela 3.15 – Planilha orçamentaria – materiais.

Infraestrutura	Unidade	Qtde. Solicitada	Venda	
			Valor unitário	Valor total
Grampo terra duplo com parafuso tipo U GTDU para 02 cabos	pç.	30	R\$ 45,04	R\$ 1.351,20
Terminal de compressão para cabo 35mm²	pç.	50	R\$ 2,54	R\$ 127,00
Haste de Aterramento 5/8" x 2,40m	pç.	30	R\$ 23,40	R\$ 702,00
Para-raio tipo franklin para 2 saídas	pç.	48	R\$ 55,89	R\$ 2.682,72
Grampo tipo crosby para cabo de 1/4" galvanizado a fogo	pç.	20	R\$ 2,34	R\$ 46,80
Mastro 2" galvanizado a fogo ref. - 3metros	pç.	48	R\$ 944,00	R\$ 45.312,00
Conector split bolt para cabo 50,mm²	pç.	100	R\$ 10,20	R\$ 1.020,00
Caixa de inspeção térrea circular em pvc (150mm x 250mm) com tampa metálica	pç.	30	R\$ 27,65	R\$ 829,50
Caixa de equipotencialização com 5 terminais	pç.	5	R\$ 299,90	R\$ 1.499,50
Terminal aéreo em barra chata de alumínio 7/8"x1/8"x600mm	pç.	4	R\$ 11,68	R\$ 46,72
Barra chata de alumínio 7/8"x1/8" x 6000mm	br.	14	R\$ 17,28	R\$ 241,92
suporte fixador ADERIBASE	pç.	30	R\$ 8,35	R\$ 250,50
grampo completo de fixação latão 3/8 "	pç.	10	R\$ 10,00	R\$ 100,00
grampo tipo x	pç.	15	R\$ 5,56	R\$ 83,40
parafuso bicromatizado 1/4" x 3/4"	pç.	200	R\$ 0,20	R\$ 40,00
Porca para parafuso bicromatizado	pç.	200	R\$ 0,07	R\$ 14,00
Arruela para parafuso bicromatizado lisa	pç.	1000	R\$ 0,03	R\$ 30,00
Arruela para parafuso bicromatizado pressão	pç.	1000	R\$ 0,03	R\$ 30,00
Parafuso auto brocante 3/16 x 1/2"	pç.	500	R\$ 0,05	R\$ 25,00
Parafuso de aço bicromatizado de 3/16"x5/8"	pç.	500	R\$ 0,09	R\$ 45,00
Porca sextavada de aço bicromatizado de 3/16"	pç.	500	R\$ 0,08	R\$ 40,00
Arruela lisa de aço bicromatizado de 3/16"	pç.	500	R\$ 0,07	R\$ 35,00
Arruela de pressão de aço bicromatizado de 3/16"	pç.	700	R\$ 0,02	R\$ 14,00
Bucha s8 com parafuso galvanizado rosca total	pç.	100	R\$ 0,17	R\$ 17,00
Escova de aço com cabo para limpeza de molde	pç.	1	R\$ 16,23	R\$ 16,23
SUBTOTAL (MATERIAL)				R\$ 54.599,49

Elétrica	Unidade	Qtde. Solicitada	Venda	
			Valor unitário	Valor total
Cabo de cobre nu 50 mm²	mt	1746	R\$ 26,70	R\$ 46.618,20
Cabo de cobre nu 35 mm²	mt	200	R\$ 24,79	R\$ 4.958,00
Terminal de compressão de 35 mm²	mt	100	R\$ 2,65	R\$ 265,00
Cabo de cobre nu 16 mm²	mt	100	R\$ 13,49	R\$ 1.349,00
Terminal de compressão de 16 mm²	mt	60	R\$ 1,46	R\$ 87,60
DPS para as String Box	pç.	1	R\$ 1.250,00	R\$ 1.250,00
SUBTOTAL (MATERIAL)				R\$ 54.527,80
TOTAL (MATERIAL)				R\$ 109.127,29

Fonte: Próprio autor (2020).

Na Tabela 3.15 o levantamento orçamentário está dividido em infraestrutura e elétrica, onde a infraestrutura corresponde a toda estrutura de suporte da PDA, e a elétrica refere-se

aos cabos utilizados para a equipotencialização e/ou condução da corrente decorrente de descargas atmosféricas conduzida ou induzida na central fotovoltaica.

Tanto os valores de serviços como os de materiais foram cotados no mercado brasileiro no mês de junho/2020.

Deste modo, para se ter um sistema de proteção contra descargas atmosféricas – PDA que atenda a esta central fotovoltaica, é previsto um investimento de R\$ 810.335,49.

Portanto, considerando que o valor de investimento desta central fotovoltaica seja de R\$ 11,1 milhões, e que o custo de implementação de uma PDA seja de R\$ 810.335,49, lembrando que o custo da PDA não está compondo o valor do investimento total da central fotovoltaica.

Sendo assim, é possível identificar que a PDA representa aproximadamente 6,8% do custo total desta central fotovoltaica.

Simulação de perda – Subarranjo 3

Na Tabela 3.16, está sendo apresentada uma simulação de forma simplificada de queima de módulos e inversores fotovoltaicos após os mesmos serem submetidos a uma descarga atmosférica.

Tabela 3.16 – Planilha orçamentaria – Simulação de perdas.

Equipamento	Unidade	Quant.	Valor Unit.	Valores totais
Modulo FV - Canadinan 410Wp	Pç	2380	R\$ 712,44	R\$ 1.695.607,20
Inversor Solar Fotovoltaico Sma 3-150-1500-1-20 Shp150 Sunny 150kw Trif 690v 1 Mppt Monitor + Dps	Pç	7	78.457,00	R\$ 549.199,00
Valor total				R\$ 2.244.806,20

Fonte: Próprio autor (2020).

Na Tabela 3.16, está sendo considerada, no pior caso, a queima de todos os módulos e inversores fotovoltaicos do subarranjo 3, que é o menor subarranjo desta central fotovoltaica.

Claro que a quantidade de equipamentos danificados vai depender do nível de severidade da descarga atmosférica.

Portanto, consegue-se entender de que o investimento em PDA (R\$ 810.335,49) é menor que um suposto prejuízo financeiro (R\$ 2.244.806,20) decorrente de uma descarga

atmosférica sobre esta central fotovoltaica, sem contar o tempo de paralização da geração de energia, que pode vir a agravar o prejuízo.

Diante dessas informações é possível o investidor desta central fotovoltaica tomar a decisão de implementar ou não uma PDA, lembrando que também existe a questão do seguro (quando contratado) que pode vir a exigir a instalação de uma PDA nesta central fotovoltaica, ou até mesmo tornar o valor do seguro mais elevado diante da não implementação de uma PDA.

5. Conclusão

No Brasil, tem se observado um crescimento significativo em geração fotovoltaica, tanto em geração distribuída como em geração centralizada, mas a capacidade de geração está vinculada a quantidade de módulos fotovoltaicos instalados, a disposição dos mesmos e o local de instalação.

Sendo assim, o sistema de geração fotovoltaica está diretamente relacionado à área destinada à captação da radiação solar, quanto maior a área de captação, maior será a energia gerada, e consequentemente maior a exposição do sistema fotovoltaico às descargas atmosféricas.

Conforme dados levantados, os estados brasileiros possuem uma densidade de descargas atmosféricas entre 5 e 17 raios/km² por ano, o que representa um sério desafio para as centrais fotovoltaicas instaladas no Brasil, que quando instaladas em locais com alta densidade de raios, podem ser atingidas por várias descargas atmosféricas de forma direta ou indireta.

Em comparativo realizado, a África e o Brasil são os países com maior índice de descargas atmosféricas no mundo, se comparados aos EUA e Europa.

Portanto, este estudo de caso buscou elucidar a importância de Proteção contra Descargas Atmosféricas – PDA em uma central fotovoltaica, onde foi observado os tipos de riscos (R1, R2, R3 e R4) que podem ser associados à uma central fotovoltaica, quais os tipos de perdas que devem ser avaliadas (L1, L2, L3 e L4), e quais medidas de proteção podem ser implementadas, seguindo os requisitos da norma NBR 5419:2015.

Diante dessas informações, este trabalho foi desenvolvido com foco no tipo de perda L1 e consequentemente o tipo de risco R1, sendo utilizadas técnicas de análise de risco conforme descritas na norma NBR 5419-2:2015.

Junto a conclusão da análise de risco, foi também identificada a classe de proteção requerida (classe III), tanto para os subarranjos fotovoltaicos como para a subestação elevadora de tensão conectada à rede de distribuição da concessionária local.

Com isso, foi possível identificar as diretrizes para elaboração dos projetos dos subsistemas de captação, descidas e aterramento dos subarranjos fotovoltaicos e da subestação, além dos pontos de equipotencialização e instalação de DPS.

Um dos resultados obtidos após a elaboração dos projetos, foi a previsão dos materiais e mão de obra necessária para implantar uma PDA em uma central de minigeração fotovoltaica, e assim estimar o respectivo custo de instalação.

Desta forma, foi possível também estimar o quanto representa a implementação de uma PDA dentro de um projeto de geração fotovoltaica (6,8%), demonstrando que o valor de investimento é baixo se comparado aos custos relacionados a eventuais danos decorrentes de uma descarga atmosférica, além dos prejuízos causados pelo período sem produzir energia elétrica.

Diante dessas informações sugere-se a instalação da PDA, mas cabe ao investidor da central fotovoltaica tomar a decisão de investir ou não em uma PDA, lembrando que também existe a questão de seguro (quando contratado) que pode vir a exigir a instalação de uma PDA, ou até mesmo tornar o valor do seguro mais alto diante da não implementação de uma PDA.

Os resultados obtidos neste estudo são inerentes a cidade de São Carlos, e na configuração do sistema conforme detalhado neste trabalho, sendo que em outras regiões com índices ceráunicos ou configurações diferentes, os cálculos devem ser reavaliados criteriosamente.

Além do mais, estudos relacionados à proteção das usinas fotovoltaicas contra as descargas atmosféricas ainda se encontram em seus estágios iniciais, onde pesquisadores no mundo todo têm analisado aspectos específicos desse tema, para encontrar soluções mais eficientes de proteção, além de contabilizar os custos associados aos danos causados pelos raios em sistemas fotovoltaicos, já que reduzir os investimentos em proteção na fase de construção da usina pode significar gastos adicionais com manutenção durante a sua operação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 5419: Proteção contra descargas atmosféricas. Parte 1: Princípios gerais.** Rio de Janeiro, mar. 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 5419: Proteção contra descargas atmosféricas. Parte 2: Gerenciamento de riscos.** Rio de Janeiro, mai. 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 5419: Proteção contra descargas atmosféricas. Parte 3: Danos físicos a estrutura e perigo a vida.** Rio de Janeiro, mai. 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 5419: Proteção contra descargas atmosféricas. Parte 4: Sistemas elétricos e eletrônicos internos na estrutura.** Rio de Janeiro, mai. 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão** – versão corrigida. Rio de Janeiro, mar. 2008.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 14039: Instalações elétricas de média tensão.** Rio de Janeiro, jun. 2005.

ELAT – Grupo de Eletricidade Atmosférica [do] Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). São Paulo, Mar. 2020.

Disponível em: <www.inpe.br/webelat/homepage/menu/servicos/relatorios.tecnicos.php>. Acesso em 15 mar. 2020.

BRASIL. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica Atmosférica (**ABSOLAR**). **Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil.** São Paulo, Mar. 2020. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/infografico-absolar-.html>>. Acesso em 20 mar. 2020.

MOREIRA, JOSÉ ROBERTO. *et al.* Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética. Rio de Janeiro: Editora LTC – Livro técnicos e Científicos Editora, 2017.

I.SOUSA, ANDRÉ NUNES DE. II. RODRIGUES, JOSÉ EDUARDO. III. BORELLI, REINALDO. IV. BARROS, BENJAMIM FERREIRA DE. SPDA – Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas – Teoria, Prática e Legislação. São Paulo: Editora Érica, 2012.

BRASIL. Agência FAPESP. **Pesquisa do Inpe e Nasa mostra regiões do mundo com maior incidência de raios.** São Paulo, jul. 2003.

Disponível em: <<http://agencia.fapesp.br/pesquisa-do-inpe-e-nasa-mostra-regioes-do-mundo-com-maior-incidencia-de-raios/295/>>. Acesso em 02 abr. 2020.

BRASIL. **Lei nº 5.163**, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, [...] e dá outras providências. Brasília, DF: Casa Civil, 6/10/2015. Seção 1. Art. 14º do Diário Oficial da União (DOU).

Disponível em:

<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/D5163.htm>. Acesso em 15 fev. 2017.

BRASIL. CORPO DE BOMBEIROS do estado SÃO PAULO. **IT-41/2019 – Inspeção visual em instalações elétrica de baixa tensão.**

Disponível em: <<http://www.corpodebombeiros.sp.gov.br/>>. Acesso em 02 mai. 2020.

BRASIL. Naville Iluminação. **Geração Distribuída.** São Paulo, mai. 2019.

Disponível em: <<https://naville.com.br/pt/blog/geracao-distribuida/>>. Acesso em 21 mai. 2020.

GREENER – Empresa de Pesquisa e Consultoria especializada no setor de energia solar fotovoltaica. São Paulo, ago. 2020. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/pesquisas-de-mercado-energia-solar-fotovoltaica-brasil/>>. Acesso em 18 ago. 2020.

NAKANO, ALVARO. Simulação de desempenho energético de tecnologias fotovoltaicas em fachada de edifício no município de São Paulo. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – Departamento de Engenharia de Construção Civil, 2017. Dissertação de mestrado.

ANEXO A

Anexo A0 – Componentes de risco a serem considerados para cada tipo de perda em uma estrutura.

Fonte de danos	Descarga atmosférica na estrutura S1			Descarga atmosférica perto da estrutura S2	Descarga atmosférica em uma linha conectada à estrutura S3			Descarga atmosférica perto de uma linha conectada à estrutura S4
Componente de risco	R_A	R_B	R_C	R_M	R_U	R_V	R_W	R_Z
Risco para cada tipo de perda								
R_1	*	*	* a	* a	*	*	* a	* a
R_2		*	*	*		*	*	*
R_3		*				*		
R_4	* b	*	*	*	* b	*	*	*
<p>^a Somente para estruturas com risco de explosão e para hospitais ou outras estruturas quando a falha dos sistemas internos imediatamente possam colocar em perigo a vida humana.</p> <p>^b Somente para propriedades onde animais possam ser perdidos.</p>								

Fonte: ABNT NBR 5419-2:2015.

Anexo A1 - Fator de localização da estrutura C_D

Localização relativa	C_D
Estrutura cercada por objetos mais altos	0,25
Estrutura cercada por objetos da mesma altura ou mais baixos	0,5
Estrutura isolada: nenhum outro objeto nas vizinhanças	1
Estrutura isolada no topo de uma colina ou monte	2

Fonte: ABNT NBR 5419-2:2015.

Anexo A2 - Fator de instalação da linha C_I

Roteamento	C_I
Aéreo	1
Enterrado	0,5
Cabos enterrados instalados completamente dentro de uma malha de aterramento (ABNT NBR 5419-4:2015, 5.2).	0,01

Fonte: ABNT NBR 5419-2:2015.

Anexo A3 - Fator tipo de linha C_T

Instalação	C_T
Linha de energia ou sinal	1
Linha de energia em AT (com transformador AT/BT)	0,2

Fonte: ABNT NBR 5419-2:2015.

Anexo A4 - Fator ambiental da linha C_E

Ambiente	C_E
Rural	1
Suburbano	0,5
Urbano	0,1
Urbano com edifícios mais altos que 20 m.	0,01

Fonte: ABNT NBR 5419-2:2015.

ANEXO B

Anexo B1 - Valores de probabilidade P_{TA} de uma descarga atmosférica em uma estrutura causar choque a seres vivos devido a tensões de toque e de passo perigosas

Medida de proteção adicional	P_{TA}
Nenhuma medida de proteção	1
Avisos de alerta	10^{-1}
Isolação elétrica (por exemplo, de pelo menos 3 mm de polietileno reticulado das partes expostas (por exemplo, condutores de descidas)	10^{-2}
Equipotencialização efetiva do solo	10^{-2}
Restrições físicas ou estrutura do edifício utilizada como subsistema de descida	0

Fonte: ABNT NBR 5419-2:2015.

Anexo B2 - Valores de probabilidade P_B dependendo das medidas de proteção para reduzir danos físicos

Características da estrutura	Classe do SPDA	P_B
Estrutura não protegida por SPDA	—	1
Estrutura protegida por SPDA	IV	0,2
	III	0,1
	II	0,05
	I	0,02
Estrutura com subsistema de captação conforme SPDA classe I e uma estrutura metálica contínua ou de concreto armado atuando como um subsistema de descida natural		0,01
Estrutura com cobertura metálica e um subsistema de captação, possivelmente incluindo componentes naturais, com proteção completa de qualquer instalação na cobertura contra descargas atmosféricas diretas e uma estrutura metálica contínua ou de concreto armado atuando como um subsistema de descidas natural		0,001

Fonte: ABNT NBR 5419-2:2015.

Anexo B3 - Valores de probabilidade de P_{SPD} em função do NP para o qual os DPS foram projetados

NP	P_{SPD}
Nenhum sistema de DPS coordenado	1
III-IV	0,05
II	0,02
I	0,01
NOTA 2	0,005 – 0,001

Fonte: ABNT NBR 5419-2:2015.

Anexo B4 - Valores dos fatores C_{LD} e C_{LI} dependendo das condições de blindagem aterramento e isolamento

Tipo de linha externa	Conexão na entrada	C_{LD}	C_{LI}
Linha aérea não blindada	Indefinida	1	1
Linha enterrada não blindada	Indefinida	1	1
Linha de energia com neutro multiterrado	Nenhuma	1	0,2
Linha enterrada blindada (energia ou sinal)	Blindagem não interligada ao mesmo barramento de equipotencialização que o equipamento	1	0,3
Linha aérea blindada (energia ou sinal)	Blindagem não interligada ao mesmo barramento de equipotencialização que o equipamento	1	0,1
Linha enterrada blindada (energia ou sinal)	Blindagem interligada ao mesmo barramento de equipotencialização que o equipamento	1	0

Linha aérea blindada (energia ou sinal)	Blindagem interligada ao mesmo barramento de equipotencialização que o equipamento	1	0
Cabo protegido contra descargas atmosféricas ou cabeamento em dutos para cabos protegido contra descargas atmosféricas, eletrodutos metálicos ou tubos metálicos	Blindagem interligada ao mesmo barramento de equipotencialização que o equipamento	0	0
(Nenhuma linha externa)	Sem conexões com linhas externas (sistemas independentes)	0	0
Qualquer tipo	Interfaces isolantes de acordo com a ABNT NBR 5419-4	0	0

Fonte: ABNT NBR 5419-2:2015.

Anexo B5 - Valores da probabilidade P_{TU} de uma descarga atmosférica em uma linha que adentre a estrutura causar choque a seres vivos devido a tensões de toque perigosas

Medida de proteção	P_{TU}
Nenhuma medida de proteção	1
Avisos visíveis de alerta	10^{-1}
Isolação elétrica	10^{-2}
Restrições físicas	0

Fonte: ABNT NBR 5419-2:2015.

Anexo B6 - Valor da probabilidade P_{EB} em função do NP para o qual os DPS foram projetados

NP	P_{EB}
Sem DPS	1
III-IV	0,05
II	0,02
I	0,01
NOTA 4	0,005 – 0,001

Fonte: ABNT NBR 5419-2:2015.

Anexo B7 - Valores da probabilidade P_{LD} dependendo da resistência R_S da blindagem do cabo e da tensão suportável de impulso U_W do equipamento

Tipo da linha	Condições do roteamento, blindagem e interligação		Tensão suportável U_W em kV				
			1	1,5	2,5	4	6
Linhas de energia ou sinal	Linha aérea ou enterrada, não blindada ou com a blindagem não interligada ao mesmo barramento de equipotencialização do equipamento		1	1	1	1	1
	Blindada aérea ou enterrada cuja blindagem está interligada ao mesmo barramento de equipotencialização do equipamento	$5\Omega/\text{km} < R_S \leq 20\Omega/\text{km}$	1	1	0,95	0,9	0,8
		$1\Omega/\text{km} < R_S \leq 5\Omega/\text{km}$	0,9	0,8	0,6	0,3	0,1
		$R_S \leq 1\Omega/\text{km}$	0,6	0,4	0,2	0,04	0,02

Fonte: ABNT NBR 5419-2:2015.

ANEXO C

Anexo C1 - Tipo de perda L1: Valores da perda para cada zona

Tipo de dano	Perda típica	Equação
D1	$L_A = r_t \times L_T \times n_Z / n_t \times t_z / 8\,760$	(C.1)
D1	$L_U = r_t \times L_T \times n_Z / n_t \times t_z / 8\,760$	(C.2)
D2	$L_B = L_V = r_p \times r_f \times h_z \times L_F \times n_Z / n_t \times t_z / 8\,760$	(C.3)
D3	$L_C = L_M = L_W = L_Z = L_O \times n_Z / n_t \times t_z / 8\,760$	(C.4)

Fonte: ABNT NBR 5419-2:2015.

Anexo C2 - Tipo de perda L1: Valores médios típicos de L_T , L_F e L_O

Tipos de danos	Valor de perda típico		Tipo da estrutura
D1 ferimentos	L_T	10^{-2}	Todos os tipos
D2 danos físicos	L_F	10^{-1}	Risco de explosão
		10^{-1}	Hospital, hotel, escola, edifício cívico
		5×10^{-2}	Entretenimento público, igreja, museu
		2×10^{-2}	Industrial, comercial
		10^{-2}	Outros
D3 falhas de sistemas internos	L_O	10^{-1}	Risco de explosão
		10^{-2}	Unidade de terapia intensiva e bloco cirúrgico de hospital
		10^{-3}	Outras partes de hospital

Fonte: ABNT NBR 5419-2:2015.

Anexo C3 - Fator de redução r_t em função do tipo da superfície do solo ou piso

Tipo de superfície ^b	Resistência de contato $k \, \Omega$ ^a	r_t
Agricultura, concreto	≤ 1	10^{-2}
Marmore, cerâmica	$1 - 10$	10^{-3}
Cascalho, tapete, carpete	$10 - 100$	10^{-4}
Asfalto, linóleo, madeira	≥ 100	10^{-5}
^a Valores medidos entre um eletrodo de 400 cm ² comprimido com uma força uniforme de 500 N e um ponto considerado no infinito. ^b Uma camada de material isolante, por exemplo, asfalto, de 5 cm de espessura (ou uma camada de cascalho de 15 cm de espessura) geralmente reduz o perigo a um nível tolerável.		

Fonte: ABNT NBR 5419-2:2015.

Anexo C4 - Fator de redução r_p em função das providências tomadas para reduzir as consequências de um incêndio

Providências	r_p
Nenhuma providência	1
Uma das seguintes providências: extintores, instalações fixas operadas manualmente, instalações de alarme manuais, hidrantes, compartimentos à prova de fogo, rotas de escape	0,5
Uma das seguintes providências: instalações fixas operadas automaticamente, instalações de alarme automático ^a	0,2
^a Somente se protegidas contra sobretensões e outros danos e se os bombeiros puderem chegar em menos de 10 min.	

Fonte: ABNT NBR 5419-2:2015.

Anexo C5 - Fator de redução r_f em função do risco de incêndio ou explosão na estrutura

Risco	Quantidade de risco	r_f
Explosão	Zonas 0, 20 e explosivos sólidos	1
	Zonas 1, 21	10^{-1}
	Zonas 2, 22	10^{-3}
Incêndio	Alto	10^{-1}
	Normal	10^{-2}
	Baixo	10^{-3}
Explosão ou incêndio	Nenhum	0

Fonte: ABNT NBR 5419-2:2015.

Anexo C6 - Fator h_z aumentando a quantidade relativa de perda na presença de um perigo especial

Tipo de perigo especial	h_z
Sem perigo especial	1
Baixo nível de pânico (por exemplo, uma estrutura limitada a dois andares e número de pessoas não superior a 100)	2
Nível médio de pânico (por exemplo, estruturas designadas para eventos culturais ou esportivos com um número de participantes entre 100 e 1 000 pessoas)	5
Dificuldade de evacuação (por exemplo, estrutura com pessoas imobilizadas, hospitais)	5
Alto nível de pânico (por exemplo, estruturas designadas para eventos culturais ou esportivos com um número de participantes maior que 1 000 pessoas)	10

Fonte: ABNT NBR 5419-2:2015.

ANEXO D

Anexo D1 - Suportabilidade a impulso exigível dos componentes da instalação

Tensão nominal da instalação V		Tensão de impulso suportável requerida kV			
		Categoria de produto			
Sistemas trifásicos	Sistemas monofásicos com neutro	Produto a ser utilizado na entrada da instalação	Produto a ser utilizado em circuitos de distribuição e circuitos terminais	Equipamentos de utilização	Produtos especialme nte protegidos
		Categoria de suportabilidade a impulsos			
		IV	III	II	I
120/208 127/220	115–230 120–240 127–254	4	2,5	1,5	0,8
220/380, 230/400, 277/480	–	6	4	2,5	1,5
400/690	–	8	6	4	2,5
NOTAS					
1 O anexo E traz orientação sobre esta tabela.					
2 Valores válidos especificamente para seccionadores e interruptores-seccionadores são dados na tabela 50.					
3 Para componentes associados a linhas de sinal utilizados na entrada da instalação (categoria IV de suportabilidade), a tensão de impulso suportável mínima é de 1 500 V (ver IEC 61663-2).					

Fonte: ABNT NBR 5410:2004

Anexo D2 - Valor mínimo de U_c exigível do DPS, em função do esquema de aterramento.

DPS conectado entre				Esquema de aterramento				
Fase	Neutro	PE	PEN	TT	TN-C	TN-S	IT com neutro distribuído	IT sem neutro distribuído
X	X			$1,1 U_o$		$1,1 U_o$	$1,1 U_o$	
X		X		$1,1 U_o$		$1,1 U_o$	$\sqrt{3} U_o$	U
X			X		$1,1 U_o$			
	X	X		U_o		U_o	U_o	
NOTAS								
1 Ausência de indicação significa que a conexão considerada não se aplica ao esquema de aterramento.								
2 U_o é a tensão fase–neutro.								
3 U é a tensão entre fases.								
4 Os valores adequados de U_c podem ser significativamente superiores aos valores mínimos da tabela.								

Fonte: ABNT NBR 5410:2004

Anexo D3 - Suportabilidade a tensões impulsivas de equipamentos que compõem um sistema fotovoltaico

U_{OCmax} (V)	Suportabilidade a tensões impulsivas – U_w (kV)			
	Módulo Classe B Isolação básica	Inversor	Outros equipamentos	Módulo Classe A Isolação reforçada
100	0,8	2,5 (mínimo)	0,8	1,5
150	1,5		1,5	2,5
300	2,5		2,5	4
424	4		4	4
600	4	4	4	6
800	5		5	6
849	6		6	8
1000	6	6	6	8
1500	8	8	8	12