

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS -
CAMPUS GOIÂNIA
DEPARTAMENTO DE ÁREAS ACADÊMICAS IV
CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

YGOR DE LUCA MEDEIROS ANTUNES

**PROJETO EXECUTIVO DE SPDA DE UMA SUBESTAÇÃO DISTRIBUIDORA DE
ENERGIA ELÉTRICA APÓS UNIFICAÇÃO E MODERNIZAÇÃO.**

GOIÂNIA
2023



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
SISTEMA INTEGRADO DE BIBLIOTECAS

TERMO DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAÇÃO NO REPOSITÓRIO DIGITAL DO IFG - ReDi IFG

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610/98, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, a disponibilizar gratuitamente o documento no Repositório Digital (ReDi IFG), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, em formato digital para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IFG.

Identificação da Produção Técnico-Científica

- | | |
|--|---|
| ☐ Tese | ☐ Artigo Científico |
| ☐ Dissertação | ☐ Capítulo de Livro |
| ☐ Monografia – Especialização | ☐ Livro |
| ☒ TCC - Graduação | ☐ Trabalho Apresentado em Evento |
| ☐ Produto Técnico e Educacional - Tipo: _____ | |

Nome Completo do Autor: Ygor De Luca Medeiros Antunes

Matrícula: 20192011060015

Título do Trabalho: Projeto Executivo de SPDA de uma Subestação Distribuidora de Energia Elétrica Após Unificação e Modernização

Autorização - Marque uma das opções

1. (X) Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso aberto);
2. () Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG somente após a data ____/____/____ (Embargo);
3. () Não autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso restrito).

Ao indicar a opção **2 ou 3**, marque a justificativa:

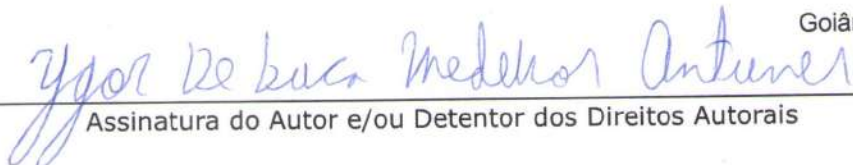
- () O documento está sujeito a registro de patente.
() O documento pode vir a ser publicado como livro, capítulo de livro ou artigo.
() Outra justificativa: _____

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

O/A referido/a autor/a declara que:

- i. o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- ii. obteve autorização de quaisquer materiais inclusos no documento do qual não detém os direitos de autor/a, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
- iii. cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

Goiânia, 19/07/2023.


Assinatura do Autor e/ou Detentor dos Direitos Autorais

YGOR DE LUCA MEDEIROS ANTUNES

**PROJETO EXECUTIVO DE SPDA DE UMA SUBESTAÇÃO DISTRIBUIDORA DE
ENERGIA ELÉTRICA APÓS UNIFICAÇÃO E MODERNIZAÇÃO**

Trabalho de conclusão de Curso submetido ao curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Departamento de Áreas Acadêmicas IV do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – Campus Goiânia como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Me Aline da Silva Magalhães.

GOIÂNIA
2023

A636p

Antunes, Ygor de Luca Medeiros.

Projeto executivo de SPDA de uma subestação distribuidora de energia elétrica após unificação e modernização / Ygor de Luca Medeiros Antunes. – Goiânia: Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Goiânia, 2023.

128 f.: il.

Orientadora: Profa. Me. Aline da Silva Magalhães.

TCC (Trabalho de Conclusão de Curso) – Bacharelado em Engenharia Elétrica, Departamento de Áreas Acadêmicas IV, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Goiânia.

1. Descargas atmosféricas. 2. Subestações elétricas. 3. Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas (SPDA). 4. Raios – proteção. I. Magalhães, Aline da Silva (orientadora). II. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Goiânia. III. Título.

CDD 621.317

Ficha catalográfica elaborada pelo Bibliotecário Alisson de Sousa Belthodo Santos CRB1/ 2.266
Biblioteca Professor Jorge Félix de Souza,
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Goiânia.



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
CÂMPUS GOIÂNIA

YGOR DE LUCA MEDEIROS ANTUNES

**PROJETO EXECUTIVO DE SPDA DE UMA SUBESTAÇÃO DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA
APÓS UNIFICAÇÃO E MODERNIZAÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, como parte das exigências para obtenção do Título de Engenheiro Eletricista.

Goiânia, 10 de julho de 2023.

BANCA EXAMINADORA

Profª. Ms. Aline da Silva Magalhães

Orientadora - IFG/Câmpus Goiânia

Profª. Drª. Alana da Silva Magalhães

Membro da Banca Examinadora - IFG/Câmpus Goiânia

Prof. Dr. André Pereira Marques

Membro da Banca Examinadora - IFG/Câmpus Goiânia

Documento assinado eletronicamente por:

- **Andre Pereira Marques, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO**, em 17/07/2023 18:13:33.
- **Alana da Silva Magalhaes, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO**, em 12/07/2023 08:30:19.
- **Aline da Silva Magalhaes, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO**, em 11/07/2023 21:22:36.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 10/07/2023. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifg.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 429609
Código de Autenticação: 26de4573ff



DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a Jesus Cristo, que mesmo em meio as minhas dificuldades nunca me abandonou, e a minha família que acompanhou de perto a minha trajetória.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a professora Aline por ter aceitado a orientação deste trabalho. Ao professor André e a professora Alana por terem contribuído com a presente pesquisa.

“Conhecer a Deus é como refletir a luz do sol. Embora Deus não tenha favoritos, não pode se refletir num espelho coberto de pó com a mesma luminosidade com que se reflete num espelho limpo” C.S Lewis.

RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo de caso em subestações de energia elétrica. Será analisado se o Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas (SPDA) de um determinado setor da subestação, atende os requisitos das normas NBR 5419 (2015) e IEEE Std 998 (2012), após a unificação e modernização de duas subestações. Para essa análise é realizada uma revisão das normas, literaturas e sites específicos, onde serão abordados os seguintes conceitos: descargas atmosféricas, elementos de um SPDA, análises de riscos e as metodologias de cálculos de dimensionamento. No dimensionamento do subsistema de captação, observou-se que a NBR 5419 apresentou uma metodologia completa para verificação de risco e dimensionamento deste. Referente a norma IEEE, constatou-se que o método da esfera rolante é eficiente para proteger estruturas com formas complexas. Na verificação do SPDA analisado, conclui-se que o setor foi totalmente protegido sem modificação pela NBR 5419 e requereu modificações para atender a norma da IEEE.

Palavras-chave: Descargas Atmosféricas. Subestação de Energia. Raio. Esfera Rolante. Proteção Contra Descargas atmosféricas.

ABSTRACT

This work presents a case study in electrical power substations. It will be analyzed whether the Lightning Protection System (LPS) of a specific sector of the substation meets the requirements of the NBR 5419 (2015) and IEEE Std 998 (2012) standards, after the unification and modernization of two substations. For this analysis, a review of standards, literature, and specific websites is conducted, covering the following concepts: atmospheric discharges, elements of an LPS, risk analysis, and calculation methodologies for sizing. In the sizing of the capture subsystem, it was observed that NBR 5419 provides a comprehensive methodology for risk assessment and sizing. Regarding the IEEE standard, it was found that the rolling sphere method is efficient in protecting structures with complex shapes. In the verification of the analyzed LPS, it is concluded that the sector was fully protected without modification according to NBR 5419, but modifications were required to comply with the IEEE standard.

Keywords: Atmospheric Discharges. Power Substation. Lightning. Rolling Sphere. Protection.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Sistema simplificado de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.....	24
Figura 2 - Transformador de 50MVA	26
Figura 3 - Disjuntor isolado com gás SF6.....	27
Figura 4 - CHAVE SECCIONADORA TIPO FACA	28
Figura 5-TPCs instalados em uma subestação	29
Figura 6 - Transformadores de Corrente em campo.....	30
Figura 7 - Relé de Proteção Pextron	31
Figura 8- Para-raios de porcelana 69kV	32
Figura 9 - Módulo híbrido.....	34
Figura 10 - Distribuição das cargas elétricas das nuvens e do solo	36
Figura 11: Mapa de densidade de descargas atmosféricas	47
Figura 12 - Volume de proteção provido por mastro.....	50
Figura 13 - Ângulo de proteção para cada classe de SPDA.....	51
Figura 14 - Aplicação do método da esfera rolante	51
Figura 15 - Exemplo de aplicação do método das malhas	58
Figura 16 - Fluxograma Geral para dimensionamento de um SPDA.....	59
Figura 17 -Identificação e cálculos dos componentes de riscos R1	60
Figura 18 - Identificação e cálculos dos componentes de riscos R2	61
Figura 19 - Identificação e cálculos dos componentes de riscos R3	62
Figura 20 - Identificação e cálculos dos componentes de riscos R4	63
Figura 21 - Diagrama unifilar Palestina 1 - Parte 1.....	67
Figura 22 - Diagrama unifilar Palestina 1 - Parte 2.....	67
Figura 23 - Diagrama unifilar Palestina 1 - Parte 3.....	68
Figura 24 - Arranjo geral elétrico Palestina 1.....	69
Figura 25 - Fotografia ilustrativa da subestação Palestina 1 - detalhes do SPDA	70
Figura 26 - Fotografia ilustrativa da subestação Palestina 1	71
Figura 27 - Fotografia ilustrativa da subestação Palestina 1 - Torre 69 kV ..	71
Figura 28 - Diagrama unifilar de Palestina 2 - parte 1	72
Figura 29 - Diagrama unifilar de Palestina 2- parte 2	73
Figura 30 - Arranjo geral elétrico da subestação Palestina 2.	74

Figura 31 - Fotografia ilustrativa da subestação Palestina 2 - Transformadores	76
Figura 32 - - Registro fotográfico da subestação Palestina 2 - detalhes dos equipamentos.....	76
Figura 33 - Diagrama unifilar completo de Palestina.	77
Figura 34 - Diagrama unifilar parte 1	78
Figura 35 - Diagrama unifilar parte 2	79
Figura 36 - Diagrama unifilar parte 3	80
Figura 37 - Diagrama unifilar parte 4	80
Figura 38 - Diagrama unifilar parte 5	81
Figura 39 - Diagrama unifilar parte 6	82
Figura 40 - Diagrama unifilar parte 7	83
Figura 41 - Diagrama unifilar parte 8	84
Figura 42 - Diagrama unifilar parte 9	85
Figura 43 - Arranjo Geral elétrico - Palestina.....	86
Figura 44 - Corte A-A.....	87
Figura 45 - Área definida para análise de risco	89
Figura 46 - Densidade de raios na cidade de Itaguari	90
Figura 47 - Corte A-A dimensões em metros	91
Figura 48 - Zona de proteção do corte A-A pela NBR 5419	108
Figura 49 -Método iterativo Cálculo do R_c	110
Figura 50 - Zona de proteção do corte A-A pela IEEE Std 998	112
Figura 51 - Zona de proteção do corte A-A pela IEEE Std 998 com modificação	113
Figura 52 - Zona de proteção do corte A-A pela IEEE Std 998 para 3 kA ..	114
Figura 53 - Corte B-B.....	124
Figura 54 - Corte C-C	125
Figura 55 - Corte D-D	126
Figura 56 - Corte E-E.....	128
Figura 57 - Corte F-F.....	129

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Pontos de impacto de descargas atmosféricas	38
Tabela 2: Tipos básicos de danos em consequência das DEA	38
Tabela 3: Tipos de perdas decorrentes das DEA	38
Tabela 4: Danos e perdas relevantes para uma estrutura para diferentes pontos de impacto da descarga atmosférica	39
Tabela 5: Riscos por descargas atmosféricas	43
Tabela 6: Componentes de risco a serem considerados para cada tipo de perda em uma estrutura	45
Tabela 7: Procedimento para avaliar a necessidade de proteção	46
Tabela 8: Valores típicos de risco tolerável R_T	46
Tabela 9: Tipos de probabilidade P_x	48
Tabela 10: Relação do nível de proteção para descargas atmosféricas e classe de SPDA	49
Tabela 11: Valores da probabilidade de uma descarga atmosférica causar danos físicos em uma estrutura (P_B) de acordo com a classe do SPDA	49
Tabela 12: Ângulo de proteção correspondentes a classe do SPDA	50
Tabela 13: Valores máximos dos raios da esfera rolante	52
Tabela 14: Valores mínimos dos parâmetros das descargas atmosféricas, correspondentes aos Níveis de Proteção (NP)	53
Tabela 15: Equações dos métodos eletrogeométrico	53
Tabela 16: Metodologia de cálculo da esfera rolante	56
Tabela 17: Tamanho da malha de acordo a classe do SPDA	58
Tabela 18: Simbologia – parte 1	64
Tabela 19: Simbologia – parte 2	65
Tabela 20: Simbologia – parte 3	66
Tabela 21: Fator de localização	91
Tabela 22: Fator de instalação da linha C_i	93
Tabela 23: Fator de linha C_t	93
Tabela 24: Fator ambiental da linha C_e	93
Tabela 25: Valores de Probabilidade P_{TA} de uma descarga atmosférica em uma estrutura causar choques a seres vivos devido a tensões de toque e de passo perigosas	95

Tabela 26: Valores de probabilidade P_B dependendo das medidas de proteção para reduzir danos físicos	95
Tabela 27: Valores de probabilidade de P_{SPD} em função do NP para qual os DPS foram projetados	96
Tabela 28: Valores dos fatores C_{LD} e C_{LI} dependendo das condições de blindagem aterramento e isolamento	96
Tabela 29: Valores de 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	98
Tabela 30: Valor da probabilidade P_{EB} em função do NP para qual os DPS foram projetados	98
Tabela 31: Valores da probabilidade P_{LD} dependendo da resistência R_S da blindagem do cabo e da tensão suportável de impulso U_W do equipamento	98
Tabela 32: Valores de probabilidade P_{LI} dependendo do tipo da linha e da tensão suportável de impulso U_W dos equipamentos	100
Tabela 33: Tipos de perda L1: Valores de perda para cada zona	100
Tabela 34: Tipo de perda L1: Valores médios típicos de L_T , L_F e L_O	101
Tabela 35: Fator de redução r_t em função do tipo da superfície do solo ou piso	101
Tabela 36: Fator de redução r_p em função das providências tomadas para reduzir as consequências de um incêndio	102
Tabela 37: Fator de redução r_f em função do risco de incêndio ou explosão na estrutura	102
Tabela 38: Fator h_z aumentando a quantidade relativa de perda de presença de um perigo especial	103
Tabela 39: Tipo de perda L2: valores de perda para cada zona	104
Tabela 40: Tipo de perda L2: valores médios típicos de L_F e L_O	105
Tabela 41: Componentes de riscos R_{X1} E R_{X2} parcial	105
Tabela 42: Componentes de riscos R_{X1} E R_{X2} parcial	106

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
DA	Descarga Atmosférica
DEA	Descarga Elétrica Atmosférica
DPS	Dispositivos de Proteção Contra Surtos
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
kA	Quiloampères
km	Quilômetros
kV	Quilovolt
kVA	Quilovolt-ampere
kVca	Quilovolt em corrente alterada
kVcc	Quilovolt em corrente contínua
LEMP	Lightning Electromagnetic Pulse
MPS	Medidas de Proteção Contra Surtos
MVA	Megavolt-ampere
NBR	Normas Brasileiras
NP	Níveis de proteção
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SPDA	Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas
Std	Standard
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
TPC	Transformador de Potencial Capacitivo
TPI	Transformador de Potencial Indutivo

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	OBJETIVO GERAL	20
1.1.1	Objetivos específicos	20
1.2	JUSTIFICATIVA.....	21
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	21
2	SUBESTAÇÃO	23
2.1	TIPOS DE SUBESTAÇÕES	23
2.2	PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS DE UMA SUBESTAÇÃO.....	26
2.2.1	Transformador de potência:	26
2.2.2	Disjuntor de potência	27
2.2.3	Chave seccionadora	28
2.2.4	Transformador de Potencial	29
2.2.5	Transformador de corrente	30
2.2.6	Relés	31
2.2.7	Para-raios	31
2.2.8	Módulos Híbridos.....	33
3	DESCARGA ATMOSFÉRICA EM SUBESTAÇÕES.....	35
3.1	DEFINIÇÃO DA DESCARGA ATMOSFÉRICA.....	35
3.2	FORMAÇÃO DA DESCARGA ATMOSFÉRICA	36
3.3	CONSEQUÊNCIAS DA DESCARGA ATMOSFÉRICA.....	37
3.4	SPDA APLICADO EM SUBESTAÇÕES	39
3.4.1	Subsistema de captação	40
3.4.2	Subsistema de descida	40
3.4.3	Subsistema de aterramento	41
4	METODOLOGIA.....	42
4.1	CRITÉRIOS PARA DIMENSIONAMENTO DO SPDA	42
4.2	GERENCIAMENTO DE RISCO – SPDA	42
4.3	VERIFICAÇÃO DA NECESSIDADE DE UM SPDA	45
4.4	CÁLCULO DO NÚMERO DE EVENTOS PERIGOSOS POR ANO	47
4.5	PROBABILIDADE DE DANO À ESTRUTURA E PERDA CONSEQUENTE 48	
4.6	CLASSE DE PROTEÇÃO.....	49
4.7	ESCOLHA DO MÉTODO DE PROTEÇÃO	50

4.7.1	Método do ângulo de proteção.....	50
4.7.2	Método da esfera rolante.....	51
4.7.2.1	Método conforme NBR 5419 (2015).....	52
4.7.2.2	Método conforme IEEE Std 998 (2012).....	53
4.7.2.2.1	Método eletrogeométrico de Mousa	55
4.7.2.2.2	Método eletrogeométrico de Eriksson	56
4.7.3	Método das malhas.....	57
4.8	FLUXOGRAMA DETALHADO DA METODOLOGIA	59
5	RESULTADO E DISCUSSÕES.....	64
5.1	CONFIGURAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES ANTES DA UNIFICAÇÃO.....	64
5.1.1	Palestina 1	66
5.1.2	Palestina 2	72
5.2	ANÁLISE DOCUMENTAL DO PROJETO EXECUTIVO FINAL.....	77
5.3	IDENTIFICAÇÃO DOS COMPONENTES DE RISCO R_x	88
5.3.1	Análise do número anual N de eventos perigosos	90
5.3.2	Cálculo da probabilidade P_x de danos.....	95
5.3.3	Cálculo da quantidade de perda L_x	100
5.4	CÁLCULO DOS COMPONENTES DE RISCO IDENTIFICADOS R_x	105
5.5	COMPARAÇÃO DO RISCO TOTAL COM O RISCO TOLERÁVEL R_T ..	106
5.6	ESCOLHA DO MÉTODO DE PROTEÇÃO.....	107
5.6.1	Método da esfera rolante pela NBR 5419 (2015)	107
5.6.2	Método da esfera rolante pela IEE Std 998 (2012).....	109
6	CONCLUSÃO.....	115
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	117
	ANEXO A – DADOS DO FABRICANTE DO CABO NEXANS.....	121
	ANEXO B – DADOS DO FABRICANTE DO CABO PARA-RAIOS CABLE MAX.....	122
	ANEXO C – DADOS DO FABRICANTE DA HASTE CAPTORA.....	123
7	APÊNDICE A – CORTE B-B.....	124
8	APÊNDICE B – CORTE C-C.....	125
9	APÊNDICE C – CORTE D-D.....	126
10	APÊNDICE D – CORTE E-E	128
11	APÊNDICE E – CORTE F-F.....	129

1 INTRODUÇÃO

A produção da eletricidade e o desenvolvimento do setor elétrico no Brasil ocorreu a partir do final do século XIX, atrelado ao processo de urbanização e industrialização. Participaram da estruturação, concessionárias estrangeiras e empresas de governos municipais que mais se destacavam (LORENZO, 2002).

A eletricidade é uma das fontes mais utilizadas no mundo moderno, seu transporte e transformação em outros tipos de energia contribui para o desenvolvimento socioeconômico. Por esse motivo, destaca-se como um dos principais indicadores de desenvolvimento, sendo essencial na maioria dos campos de atividades da sociedade (BRAGA, 2018). De acordo com a lei nº 7.783 no seu artigo 10 inciso I, a produção de energia elétrica é considerada serviço público essencial (BRASIL, 1989), portanto, indispensável para atendimento a comunidade.

Reflexos do crescimento econômico são perceptíveis em localidades, cidades e metrópoles brasileiras em várias regiões. Atrelado ao desenvolvimento urbano a economia se expande, a demanda por energia elétrica aumenta, exigindo melhorias de investimentos no setor elétrico. Esse processo vai garantir a qualidade e o atendimento a toda a sociedade (PAIS, 2012).

O setor elétrico brasileiro é estruturado com o objetivo de garantir o suprimento de energia elétrica para a população. É um mercado potencial e em contínua expansão, o que permite grandes oportunidades de negócios diante do modelo de formatação em seus ambientes de contratação de energia (PRANDINI, 2014).

Quando ocorre aumento da demanda faz-se necessário a expansão do Sistema Elétrico de Potência (SEP), exigindo reestruturação ou ampliação deste. Segundo Filho (2021), SEP é constituído de três diferentes segmentos: geração, transmissão e distribuição. A geração é a conversão de fontes primárias (energia potencial gravitacional, térmica e cinética) em elétrica. A transmissão já compreende a interligação do sistema de geração aos grandes centros de cargas elétricas (cidades e regiões metropolitanas). Por fim, a distribuição compreende a interligação do sistema de transmissão aos pontos de consumo como residências e estabelecimentos.

Em todas as etapas apresentadas existe um componente fundamental responsável por garantir a interligação destes, de forma correta e adequada. Este componente é compreendido como a subestação de energia.

Uma subestação de energia é uma instalação elétrica, responsável por transmitir e distribuir a energia elétrica, por meio de equipamentos que realizam a transformação das tensões e correntes para valores adequados ao uso. Assim, torna-se parte imprescindível no processo de geração de energia.

É importante ressaltar que as subestações de energia devem ser projetadas seguindo parâmetros normativos, com o objetivo de minimizar falhas. De acordo com Souza (2017), as falhas operacionais dentro de uma subestação podem acarretar perda na qualidade da energia, custos elevados com manutenção dos equipamentos, como também trazer riscos de curto-circuito e explosões, gerando riscos às pessoas que a operam.

Conforme Bilibio *et al.* (2021), na maioria dos países desenvolvidos existem normas de avaliação das conformidades dos projetos elétricos, antes que sejam colocados em operação. O objetivo é garantir a contínua adequação às cargas instaladas e aos critérios de segurança.

Em 1940 foi criada a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) que é responsável pela elaboração das Normas Brasileiras (NBR). As normas técnicas servem para orientar quanto ao cumprimento de exigências obrigatórias, fornecendo as especificações técnicas de equipamentos, informando quais documentos são necessários para implantação de um projeto assim como os requisitos de segurança e proteção (GRUPO EQUATORIAL DE ENERGIA, 2022).

Entre as normas aplicáveis para subestações estão a NBR 5460, NBR 5419 e a IEEE Std 998 (2012). Especificamente a NBR 5460 define termos relacionados aos sistemas elétricos de potência (ABNT, 1992). A NBR 5419 trata da proteção contra descargas atmosféricas (ABNT, 2015). A norma IEEE Std 998 é internacional e estabelece propostas de projetos para reduzir a descarga atmosférica direta em equipamentos e estruturas de subestações, linhas de transmissão e distribuição (IEEE, 2012). Sendo as duas últimas objeto de estudo da presente pesquisa.

De forma mais específica a NBR 5419 tem o objetivo de evitar e minimizar incêndios, explosões, danos materiais e risco de morte de pessoas e animais pelos efeitos das descargas atmosféricas (HENRIQUE, 2018). A IEEE 998 Std trata da

metodologia de cálculo para o dimensionamento de proteções para estruturas e equipamentos contra descarga atmosféricas, evitando e minimizando danos.

A aplicação dessas normas nos projetos de subestação torna-se pertinente, tendo em vista que o Brasil é o país com maior incidência de raios do mundo (CARDIM, 2022).

O raio ou Descarga Elétrica Atmosférica (DEA) refere-se a um fenômeno da natureza absolutamente imponderável e aleatório, com intensidade e tempo de duração distintos, podendo causar interferências e danos nas redes de transmissão e distribuição, consequentemente, perda na qualidade da energia (TREVISOL, 2018).

Como forma de mitigar os danos provocados pelos raios foi criado o Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas (SPDA), regulado pela norma 5419 que será utilizado nesse trabalho para análise de duas subestações existentes.

1.1 OBJETIVO GERAL

O presente trabalho tem como objetivo projetar um Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas (SPDA) de um determinado setor de uma subestação que foi unificada e modernizada a partir de outras duas subestações. Será verificado se o projeto de SPDA atende aos requisitos da NBR 5419 (2015) e da IEEE Std 998 (2012), e por fim, serão apresentadas as adequações necessárias para o comprimento destas normas. As subestações antes da unificação serão designadas como Palestina 1 e Palestina 2.

1.1.1 Objetivos específicos

Como objetivos específicos têm-se:

- A. Apresentar a atual condição das subestações Palestina 1 e 2 a partir dos documentos existentes, fornecidos pela concessionária de energia;
- B. Apresentar o projeto executivo de unificação e modernização das subestações;
- C. Apresentar as normas de SPDA que serão aplicadas nesse estudo de caso;
- D. Verificar o método de cálculo de SPDA que será utilizado no dimensionamento;
- E. Delimitar a área da subestação onde será analisado o SPDA;

- F. Analisar os riscos definidos na norma NBR 5419 (2015);
- G. Verificar a necessidade de implantação de um SPDA;
- H. Propor as adequações necessárias para atendimento das normas NBR 5419(2015) e IEEE Std 998(2012) referente aos métodos de dimensionamento;
- I. Apresentar o projeto de modernização de SPDA proposto do subsistema de captação.

1.2 JUSTIFICATIVA

A expansão das cidades e regiões metropolitanas culmina no desenvolvimento de comércios, indústrias, hospitais, entretenimentos e outros, favorecendo a melhoria de vida da população. Esse crescimento exige o aumento no fornecimento de energia elétrica e consequentemente a ampliação do sistema de distribuição que atenda aquela região.

Na ampliação, se faz necessário a construção ou modernização de uma subestação existente que atenda a nova demanda. Sendo assim, tanto para a construção de uma nova subestação ou modernização de uma subestação já existente, a análise do projeto é um instrumento importante para adequação das instalações de acordo com as normativas existentes. Nesse aspecto se faz relevante verificar se a subestação cumpre a NBR 5419(2015) e IEEE Std 998(2012).

Uma subestação é, portanto, um importante indicativo de crescimento e a sua implementação e melhoria certamente contribuem para o desenvolvimento social e econômico do país, uma vez que permite a ampliação da rede elétrica. No dimensionamento das subestações, são utilizadas técnicas de engenharia, cálculos matemáticos e inclusive uma abordagem mais específica de SPDA.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho está estruturado em seis capítulos. O capítulo 1 fornece uma contextualização do estudo, destacando a importância do tema e apresentando os objetivos a serem alcançados.

No capítulo 2, é discutido o conceito de subestações, abordando os diferentes tipos de subestações existentes e os principais equipamentos utilizados nestas instalações.

O capítulo 3 é dedicado à descarga atmosférica em subestações. Neste é definido o fenômeno da descarga atmosférica e explicado como ela se forma, considerando os impactos que pode causar nas subestações elétricas. Também são abordados os sistemas de proteção contra descargas atmosféricas e os principais componentes de um SPDA.

No capítulo 4 são discutidos o gerenciamento de riscos e a verificação da necessidade de implementação de um SPDA em subestações. São abordados também os diferentes métodos de proteção contra descargas atmosféricas, como o método do ângulo de proteção, o método da esfera rolante e o método das malhas. No método da esfera rolante é abordado a normativa utilizada pela NBR 5419 (2015) e da IEEE Std 998 (2012). Cada método é discutido em termos de sua aplicabilidade e eficácia na proteção das subestações.

No capítulo 5 são apresentados os resultados obtidos por meio de um estudo de caso específico. É analisada a configuração das subestações antes da unificação, a análise documental do projeto executivo final, a identificação dos componentes de risco, o cálculo desses componentes e a comparação do risco total com o risco tolerável. Além disso, é realizada a escolha do método de proteção, levando em consideração as normas NBR 5419 (2015) e IEE Std 998 (2012).

Por fim, no capítulo 6, é feito o resumo os principais pontos abordados ao longo do trabalho reforçando as contribuições e conclusões alcançadas. Desta forma, é possível avaliar se a proteção contra descargas atmosféricas do setor da subestação, em estudo, atende os requisitos normativos.

2 SUBESTAÇÃO

A energia elétrica até chegar ao consumidor final passa por vários componentes do SEP. Entre eles, as subestações estão presentes nas etapas de geração, transmissão e distribuição.

Uma subestação pode ser definida como um conjunto de equipamentos e materiais, incluindo condutores, conectores, equipamentos de transformação, controle e proteção cujo objetivo fim é adequar as características da energia elétrica (tensão e corrente), de forma a permitir distribuição (consumo e transmissão) em níveis adequados de utilização (FILHO, 2012).

2.1 TIPOS DE SUBESTAÇÕES

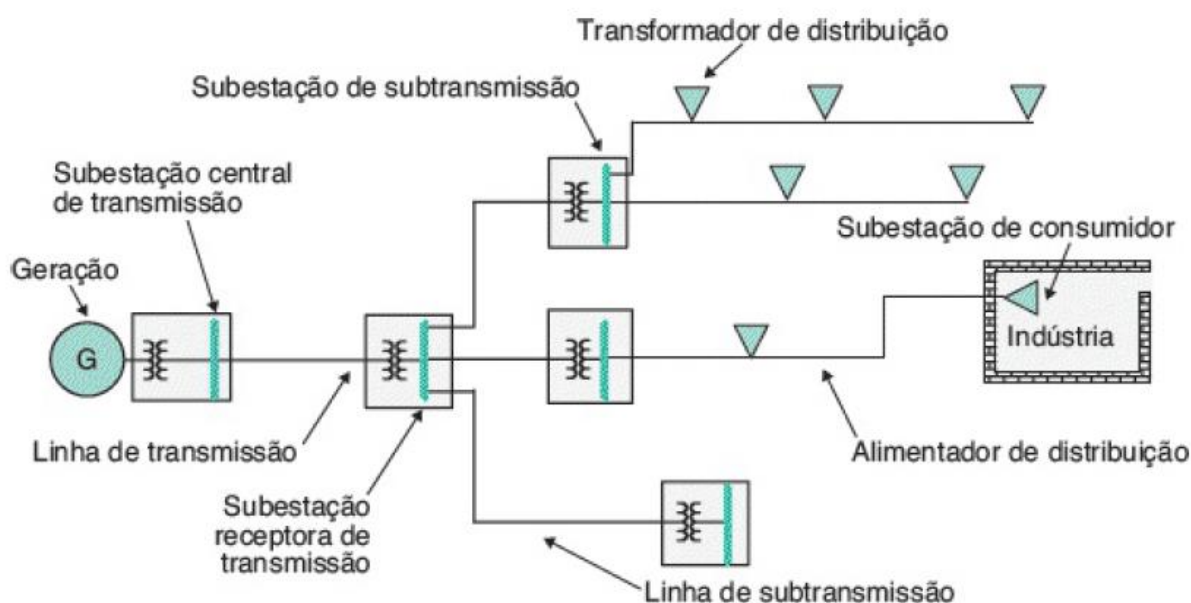
As subestações podem ser divididas de acordo com a sua posição no SEP.

Sendo elas:

- a) Subestação central de transmissão: são aquelas instaladas ao lado das unidades geradoras de energia elétrica. Basicamente possuem a função de elevar a tensão, e conseqüentemente reduzir a corrente elétrica, para que a energia seja transmitida aos centros de consumo;
- b) Subestação receptora de transmissão: é aquela construída próximo ao centro de carga de um bloco e conectada à subestação central de transmissão através de uma linha de transmissão;
- c) Subestação de subtransmissão: é de onde se originam os alimentadores de distribuição primária que suprem diretamente os transformadores de distribuição e/ou as subestações de consumidor. É construída em geral no centro de um bloco de carga e alimentada pela estação receptora;
- d) Subestação de consumidor: é ela que supre os pontos finais de consumo de energia. Localizada em propriedade particular, é suprida por alimentadores de distribuição primária que vêm da subestação de subtransmissão (FILHO, 2012).

Na Figura 1 é possível verificar melhor essa divisão.

Figura 1 - Sistema simplificado de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica



Fonte: (FILHO, 2012)

Analisando a Figura 1, observa-se o caminho percorrido pela energia elétrica gerada em uma usina, passando pelos subsistemas de geração, transmissão e distribuição. De forma esquemática é possível constatar as diversas subestações existentes: central de transmissão, receptora de transmissão, de subtransmissão e de consumidor.

Outra divisão bastante comum em subestações conforme Filho (2021) está relacionada à sua utilização, nível de tensão e tipo de instalação.

Quanto a utilização, pode ser classificada nas seguintes categorias:

- a) Subestação de Manobra: Tem a finalidade do chaveamento de linhas de transmissão de 230 kV a 750 kV. Algumas delas podem operar em 138 kV, 88 kV ou 69 kV;
- b) Subestação Elevadora: eleva o nível de tensão que uma fonte de energia elétrica gera e distribui a potência associada para outras linhas de transmissão com tensão mais elevada que a de origem. Na maioria das vezes está presente nos pontos de geração de energia elétrica;
- c) Subestação Abaixadora: reduz o nível de tensão que uma fonte de energia elétrica gera, distribuindo a potência associada para a rede de distribuição com menor nível de tensão;
- d) Subestação Conversora: tipo específico de subestação ligada a

transmissões em corrente contínua. Estas podem ser do tipo retificadoras, quando realiza a conversão de corrente alternada para contínua ou do tipo inversora quando a conversão ocorre de contínua para alternada;

- e) Subestação Móvel: construída e operada em um veículo motorizado. Este tipo de subestação é comumente aplicado em situações de manutenções e remanejamento de cargas em outras subestações;
- f) Subestação de Distribuição: reduz o nível de tensão atendendo a demanda de energia de determinado estado ou região da federação, onde as concessionárias atuam;
- g) Subestação Industrial: é suprida por linhas de subtransmissão ou transmissão, ou também por alimentadores de uma rede de distribuição pública. Esta, reduz a tensão para valores adequados à utilização na indústria.

Em relação a tensão, as subestações podem ser classificadas como:

- a) Média tensão nível I: é a subestação que opera com nível de tensão compreendido entre 2,3 e 25 kV;
- b) Média tensão nível II: nesse tipo de subestação a tensão de operação está compreendida entre 34,5 e 46 kV;
- c) Média tensão nível III: utilizadas amplamente pelas distribuidoras de energia elétrica, operando com nível de tensão entre 69 kV e 145 kV;
- d) Alta tensão nível IV: é aquela cujo nível de tensão está compreendido entre 230 kV e 440 kV;
- e) Alta tensão nível II: essa subestação opera com nível de tensão entre 500 kVca e $\pm 800\text{kVcc}$.

Quanto ao tipo de instalação:

- a) Ao tempo (ou desabrigada): refere-se à subestação construída ao ar livre, submetida às condições climáticas do ambiente no qual está inserida;
- b) Instalação Abrigada: subestação construída dentro de uma edificação, sem exposição a condições climáticas como chuva e/ou radiação solar;

2.2 PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS DE UMA SUBESTAÇÃO

Segundo Muzy (2012) alguns equipamentos das subestações se destacam, entre eles: disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores, relés e para-raios. Neste tópico será abordado uma breve introdução sobre esses equipamentos.

2.2.1 Transformador de potência:

O transformador de potência é um equipamento utilizado para elevar ou rebaixar os níveis de tensão da energia elétrica e define a potência instalada na subestação (JÚNIOR e SILVA, 2013). Este equipamento utiliza o princípio eletromagnético transferindo a energia elétrica de um circuito para outro, através do acoplamento eletromagnético.

De forma estrutural o transformador é composto por duas bobinas, chamadas de primário e secundário, que são colocadas em um núcleo de ferro para aumentar o acoplamento eletromagnético entre elas. Quando a energia elétrica passa pelo enrolamento primário, ela cria um campo magnético que é concatenado (enlaçado) com o enrolamento secundário através do núcleo. A tensão é alterada de acordo com a proporção do número de espiras de cada enrolamento. Em geral, esse equipamento é fabricado com isolamento imerso em óleo isolante, como na Figura 2 que mostra um transformador de força com potência de 50 MVA.

Figura 2 - Transformador de 50MVA



Fonte: (WEG;)

A Figura 2 é uma representação típica de um transformador de Potência a óleo bastante comum em SEP.

2.2.2 Disjuntor de potência

O disjuntor é um dos equipamentos mais importantes em subestações elétricas. Ele é responsável por interromper a corrente elétrica em caso de falhas no sistema, como curtos-circuitos ou sobrecargas, a fim de evitar danos aos equipamentos e garantir a segurança das pessoas.

Esse equipamento é composto por um conjunto de contatos, que podem ser abertos ou fechados com comando manual ou automático, dependendo do tipo de disjuntor. Quando a corrente elétrica que passa pelos seus contatos ultrapassa um valor pré-determinado, o disjuntor é acionado e os contatos se abrem, interrompendo a corrente elétrica.

Em subestações de alta tensão, os disjuntores são projetados para suportar grandes correntes elétricas e altos níveis de tensão. Eles podem ser do tipo à óleo, a ar comprimido, a vácuo ou a SF6, dependendo da aplicação. Os disjuntores a óleo utilizam um sistema de isolamento baseado em óleo mineral, enquanto os disjuntores a ar comprimido, SF6 e a vácuo representado na Figura 3 utilizam o ar comprimido, SF6 ou o vácuo como isolante.

Figura 3 - Disjuntor isolado com gás SF6



Fonte: (DIRECT INDUSTRY)

Os disjuntores na subestação têm a função de proteção e de manobra, sendo utilizados para ligar ou desligar os equipamentos da subestação, como transformadores. Portanto é um equipamento essencial, pois garante a segurança do sistema elétrico e dos equipamentos evitando danos em caso de falhas.

2.2.3 Chave seccionadora

Uma chave seccionadora é um equipamento utilizado em subestações elétricas para isolar e proteger seções do circuito elétrico. É uma chave que, quando acionada, interrompe de modo visível, a continuidade metálica de um trecho específico do circuito (FILHO, 2012), permitindo que esse trecho seja isolado.

A chave seccionadora é utilizada em subestações para realizar a manobra de seccionamento de trechos do circuito, permitindo o isolamento de equipamentos ou trechos de linhas de transmissão para manutenção ou reparo, ou ainda, para possibilitar a realização de testes no circuito elétrico.

Essa chave, que está ilustrada na Figura 4, é comumente utilizada em conjunto com disjuntores e outros equipamentos de proteção para garantir a segurança do sistema elétrico e dos operadores, durante as atividades de manutenção e reparo. Ela pode ser operada com tensão mas não para interromper correntes. A interrupção de correntes deve ser feita pelo disjuntor.

Figura 4 - CHAVE SECCIONADORA TIPO FACA



Fonte: (MATTEDE)

2.2.4 Transformador de Potencial

O Transformador de Potencial (TP) é um equipamento utilizado em subestações elétricas com a finalidade de monitorar a tensão do circuito de alta tensão, garantindo o isolamento deste, em relação ao de baixa tensão. É um equipamento essencial para o correto funcionamento do sistema de proteção da subestação, uma vez que fornece informações precisas e confiáveis sobre a tensão elétrica.

O funcionamento desse tipo de transformador segue o mesmo princípio do transformador de potência pois cria um campo magnético quando a energia elétrica passa pelo enrolamento primário, induzindo uma tensão no secundário. Porém, a diferença entre os dois está nas suas aplicações. Enquanto o transformador de potência é utilizado para suprir carga ao circuito, o TP é utilizado para alimentar os equipamentos de controle de tensão que fazem a medição e proteção. O mesmo possui dois modelos construtivos.

O primeiro modelo é o Transformador de Potencial Indutivo (TPI), o segundo é o Transformador de Potencial Capacitivo (TPC). A Figura 5 mostra TPCs em campo.

Figura 5-TPCs instalados em uma subestação



Fonte: (SEUNIPRO)

A Figura 5 mostra TPCs, que apresentam um princípio de funcionamento utilizando propriedades capacitivas, que difere do TPI que usa propriedades indutivas.

2.2.5 Transformador de corrente

O transformador de corrente é um instrumento de transformação que produz uma corrente alternada reduzida em seu enrolamento secundário, proporcional à corrente que está circulando no enrolamento primário. A Figura 6 mostra um Transformador de Corrente (TC). Esse equipamento tem uma alimentação em série com o circuito de alta tensão. Sobre ele pode-se afirmar que:

Existem dois tipos fundamentais de TC, um para fim de medição e outro para fim de proteção. Ambos os tipos devem reproduzir fielmente a corrente primária de interesse, sem danificar os dispositivos instalados no secundário, que são expressas na sua exatidão. Um TC de proteção deve reproduzir fielmente as correntes de falta e um TC de medição deve reproduzir fielmente as correntes de carga. Assim, é interessante que ele sature a partir de certo valor de corrente para não danificar os medidores instalados em seu secundário (MARDEGAN, 2010, p. 28).

Figura 6 - Transformadores de Corrente em campo



Fonte: (ARTECHE)

Nota-se que um TC apresenta função importantíssima em uma subestação garantindo um monitoramento contínuo da corrente elétrica.

2.2.6 Relés

Nas subestações, os relés são equipamentos fundamentais para garantir a proteção do sistema elétrico contra falhas e sobrecargas. Eles são responsáveis por identificar as condições anormais do sistema e ativar os dispositivos de proteção, como disjuntores e chaves seccionadoras, evitando danos aos equipamentos e garantindo a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

Existem diversos tipos de relés utilizados nas subestações, como relés de sobrecorrente, de sobretensão, de falta de fase, entre outros. Cada tipo de relé possui uma função específica e é utilizado em diferentes partes do sistema elétrico, de acordo com as necessidades de proteção. A Figura 7 apresenta um relé.

Figura 7 - Relé de Proteção Pextron



Fonte: (A CABINE)

Os relés têm evoluído com o avanço tecnológico, tornando-se mais sofisticados e inteligentes. Alguns modelos atuais possuem a capacidade de se comunicar com sistemas de supervisão e controle, permitindo que as informações sobre o sistema elétrico sejam monitoradas em tempo real.

2.2.7 Para-raios

Dentro do tema de subestações, o para-raios é um equipamento de proteção contra sobretensões transitórias e atmosféricas. Ele é responsável por direcionar à terra as correntes de surto de tensão, geradas por raios ou outras fontes de sobretensão, protegendo os equipamentos elétricos e eletrônicos da subestação contra danos.

O para-raios é instalado em diversas partes da subestação, como nas entradas de linhas, e nos pórticos das estruturas. É um equipamento usualmente conectado por cabos nus entre uma fase do sistema elétrico e o aterramento.

Os materiais utilizados na confecção dos para-raios ao longo do tempo sofreram evolução. Os para-raios de fabricação mais antiga são de carboneto de silício, mas atualmente é utilizado o óxido de zinco com uma estrutura simples na sua confecção. São formados por elementos empilhados e recobertos por um invólucro de porcelana ou polimérico conforme Figura 8 (JÚNIOR e SILVA, 2013). Explicando melhor o seu aspecto construtivo, estes elementos empilhados são elementos resistivos não-lineares chamados de varistores. Já os invólucros de porcelana ou polímero apresentam uma alta rigidez dielétrica, ou seja, um alto nível de isolamento elétrico (MACÊDO, 2010) .

A utilização do para-raios de óxido de zinco em larga escala se deve a duas características: a não linearidade entre tensão e corrente, que permite uma condução alta em sobretensões e uma condução muito baixa para níveis normais de tensão. A segunda característica é a sua alta capacidade de absorção de energia (MACÊDO, 2010).

Figura 8- Para-raios de porcelana 69kV



Fonte: (JÚNIOR e SILVA, 2013).

O dimensionamento e a escolha dos para-raios devem ser feitos com base nas características do sistema elétrico, como a tensão nominal e a capacidade de

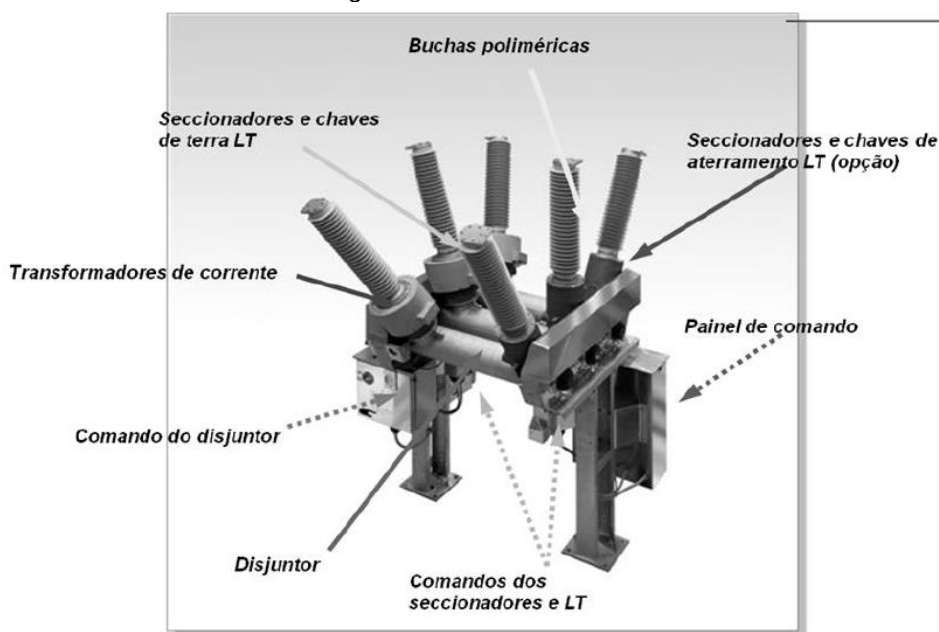
corrente, para garantir uma proteção eficaz contra sobretensões. Além disso, os para-raios devem ser inspecionados regularmente para garantir o seu correto funcionamento.

2.2.8 Módulos Híbridos

Os módulos híbridos são projetados para combinar diversos componentes de alta tensão em uma única unidade, visando reduzir o espaço ocupado pelos equipamentos de seccionamento, manobra e medição nas subestações (RODRIGUES, 2015). Portanto, esse componente vem ganhando espaço no setor elétrico brasileiro.

De forma geral, o módulo híbrido ilustrado na Figura 9 é composto por uma chave seccionadora, um disjuntor, um transformador de corrente e buchas isolantes. Com exceção das buchas, todos esses equipamentos são instalados em uma câmara pressurizada preenchida com gás SF₆. O SF₆ é amplamente empregado no setor elétrico devido às suas propriedades como isolante e agente extintor de arco elétrico. Sua utilização é atribuída ao fato de ser um gás não tóxico, mais denso que o ar e possuir excelentes características dielétricas. A câmara onde os componentes são instalados tem a função de extinguir o arco elétrico gerado durante as operações de abertura/fechamento do disjuntor e isolar as partes internas, que estão sob tensão, do meio ambiente externo (LINS e ARAÚJO, 2021).

Figura 9 - Módulo híbrido



Fonte: (RODRIGUES, 2015).

Na Figura 9 observa-se duas chaves seccionadoras com e sem lâmina de terra, um disjuntor, um transformador de corrente e um painel de comando. Uma vantagem do módulo híbrido é a otimização do espaço na subestação pois seu tamanho é reduzido e agrega vários equipamentos. A desvantagem do módulo é que se um desses equipamentos citados for danificado, todo o módulo híbrido fica inoperante até que se faça reparos.

3 DESCARGA ATMOSFÉRICA EM SUBESTAÇÕES

Toda instalação elétrica está sujeita à ocorrência de descargas atmosféricas, inclusive as subestações que desempenham um papel crucial na distribuição de energia elétrica. Durante uma tempestade, as subestações podem ser atingidas por descargas atmosféricas, gerando sobretensões que podem afetar os equipamentos elétricos e os sistemas de proteção. Portanto, compreender esse fenômeno natural é de extrema importância, pois as descargas atmosféricas podem alterar as características de tensão e corrente em um circuito elétrico e inclusive causar danos.

As descargas atmosféricas popularmente chamadas de raios, se formam a partir das nuvens e estão associados às fases do ciclo da água. A água que evapora para a atmosfera se colide com outras moléculas de água, já condensadas nas nuvens, que com auxílio do vento vai movimentá-las gerando atrito. Esse atrito entre as moléculas de água causa a eletrização da nuvem, que terá as cargas elétricas separadas de modo que a sua base e o topo possuirão cargas elétricas de sinais opostos.

Nesse sentido, a Descarga Atmosférica (DA) é um fenômeno físico que pode ocasionar diversos danos materiais aos equipamentos e estruturas além dos riscos de vida as pessoas e animais.

Nesse capítulo será abordado a definição de DA, a formação da descarga atmosférica e suas consequências.

3.1 DEFINIÇÃO DA DESCARGA ATMOSFÉRICA

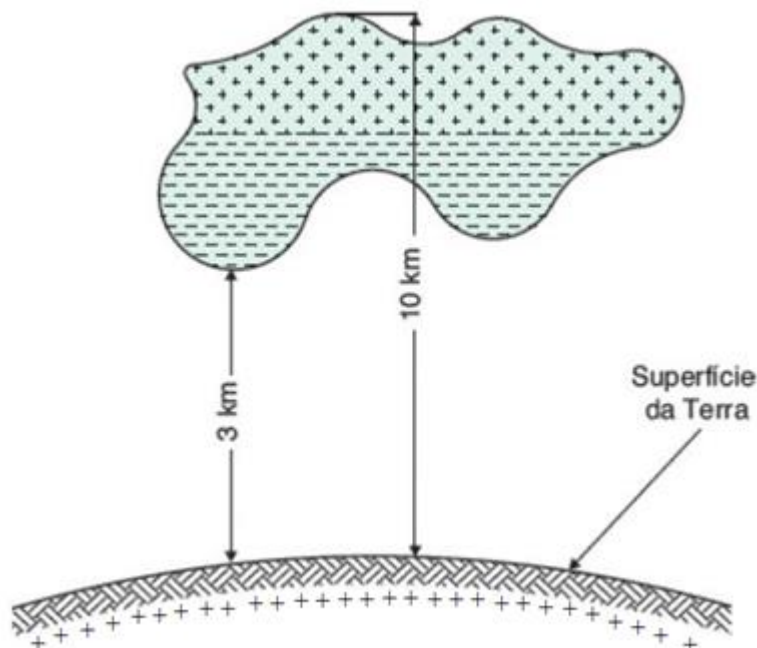
A DA como afirma o INPE ([2020?]) pode ser definida como:

Descargas atmosféricas são descargas elétricas de grande extensão (alguns quilômetros) e de grande intensidade (picos de intensidade de corrente acima de um quiloampere), que ocorrem devido ao acúmulo de cargas elétricas em regiões localizadas da atmosfera, em geral dentro de tempestades. A descarga inicia quando o campo elétrico produzido por estas cargas excede a capacidade isolante, também conhecida como rigidez dielétrica, do ar em um dado local na atmosfera, que pode ser dentro da nuvem ou próximo ao solo. Quebrada a rigidez, tem início um rápido movimento de elétrons de uma região de cargas negativas para uma região de cargas positivas. Existem diversos tipos de descargas, classificadas em função do local onde se originam e do local onde terminam.

3.2 FORMAÇÃO DA DESCARGA ATMOSFÉRICA

A contemplação desse fenômeno físico remonta a Grécia Antiga, assim, ao longo da história vários estudiosos se propuseram a explicá-lo. Atualmente a explicação aceita pela ciência é que, a fricção entre as partículas de água, que formam as nuvens, ocasionada pelos ventos ascendentes de forte intensidade, dá origem a uma grande quantidade de cargas elétricas. As cargas elétricas negativas ficam posicionadas na parte inferior da nuvem, ocasionando uma atração das cargas positivas da terra para a área correspondente à localização desta, conforme se observa na Figura 10.

Figura 10 - Distribuição das cargas elétricas das nuvens e do solo



Fonte: (FILHO, 2012).

Na Figura 10 é fácil observar que com a presença de cargas positivas na superfície da terra e carga negativas na parte inferior da nuvem, surge uma diferença de potencial elétrico entre o solo e a nuvem. Entre o solo e a nuvem, o ar por ser um isolante natural, não permite a passagem de uma corrente elétrica entre os dois pontos, todavia, à medida que ocorre o aumento dessa diferença de potencial, esse valor pode superar a rigidez dielétrica do ar entre a nuvem e o solo. Isso faz com que as cargas elétricas migrem na direção da terra, num fenômeno conhecido como descargas atmosféricas descendentes, que possui um trajeto tortuoso e normalmente

cheio de ramificações. O valor do rompimento da rigidez dielétrica do ar é de aproximadamente 1kV/mm conforme afirma Filho (2012).

A ionização do caminho seguida pela descarga piloto (descarga descendente) condiciona a condutibilidade através do ar, resultando numa descarga ascendente, que acontece, da terra para a nuvem, constituída de cargas elétricas positivas. Em função da aproximação do solo, em uma das ramificações da descarga descendente surge a descarga principal no sentido da nuvem para terra, com elevada intensidade, que ocasiona o trovão, fenômeno amplamente conhecido (FILHO, 2012).

3.3 CONSEQUÊNCIAS DA DESCARGA ATMOSFÉRICA

A DA pode ocasionar diversos danos, nesse sentido Ribeiro (2012, p. 19) afirma que: “As descargas atmosféricas são consideradas como um dos maiores e mais destrutivos fenômenos existentes na natureza”. Esse fenômeno pode ocasionar perdas variadas, entre elas podemos citar as perdas ligadas ao setor elétrico. Nesse sentido, o desligamento do sistema de energia elétrica, decorrente das descargas atmosféricas, acarreta prejuízos materiais para as empresas distribuidoras com manutenção de subestações, linhas de transmissão e sistemas de distribuição.

Como consequência a esse fenômeno temos o surgimento de danos e interferências nas redes de transmissão e distribuição, o que impacta diretamente às subestações interligadas, levando a indicadores negativos de qualidade de energia fornecida (SOUZA, 2021).

Segundo Ribeiro (2012) os efeitos destrutivos de uma DA podem ser agrupados da seguinte forma:

- A. Efeitos elétricos: Os efeitos elétricos conduzem a destruição de equipamentos. A geração de sobretensões e elevação de potencial na terra, danifica os equipamentos ligados à rede elétrica (RIBEIRO, 2012);
- B. Efeitos eletrodinâmicos: Ruptura e deformações em estruturas são as consequências desse efeito, ocasionado pelo campo magnético produzido (RIBEIRO, 2012);
- C. Efeitos térmicos: Esse efeito provoca incêndios, que se origina devido as dissipações de calor por efeito Joule (RIBEIRO, 2012);
- D. Efeitos em pessoas e animais: Este efeito tem valor imensurável pois acarreta risco de vida a pessoas e animais, ou lesões graves como

queimaduras, paradas cardíacas e respiratórias colocando em risco a integridade de todos os seres vivos (RIBEIRO, 2012);

- E. Efeitos de indução: Dentro de um campo eletromagnético variável, os condutores a ele submetidos sofrem com correntes induzidas. Assim, se essa corrente induzida atinge equipamentos eletrônicos ou sensíveis, os danos provocados podem ser irreversíveis (RIBEIRO, 2012).

As perdas ou danos ocasionados pelas descargas atmosféricas são tão consideráveis que são descritas na norma NBR 5429 (2015). Esta norma classifica os tipos básicos de perdas e danos que podem ocorrer, relativos ao ponto de impacto da DA que são citados abaixo conforme Tabela 1, Tabela 2 e Tabela 3.

Tabela 1: Pontos de impacto de descargas atmosféricas

S1	Descargas atmosféricas na estrutura.
S2	Descargas atmosféricas próximas à estrutura.
S3	Descargas atmosféricas sobre as linhas elétricas e tubulações metálicas que entram na estrutura.
S4	Descargas atmosféricas próximas às linhas elétricas e tubulações metálicas que entram na estrutura.

Fonte: Adaptado NBR 5419-1 (2015, p. 10).

Tabela 2: Tipos básicos de danos em consequência das DEA

D1	Danos às pessoas devido a choque elétrico.
D2	Danos físicos (fogo, explosão, destruição mecânica, liberação de produtos químicos) devido aos efeitos das correntes das descargas atmosféricas, inclusive centelhamento.
D3	Falhas de sistemas internos devido a LEMP.
LEMP: Todos os efeitos eletromagnéticos causados pela corrente das descargas atmosféricas por meio de acoplamento resistivo, indutivo e capacitivo, que criam surtos e campos eletromagnéticos radiados.	

Fonte: Adaptado NBR 5419-1 (2015, p. 11).

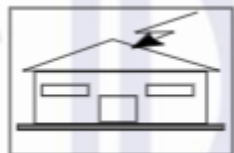
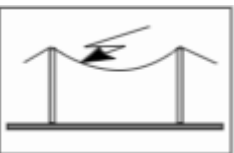
Tabela 3: Tipos de perdas decorrentes das DEA

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, assim como interrupções de atividades).

Fonte: Adaptado NBR 5419-1 (2015, p. 12).

Essa classificação é importantíssima pois permite mapear todas as consequências relativas aos danos ao patrimônio, pessoas e animais. Nesse sentido a NBR 5419 unifica os tipos de perdas, de danos e pontos de impacto, numa só tabela, permitindo uma visão holística, conforme Tabela 4.

Tabela 4: 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	D3b	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 houver perdas de animais. b – Somente para estruturas com riscos de explosões, hospitais ou outras estruturas nas quais falhas em sistemas internos colocam a vida humana diretamente em perigo.				

Fonte: Adaptado NBR 5419-1 (2015, p. 12).

Vale ressaltar que a norma NBR 5419 não se limita somente a classificar os danos e perdas, ela também estabelece parâmetros de proteção contra descargas atmosféricas.

3.4 SPDA APLICADO EM SUBESTAÇÕES

A ocorrência de descargas atmosféricas que atinjam diretamente os barramentos, condutores e equipamentos no interior de uma subestação deve ser um evento extremamente raro, dadas as consequências negativas da DA. Nota-se que uma subestação que não apresenta proteção contra esse fenômeno pode ter perdas materiais significativas que impactará o fornecimento de energia elétrica a vários

consumidores finais. Nesse aspecto o SPDA, é um item indispensável dentro de uma subestação seja ela qual for.

A função do SPDA é interceptar as descargas atmosféricas realizando o escoamento permanente de suas cargas elétricas para a terra, por um caminho alternativo. Tem o objetivo de evitar ou minimizar manutenções corretivas e/ou danos à vida, à estrutura e aos equipamentos. Souza et al (2020) dividem o SPDA em três subsistemas distintos, sendo eles: subsistema de captação, descida e aterramento. O objetivo fim é proteger as edificações incluindo tudo que está em seu interior.

3.4.1 Subsistema de captação

É constituído pelos primeiros elementos que interceptam as Descargas Atmosféricas, ficando expostos ao contato direto com estas. São inseridos em locais mais altos da edificação sendo compostos por condutores suspensos e/ou condutores em malha, e hastes. Podem ser chamados de captosres e classificados segundo sua natureza construtiva como captosres naturais e não naturais (FILHO, 2012).

Os captosres naturais são constituídos de elementos condutores próprios da edificação a ser protegida. São as coberturas metálicas, mastros, tubos, tanques, etc. Os captosres não naturais são constituídos de elementos condutores que não são próprios da edificação. Normalmente são instalados sobre a cobertura e na lateral das edificações. Os condutores de cobre nus, quando distribuídos em forma de malha, são um exemplo.

O correto posicionamento dos captosres determina o volume de proteção do SPDA. Sendo assim, Souza et al (2020) recomendam instalar os componentes do subsistema de captação nos cantos salientes e nas beiradas das estruturas levando em consideração um ou mais dos seguintes métodos: método do ângulo de proteção, da esfera rolante e das malhas. Estes métodos serão melhor abordados no capítulo 4, no tópico 4.7.

3.4.2 Subsistema de descida

São elementos que permitem a condução da energia elétrica entre os captosres e os subsistemas de aterramento. Podem estar expostos ou não e são subdivididos em subsistemas de descida naturais e subsistemas de descida não naturais (FILHO, 2012).

Os subsistemas de descida naturais normalmente fazem parte da edificação, permitindo que a corrente elétrica vinda de uma descarga, escoe para o aterramento. Esses elementos do subsistema devem estar interligados e como exemplos têm-se as torres metálicas de rádio e TV e as armaduras de aço interligadas entre os pilares das estruturas.

Os condutores elétricos podem ou não, estar expostos às descargas elétricas que atingem os captadores e que levam a corrente elétrica ao aterramento da edificação. Como exemplo têm-se, condutores de cobre nus instalados sobre as laterais das edificações. Os subsistemas de descida não naturais são aqueles adicionados à estrutura a ser protegida, dedicado exclusivamente para conduzir a DA ao subsistema de aterramento.

3.4.3 Subsistema de aterramento

Nesse sistema, os elementos condutores ficam enterrados ou embutidos nas fundações das edificações. Sua função principal é a dispersão das correntes elétricas no solo. São classificados como subsistemas de aterramento naturais e subsistemas de aterramento não naturais (FILHO, 2012).

Os subsistemas de aterramento naturais possuem elementos metálicos que ficam embutidos nas fundações das edificações ou em alguma parte que integra as mesmas. Pode-se citar as fundações de concreto armado das edificações que ficam enterradas, a armação das bases de torre geradoras, como exemplos.

Os subsistemas de aterramento não naturais são formados de elementos condutores enterrados horizontal ou verticalmente. Têm a finalidade exclusiva de dispersar as correntes elétricas provenientes das descargas atmosféricas, no solo. Os condutores de cobre nus, diretamente enterrados em torno da edificação, e as hastes de terra com cobertura eletrolítica de cobre, enterradas verticalmente e interligadas aos condutores horizontais e verticais, são exemplos.

É importante salientar que quando se trata de condutores naturais para os subsistemas de captação, descida e aterramento, todos eles devem ser avaliados e configurados para serem parte integrante do SPDA.

4 METODOLOGIA

Neste trabalho, o procedimento utilizado na avaliação do projeto executivo de unificação e modernização de SPDA para o setor de 69 kV, de duas subestações distribuidoras de energia elétrica, se baseia no estudo do método de cálculo de SPDA utilizado no dimensionamento. Após a apresentação da subestação Palestina 1 e 2 que foram unificadas, poder-se-á sugerir as partes estruturais que serão mantidas e ou modificadas e ainda propor as adequações necessárias para o cumprimento das Normas.

4.1 CRITÉRIOS PARA DIMENSIONAMENTO DO SPDA

Para o dimensionamento do SPDA, é necessário seguir normas vigentes no país onde será realizada a implementação do projeto. Estas normas oferecem orientações para o cálculo e o dimensionamento do SPDA, observando suas particularidades. A norma NBR 5419(2015), referenciada neste trabalho, apresenta um detalhamento completo sobre a necessidade de um SPDA, métodos de proteção e análise de riscos. Por outro lado, a norma IEEE Std 998 (2012) apresenta a metodologia de proteção a ser utilizada no dimensionamento do sistema de proteção, incluindo o método eletrogeométrico abordado nesse trabalho. Portanto, para um correto dimensionamento do SPDA é necessário utilizar a norma NBR 5419 (2015) concomitantemente com a norma IEEE Std 998(2012).

4.2 GERENCIAMENTO DE RISCO – SPDA

Na parte dois da norma NBR 5419 (2015) são apresentados os conceitos sobre o gerenciamento de riscos devido as descargas atmosféricas. A análise de risco orienta as medidas de proteção necessárias a serem seguidas (ABNT, 2015).

O Risco (R) é definido como um valor referente a provável perda anual média numa estrutura, em decorrência das descargas atmosféricas, conforme mostra a Tabela 5.

Tabela 5: Riscos por descargas atmosféricas

R1	Risco de perda de vida humana (incluindo ferimentos permanentes)
R2	Risco de perda de serviço ao público
R3	Risco de perda de patrimônio cultural
R4	Risco de perda de valores econômicos

Fonte: Adaptado NBR 5419-2 (2015, p. 15).

Os riscos são calculados a partir da definição do ponto de impacto, dos tipos de danos e perdas (conforme Tabela 1, Tabela 2 e Tabela 3). Assim, o risco R é a soma dos seus componentes de risco respectivos. No cálculo de um risco, os componentes deste risco podem ser agrupados em dois grupos: um que é de acordo com as fontes de danos e o outro de acordo com os tipos de danos. São classificados na norma em quatro subtópicos (ABNT, 2015).

Subtópico 1 - Componentes de risco para uma estrutura devido às descargas atmosféricas na estrutura:

- a) R_A - Componente relativo a ferimentos aos seres vivos causados por choque elétrico devido às tensões de toque e passo dentro da estrutura e fora nas zonas até 3 m ao redor dos condutores de descidas. Perda de tipo L1 e, no caso de estruturas contendo animais vivos, as perdas do tipo L4 com possíveis perdas de animais podem também aumentar;
- b) R_B - Componente relativo a danos físicos causados por centelhamentos perigosos dentro da estrutura iniciando incêndio ou explosão, os quais podem também colocar em perigo o meio ambiente. Todos os tipos de perdas (L1, L2, L3 e L4) podem aumentar;
- c) R_C - Componente relativo a falhas de sistemas internos causados por LEMP. Perdas do tipo L2 e L4 podem ocorrer em todos os casos junto com o tipo L1, nos casos de estruturas com risco de explosão, e hospitais ou outras estruturas onde falhas de sistemas internos possam imediatamente colocar em perigo a vida humana.

Subtópico 2 - Componentes de risco para uma estrutura devido às descargas atmosféricas perto da estrutura:

- a) R_M - Componente relativo a falhas de sistemas internos causados por LEMP. Perdas do tipo L2 e L4 podem ocorrer em todos os casos junto com o tipo L1, nos casos de estruturas com risco de explosão, e hospitais ou outras estruturas onde falhas de sistemas internos possam imediatamente colocar em perigo a vida humana.

Subtópico 3 - Componentes de risco para uma estrutura devido às descargas atmosféricas a uma linha conectada à estrutura:

- a) R_U - Componente relativo a ferimentos aos seres vivos causados por choque elétrico devido às tensões de toque e passo dentro da estrutura. Perda do tipo L1 e, no caso de propriedades agrícolas, perdas do tipo L4 com possíveis perdas de animais podem também ocorrer;
- b) R_V - Componente relativo a danos físicos (incêndio ou explosão iniciados por centelhamentos perigosos entre instalações externas e partes metálicas geralmente no ponto de entrada da linha na estrutura) devido à corrente da descarga atmosférica transmitida ou ao longo das linhas. Todos os tipos de perdas (L1, L2, L3 e L4) podem ocorrer;
- c) R_W - Componente relativo a falhas de sistemas internos causados por sobretensões induzidas nas linhas que entram na estrutura e transmitidas a esta. Perdas do tipo L2 e L4 podem ocorrer em todos os casos, junto com o tipo L1, nos casos de estruturas com risco de explosão, e hospitais ou outras estruturas onde falhas de sistemas internos possam imediatamente colocar em perigo a vida humana.

Subtópico 4 - Componentes de risco para uma estrutura devido às descargas atmosféricas perto de uma linha conectada à estrutura:

- a) R_Z - Componente relativo a falhas de sistemas internos causados por sobretensões induzidas nas linhas que entram na estrutura e transmitidas a esta. Perdas do tipo L2 e L4 podem ocorrer em todos os casos, junto com o tipo L1, nos casos de estruturas com risco de

explosão, e hospitais ou outras estruturas onde falhas de sistemas internos possam imediatamente colocar em perigo a vida humana.

Na Tabela 6 é possível ver um resumo dos componentes de risco para cada tipo de estrutura.

Tabela 6: 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
Riscos para cada tipo de perda								
R1	*	*	* a	* a	*	*	* a	* a
R2		*	*	*		*	*	*
R3		*				*		
R4	* b	*	*	*	* b	*	*	*
a - Somente para estruturas com risco de explosão e para hospitais ou outras estruturas quando a falha dos sistemas internos imediatamente possa colocar em perigo a vida humana. b - Somente para propriedades onde animais possam ser perdidos.								

Fonte: Adaptado NBR 5419-2 (2015, p. 18).

O risco total de R1, R2, R3 e R4 é o somatório de seus respectivos valores conforme a Tabela 6. A título de exemplo, o cálculo do valor risco total R1 ficaria conforme a equação abaixo:

$$R_1 = R_{A1} + R_{B1} + R_{C1a} + R_{M1a} + R_{U1} + R_{V1} + R_{W1a} + R_{Z1a} \quad (1)$$

4.3 VERIFICAÇÃO DA NECESSIDADE DE UM SPDA

A verificação da necessidade de SPDA segue conforme a Tabela 7 abaixo.

Tabela 7: Procedimento para avaliar a necessidade de proteção

Passo 1	Identificação dos componentes R_x que compõe o risco
Passo 2	Cálculo dos componentes de risco identificados R_x
Passo 3	Cálculo do risco total R
Passo 4	Identificação dos Riscos Toleráveis (R_T)
Passo 5	Comparação do risco R com o valor do risco tolerável R_T
Se $R \leq R_T$, a proteção contra a descarga atmosférica não é necessária. Se $R > R_T$, medidas de proteção devem ser adotadas no sentido de reduzir $R \leq R_T$ para todos os riscos aos quais a estrutura está sujeita.	

Fonte: Adaptado NBR 5419-2 (2015, p. 20).

O primeiro passo é a identificação dos riscos definidos na Tabela 5, que são compostos conforme a equação abaixo:

$$R_x = N_x * P_x * L_x \quad (2)$$

Onde:

N_x : é o número de eventos perigosos por ano;

P_x : é a probabilidade de dano à estrutura;

L_x : é a perda consequente.

Com a análise da equação (2) é possível então fazer o cálculo do risco total R respectivo, conforme descrito na equação (1). Vale ressaltar que os componentes da equação 1 estão melhor detalhados no capítulo 5.

O próximo passo então é o risco tolerável, que é de responsabilidade da autoridade competente definir o seu valor. Na ausência de uma autoridade os valores serão definidos conforme Tabela 8.

Tabela 8: Valores típicos de risco tolerável R_T

Tipo de Perda		R_T
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: Adaptado NBR 5419-2 (2015, p. 20).

Nota-se que para perda de valor econômico L_4 , a norma orienta que seja feita a comparação custo/benefício conforme Anexo D da NBR 5419 (2015). Caso os dados

para análise não sejam possíveis de serem consultados, será considerado o valor de $R_T = 10^{-3}$.

Definidos então, os riscos R e R_T segue-se o passo 5 conforme Tabela 7.

4.4 CÁLCULO DO NÚMERO DE EVENTOS PERIGOSOS POR ANO

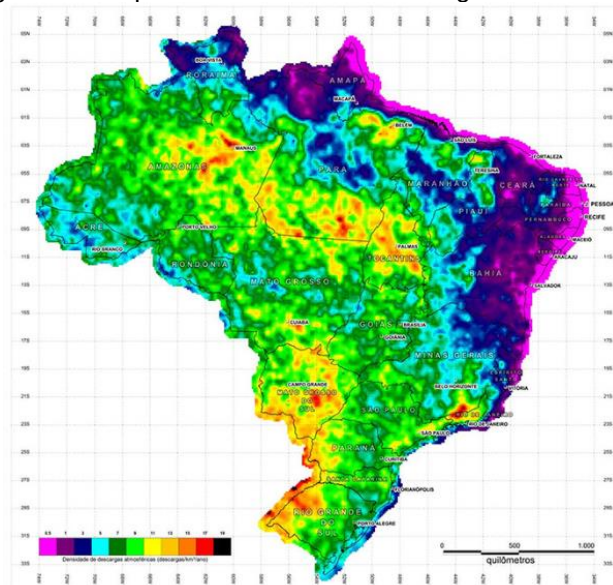
O cálculo do número médio anual de eventos perigosos devido as descargas atmosféricas, N_x , vai depender da atividade atmosférica da região onde a estrutura a ser protegida está inserida e, das suas características físicas. No cálculo de N_x , é utilizado a densidade de descargas atmosférica para a terra, N_G , multiplicado pela área de exposição equivalente da estrutura, levando em conta os fatores de correção de acordo as características físicas da estrutura.

A densidade N_G é melhor visualizada no mapa de densidade de descargas atmosférica para a terra, disponível na norma NBR 5419-2 no Anexo F, conforme Figura 11, ou no mapa interativo disponível no site do INPE. É importante ressaltar que na ausência deste mapa, o N_G pode ser estimado conforme a equação (3).

$$N_G \approx 0,1 * T_D \quad (3)$$

Onde T_D é o número de dias de tempestade por ano, que pode ser obtido dos mapas isoceraunicos, disponibilizados em publicações acadêmicas ou institutos nacionais de meteorologia.

Figura 11: Mapa de densidade de descargas atmosféricas



Fonte: NBR 5419-2 (2015, p. 97).

Na Figura 11, pode-se observar o mapa de densidade de descargas atmosféricas no Brasil, representado pela variável N_G , que indica a quantidade de descargas atmosféricas por km^2 por ano. Esse mapa utiliza uma escala de cores. As tonalidades mais à esquerda na legenda, correspondem a uma menor densidade de descargas, enquanto tonalidades mais à direita indicam uma maior densidade. Ao analisar o mapa, é possível notar que regiões com cores mais quentes apresentam uma incidência mais frequente de raios. Essas informações são fundamentais para a compreensão do nível de exposição a descargas atmosféricas, em diferentes áreas do país, e auxiliam na tomada de decisões relacionadas à proteção contra raios e dimensionamento de sistemas de proteção.

4.5 PROBABILIDADE DE DANO À ESTRUTURA E PERDA CONSEQUENTE

A probabilidade de dano à estrutura P_x é impactada pelas medidas de proteção existentes, pelas características da estrutura a ser protegida e pelas linhas conectadas (SOUZA, 2021). Segue os tipos de probabilidades conforme a Tabela 9.

Tabela 9: Tipos de probabilidade P_x

P_A	Probabilidade de uma descarga atmosférica em uma estrutura causar ferimentos a seres vivos por meio de choque elétrico.
P_B	Probabilidade de uma descarga atmosférica em uma estrutura causar danos físicos.
P_C	Probabilidade de uma descarga atmosférica em uma estrutura causar falha a sistemas internos.
P_M	Probabilidade de uma descarga atmosférica perto de uma estrutura causar falha em sistemas internos.
P_U	Probabilidade de uma descarga atmosférica em uma linha causar ferimentos a seres vivos por choque elétrico.
P_V	Probabilidade de uma descarga atmosférica em uma linha causar danos físicos.
P_W	Probabilidade de uma descarga atmosférica em uma linha causar falha de sistemas internos.
P_Z	Probabilidade de uma descarga atmosférica perto de uma linha que entra na estrutura causar falha dos sistemas internos.

Fonte: Adaptado NBR 5419-2 (2015, p. 40-48).

Em relação a perda consequente L_x , o valor da mesma varia conforme o tipo de perda definida na Tabela 3. O cálculo para P_x e L_x podem ser consultados nos anexos B e C, da NBR 5419-2 (2015) e serão utilizados em um estudo de caso posteriormente.

4.6 CLASSE DE PROTEÇÃO

Existem quatro classes de SPDA (I a IV) que definem o nível de proteção para descargas atmosféricas conforme Tabela 10.

Tabela 10: Relação do nível de proteção para descargas atmosféricas e classe de SPDA

Nível de Proteção	Classe de SPDA
I	I
II	II
III	III
IV	IV

Fonte: Adaptado NBR 5419-3 (2015, p. 7)

Seguindo uma escala decrescente, o nível IV apresenta menor proteção e o nível I, maior. Quanto maior o nível de proteção adotado em uma estrutura é menor a probabilidade desta estrutura sofrer danos físicos em consequência de uma DA, conforme Tabela 11.

Tabela 11: Valores da probabilidade de uma descarga atmosférica causar danos físicos em uma estrutura (P_B) de acordo com a classe do SPDA

Característica da Estrutura	Classe do SPDA	P_B
	-	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: Adaptado NBR 5419-2 (2015, p. 41)

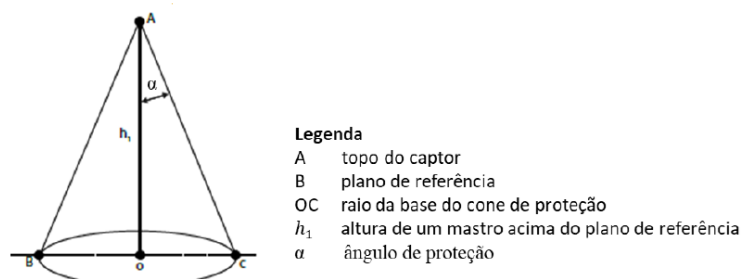
4.7 ESCOLHA DO MÉTODO DE PROTEÇÃO

Definido a classe de proteção, deve ser utilizado um dos métodos de proteção definidos pela norma 5419 (2015), sendo eles: método do ângulo de proteção, da esfera rolante e das malhas. O uso dessa metodologia de cálculo define o volume de proteção do SPDA e a locação do subsistema de captação.

4.7.1 Método do ângulo de proteção

Este método é aplicado em estruturas que possuem uma área horizontal reduzida e altura limitada de acordo com a classe do SPDA, abordado no item 3.5. Ele deve proporcionar uma proteção eficaz, por meio de um cone com o vértice localizado na extremidade superior do captor, cuja geratriz forma um ângulo α com a vertical (SOUZA, RODRIGUES, *et al.*, 2020), mostrado na Figura 12.

Figura 12 - Volume de proteção provido por mastro



Fonte: Adaptado 5419-3 (2015, p. 31).

Na Figura 12, é possível notar que toda a área a ser protegida deve estar contida dentro do cone. Assim, o ângulo de proteção α será determinado de acordo com a Tabela 12 e Figura 13.

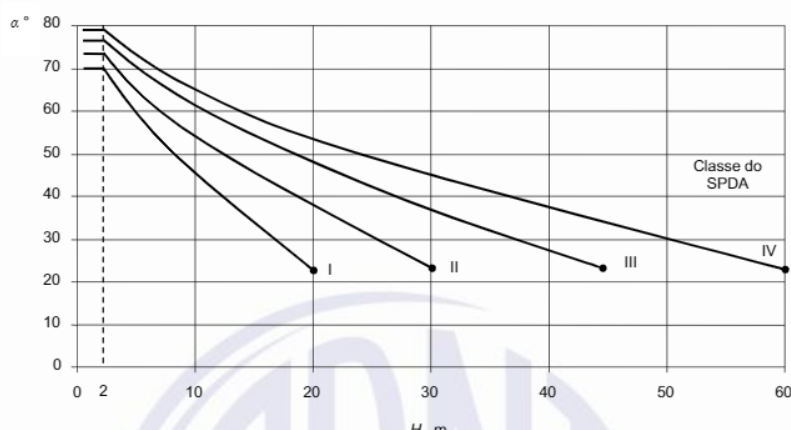
Tabela 12: Ângulo de proteção correspondentes a classe do SPDA

-	Método de Proteção
Classe do SPDA	Ângulo de Proteção α
I	Ver Figura 13
II	
III	
IV	

Fonte: Adaptado 5419-3 (2015, p. 10)

O ângulo de proteção para cada classe do SPDA possui valores conforme a Figura 13.

Figura 13 - Ângulo de proteção para cada classe de SPDA



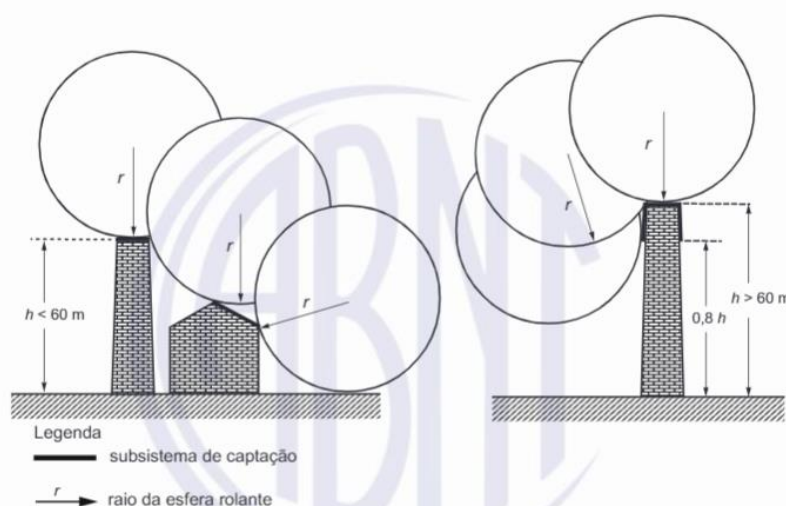
Fonte: Adaptado 5419-3 (2015, p. 11)

As curvas do gráfico representam cada uma das classes de SPDA. No eixo vertical, tem-se o valor do ângulo alfa, expresso em graus. No eixo horizontal, observa-se a altura H (m) do captor acima do plano de referência da área a ser protegida. É importante ressaltar que este método não é aplicável para estruturas com valores de H (m) acima dos limites finais de cada curva.

4.7.2 Método da esfera rolante

Este método, também conhecido como método eletrogeométrico, consiste em rolar uma esfera imaginária de raio (r) conforme Figura 14, ao longo de todos os condutores do subsistema de captação, em todas as direções. Ao rolar essa esfera imaginária sobre o sistema de proteção, a região que fica abaixo da esfera e que não seja tocada pela mesma, é denominada zona de proteção (FILHO, 2012).

Figura 14 - Aplicação do método da esfera rolante



Fonte: NBR 5419-3 (2015, p. 33).

Na Figura 14 nota-se que a esfera rolante toca apenas o subsistema de captação, logo toda a estrutura abaixo da esfera rolante está protegida. Para o dimensionamento da zona de proteção, são utilizadas as metodologias definidas pelas normas NBR 5419 (2015) e a IEEE Std 998 (2012).

É importante salientar que esse método é o mais utilizado em estruturas de altura elevada ou formas arquitetônicas complexas (SOUZA, RODRIGUES, *et al.*, 2020), entendendo como forma complexas, estruturas com saliências como caixa-d'água, chaminés etc. Filho (2012) ainda afirma que esse método pode ser aplicado para qualquer tipo de estrutura, incluindo subestações de alta tensão instaladas ao tempo.

A seguir será apresentada a metodologia de cálculo seguindo a NBR 5419 (2015) e a IEE Std 998 (2012).

4.7.2.1 Método conforme NBR 5419 (2015)

Nesta norma, a zona de proteção é definida em faixas de valores conforme Tabela 13.

Tabela 13: Valores máximos dos raios da esfera rolante

-	Método de Proteção
Classe do SPDA	Raio da esfera rolante – R (m)
I	20
II	30
III	45
IV	60

Fonte: Adaptado 5419-3 (2015, p. 10).

A metodologia de cálculo do Raio (R) segue conforme equação (4), que na NBR 5419-1 refere-se à equação A.1 descrita na página 32.

$$R = 10 * I^{0,65} \quad (4)$$

Onde, R é o raio da esfera rolante, expresso em metros (m) e I é a corrente de pico, expressa em quiloampères (kA). Os parâmetros de corrente de pico podem ser obtidos pela Tabela 14.

Tabela 14: Valores mínimos dos parâmetros das descargas atmosféricas, correspondentes aos Níveis de Proteção (NP)

Critérios de Interceptação			Nível de Proteção			
	Símbolo	Unidade	I	II	III	IV
Corrente de pico mínima	I	kA	3	5	10	16

Fonte: Adaptado NBR 5419-1 (2015, p. 18).

Portanto, para se encontrar os parâmetros de R definidos na Tabela 13, basta usar a equação (4). Como exemplo da utilização dessa equação, utilizando-se uma corrente de pico de 3kA, calcula-se o raio da seguinte forma:

$$R = 10 * I^{0,65}$$

$$R = 10 * 3^{0,65}$$

$$R \approx 20 \text{ m}$$

4.7.2.2 Método conforme IEEE Std 998 (2012)

Nesta norma, o raio da esfera rolante é definido por uma equação, enquanto na NBR 5419 (2015) o raio é definido por faixas de valores. Várias equações foram propostas para determinar o raio da esfera rolante (PORTILLO, ORELLANA e SICILIANO, 2020). As principais são as seguintes:

Tabela 15: Equações dos métodos eletrogeométrico

Equação	Autor	Nº Equação
$S = 2 * I_s + 30 * (1 - e^{-I_s/6,8})$	Darveniza	(5)
$S = 10 * I_s^{0,65}$	Love	(6)
$S = 9,4 * I_s^{2/3}$	Whitehead	(7)
$S = 8 * I_s^{0,65}$	IEEE	(8)
$S = 3,3 * I_s^{0,78}$	Suzuki	(9)

Fonte: Adaptado IEEE Std 998 (2012, p. 7-8).

Onde:

S é o raio da esfera rolante em m.

I_s é a corrente de pico mínima sobre os condutores, em quiloampères.

Conforme descrito nas equações 18 e 19 da norma IEEE Std 998 (2012), define-se I_s da seguinte forma:

$$I_S = \frac{2,2 * V_{NBI}}{Z_S} \quad (10)$$

ou

$$I_S = \frac{2,068 * V_{CFO}}{Z_S} \quad (11)$$

Onde:

V_{NBI} = nível básico de impulso atmosférico, em kV;

V_{CFO} = impulso de polaridade negativa de Bashover crítica, em kV;

Z_S = impedância característica do condutor por onde a onda de impulso atmosférico escoará, em Ω .

A impedância característica de um condutor é definida pela equação abaixo, conforme equação C.5 da IEEE Std 998 (2012):

$$Z_S = 60. \sqrt{\ln\left(\frac{2 * h}{R'_C}\right) * \ln\left(\frac{2 * h}{req}\right)} \quad (12)$$

Onde:

h = altura de suspensão dos cabos condutores, em metros;

R'_C = é o raio de corona, em metros;

req = é o raio do condutor ou raio equivalente no caso de mais de um condutor, em metros.

O raio de corona para múltiplos condutores por fase pode ser definido pelo método de Anderson, definido na equação abaixo, conforme equação C.2 da IEEE Std 998 (2012):

$$R'_C = R_0 + R_C \quad (13)$$

Onde:

R'_C = é o raio de corona, em metros;

R_C = é o raio de corona para um único condutor, em metros;

R_0 = é o raio equivalente (req), em metros;

O raio de corona para um único condutor (R_C), é definido na equação abaixo, conforme equação C.1 da IEEE Std 998 (2012):

$$R_C \cdot \ln\left(\frac{2 * h}{R_C}\right) - \frac{V_C}{E_0} = 0 \quad (14)$$

Onde:

R_C = é o raio de corona para um único condutor, em metros;

h = altura de suspensão dos cabos condutores, em metros;

$V_C = V_{NBI}$;

E_0 = é o gradiente de corona limitante, 1.500 kV/m (Anexo C da IEEE Std 998 (2012)).

Assim, a norma ao apresentar as equações descritas na Tabela 15 demonstra através de uma revisão bibliográfica, que a equação 8 é a que melhor representa o cálculo do raio da esfera rolante e, portanto, adotada como referência de metodologia de cálculo.

A partir da escolha da equação de referência são aplicados dois métodos eletrogeométricos na norma IEEE std 998 (2012) que são:

- a) Método eletrogeométrico de Mousa
- b) Método eletrogeométrico de Eriksson.

4.7.2.2.1 Método eletrogeométrico de Mousa

Segundo Portillo, *et al* (2020) após a definição das dimensões dos pórticos, bem como das alturas das estruturas e barramentos dentro de uma subestação de energia, este método permite selecionar a altura efetiva do sistema de proteção. Por isso, é adicionado um coeficiente k na equação (8), que leva em consideração as diferentes distâncias de impacto de uma DA em uma haste, cabo para-raios e o solo, conforme descrito a seguir:

$$S = 8 * k * I_S^{0,65} \quad (15)$$

Onde:

S é o raio da esfera rolante em m.

I_s é a corrente de pico mínima sobre os condutores, em quiloampères;

k é definido como a constante de diferenciação para cabos, solo e haste com valor de 1,0 para cabos e solo e 1,2 para hastes.

O cálculo da esfera rolante pelo método de Mousa segue os passos descritos na Tabela 16.

Tabela 16: Metodologia de cálculo da esfera rolante

Metodologia de cálculo da esfera rolante S			
1º Passo	Cálculo do raio de corona para um único condutor R_c em metros	$R_c \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h}{R_c}\right) - \frac{V_c}{E_0} = 0$	Equação 14
2º Passo	Cálculo do raio de corona R'_c em metros para mais de um condutor por fase	$R'_c = R_0 + R_c$	Equação 13
3º Passo	Cálculo da impedância característica Z_s em ohms	$Z_s = 60 \cdot \sqrt{\ln\left(\frac{2 \cdot h}{R'_c}\right) \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h}{r_{eq}}\right)}$	Equação 12
4º Passo	Cálculo da corrente de pico mínima I_s sobre os condutores, em quiloampères	$I_s = \frac{2,2 \cdot V_{NBI}}{Z_s}$	Equação 10
5º Passo	Cálculo do raio da esfera rolante S	$S = 8 \cdot k \cdot I_s^{0,65}$	Equação 15

Na Tabela 16 nota-se que os passos são seguidos para o dimensionamento do SPDA levando em conta o raio de corona para um ou mais condutores a depender do caso a ser analisado.

4.7.2.2.2 Método eletrogeométrico de Eriksson

Ao contrário do método anterior que considerava apenas a corrente de pico mínima para determinar o raio da esfera rolante, o modelo de Eriksson introduz uma variável adicional para o cálculo da distância, levando em consideração a altura dos captadores ou estruturas, bem como a altura dos cabos para-raios. Isso resulta em um método mais abrangente, definindo a distância de captura do raio como raio atrativo (R_a) (PORTILLO, ORELLANA e SICILIANO, 2020).

Para estruturas verticais de até 60 m de altura, Eriksson definiu o raio atrativo como:

$$R_a = 0,84 * H_m^{0,6} * I_s^{0,74} \quad (16)$$

Para cabos para-raios horizontais e linhas com altura de até 60 m, o raio atrativo é calculado por:

$$R_a = 0,67 * H_{sw}^{0,6} * I_s^{0,74} \quad (17)$$

Onde:

R_a : é o raio atraente em metros.

I_s : é a corrente de pico mínima sobre os condutores, em quiloampères a partir da equação 12.

H_m : é a altura da estrutura em metros.

H_{sw} : é a altura dos cabos para-raios em metros.

Nota-se que o raio atrativo R_a deve ser calculado para cada elemento da subestação que será protegido por meio de hastes captoras e cabos para-raios.

4.7.3 Método das malhas

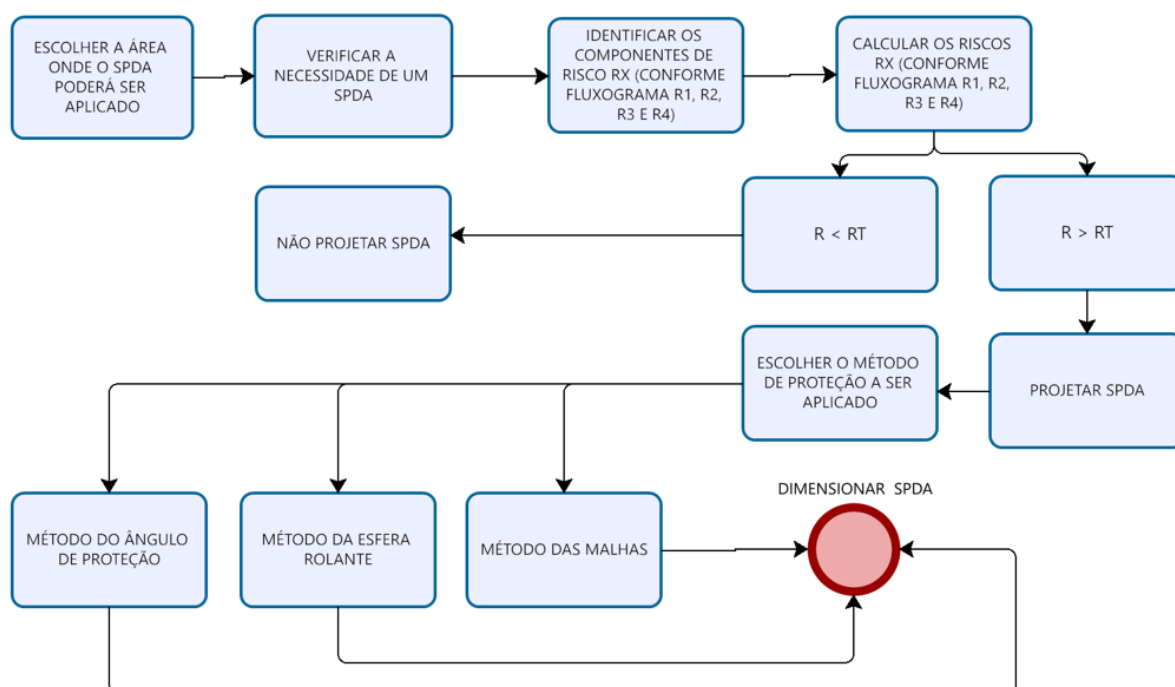
O método das malhas é baseado na teoria de que o campo eletromagnético é nulo dentro de uma estrutura metálica ou cercado por uma superfície metálica ou rede metálica, quando uma corrente elétrica de qualquer intensidade passa por elas (FILHO, 2012). Esse método também é conhecido como método de Faraday por utilizar princípios estabelecidos no famoso experimento da gaiola de Faraday. Devido à natureza de sua construção, é mais indicado para estruturas com grandes áreas horizontais. Na Figura 15 pode ser observado a ilustração do método.

É importante ressaltar que para se obter a maior proteção possível em uma estrutura, ela deverá ser completamente envolvida por uma superfície metálica, porém não é viável economicamente (FILHO, 2012). Por isso, ao se dimensionar o SPDA através do método das malhas, se utiliza os afastamentos conforme a Tabela 17.

4.8 FLUXOGRAMA DETALHADO DA METODOLOGIA

Afim de tornar mais claro a metodologia descrita nesse capítulo, foi utilizado um fluxograma para dimensionar o SPDA, conforme Figura 16.

Figura 16 - Fluxograma Geral para dimensionamento de um SPDA

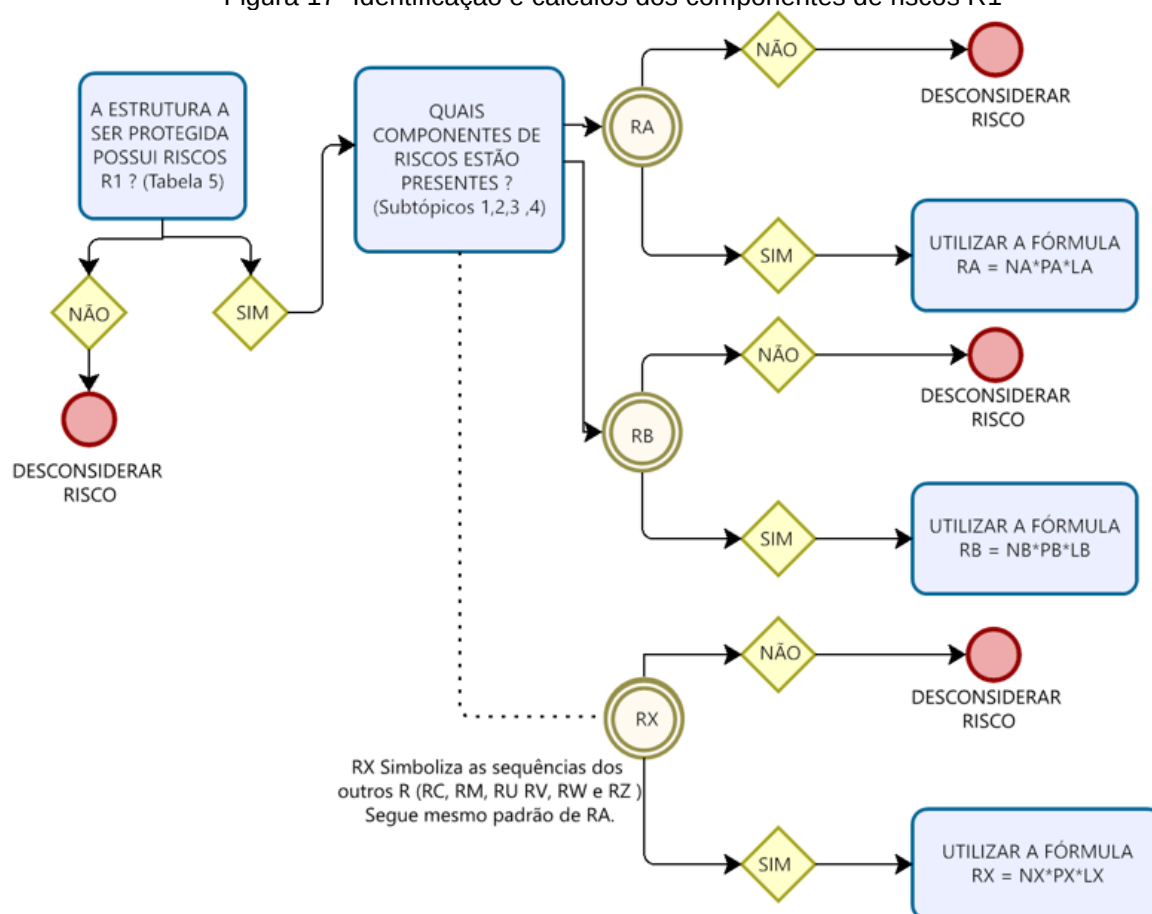


Fonte: Próprio autor.

Na Figura 16, no quadro de identificação dos componentes e dos cálculos dos componentes R_x , é citado os fluxogramas específicos: R1, R2, R3 e R4 que estão detalhados na Figura 17, Figura 18, Figura 19 e Figura 20.

É importante salientar que os fluxogramas descritos neste trabalho, apresentam os critérios gerais para a implementação de um SPDA. Quando essa metodologia é aplicada em um estudo de caso, as considerações são diferentes para cada caso. Assim, no capítulo 5 são mostradas todas as considerações de forma específica para o caso a ser estudado.

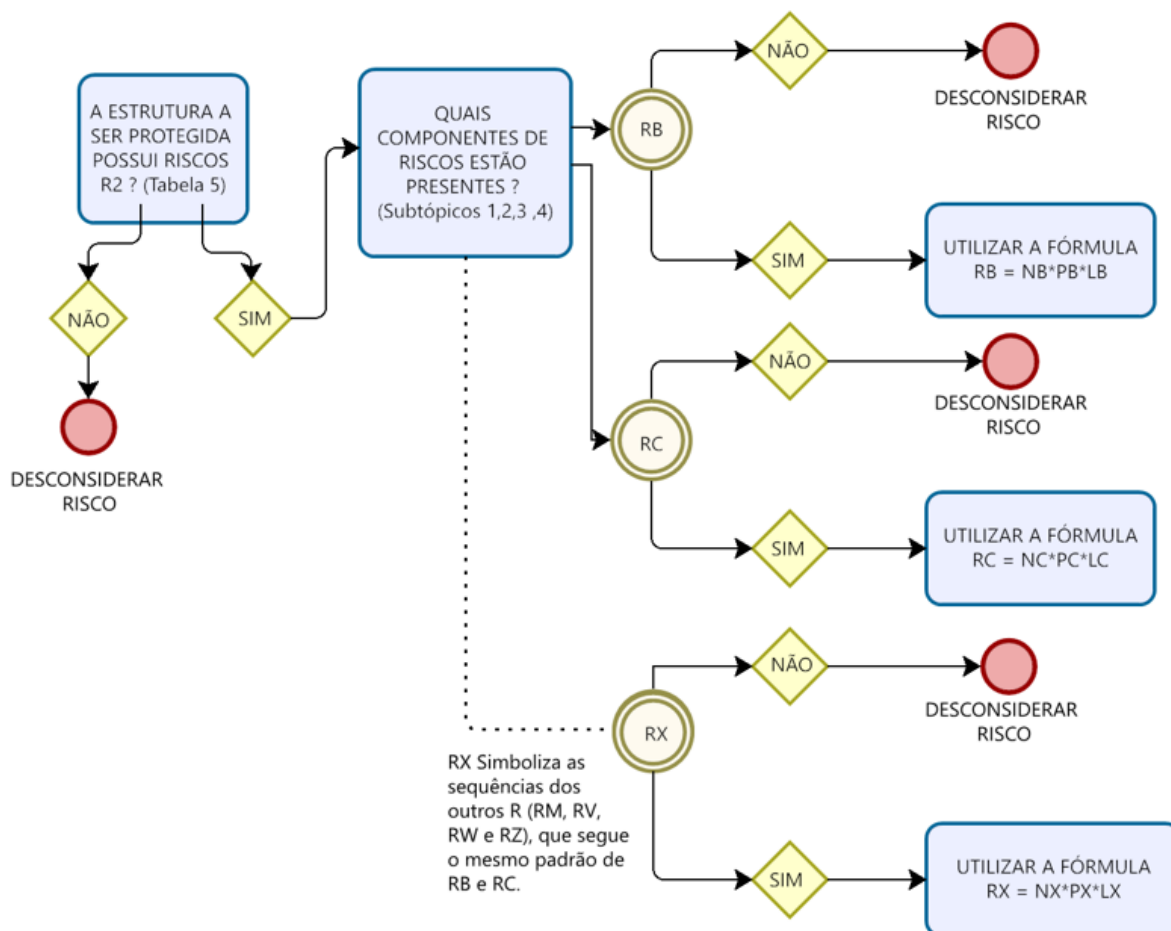
Figura 17 -Identificação e cálculos dos componentes de riscos R1



Fonte: Próprio autor

A Figura 17 descreve de forma mais precisa a parte da identificação e os cálculos das componentes de risco R1. O risco final de R1 é descrito conforme o somatório da equação (1), lembrando que nem sempre o risco final de R1 terá todos os componentes de risco (R_A , R_B , R_C , R_M , R_V , R_W e R_Z).

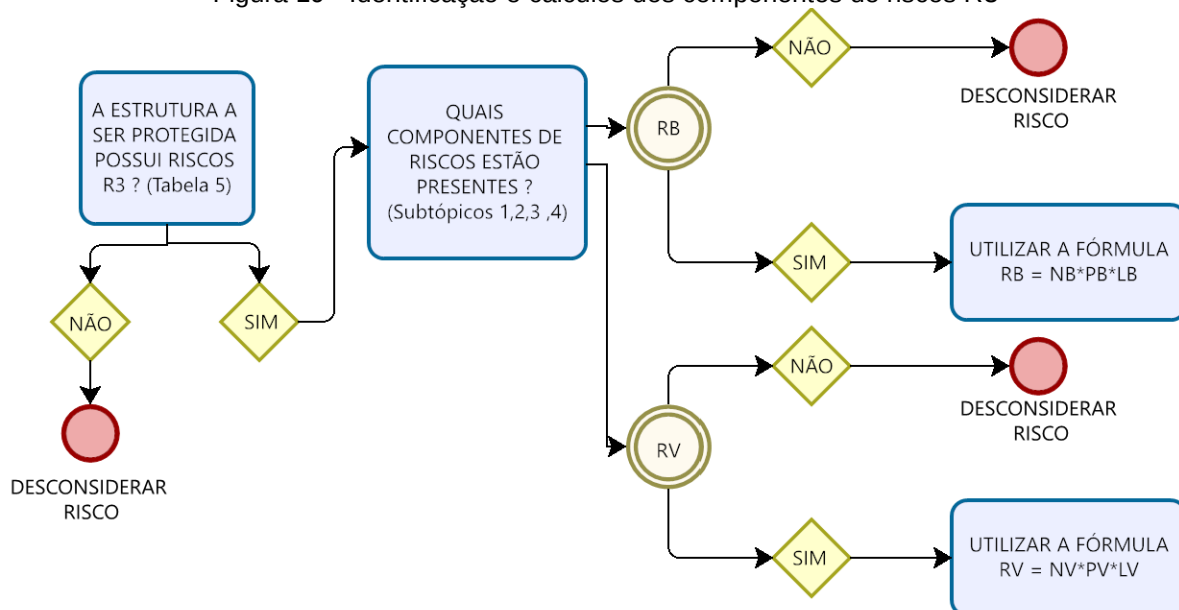
Figura 18 - Identificação e cálculos dos componentes de riscos R2



Fonte: Próprio autor.

A Figura 18 descreve de forma mais precisa a parte da identificação e os cálculos das componentes de risco R2. O risco R2 é o somatório de todas as suas componentes de riscos R_B , R_C , R_M , R_V , R_W e R_Z . Ao fazer essa análise deve-se lembrar que nem sempre todos os componentes de riscos estão presentes.

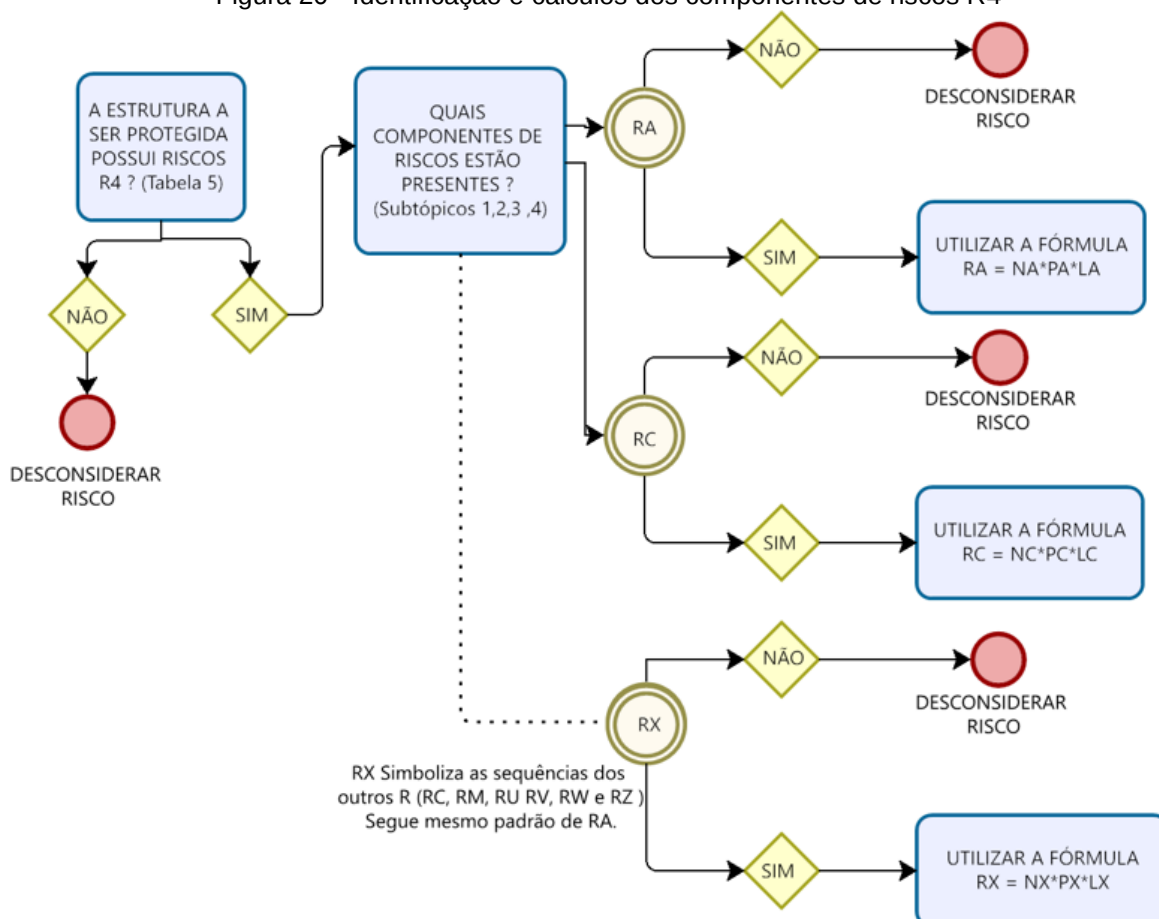
Figura 19 - Identificação e cálculos dos componentes de riscos R3



Fonte: Próprio autor.

A Figura 19 descreve de forma mais precisa a parte da identificação e os cálculos das componentes de risco R3. O risco R3 é o somatório de todas as suas componentes de riscos R_B e R_V . Ao fazer essa análise deve-se lembrar que nem sempre todos os componentes de riscos estão presentes.

Figura 20 - Identificação e cálculos dos componentes de riscos R4



A Figura 20 descreve de forma mais precisa a parte da identificação e os cálculos das componentes de risco R4. O risco R4 é o somatório de todas as suas componentes de riscos R_A , R_B , R_C , R_M , R_V , R_W e R_Z .

5 RESULTADO E DISCUSSÕES

Neste capítulo será apresentada a subestação objeto desse estudo. Na primeira etapa serão apresentadas as subestações antes da modernização e unificação. No segundo momento, será abordado a unificação das subestações. Posteriormente, será explanado a metodologia de cálculo para verificação da necessidade de um SPDA, utilizando-se os componentes de risco (R_x). Em caso positivo, será discutido a escolha do método de proteção para a área delimitada no projeto.

5.1 CONFIGURAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES ANTES DA UNIFICAÇÃO

Neste trabalho são apresentadas duas subestações, com projetos baseados em duas subestações reais de subtransmissão, com instalação ao tempo, que pertencem a uma concessionária de energia elétrica. O objetivo é meramente acadêmico e será considerado que as mesmas estão localizadas na cidade de Itaguari, estado de Goiás.

O objetivo deste tópico é fornecer uma visão geral do arranjo elétrico das subestações, com base nos documentos fornecidos por essa concessionária. Para isso, serão apresentadas as subestações designadas como Palestina 1 e 2, utilizando-se a planta geral elétrica e o diagrama unifilar, disponibilizados pela concessionária, os quais servirão de parâmetro para as subestações descritas. As fotos apresentadas são de caráter meramente ilustrativo.

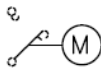
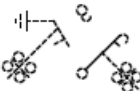
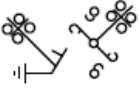
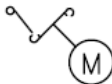
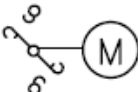
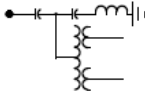
A fim de facilitar a análise dos documentos, na Tabela 18, Tabela 19 e Tabela 20, são apresentadas as simbologias utilizadas no diagrama unifilar das subestações.

Tabela 18: Simbologia – parte 1.

LEGENDA PARTE 3	
SÍMBOLO	DESCRIÇÃO
	BOBINA DE BLOQUEIO
	CABO ISOLADO COM MUFLA
	CABO ISOLADO SUBTERRÂNEO COM MUFLA

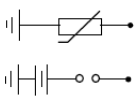
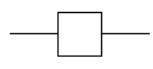
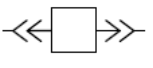
Fonte: Próprio autor.

Tabela 19: Simbologia– parte 2.

LEGENDA PARTE 2	
SÍMBOLO	DESCRIÇÃO
	CHAVE SECCIONADORA TRIPOLAR COM COMANDO MOTORIZADO
	CHAVE SECCIONADORA FUSÍVEL
	CHAVE SECCIONADORA TRIPOLAR COM LÂMINA DE TERRA
	CHAVE SECCIONADORA COM DUPLA ABERTURA LATERAL E COM LÂMINA DE TERRA
	CHAVE SECCIONADORA PANTOGRÁFICA TRIPOLAR COM COMANDO MOTORIZADO
	CHAVE SECCIONADORA TRIPOLAR COM DUPLA ABERTURA LATERAL E COMANDO MOTORIZADO
	CHAVE SECCIONADORA TRIPOLAR COM DUPLA ABERTURA LATERAL
	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL INDUTIVO
	TRANSFORMADOR DE SERVIÇOS AUXILIARES
	TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA TRIFÁSICO
	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO

Fonte: Próprio autor.

Tabela 20: Simbologia – parte 3.

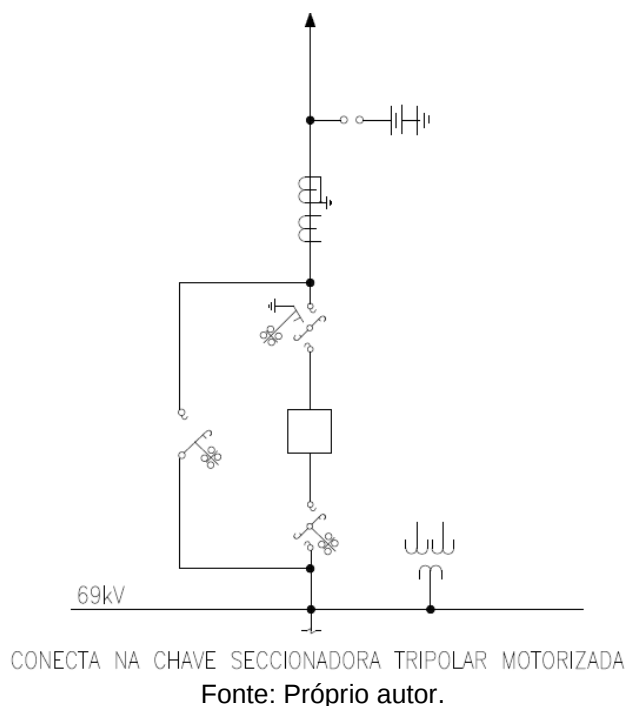
LEGENDA – PARTE 1	
SÍMBOLO	DESCRIÇÃO
	PARA-RAIOS
	TRANSFORMADOR DE CORRENTE DE BUCHA
	TRANSFORMADOR DE CORRENTE DE PEDESTAL
	DISJUNTOR TRIPOLAR
	DISJUNTOR TRIPOLAR EXTRAÍVEL
	CHAVE SECCIONADORA TRIPOLAR
	CHAVE SECCIONADORA MONOPOLAR

Fonte: Próprio autor.

5.1.1 Palestina 1

A subestação de Palestina 1 apresenta as características elétricas conforme o seu diagrama unifilar. Assim, o diagrama unifilar foi dividido na Figura 21, Figura 22 e Figura 23 com o objetivo de melhorar a visualização do esquemático elétrico.

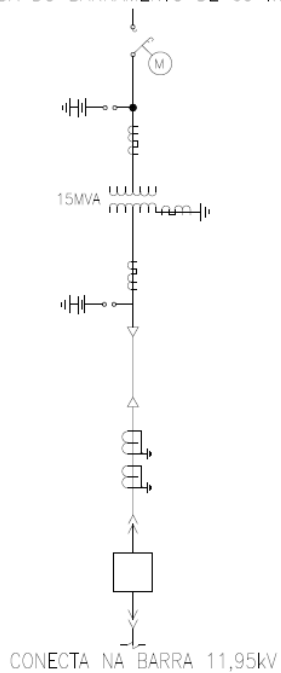
Figura 21 - Diagrama unifilar Palestina 1 - Parte 1



Na Figura 21, nota-se a chegada da linha de transmissão de 69 kV na parte superior do desenho, passando por um para-raios. Em sequência nota-se: TC, chaves seccionadoras com dupla abertura lateral com lâmina de terra, disjuntor, outra chave seccionadora até chegar na barra de 69 kV.

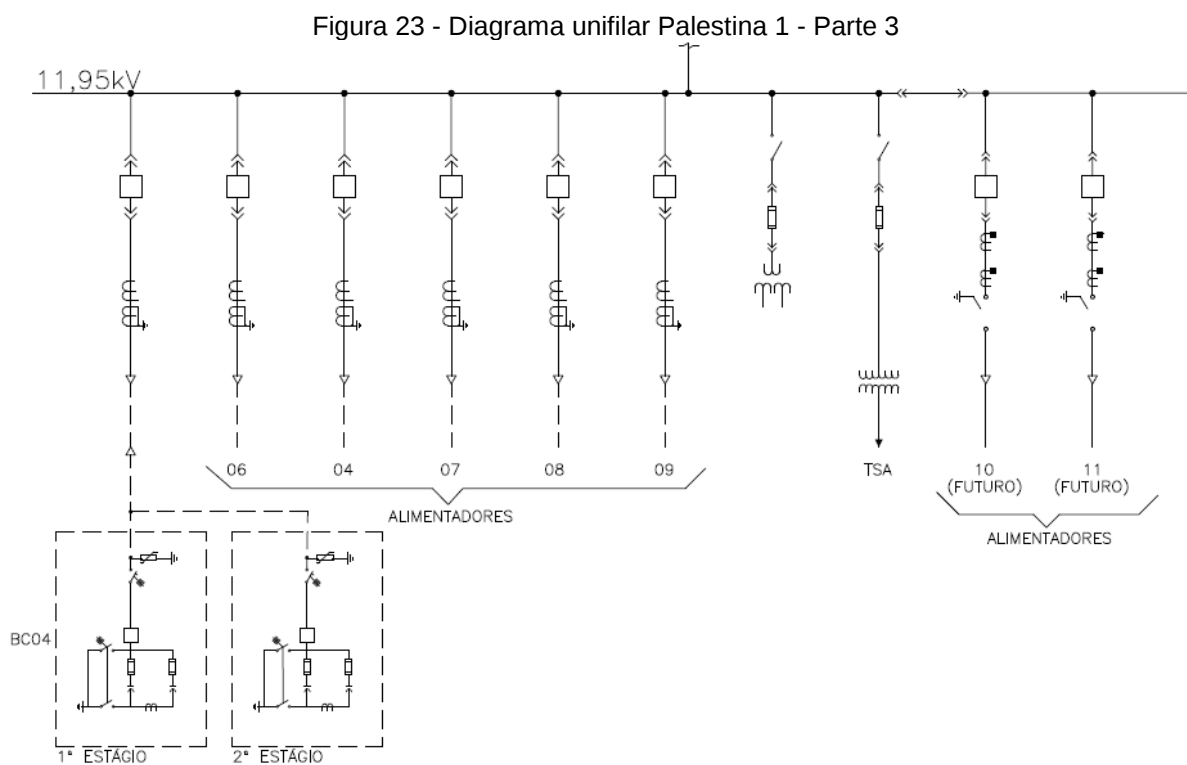
Figura 22 - Diagrama unifilar Palestina 1 - Parte 2

SAIDA DO BARRAMENTO DE 69 kV



Fonte: Próprio autor.

A Figura 22 apresenta a saída do barramento de 69 kV para o transformador de potência de 15 MVA, com tensão de operação de 69 kV para 11,95 kV.

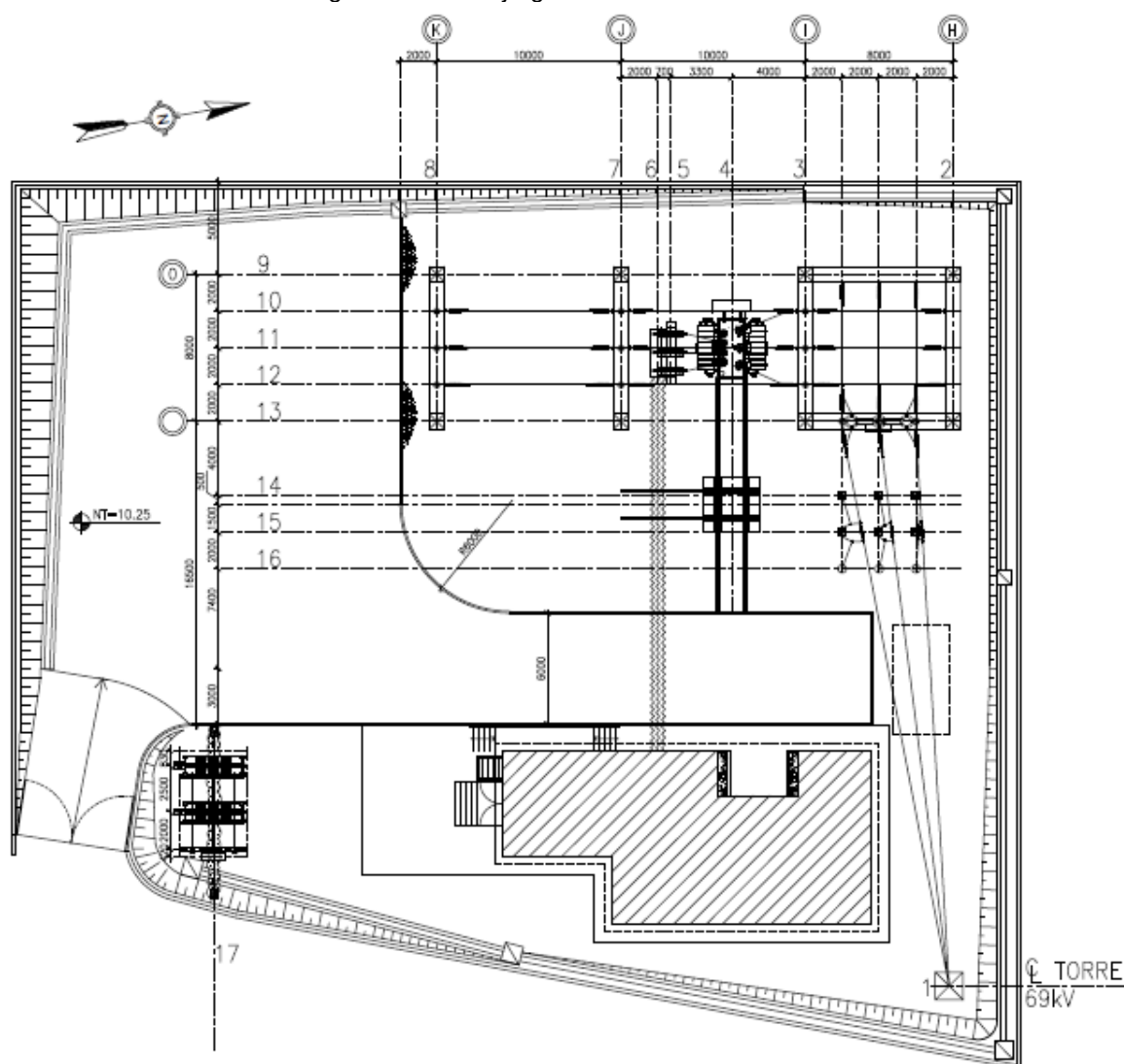


Fonte: Próprio autor.

Na parte superior da Figura 23 está representado o barramento de 11,95 kV que está interligado com o disjuntor da Figura 22. Aqui é possível notar a ligação do barramento nos bancos de capacitores e nos alimentadores.

Nesse contexto, o arranjo geral elétrico, é um documento complementar ao diagrama unifilar. O mesmo permite a visualização da vista área da subestação e a localização das estruturas e dos equipamentos, conforme Figura 24. Ele complementa-se com os cortes apresentados no projeto da subestação. Os cortes permitem uma visualização frontal dos equipamentos e estruturas, todavia, este documento não foi fornecido pela concessionária.

Figura 24 - Arranjo geral elétrico Palestina 1



Fonte: Próprio autor.

Na Figura 24 é possível notar que as linhas de chamadas estão enumeradas conforme descrição abaixo:

- Número 1 – Chegada da linha de transmissão em 69 kV.
- Número 2 – Pórtico de 69 kV.
- Número 3 – Pórtico 69 kV, isolador de pedestal e chave seccionadora.
- Número 4 – Transformador de 69/11,95 kV com potência de 15 MVA.
- Número 5 – Isolador de pedestal superior.
- Número 6 – Cabos de média tensão.
- Número 7 – Pórtico de 69 kV.
- Número 8 – Pórtico de 69 kV.
- Número 9 – Pórtico de 69 kV.
- Número 10 – Isolador de pedestal e chave seccionadora de 69 kV.

Número 11 – Isolador de pedestal, chave seccionadora e transformador de 69/11,95 kV (na intersecção com a linha 4).

Número 12 – Isolador de pedestal e chave seccionadora de 69 kV.

Número 13 – Pórtico de 69 kV e Disjuntor de 69 kV.

Número 14 – TP de 69 kV.

Número 15 – TC de 69 kV.

Número 16 – Para-raios de 69 kV.

Número 17 – Banco de capacitores 11,95 kV.

Para uma melhor análise do projeto foi realizada uma visita in loco, observando-se os componentes da subestação conforme Figura 25, Figura 26 e Figura 27.

Figura 25 - Fotografia ilustrativa da subestação Palestina 1 - detalhes do SPDA



Fonte: Próprio autor.

Na Figura 25, nota-se que as estruturas dos pórticos são metálicas e conforme o diagrama unifilar, a chegada de linha de alta tensão é de 69 kV. Em seguida são destacadas as hastes captoras e os cabo para-raios que fazem a proteção contra descargas atmosféricas.

Figura 26 - Fotografia ilustrativa da subestação Palestina 1



Fonte: Próprio autor.

Na Figura 26 nota-se: Para-raios, transformadores de corrente, transformadores de potencial e disjuntor de 69 kV.

Figura 27 - Fotografia ilustrativa da subestação Palestina 1 - Torre 69 kV



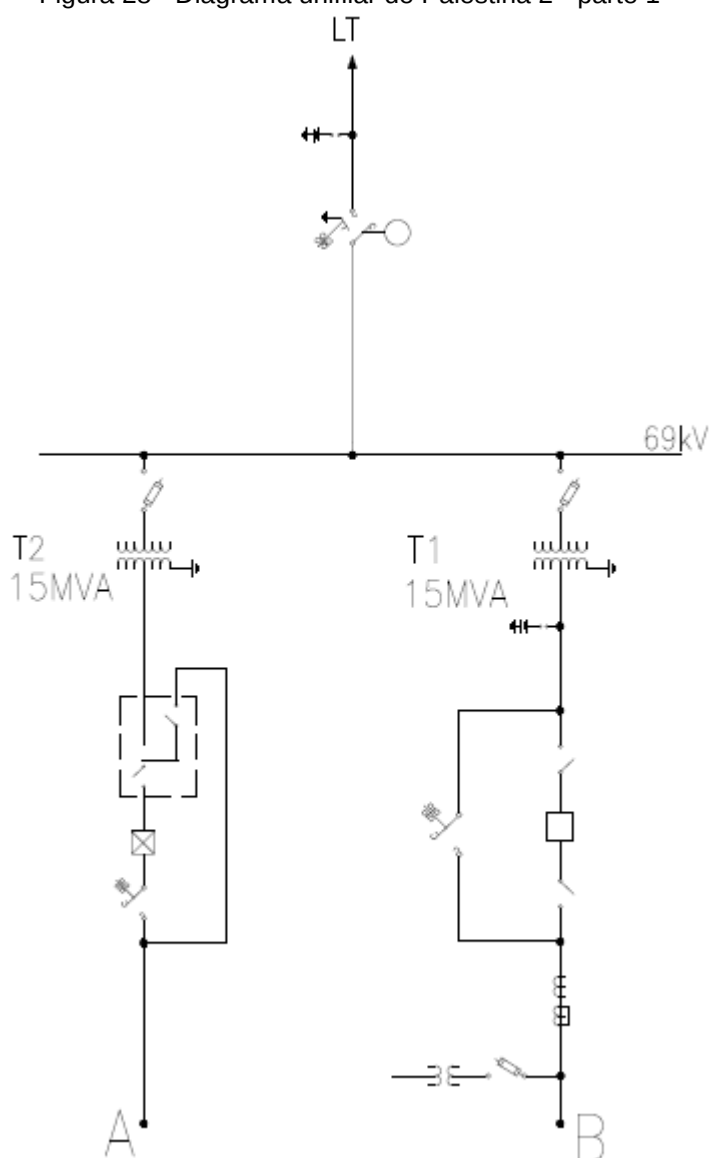
Fonte: Próprio autor.

Na Figura 27, observa-se a torre de 69 kV responsável por fazer a conexão da linha de transmissão com a subestação.

5.1.2 Palestina 2

A subestação Palestina 2 apresenta as características elétricas conforme seu diagrama unifilar. Para uma melhor visualização do esquemático elétrico o diagrama unifilar foi dividido na Figura 28 e Figura 29.

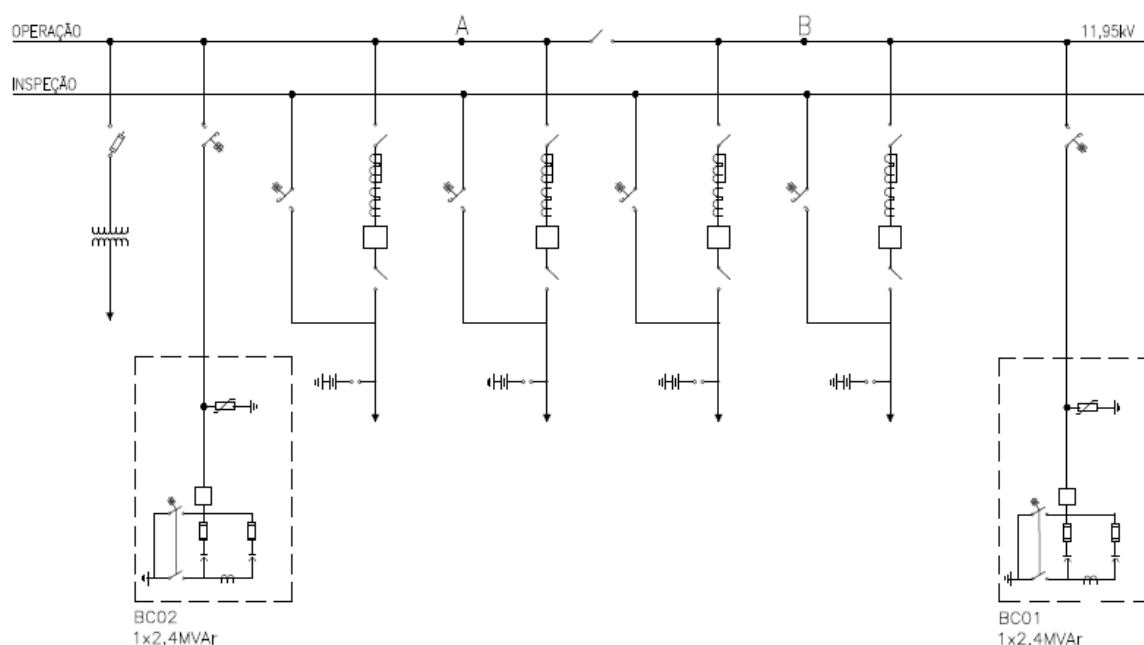
Figura 28 - Diagrama unifilar de Palestina 2 - parte 1



Fonte: Próprio autor.

Na Figura 28 nota-se a chegada da linha de transmissão de 69 kV na parte superior do desenho, passando por um para-raios. Em sequência observa-se: chave seccionadora tripolar com lâmina de terra, barra de 69 kV e duas derivações. Na derivação à esquerda, nota-se uma chave seccionadora fusível interligada num transformador de potência de 15 MVA, com tensão de operação de 69 kV/11,95 kV. Na segunda derivação, observa-se uma chave seccionadora fusível interligada num transformador de potência de 15 MVA, com tensão de operação de 69 kV/ 11,95 kV. As derivações passam por algumas chaves seccionadoras até o ponto A e B.

Figura 29 - Diagrama unifilar de Palestina 2- parte 2



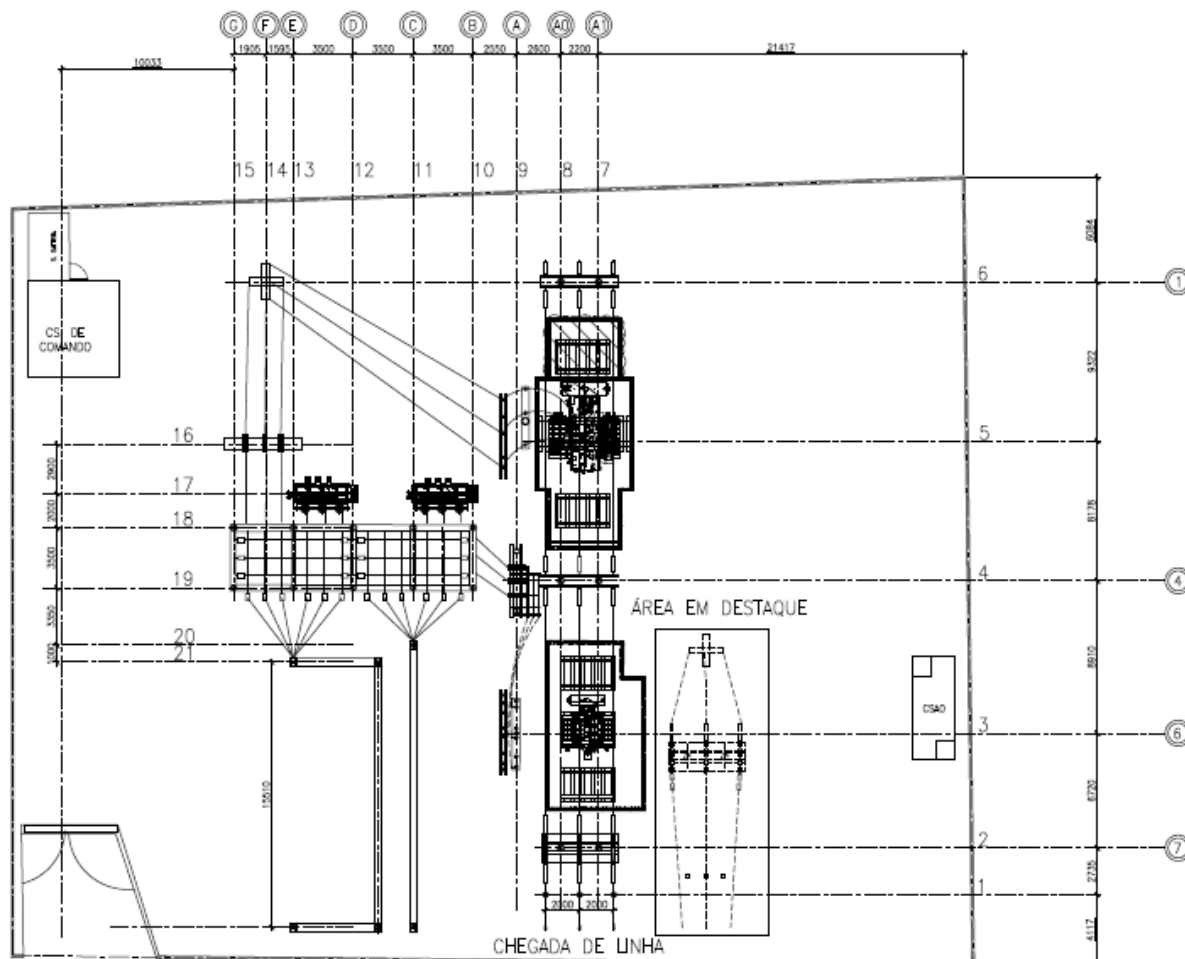
Fonte: Próprio autor.

Na Figura 29 na parte superior, os pontos A e B indicam a chegada das duas derivações no barramento de operação de 11,95 kV. Aqui é possível notar a existência de dois barramentos: de operação e de inspeção. Posteriormente, observa-se a ligação dos barramentos nos bancos de capacitores, no transformador de serviço auxiliar e nos alimentadores.

Nesse contexto, o arranjo geral elétrico, é um documento complementar ao diagrama unifilar. O mesmo permite a visualização da vista área da subestação e a localização das estruturas e dos equipamentos, conforme Figura 30. Ele complementa-se com os cortes apresentados no projeto da subestação. Os cortes

permitem uma visualização frontal dos equipamentos e estruturas, porém este documento não foi fornecido pela concessionária.

Figura 30 - Arranjo geral elétrico da subestação Palestina 2.



Fonte: Próprio autor.

Na Figura 30 é possível notar que as linhas de chamadas estão enumeradas conforme descrição abaixo:

Número 1 – Para-raios de 69 kV.

Número 2 – Pórtico de 69 kV e chave seccionadora fusível.

Número 3 – Transformador de 69/11,95 kV com potência de 15 MVA e pórtico de 69 kV.

Número 4 – Pórtico de 69 kV e chave seccionadora de 69 kV.

Número 5 – Transformador de 69/11,95 kV com potência de 15 MVA.

Número 6 – Pórtico de 69 kV e pórtico de 11,95 kV

Número 7 – Pórtico de 69 kV.

Número 8 – Pórtico de 69 kV.

Número 9 – Pórtico de 11,95 kV.

Número 10 – Pórtico de 11,95 kV.

Número 11 – Pórtico de 11,95 kV e rede de distribuição de 11,95 kV.

Número 12 – Pórtico de 11,95 kV.

Número 13 – Pórtico de 11,95 kV e rede de distribuição de 11,95 kV.

Número 14 – Pórtico de 11,95 kV.

Número 15 – Pórtico de 11,95 kV.

Número 16 – Pórtico de 11,95 kV.

Número 17 – Banco de capacitores 11,95 kV.

Número 18 – Pórtico de 11,95 kV.

Número 19 – Pórtico de 11,95 kV.

Número 20 – Rede de distribuição de 11,95 kV.

Número 21 – Rede de distribuição de 11,95 kV.

Na Figura 30 observa-se ainda a chegada da linha, a casa de comando à esquerda e a localização da caixa separadora de água e óleo à direita da área em destaque. Ainda na Figura 30, a área em destaque faz referência a uma estrutura que está desativada.

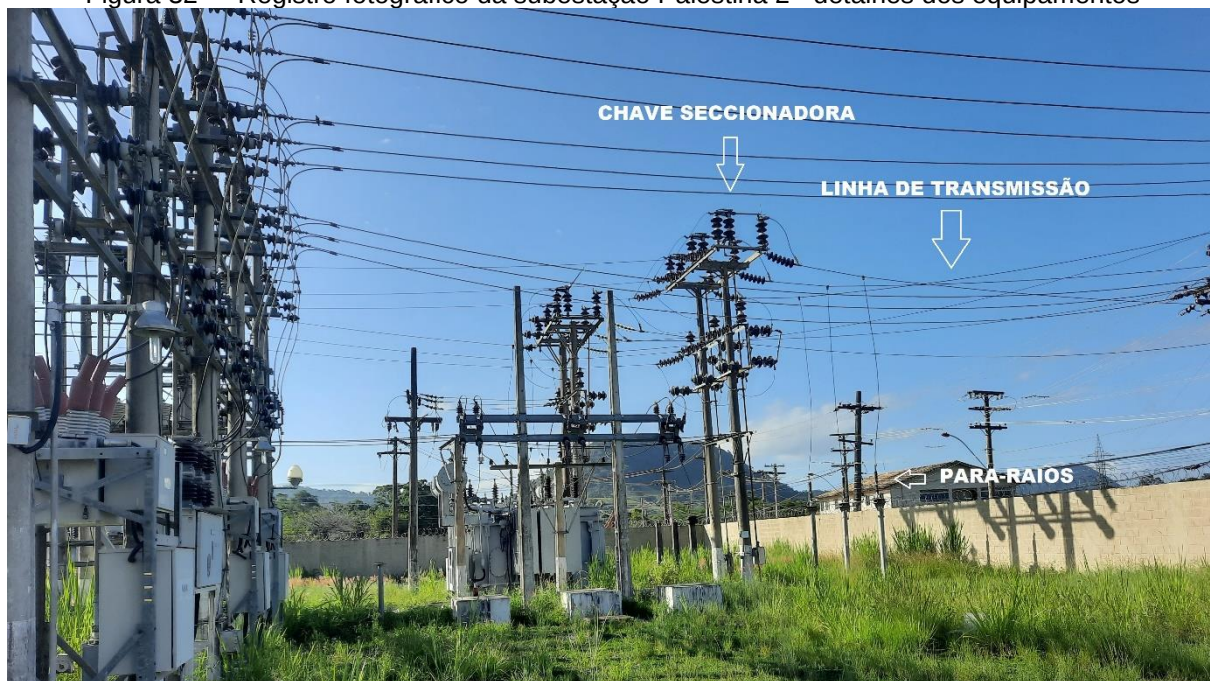
Para uma melhor análise do projeto foi realizada uma visita in loco, observando-se os componentes da subestação conforme Figura 31 e Figura 32.

Figura 31 - Fotografia ilustrativa da subestação Palestina 2 - Transformadores



Fonte: Próprio autor.

Figura 32 - Registro fotográfico da subestação Palestina 2 - detalhes dos equipamentos



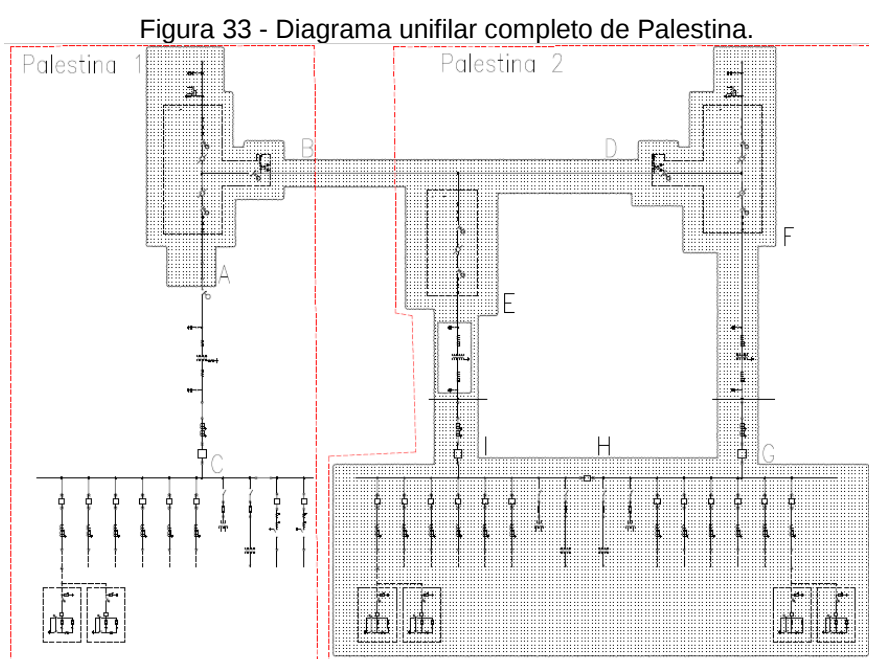
Fonte: Próprio autor.

Na Figura 31 nota-se dois transformadores de potência dispostos conforme o arranjo geral elétrico, sendo o primeiro de 15 MVA e o segundo de 15 MVA. Na Figura 32 observa-se ainda a chegada da linha, o para-raios e a chave seccionadora, ambos de 69 kV.

5.2 ANÁLISE DOCUMENTAL DO PROJETO EXECUTIVO FINAL

Nesta etapa, as duas subestações serão interligadas realizando a unificação e ampliação da sua capacidade instalada. Nesse sentido será feito a troca dos três transformadores de 15 MVA para 20 MVA. De forma geral, as seguintes intervenções serão realizadas: instalações de duas bacias de captação, instalação de uma caixa separadora de água e óleo, instalação de três módulos híbridos, instalação de um barramento de 69 kV interligando os módulos híbridos, instalação de transformadores de corrente nas entradas de linha, instalação de transformadores de potencial nas entradas de linha, entre outras.

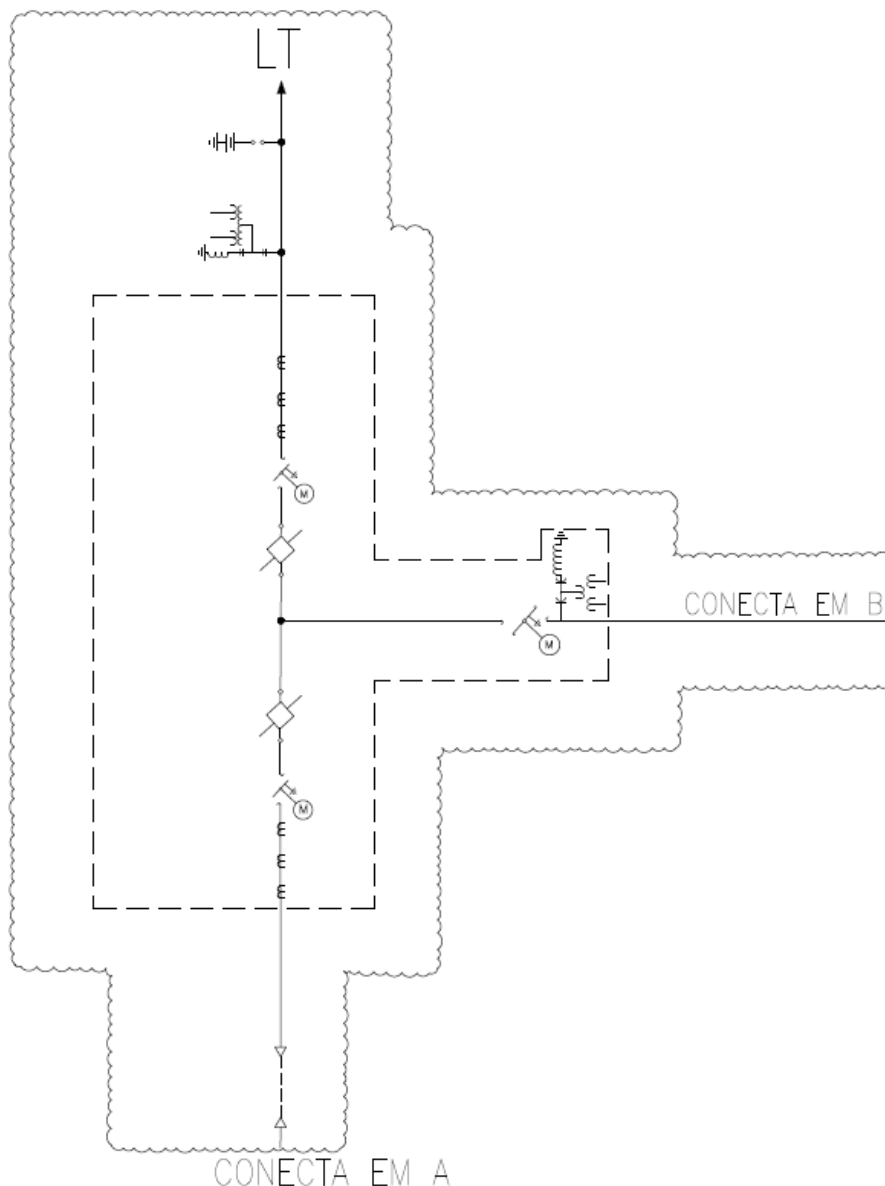
A nova subestação de Palestina apresenta as características elétricas conforme o seu diagrama unifilar. Assim, o diagrama unifilar representado na Figura 33, mostra o diagrama na sua totalidade e as partes hachuradas indicam onde haverá intervenção. Com o objetivo de melhorar a visualização do esquemático elétrico, ele foi fracionado na Figura 34, Figura 35, Figura 36, Figura 37, Figura 38, Figura 39, Figura 40, Figura 41 e Figura 42.



Fonte: Próprio autor.

Na Figura 33 nota-se o diagrama unifilar completo da subestação, após a ampliação e unificação, em vermelho está destacado Palestina 1 e 2. Nesse aspecto, a área hachurada indica onde houve intervenção. Um dado importante para a leitura das demais figuras são os pontos de conexão representados por letras, sendo elas: A, B, C, D, E, F, G, H e I.

Figura 34 - Diagrama unifilar parte 1

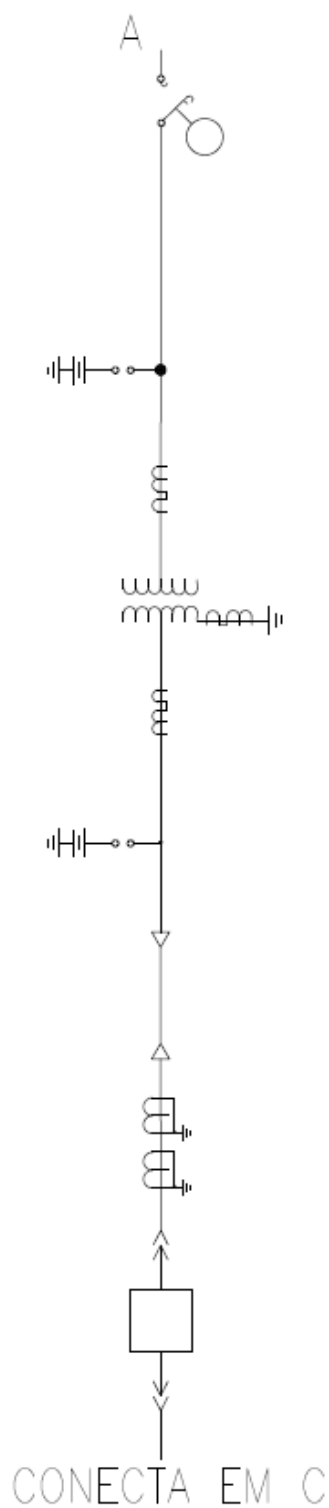


Fonte: Próprio autor.

Na Figura 34 observa-se a chegada da linha de transmissão de 69 kV na parte superior do desenho. Os pontos A e B que correspondem aos pontos A e B da Figura 33. Na parte central do desenho nota-se na linha pontilhada, a indicação do módulo

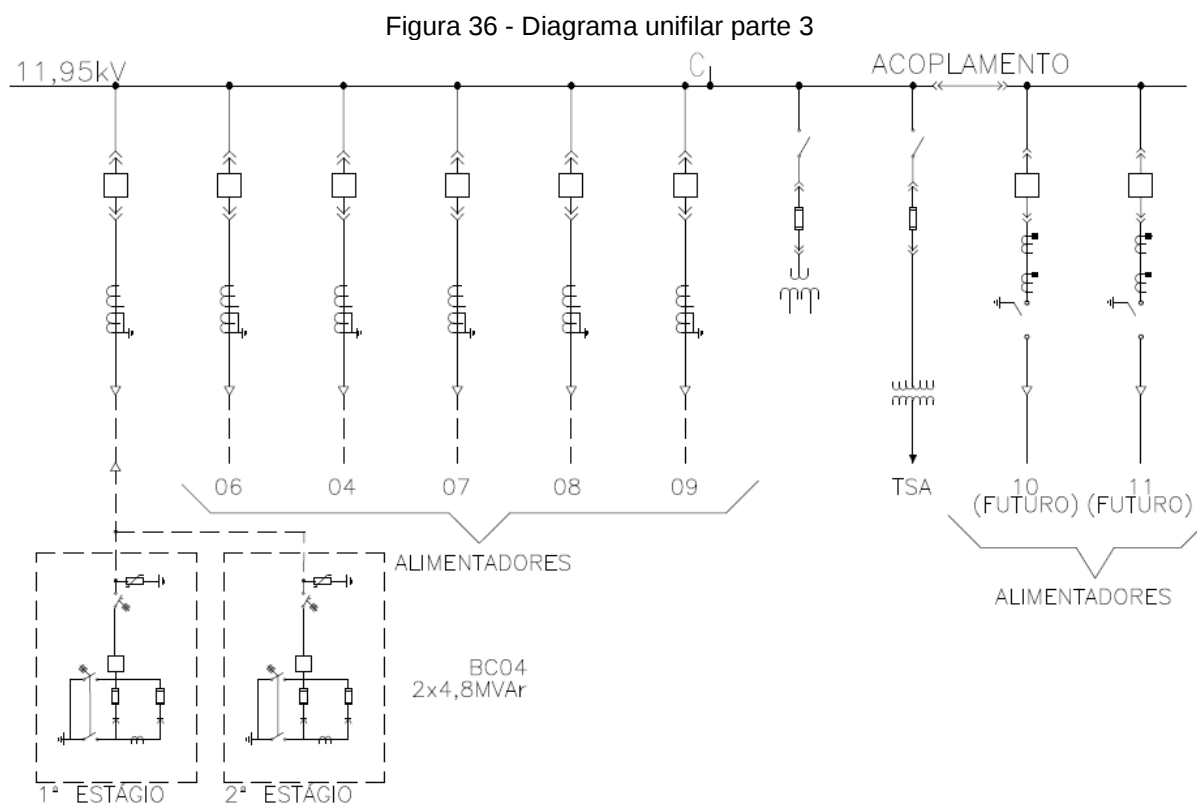
híbrido. Vale ressaltar que os componentes internos demonstrados na Figura 34 estão descritos na Tabela 18, Tabela 19 e Tabela 20.

Figura 35 - Diagrama unifilar parte 2



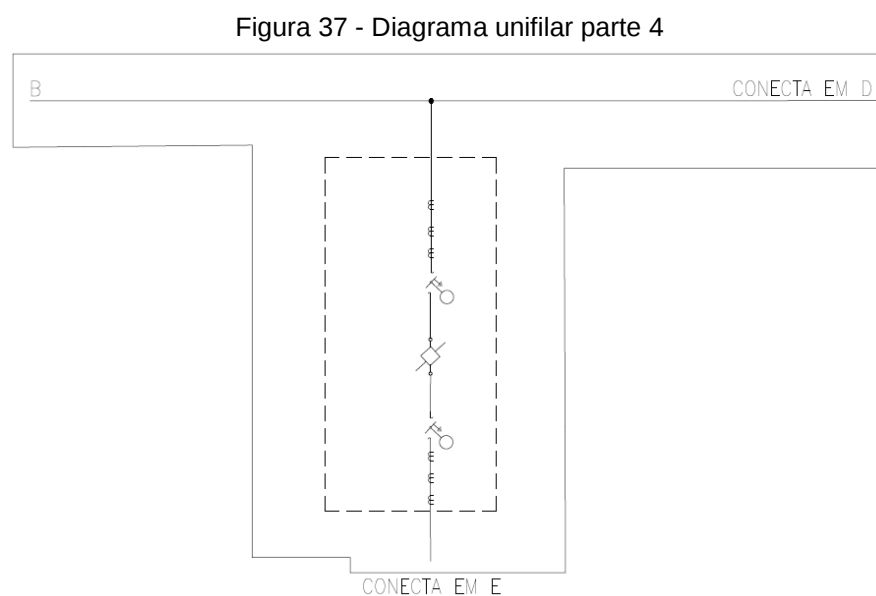
Fonte: Próprio autor

Na Figura 35, logo após o ponto A nota-se uma chave seccionadora tripolar com comando motorizado. O ponto C mostra a conexão com a parte não hachurada da Figura 33.



Fonte: Próprio autor.

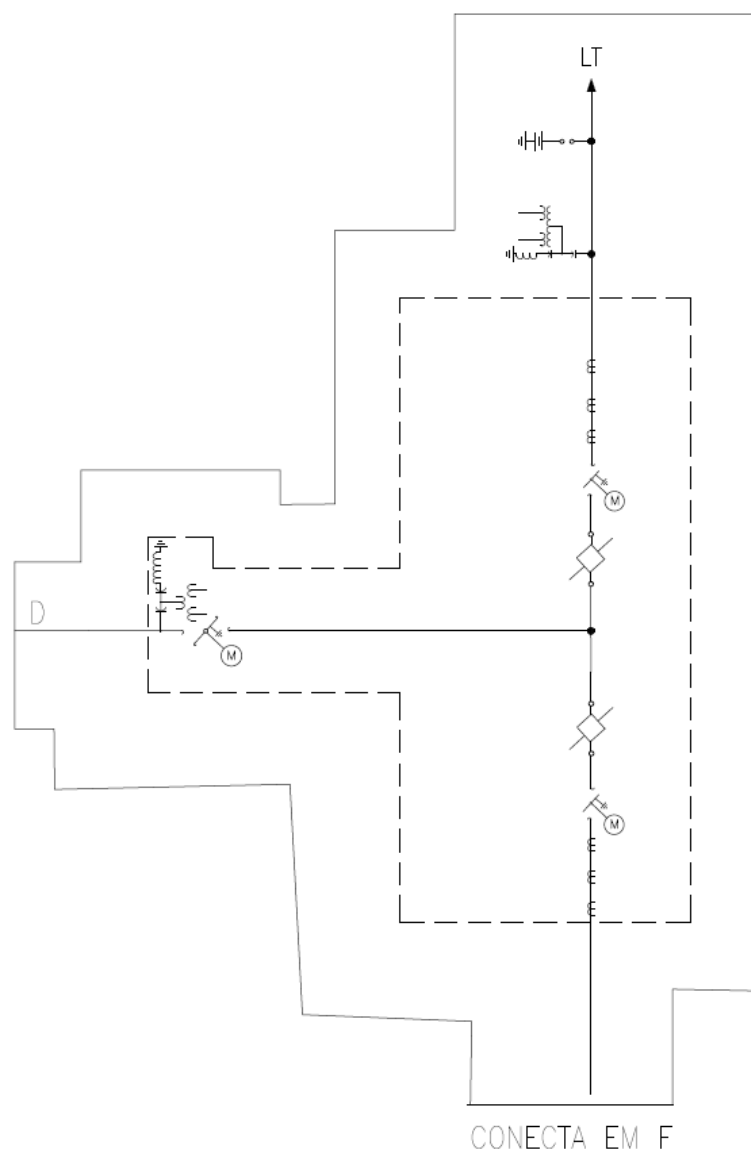
Na Figura 36 logo após o ponto C chega-se no barramento de 11,95 kV e nas respectivas saídas dos alimentadores.



Fonte: Próprio autor.

Na Figura 37 o retângulo pontilhado indica o módulo híbrido da subestação, que está interligado nos pontos B, D e E.

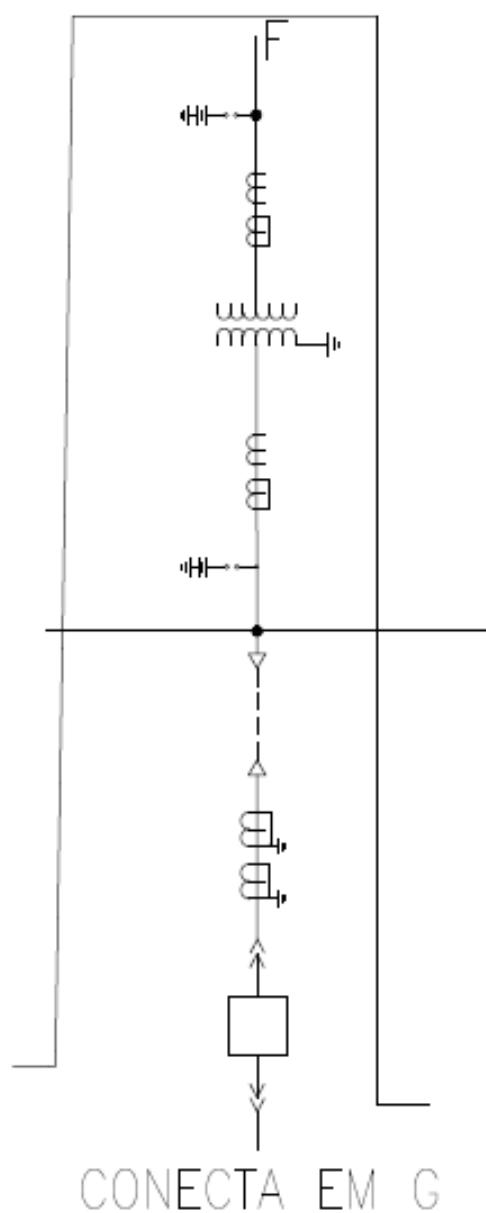
Figura 38 - Diagrama unifilar parte 5



Fonte: Próprio autor.

Na Figura 38 nota-se a chegada da linha de transmissão de 69 kV, passando por um para-raios e um transformador de potencial. A linha adentra no módulo híbrido, indicado pelo retângulo pontilhado.

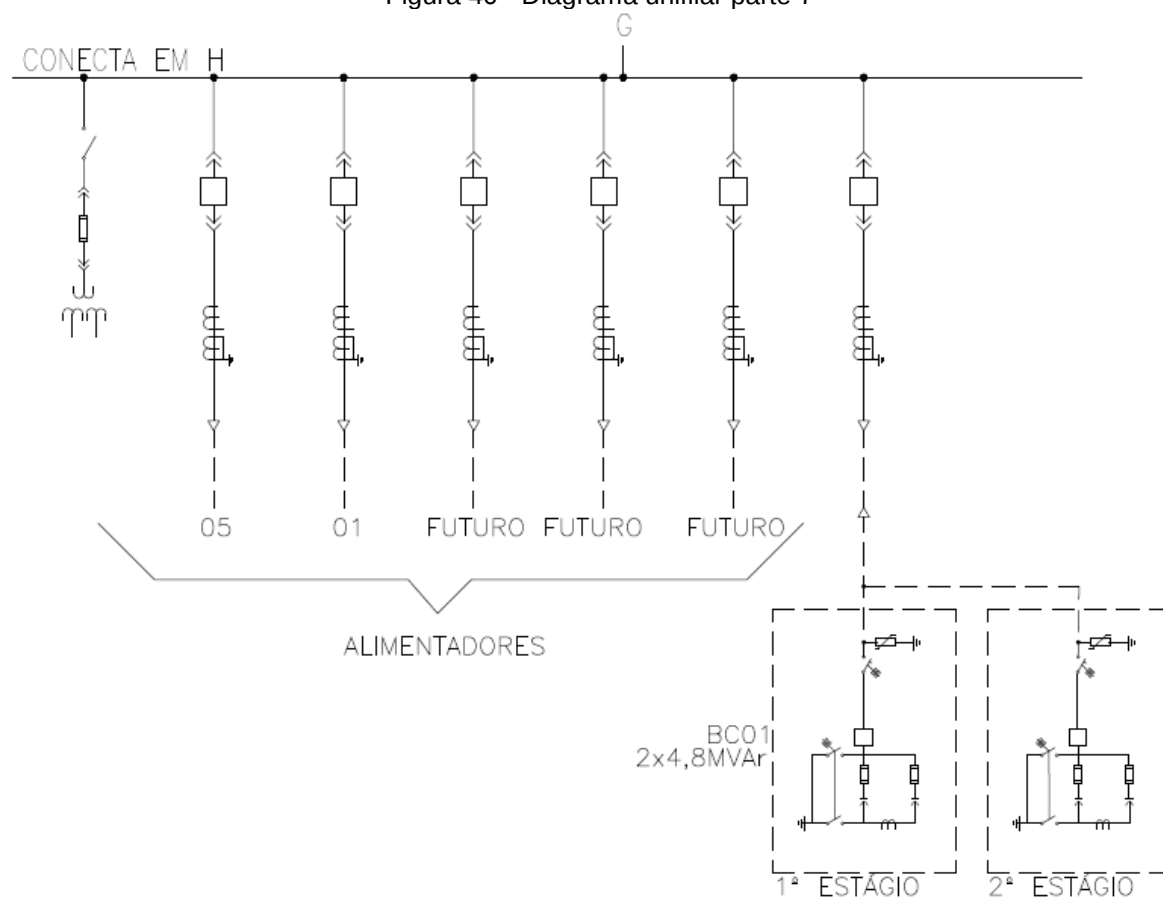
Figura 39 - Diagrama unifilar parte 6



Fonte: Próprio autor.

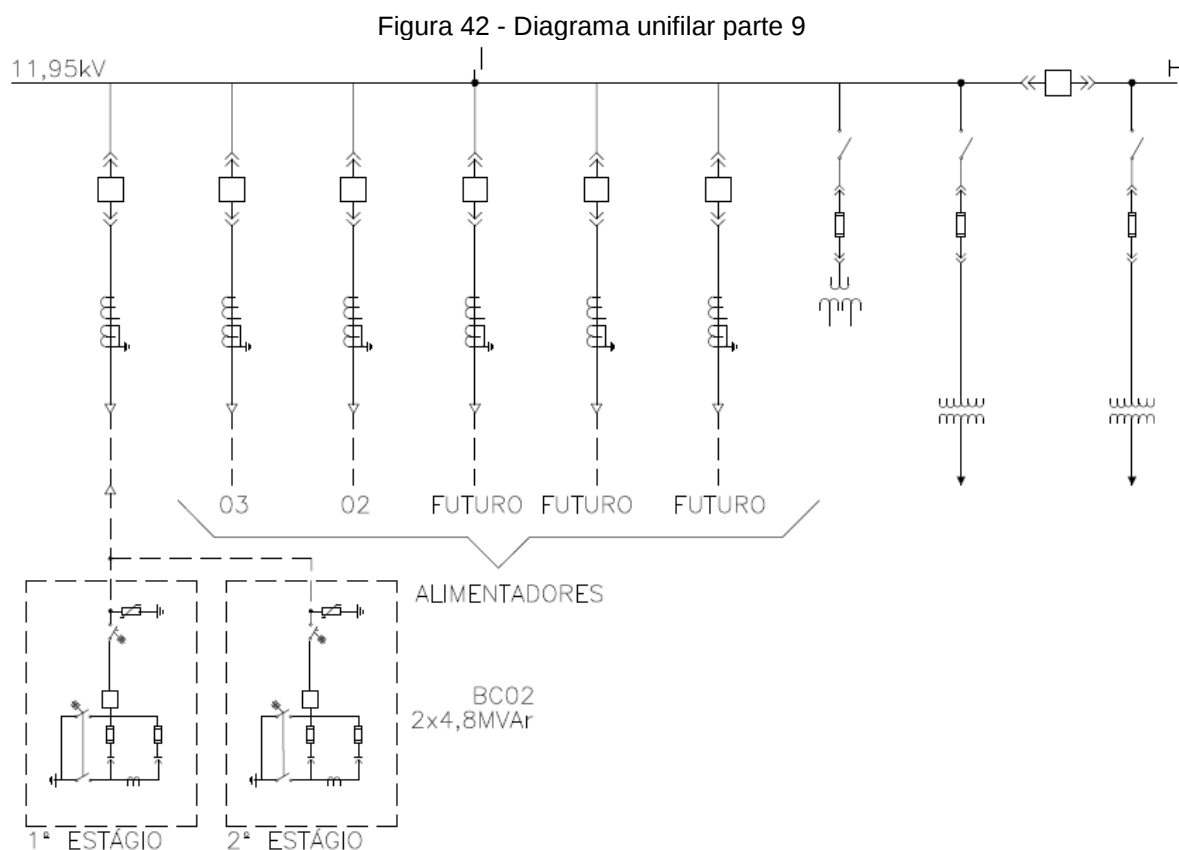
Na Figura 39 observa-se alguns componentes principais, entre eles: transformador de potência de 20 MVA, Disjuntor e Para-raios.

Figura 40 - Diagrama unifilar parte 7



Fonte: Próprio autor.

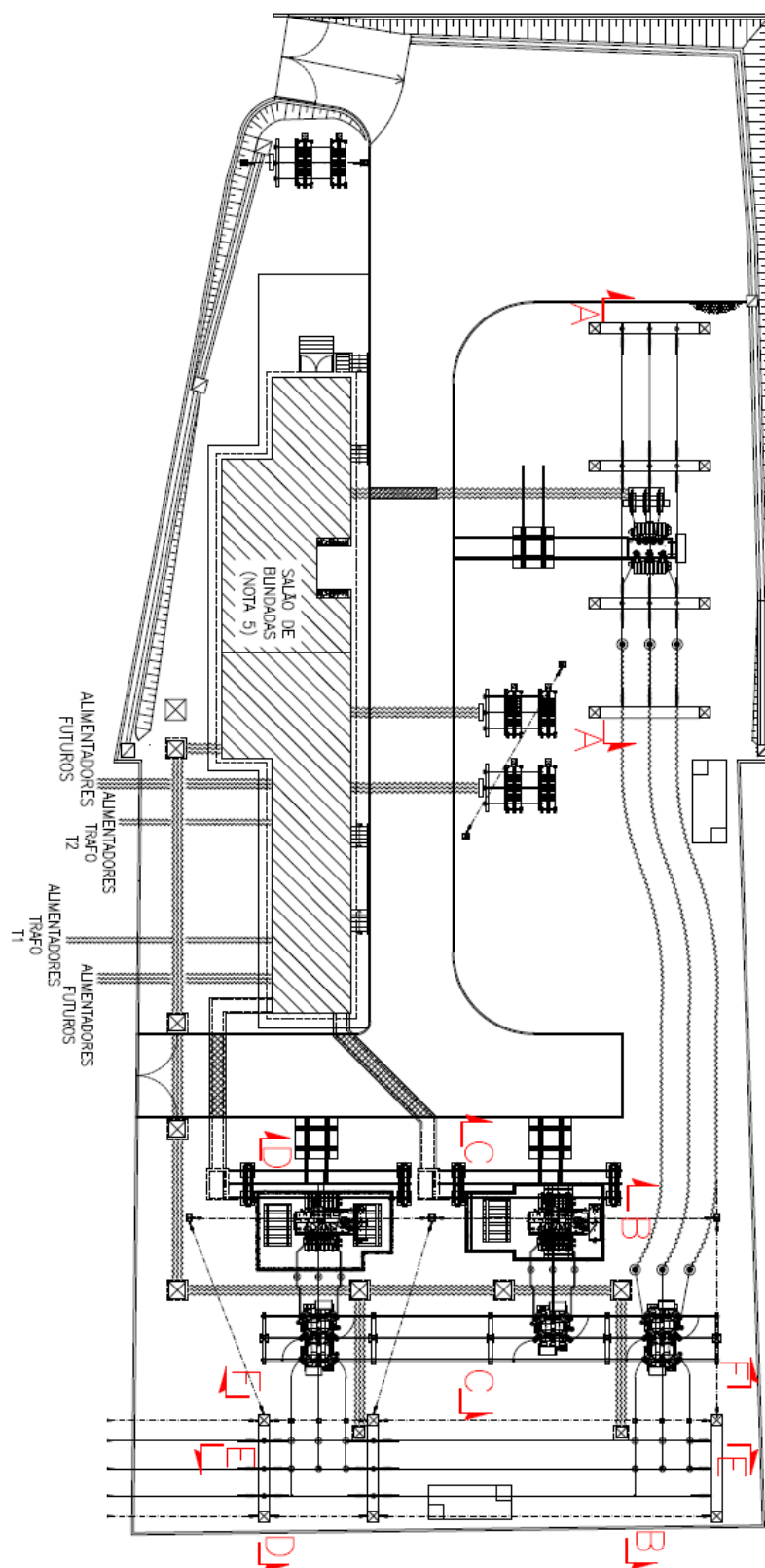
Na Figura 40 nota-se o barramento de 11,95 kV, as saídas dos alimentadores e os bancos de capacitores à direita.



Na Figura 42 observa-se o barramento de 11,95 kV, as saídas dos alimentadores, os bancos de capacitores e os transformadores de serviço auxiliar à direita.

Nesse contexto, o arranjo geral elétrico, é um documento complementar ao diagrama unifilar. O mesmo permite a visualização da vista área da subestação e a localização das estruturas e dos equipamentos, conforme Figura 43. Ele complementa-se com os cortes apresentados no projeto da subestação. Os cortes permitem uma visualização frontal dos equipamentos e estruturas, que está representado na Figura 44 e nos apêndices A, B, C, D e E.

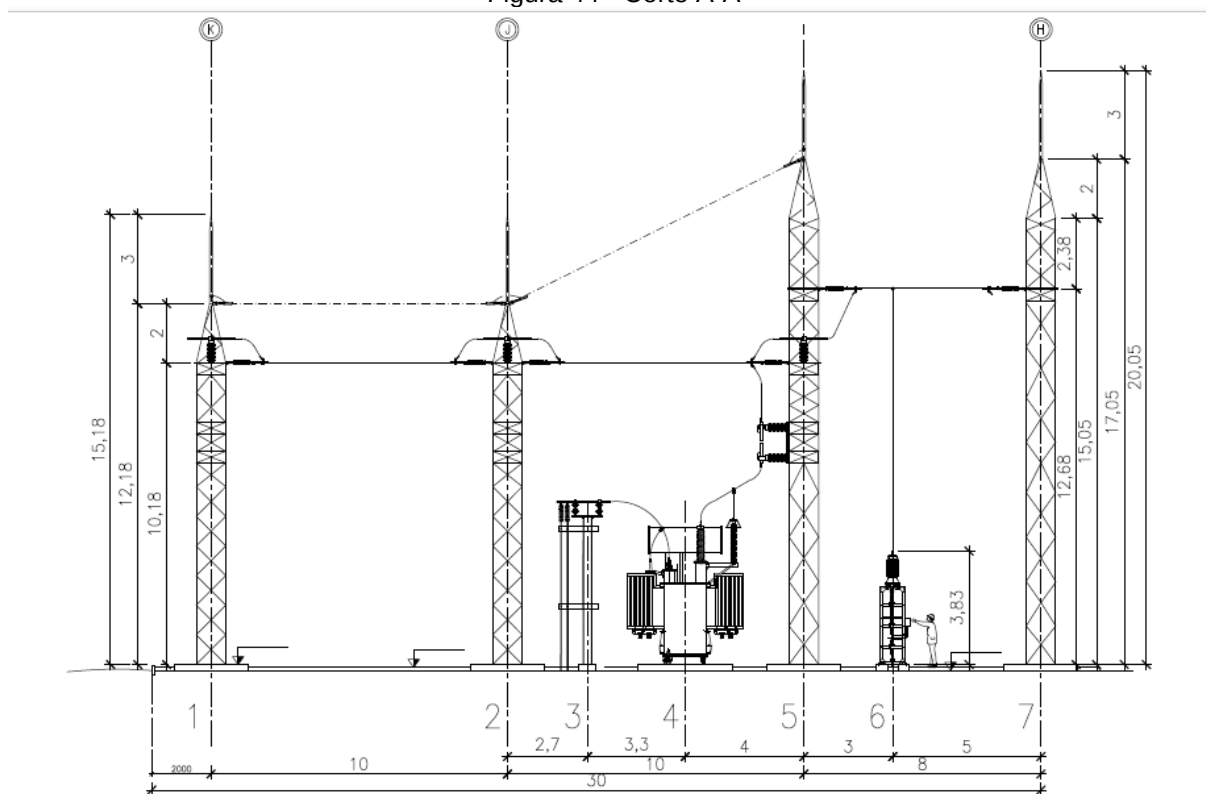
Figura 43 - Arranjo Geral elétrico - Palestina



Fonte: Próprio autor.

Na Figura 43 nota-se o salão de blindadas, a localização dos transformadores, os módulos híbridos e os respectivos cortes do projeto da subestação que mostram mais detalhes.

Figura 44 - Corte A-A



Fonte: Próprio autor.

Na Figura 44 é possível notar que as linhas de chamadas estão enumeradas conforme descrição abaixo:

Número 1 – Pórtico e isolador de pedestal de 69 kV.

Número 2 – Pórtico e isolador de pedestal de 69kV.

Número 3 – Suporte com isolador de pedestal para barramento de alumínio.

Número 4 – Transformador de 69/11,95 kV com potência de 20 MVA.

Número 5 – Pórtico e chave seccionadora 69 kV.

Número 6 – Mufla de 69 kV.

Número 7 – Pórtico 69 kV.

Na linha de chamada 6, observa-se que a linha de transmissão chega no setor de 69 kV por via subterrânea, conforme Figura 43. Essa informação pode ser confirmada no diagrama unifilar na Figura 34 e Figura 35. Na linha de chamada 3 a descida dos condutores ocorre no lado de baixa de tensão do transformador, seguindo

para o disjuntor e barramento de 11,95 kV. Os condutores são levados até a sala de blindadas por via subterrânea. Todo o setor de 11,95 kV está localizado na sala de blindadas, exceto os bancos de capacitores.

O projeto do SPDA será feito na área definida pelo corte AA, conforme Figura 44. Os demais cortes estão representados nos Apêndices deste trabalho. No Apêndice A estão detalhados os equipamentos e estruturas presentes no Corte BB. O Corte CC está representado no Apêndice B. Os Cortes DD, EE e FF estão contidos nos Apêndices C, D e E, respectivamente.

Destaca-se ainda que no corte analisado o subsistema de captação apresenta os seguintes componentes: haste captora de 3 m e cabo para-raios 3/8" EHS. Os dados destes dois elementos podem ser consultados nos Anexos B e C.

Conforme análise ao longo desse tópico, a nova subestação irá apresentar uma configuração de equipamentos e instalações modernas, atendendo as normas de implementação atuais. É importante destacar as consequências de uma DA em um sistema como este, que pode ocasionar perdas permanentes às estruturas e equipamentos, ocasionando a interrupção do fornecimento de energia elétrica e prejudicando os consumidores finais.

Portanto, é imprescindível verificar a necessidade de um SPDA a fim de proteger essa nova subestação. No próximo tópico será aplicado a metodologia de análise conforme capítulo 4, seguindo normativas atuais para análise dessa necessidade.

Cabe ressaltar que este estudo tem como objetivo dimensionar o projeto de SPDA exclusivamente para os setores de 69/11,95 kV, do corte A-A do pátio da subestação em questão. Portanto, não abrange a análise do SPDA do Salão de Blindadas e demais cortes.

5.3 IDENTIFICAÇÃO DOS COMPONENTES DE RISCO R_x

A primeira etapa para a elaboração de um projeto de SPDA é verificar a necessidade da sua implementação. Para esse fim, a NBR 5419 apresenta uma metodologia conforme Tabela 7. O primeiro passo é a identificação dos riscos, juntamente com os seus componentes que, neste caso, são:

- a) Risco de perda de vida humana R_1 , composto por R_A , R_B , R_C , R_M , R_U , R_V , R_W e R_Z .

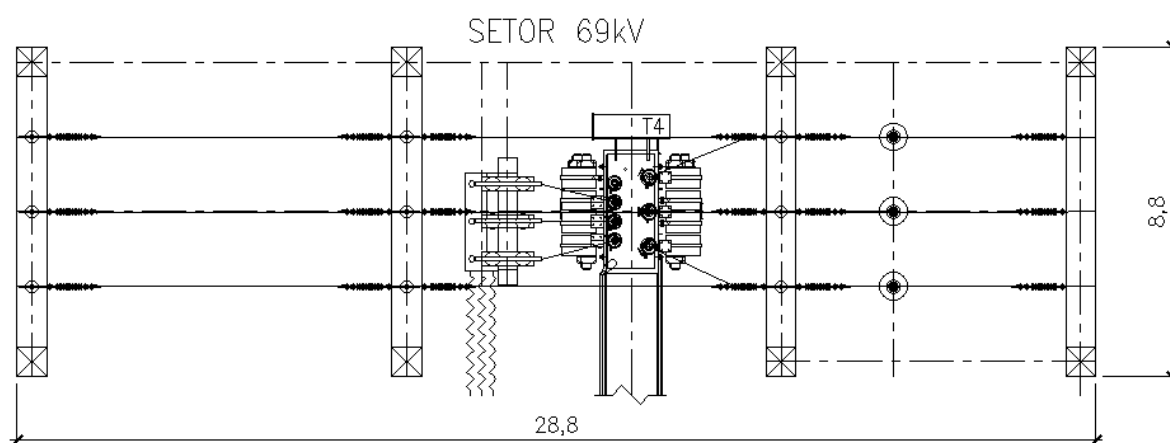
- b) Risco de perda de serviço ao público R2, composto por R_B , R_C , R_M , R_V , R_W e R_Z .
- c) Risco de perda de valores econômicos R4, composto por R_A , R_B , R_C , R_M , R_U , R_V , R_W e R_Z .

Nesta análise, não será considerada a perda de valores econômicos R4 devido à complexidade de obtenção desses valores. Portanto, o cálculo seguirá com os riscos R1 e R2.

Na etapa de análise de risco, é necessário definir a área que será analisada pois os riscos estão relacionados à mesma.

Conforme o projeto executivo, está sendo considerada a área de análise do setor de 69kV do corte A-A, conforme Figura 45.

Figura 45 - Área definida para análise de risco



Fonte: Próprio autor

A área considerada possui as seguintes dimensões de largura e comprimento, respectivamente:

$$W = 28,8 \text{ m}$$

$$L = 8,8 \text{ m}$$

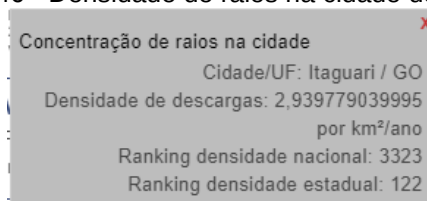
Com os riscos já identificados o próximo passo é calcular os componentes de risco R_x utilizando-se a equação (2) composta por N_x , P_x e L_x . Onde N_x refere-se ao número anual de eventos perigosos, P_x é a probabilidade de danos e L_x é a quantidade de perdas. O cálculo de N_x , P_x e L_x depende de uma série de outros parâmetros os quais serão detalhados a seguir.

Todas as equações utilizadas neste capítulo foram extraídas da norma NBR 5419 (2015).

5.3.1 Análise do número anual N de eventos perigosos

O primeiro elemento do número anual N de eventos perigosos a ser calculado será o N_G , que representa a densidade de descargas atmosféricas para a terra. Para calcular esse valor, consulta-se o site do INPE, sobre a densidade de descargas atmosféricas N_G do estado de Goiás, no município de Itaguari, conforme Figura 46.

Figura 46 - Densidade de raios na cidade de Itaguari



Fonte: (INPE, 2023).

Portanto, o valor N_G é aproximadamente 2,94 descargas atmosféricas por quilômetro quadrado por ano.

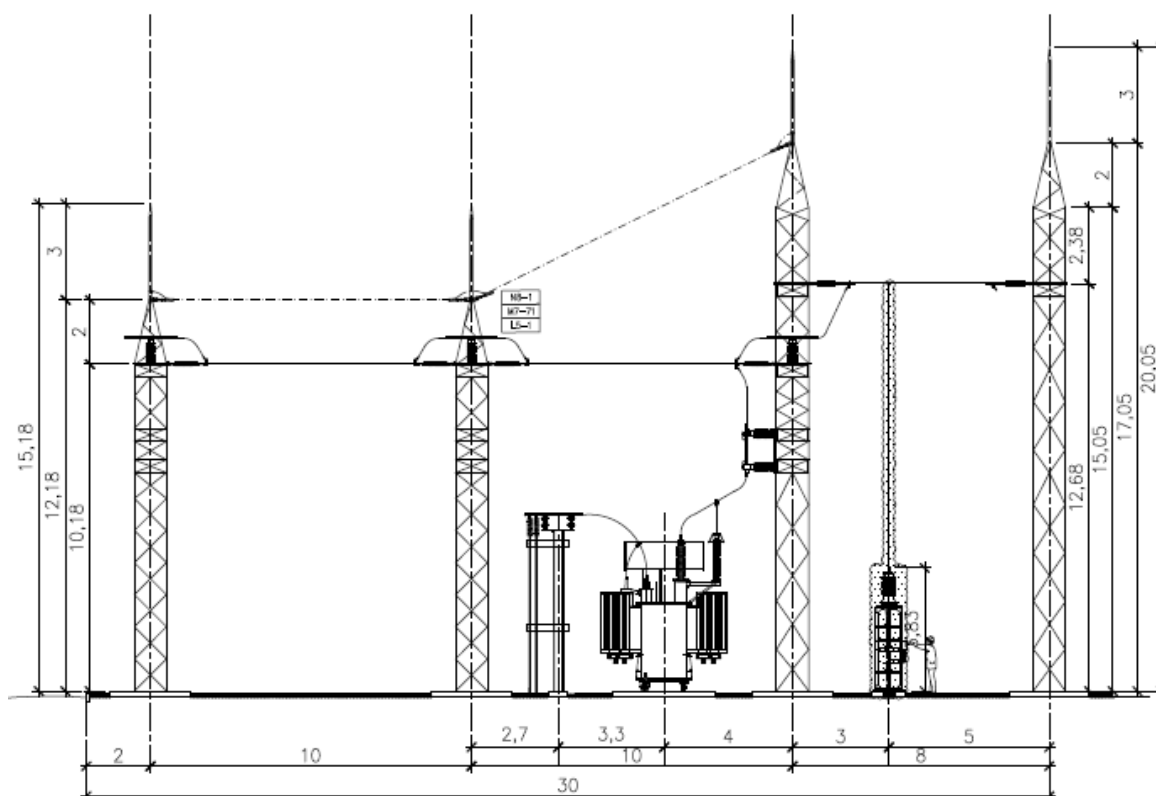
Levando em conta que a subestação é uma estrutura com forma arquitetônica complexa, a área de exposição equivalente pode ser calculada pela equação (18).

$$A_D = \pi * (3 * H_p)^2 \quad (18)$$

Onde:

H_p é a altura da saliência da estrutura analisada, que neste caso é 20,05 m, conforme Figura 47, que se refere à estrutura com maior altura na área da subestação analisada.

Figura 47 - Corte A-A dimensões em metros



Fonte: Próprio autor

Portanto, o cálculo fica da seguinte forma:

$$A_D = \pi * (3 * 20,05)^2$$

$$A_D \approx 11.366,35m^2$$

Agora, deve-se obter o fator de localização C_D , que leva em consideração a localização relativa da estrutura, levando em conta as estruturas ao redor ou se a localização é exposta. Esse fator pode ser obtido na Tabela 21.

Tabela 21: Fator de localização

Localização relativa	C_D
Estrutura cercada por objetos mais altos	0,25
Estrutura cercada por objetos da mesma altura ou mais baixos	0,50
Estrutura isolada: nenhum outro objeto nas vizinhanças	1,00
Estrutura isolada no topo de uma colina ou monte	2,00

Fonte: Adaptado NBR 5419-2 (2015, p. 36)

O valor adotado para esse caso é $C_D = 0,5$, devido à estrutura estar cercada por objetos da mesma altura ou mais baixos.

Para calcular o número de eventos perigosos N_D para a estrutura, tem-se:

$$N_D = N_G * A_D * C_D * 10^{-6} \quad (19)$$

$$N_D = 2,94 * 11.366,35 * 0,5 * 10^{-6}$$

$$N_D = 16,71 * 10^{-3} \text{ eventos/ano}$$

A fórmula utilizada para calcular o número médio de eventos perigosos N_M , devido a descargas atmosféricas próximas à estrutura é a seguinte:

$$N_M = N_G * A_M * 10^{-6} \quad (20)$$

Como demonstrado, o cálculo de N_M depende de dois parâmetros, o primeiro é o N_G que já foi determinado. O segundo é a área de exposição equivalente de descargas atmosféricas que atingem a região próxima à estrutura, representada por A_M , que é expressa em metros quadrados. Seu valor é definido conforme a equação 21.

$$A_M = 2 * 500 * (L + W) + \pi * 500^2 \quad (21)$$

Neste caso, consultando a Figura 45, observa-se que as dimensões de comprimento L e largura W da estrutura são, respectivamente, $L = 8,8 \text{ m}$ e $W = 28,8 \text{ m}$.

Assim, calcula-se os valores:

$$A_M = 2 * 500 * (8,8 + 28,8) + \pi * 500^2$$

$$A_M = 822.998,1634 \text{ m}^2$$

$$N_M = 2,94 * 822998,1634 * 10^{-6}$$

$$N_M = 2,42 \text{ eventos/ano}$$

Para o cálculo do número médio anual de eventos N_I que ocorrem próximo à entrada da linha da subestação, é necessário considerar a seguinte fórmula:

$$N_I = N_G * A_I * C_I * C_E * C_T * 10^{-6} \quad (22)$$

Onde a área de exposição equivalente de descargas atmosféricas para a terra próxima à linha, representada por A_I , é expressa em metros quadrados (m^2) e pode ser determinada usando a seguinte fórmula:

$$A_I = 4000 * L_L \quad (23)$$

Sendo L_L o comprimento da seção da linha, expressa em metros. Quando esse comprimento é desconhecido, a norma NBR 5419 indica o valor de 1.000 m para L_L . Portanto, se tem:

$$A_I = 4000 * 1000$$

$$A_I = 4 * 10^6 \text{ m}^2$$

C_I é o fator de instalação, que é definido conforme a Tabela 22.

Tabela 22: 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: Adaptado NBR 5419-2 (2015, p. 37).

Como na subestação analisada a chegada de linha é área, C_I é escolhido como 1.

C_T é o fator tipo de linha, que é definido conforme a Tabela 23.

Tabela 23: Fator 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: Adaptado NBR 5419-2 (2015, p. 38).

Como a subestação apresenta linha de energia em alta tensão, C_T é adotado como 0,2.

C_E é o fator ambiental, que é definido conforme a Tabela 24.

Tabela 24: 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: Adaptado NBR 5419-2 (2015, p. 38).

Como a subestação está instalada em uma zona urbana, C_E é definido como 0,1.

Fazendo a consulta nas respectivas tabelas, definem-se os valores para o cálculo da equação de N_I como:

$$A_I = 4 * 10^6 \text{ m}^2$$

$$C_I = 1$$

$$C_T = 0,2$$

$$C_E = 0,1$$

$$N_G = 2,94$$

De posse desses valores, é feito o cálculo de N_I .

$$N_I = 2,94 * 4 * 10^6 * 1 * 0,1 * 0,2 * 10^{-6}$$

$$N_I = 0,24 \text{ eventos/ano}$$

Agora determina-se o número médio anual de eventos, N_L , devido às descargas atmosféricas na linha. Para o cálculo é necessário considerar a seguinte fórmula:

$$N_L = N_G * A_L * C_I * C_E * C_T * 10^{-6} \quad (24)$$

Na fórmula acima, tem-se uma série de parâmetros que devem ser calculados, conforme será visto adiante.

A área de exposição equivalente de descargas atmosféricas que atingem a linha, A_L , é determinada pela fórmula (25) e expressa em metros quadrados.

$$A_L = 4000 * L_L \quad (25)$$

Portanto, calculando esse valor para L_L obtem-se:

$$A_L = 4000 * 1000$$

$$A_L = 4.000.000 \text{ m}^2$$

Como todas as variáveis são conhecidas, é possível determinar o valor de N_L , que fica conforme a equação abaixo.

$$N_L = 2,94 * 40000000 * 1 * 0,1 * 0,2 * 10^{-6}$$

$$N_L = 0,232 \text{ eventos/ano}$$

5.3.2 Cálculo da probabilidade P_x de danos

Outro elemento que deve ser levado em conta no cálculo dos riscos é a probabilidade P_x de danos, que são definidas na Tabela 9.

A primeira probabilidade a ser calculada para esta subestação é a P_A , que se refere à probabilidade de uma descarga atmosférica em uma estrutura causar ferimentos a seres vivos por meio do choque elétrico. Essa probabilidade pode ser obtida pela fórmula:

$$P_A = P_{TA} * P_B \quad (26)$$

O parâmetro P_{TA} depende das medidas de proteção adicionais contra tensões de toque e passo adotadas, conforme Tabela 25. O fator P_B depende do nível de proteção contra descargas atmosféricas adotado, conforme Tabela 11.

Tabela 25: Valores de Probabilidade P_{TA} de uma descarga atmosférica em uma estrutura causar choques a seres vivos devido a tensões de toque e de passo perigosas

Medidas 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: Adaptado NBR 5419-2 (2015, p. 40)

Como a ampliação e modernização da subestação está sendo implementada, o valor considerado de P_{TA} é 10^{-1} , devido a subestação em análise se enquadrar nos parâmetros de avisos de alerta. Sendo a subestação um serviço essencial ao público, o nível de proteção adotado é I, portanto o valor de P_B é definido como 0,02 conforme

Tabela 26.

Tabela 26: 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: Adaptado NBR 5419-2 (2015, p. 41)

Assim tem-se:

$$P_A = 10^{-1} * 0,02$$

$$P_A = 2 * 10^{-3}$$

O cálculo da probabilidade P_C de uma descarga atmosférica em uma estrutura causar falha nos sistemas internos é dado pela fórmula:

$$P_C = P_{SPD} * C_{LD} \quad (27)$$

O P_{SPD} é determinado com base no nível de proteção contra descargas atmosféricas e no sistema coordenado de DPS, podendo ser obtido de acordo com a Tabela 27. O C_{LD} é um fator que leva em consideração as condições de blindagem, aterramento e isolamento da linha à qual o sistema interno está conectado, e é definido conforme a Tabela 28.

Tabela 27: Valores de probabilidade de P_{SPD} em função do NP para 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: NBR 5419-2 (2015, p. 42)

Tabela 28: Valores dos fatores C_{LD} e C_{LI} dependendo das condições de blindagem aterramento e isolamento

Tipos de linha Externa	Conexão na entrada	C _{LD}	C _{LI}
Linha área não blindada	Indefinida	1	1
Linha enterrada não blindada	Indefinida	1	1
Linha de energia com neutro multiaterrado	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 área 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: Adaptado NBR 5419-2 (2015, p. 42-43)

Na instalação analisada, existe para-raios e o nível de proteção adotado foi o nível I. Além disso, o sistema interno está interligado a uma linha área não blindada e sua conexão de entrada é indefinida, pois não se enquadra nas demais categorias da Tabela 28. Portanto, têm-se P_{SPD} e C_{LD} respectivamente iguais a 0,01 e 1.

Assim:

$$P_C = 0,01 * 1$$

$$P_C = 0,01$$

O cálculo da probabilidade P_M de uma descarga atmosférica próxima a uma estrutura causar falhas nos sistemas internos, depende das medidas de proteção contra surtos (MPS) adotadas (ABNT, 2015).

Quanto maior a probabilidade P_M , maior será o componente de risco. Portanto, na norma NBR 5419 é estabelecido que quando o sistema interno possui equipamentos que não suportam a tensão especificada nas normas específicas do produto, P_M deve ser admitido como 1.

Assim, para a análise das componentes de risco dessa subestação, P_M está sendo adotado como 1.

O cálculo da probabilidade P_U de uma descarga atmosférica em uma linha causar danos e ferimentos a seres vivos por choque elétrico é dado por:

$$P_U = P_{TU} * P_{EB} * P_{LD} * C_{LD} \quad (28)$$

Onde, P_{TU} , P_{EB} e P_L são determinados respectivamente pelas Tabela 29, Tabela 30 e Tabela 31.

Tabela 29: Valores de 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

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

Fonte: Adaptado NBR 5419-2 (2015, p. 46)

Tabela 30: Valor da probabilidade P_{EB} em função do NP para qual os DPS foram projetados

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

Fonte: Adaptado NBR 5419-2 (2015, p. 46)

Tabela 31: 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: Adaptado NBR 5419-2 (2015, p. 47)

O valor de P_{TU} leva em conta as medidas de proteção contra tensão de toque, e tem seu valor determinado como 10^{-1} devido a subestação em análise se enquadrar nos parâmetros de avisos de alerta. O valor de P_{EB} foi definido como 0,01 pois a subestação tem nível de proteção I. Este valor está relacionado às ligações equipotenciais para descargas atmosféricas e ao nível de proteção contra descargas atmosféricas. O valor de P_{LD} foi determinado como 1, porque a linha é aérea. Este valor está relacionado à probabilidade de falha de sistemas internos por conta de uma DA na linha conectada. O valor de C_{LD} anteriormente foi definido como 1.

P_U foi calculado como:

$$P_U = 10^{-1} * 0,01 * 1 * 1$$

$$P_U = 1 \times 10^{-3}$$

A probabilidade P_V de uma DA em uma linha causar danos físicos é calculada pela fórmula:

$$P_V = P_{EB} * P_{LD} * C_{LD} \quad (29)$$

$$P_V = 0,01 * 1 * 1$$

$$P_V = 0,01$$

A probabilidade P_W de uma DA em uma linha causar falha de sistemas internos é calculada pela formula:

$$P_W = P_{SPD} * P_{LD} * C_{LD} \quad (30)$$

$$P_W = 0,01 * 1 * 1$$

$$P_W = 0,01$$

Por fim, calcula-se a probabilidade P_Z de uma DA perto de uma linha que entra na estrutura causar falhas dos sistemas internos. O valor de P_Z é calculado por:

$$P_Z = P_{SPD} * P_{LI} * C_{LI} \quad (31)$$

Onde o P_{LI} e C_{LI} são respectivamente, a probabilidade de falha de sistemas internos devido a uma DA perto de uma linha conectada e um fator que depende das

condições de blindagem, do aterramento e da isolação da linha. Os valores dessas componentes são definidos pela Tabela 28 e Tabela 32.

Tabela 32: Valores de probabilidade P_{LI} dependendo do tipo da linha e da tensão suportável de impulso U_W dos equipamentos

Tipo da linha	Tensão suportável U_W em kV				
	1	1,5	2,5	4	6
Linhas de energia	1	0,6	0,3	0,16	0,1
Linhas de sinais	1	0,5	0,2	0,08	0,04

Fonte: NBR 5419-2 (2015, p. 49)

Portanto, para esse cálculo, está sendo determinado que o tipo de linha é de energia e a tensão suportável considerada para os equipamentos da subestação é de 6 kV. Consultando a Tabela 28, trata-se de uma linha área não blindada, assim os valores de P_{LI} e C_{LI} são 0,1 e 1.

Calculando a probabilidade P_Z , tem-se:

$$P_Z = 0,01 * 0,1 * 1$$

$$P_Z = 1 * 10^{-3}$$

5.3.3 Cálculo da quantidade de perda L_x

Outra questão que tem que ser levada em conta para o cálculo das componentes de riscos são as perdas L_x . Quando se leva em conta a perda de vida humana L_1 , o cálculo é feito conforme a Tabela 33.

Tabela 33: Tipos de perda L_1 : Valores de 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: NBR 5419-2 (2015, p. 51).

Onde:

L_T é o número relativo médio típico de vítimas feridas por choque elétrico (D1) devido a um evento perigoso, determinado pela Tabela 34.

L_F é o número relativo médio típico de vítimas por danos físicos (D2) devido a um evento perigoso, determinado pela Tabela 34.

L_O é o número relativo médio típico de vítimas por falha de sistemas internos (D3) devido a um evento perigoso, determinado pela Tabela 34.

Tabela 34: 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: NBR 5419-2 (2015, p. 52).

Assim, considera-se no cálculo $L_T = 10^{-2}$, $L_F = 10^{-1}$ e $L_O = 10^{-1}$ pois a instalação possui risco de explosão devido à presença dos transformadores de potência.

A variável r_t é um fator de redução da perda de vida humana que leva em consideração o tipo do solo ou piso, conforme definido pela Tabela 35.

Tabela 35: 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: NBR 5419-2 (2015, p. 53).

Levando em conta que o pátio da subestação é coberto por brita, o valor de r_t mais próximo dessa configuração é de 10^{-4} .

A variável r_p é um fator que leva em consideração as providências tomadas para reduzir as consequências do incêndio para perda de danos físicos. O valor correspondente é determinado pela Tabela 36.

Tabela 36: 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: NBR 5419-2 (2015, p. 53).

Considerando que a subestação em questão possui sistema de combate a incêndio como extintores e alarmes, o valor adotado neste caso de r_p é 0,5.

O próximo fator a ser calculado é o r_f , que está relacionado com a redução de perda devido a danos físicos dependendo do risco de incêndio, ou do risco de explosão da estrutura conforme Tabela 37.

Tabela 37: 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: NBR 5419-2 (2015, p. 53).

Como a subestação possui equipamentos como TPs, TCs e transformador de potência que são suscetíveis a explosão, a estrutura possui um risco de incêndio devido à explosão desses equipamentos. Portanto, $r_f = 10^{-3}$.

Na fórmula, também se tem o h_z , que é um fator de aumento de perda devido a danos físicos quando um perigo está presente, conforme definido pela Tabela 38.

Tabela 38: Fator h_z aumentando a quantidade relativa de perda de 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: NBR 5419-2 (2015, p. 54).

A subestação em questão é assistida remotamente e possui visitas regulares por profissionais qualificados. Portanto, apresenta um baixo nível de pânico, sendo o fator $h_z = 2$.

O fator n_z é o número de pessoas na zona. Neste estudo, como a subestação é assistida remotamente e apresenta visitas regulares uma vez por semestre é estabelecido um número médio de 2 pessoas na subestação, que estariam no local da zona exposta em uma visita regular ou em um cenário de manutenção.

Para n_t , que é o número total de pessoas na estrutura, está sendo considerado $n_t = 2$ devido à ausência regular de pessoas na subestação.

O número t_z é o tempo expresso em horas por ano em que as pessoas estão presentes na zona. Portanto, considerando uma média de duas visitas regulares por ano e intervenções extras em uma média de 15 visitas por ano, com duração média de 4 horas cada, tem-se $t_z = 4 \times 17 = 68$ horas/ano.

Assim, de acordo com a Tabela 33, o cálculo das perdas para cada tipo de dano segue abaixo.

Perda para tipo de dano D1:

$$L_A = L_U = (r_t * L_T * n_z) / \left(\frac{n_t * t_z}{8760}\right)$$

$$L_A = L_U = (10^{-4} * 10^{-2} * 2) / \left(\frac{2 * 68}{8760}\right)$$

$$L_A = L_U = 1,29 * 10^{-4}$$

Perda para tipo de dano D2:

$$L_B = L_V = (r_p * r_f * h_z * L_F * n_z) / \left(\frac{n_t * t_z}{8760}\right)$$

$$L_A = L_U = (0,5 * 10^{-3} * 2 * 10^{-1} * 2) / \left(\frac{2 * 68}{8760}\right)$$

$$L_B = L_V = 0,01288$$

Perda para tipo de dano D3:

$$L_C = L_M = L_W = L_Z = (L_O * n_z) / \left(\frac{n_t * t_z}{8760}\right)$$

$$L_C = L_M = L_W = L_Z = (10^{-1} * 2) / \left(\frac{2 * 68}{8760}\right)$$

$$L_C = L_M = L_W = L_Z = 12,88$$

Agora, o cálculo da perda L2 de serviço ao público, segue a metodologia estabelecida na Tabela 39.

Tabela 39: Tipo de perda L2: valores de perda para cada zona

Tipo de dano	Perda típica	Equação
D2	$L_B = L_V = r_p \times r_f \times L_F \times n_z / n_t$	(C.7)
D3	$L_C = L_M = L_W = L_Z = L_O \times n_z / n_t$	(C.8)

Fonte: NBR 5419-2 (2015, p. 55).

Onde:

L_F é o número relativo médio típico de usuários não servidos, resultante dos danos físicos (D2) devido a um evento perigoso, conforme Tabela 40.

L_O é o número relativo médio típico de usuários não servidos, resultante da falha de sistemas internos (D3) devido a um evento perigoso, conforme Tabela 40.

Tabela 40: Tipo de perda L2: valores médios típicos de L_F e L_O

Tipo de dano	Valor da perda típica		Tipo de serviço
D2 danos físicos	L_F	10^{-1}	Gás, água, fornecimento de energia
		10^{-2}	TV, linhas de sinais
D3 falhas de sistemas internos	L_O	10^{-2}	Gás, água, fornecimento de energia
		10^{-3}	TV, linhas de sinais

Fonte: NBR 5419-2 (2015, p. 55)

Portanto, $L_F = 10^{-1}$ e $L_O = 10^{-2}$ pois trata-se de uma subestação de energia elétrica que se enquadra na categoria fornecimento de energia.

Assim pode-se calcular L_B para danos D2, que segue da seguinte forma:

$$L_B = L_V = (r_p * r_f * L_F * n_z) / n_t$$

$$L_B = L_V = (0,5 * 10^{-3} * 10^{-1} * 2) / 2$$

$$L_B = L_V = 5 * 10^{-5}$$

O cálculo para D3 segue da seguinte forma:

$$L_C = L_M = L_W = L_Z = (L_O * n_z) / n_t$$

$$L_C = L_M = L_W = L_Z = (10^{-3} * 2) / 2$$

$$L_C = L_M = L_W = L_Z = 1 * 10^{-3}$$

5.4 CÁLCULO DOS COMPONENTES DE RISCO IDENTIFICADOS R_x

Conforme definido na equação (2) deste trabalho, a equação final que calcula os componentes de risco é:

$$R_x = N_x * P_x * L_x$$

Assim, para aplicar essa equação com os seus respectivos componentes, chega-se na Tabela 41 e Tabela 42.

Tabela 41: Componentes de riscos R_{x1} E R_{x2} parcial

Cálculo dos componentes R_x (R_A, R_B, R_C, R_M)				
R_x	A	B	C	M
N_x	$N_D = 16,71 \times 10^{-3}$			$N_M = 2,42$
P_x	2×10^{-3}	0,02	0,01	1,0

L _{x1}	1,29x10 ⁻⁴	0,01288	12,88	12,88
L _{x2}		5x10 ⁻⁵	1x10 ⁻³	1x10 ⁻³
R _{x1}	4,31x10 ⁻⁹	4,30x10 ⁻⁶	2,15x10 ⁻³	31,17
R _{x2}		1,671x10 ⁻⁸	1,671x10 ⁻⁷	2,42x10 ⁻³
R1'	31,1721543			
R2'	2,42018381x10 ⁻³			

Fonte: Próprio autor.

Tabela 42: Componentes de riscos R_{x1} E R_{x2} parcial

Cálculo dos componentes Rx (R _u , R _v , R _w , R _z) mais R1' e R2'				
RX	U	V	W	Z
NX	NL= 0,2352			NI = 0,24
PX	1x10 ⁻³	0,01	0,01	1x10 ⁻³
LX1	1,29x10 ⁻⁴	0,01288	12,88	12,88
LX2		5x10 ⁻⁵	1x10 ⁻³	1x10 ⁻³
RX1	3,03x10 ⁻⁸	3,03x10 ⁻⁵	0,03	3,09x10 ⁻³
Rx2		1,176x10 ⁻⁷	2,35x10 ⁻⁶	2,4x10 ⁻⁷
R1	31,21			
R2	2,42x10 ⁻³			

Fonte: Próprio autor.

Assim, com todos os componentes de riscos, é possível calcular o risco total de R1 e de R2. Neste caso, será o somatório conforme definido na Tabela 6.

Pontes (2001) afirma que “falhas em transformadores são em geral sérias, e poderão resultar em incêndios ou explosões”. Portanto, como na área da estrutura a ser protegida existe um transformador, está sendo considerado o risco de explosão.

Dessa forma, o cálculo de R1 e R2 é realizado conforme as equações abaixo, e o seu somatório é apresentado na Tabela 41 e Tabela 42. Tendo o seu valor total definido na Tabela 42.

$$R_1 = R_{A1} + R_{B1} + R_{C1a} + R_{M1a} + R_{U1} + R_{V1} + R_{W1a} + R_{Z1a}$$

$$R_2 = R_{B2} + R_{C2} + R_{M2} + R_{V2} + R_{W2} + R_{Z2}$$

5.5 COMPARAÇÃO DO RISCO TOTAL COM O RISCO TOLERÁVEL R_T

Com a definição dos riscos R1 e R2, é necessário fazer a sua verificação com os riscos toleráveis. Para a verificação desse projeto, são utilizados os valores de R_T, que são respectivamente como 10⁻⁵ e 10⁻³, conforme Tabela 8. Portanto, a comparação dos riscos é realizada por meio dos cálculos abaixo.

$$R_1 > R_T$$

$$31,21 > 1 \times 10^{-3}$$

$$R_2 > R_T$$

$$2,42 \times 10^{-3} > 10^{-5}$$

Como os riscos R1 e R2 são maiores que os riscos toleráveis, é necessário adotar medidas de proteção para garantir a segurança da estrutura. Nesse caso, a implementação de um SPDA é justificada para proteger a estrutura contra os efeitos das descargas atmosféricas. O SPDA ajudará a minimizar os riscos e garantir a integridade dos equipamentos e das pessoas envolvidas. Portanto, é fundamental selecionar um método de proteção adequado que atenda às necessidades específicas da subestação.

5.6 ESCOLHA DO MÉTODO DE PROTEÇÃO

Conforme análise realizada até o momento, foi constatada a necessidade de implementar um SPDA para proteger a estrutura em questão. Dentre os métodos de cálculo disponíveis, descartou-se o método do ângulo de proteção e método das malhas, e optou-se pela utilização do método da esfera rolante. Essa escolha foi feita devido sua eficácia na cobertura das formas arquitetônicas complexas, e por ser amplamente empregada na proteção de subestações ao tempo.

Ao longo deste capítulo, serão apresentados os cálculos, seguindo as diretrizes da norma IEE Std 998 (2012) e NBR 5419 (2015). Ao final, será definida qual das duas normas será selecionada para a implementação no projeto executivo.

5.6.1 Método da esfera rolante pela NBR 5419 (2015)

Na NBR 5419, em sua última atualização de 2015, o raio da esfera rolante que determina a proteção, pode ser calculado levando em conta o nível de proteção conforme Tabela 10. No cálculo da análise de risco no item 5.3, foi determinado o nível de proteção como I, pois a subestação é considerada um serviço essencial à população. Leva-se ainda em conta que uma falha nesse sistema, pode ocasionar perdas de valores econômicos significativos.

Assim, o SPDA projetado neste caso terá classe de proteção I, e o raio (R) da esfera rolante poderá ser determinado pela Tabela 13. Consultando a respectiva tabela, verifica-se que deve-se adotar o raio da esfera rolante igual a 20 m. Nesse

cenário a metodologia de cálculo utilizada pela norma, deve estar conforme a equação (4) descrita no item 4.7.2.1.

O cálculo da esfera rolante leva em consideração a corrente de pico que foi determinada pela Tabela 14, de acordo o nível de proteção. Neste caso é adotado a corrente de pico de 3 kA devido ao nível de proteção igual a um. Assim a metodologia de cálculo segue conforme a seguir:

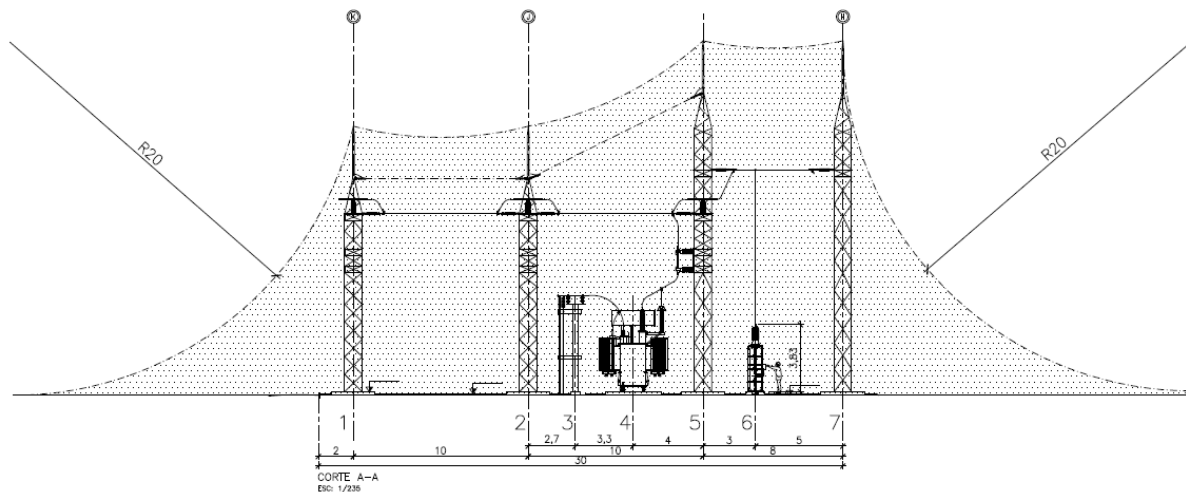
$$R = 10 * I^{0,65}$$

$$R = 10 * 3^{0,65}$$

$$R \approx 20 \text{ m}$$

Agora é necessário verificar se o sistema de proteção adotado, protege toda a estrutura quando a esfera rolante rotacionar o subsistema de captação. Nesse aspecto, na Figura 48 é apresentada a zona protegida da subestação, levando em consideração uma corrente de pico de 3 kA.

Figura 48 - Zona de proteção do corte A-A pela NBR 5419



Fonte: Próprio autor.

Na Figura 48 a área hachurada indica a zona protegida da subestação. Portanto, em caso de descargas atmosféricas, pode-se observar que toda a área contida dentro da área hachurada estará protegida contra uma eventual DA.

Neste projeto a esfera foi rolada considerando o subsistema de captação das hastes captoras. Nesse sentido, é possível verificar que todo o sistema de proteção provido pelas hastes conseguiu proteger os equipamentos e estruturas. Todavia, mesmo que na maioria da zona protegida, as hastes consigam resguardar as

estruturas e os equipamentos, é de fundamental importância adicionar cabo para-raios garantindo uma proteção mais efetiva. Assim, com a implantação dos cabo para-raios há um aumento do nível de proteção.

Conforme verificado, seguindo a metodologia de cálculo da NBR 5419 (2015) referente ao método da esfera rolante, foi possível dimensionar um SPDA que garanta a proteção contra DA em toda zona do pátio da subestação considerada neste estudo. Vale ressaltar que, caso seja feita a análise para proteção considerando outra corrente de pico diferente de 3 kA, toda metodologia de cálculo deve ser refeita.

5.6.2 Método da esfera rolante pela IEE Std 998 (2012)

A norma IEEE Std 998 (2012) apresentada no capítulo 4 mostra duas metodologias de cálculo: a de Mousa e a de Eriksson. O método de Eriksson, necessita ser aplicado para cada elemento da subestação que será protegido, o que torna a logística de aplicação deste modelo mais complexo. Por outro lado, o modelo de Mousa consegue fazer uma abordagem mais genérica, não perdendo a qualidade na definição da zona de proteção. Portanto, levando em conta que o modelo de Mousa trata-se de um método reconhecido internacionalmente, este modelo será adotado para a análise do projeto em questão.

A metodologia de Mousa não define a corrente de pico mínima (I_s). Ela deve ser calculada em função dos parâmetros de nível básico de impulso atmosférico (V_{NBI}), ou do impulso de polaridade negativa de Bashover crítica em kV e da impedância característica (Z_s).

O valor de V_{NBI} é determinado pelos equipamentos instalados na subestação, onde o próprio fabricante fornece a suportabilidade dos equipamentos em relação as sobretensões de origem externa (JITSUKAWA, 2010). Neste caso, os principais equipamentos instalados no pátio da subestação possuem $V_{NBI} = 350$ kV, portanto, está sendo adotado este valor. O cálculo seguirá com a equação (10):

$$I_s = \frac{2,2 * V_{NBI}}{Z_s} \quad (10)$$

Conforme a equação acima, nota-se que é necessário encontrar o valor de Z_s que é calculado pela equação (12) apresentada no capítulo 4 item 4.7.2.2.

$$Z_s = 60 * \sqrt{\ln\left(\frac{2 * h}{R'_c}\right) * \ln\left(\frac{2 * h}{r_{eq}}\right)} \quad (12)$$

Relembrando, essa equação possui os seguintes parâmetros:

h = altura de suspensão dos cabos condutores, em metros;

R'_c = é o raio de corona, em metros;

r_{eq} = é o raio do condutor ou raio equivalente no caso de mais de um condutor, em metros.

No corte A-A da subestação o cabo condutor utilizado é de alumínio do tipo Drake 795 MCM CAA para o setor de 69 kV.

O raio da esfera rolante depende de Z_s . Esse parâmetro leva em conta as características do cabo condutor e a altura de suspensão dele. No respectivo projeto, a altura do cabo condutor varia dependendo da localidade das estruturas.

Portanto, o cálculo da esfera rolante para o corte A-A, seguirá os passos da Tabela 16. Seguindo o descritivo da Tabela 16, o primeiro elemento a ser determinado é o R_c , que para esse caso apresenta os seguintes dados de entrada:

$$h = 11,63 \text{ m}$$

$$V_c = 350 \text{ kV}$$

$$E_0 = 1.500 \text{ kV/m}$$

O valor da altura h é referente a média aritmética da altura dos dois condutores do barramento do respectivo corte. No lado direito, tem-se um barramento com altura de 12,88 m e ao lado esquerdo um barramento com altura de 10,38 m. Esta consideração está sendo feita baseada na norma IEEE Std 998 (2012), que considera a altura média do cabo condutor. O valor de V_c corresponde ao valor de V_{NBI} , e o E_0 é determinado pela respectiva norma conforme item 4.7.2.2.

Observada a equação (14), é certo afirmar que para o seu cálculo é necessário a aplicação de um método iterativo. No trabalho foi utilizado o método Atingir Meta, do Excel, conforme figura abaixo:

Figura 49 -Método iterativo Cálculo do R_c

$R_c \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h}{R_c}\right) - \frac{V_c}{E_0} = 0$	
h	11,63 m
Vc	350 kV
E0	1500 kV/m
Rc:	0,0360 m
<-- digite 0,2 p/ Rc	

O cálculo de Rc é por interação (tentativa e erro), assim digite o valor de 0,2 em seu campo e precione "enter" aguarde até o valor real aparecer na célula!

Fonte: Próprio autor.

O valor obtido para R_c é 0,0360 m.

A subestação apresenta um condutor por fase, portanto o raio de corona adotado será 0,0360 m. O valor de r_{eq} é 0,01142 m, que é obtido nos dados do fabricante do cabo, conforme ANEXO A.

Calculando a impedância Z_s :

$$Z_s = 60 \cdot \sqrt{\ln\left(\frac{2 \cdot 11,63}{0,0360}\right) * \ln\left(\frac{2 \cdot 11,63}{0,01142}\right)}$$

$$Z_s = 421,2971 \Omega$$

Agora, é possível descobrir qual a corrente de pico I_s que será considerada neste caso. O cálculo segue abaixo:

$$I_s = \frac{2,2 * 350 * 10^3}{421,2971}$$

$$I_s = 1,83 \text{ kA}$$

Agora será calculado o quinto passo, levando em consideração o fator k que para cabos é 1,0, sendo 1,2 para hastes. Segue cálculos abaixo:

Quando k é igual a 1:

$$S_1 = 8 * 1,83^{0,65}$$

$$S_1 = 11,85 \text{ m}$$

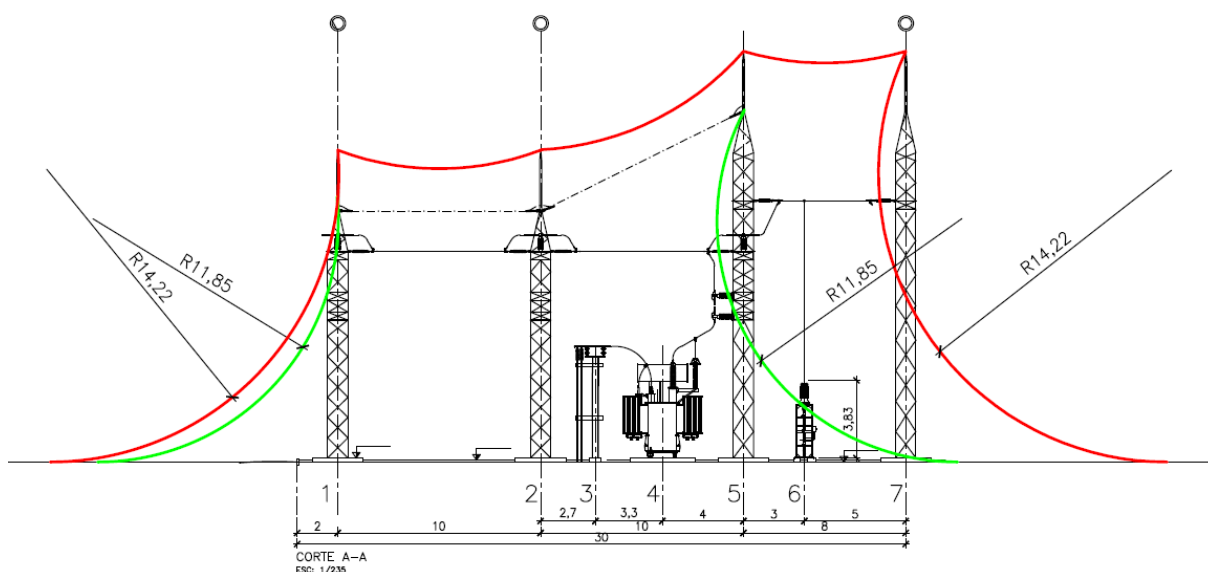
Quando k é igual a 1,2:

$$S_2 = 8 * 1,2 * 1,83^{0,65}$$

$$S_2 = 14,22 \text{ m}$$

Agora é necessário verificar se o sistema de proteção calculado protege toda a estrutura, quando a esfera rolante rotacionar o subsistema de captação. Nesse aspecto, na Figura 50 é apresentada a zona protegida da subestação, levando em consideração uma corrente de pico de 1,83 kA.

Figura 50 - Zona de proteção do corte A-A pela IEEE Std 998

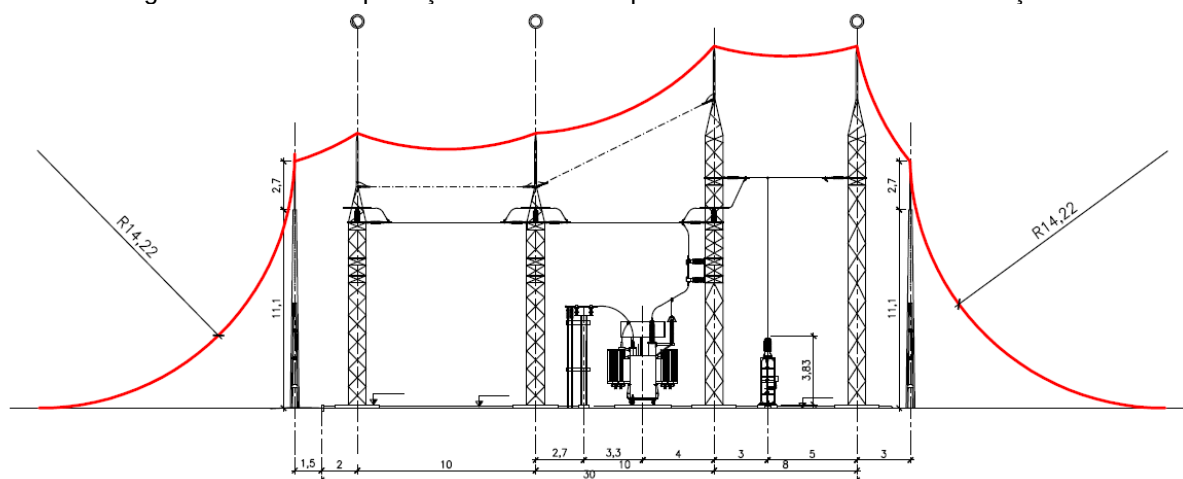


Fonte: Próprio autor.

Na Figura 50 a proteção oferecida pela esfera rolante dos cabos para-raios, está representada na cor verde e das hastes captoras em vermelho. Nota-se que o pórtico com a linha de chamada 1 não está totalmente protegido, bem como o pórtico na linha de chamada 7. A esfera rolante toca a estrutura e algumas partes dos equipamentos em alguns pontos, portanto estes não estão protegidos.

Neste caso, é necessário fazer adequações no subsistema de captação. Entre eles: alterar a altura da haste captora, adicionar algum poste com subsistema de captação, entre outros. Portanto no setor analisado, será adicionado um poste com haste captora à esquerda da linha 1 e outro à direita da linha 7, conforme Figura 51.

Figura 51 - Zona de proteção do corte A-A pela IEEE Std 998 com modificação



Fonte: Próprio autor.

Na nova zona de proteção da Figura 51 com a adição de um poste com altura de 11,1 m e uma haste captora de 2,7 nas extremidades, nota-se que todo o setor do corte A-A está protegido. Neste caso, está sendo levado em consideração a proteção para uma corrente de pico de 1,83 kA. Em situações de corrente de pico menores, provavelmente a estrutura não estará protegida, pois depende de novos cálculos.

Fazendo uma comparação com a norma da NBR 5419 que considerou uma corrente de 3 kA, o cálculo da esfera rolante segue abaixo:

Quando k é igual a 1:

$$S_1 = 8 * 3^{0,65}$$

$$S_1 = 16,34 \text{ m}$$

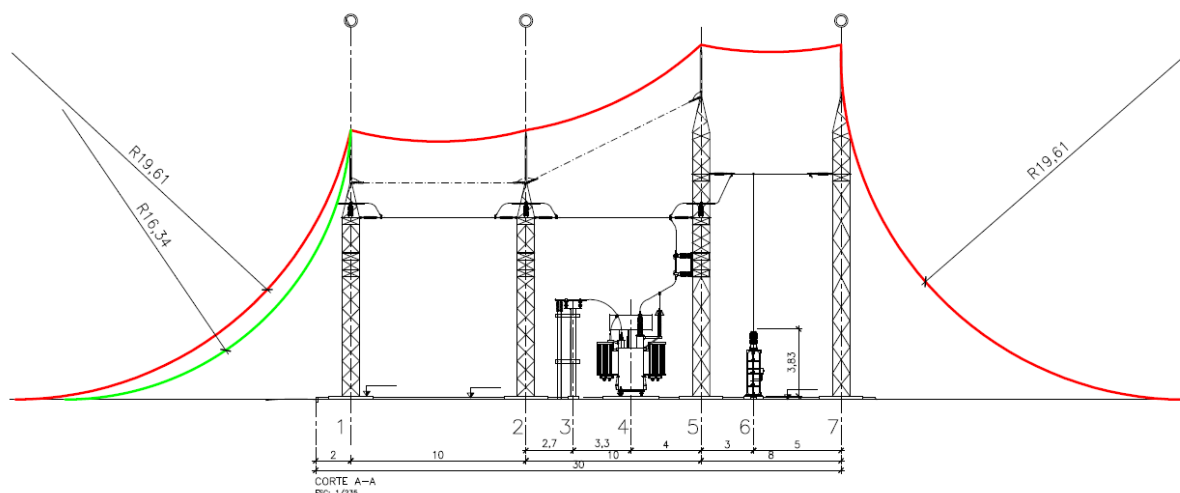
Quando k é igual a 1,2:

$$S_2 = 8 * 1,2 * 3^{0,65}$$

$$S_2 = 19,61 \text{ m}$$

Analisando os respectivos dados, nota-se que o valor do raio da esfera rolante para a haste, é aproximadamente igual a 20 m, valor muito próximo ao que foi considerado no método anterior, para uma corrente de 3 kA. A sua zona de proteção é definida conforme Figura 52.

Figura 52 - Zona de proteção do corte A-A pela IEEE Std 998 para 3 kA



Fonte: Próprio autor.

Na Figura 52, diferentemente do que ocorreu na metodologia da NBR 5419, observa-se que no pórtico da linha de chamada 7, a estrutura não está totalmente protegida. Nesse caso, a esfera rolante toca parcialmente o pórtico, que não faz parte do subsistema de captação. Isso demonstra que a metodologia da IEEE é mais exigente na sua análise em relação a da NBR 5419, que trabalha com faixas de valores. A IEEE calcula a corrente de pico que incide na estrutura, e a partir desse dado, dimensiona o SPDA. Neste caso para oferecer uma proteção completa, usando a mesma corrente de pico da NBR 5419, seria necessário fazer modificações no subsistema de captação.

Portanto, pela exigência acima descrita sobre a IEEE, e levando em conta que ela é uma norma internacional, será considerado o dimensionamento do SPDA utilizando-se essa metodologia com as respectivas modificações da Figura 51.

6 CONCLUSÃO

As subestações são peças importantes na engrenagem do setor elétrico brasileiro. Em todas as etapas, desde o sistema de geração até o de distribuição, elas estão presentes. Numa subestação de distribuição de energia elétrica, um SPDA bem elaborado é de fundamental importância para a proteção das estruturas, equipamentos e seres vivos. Nesse quesito, a incidência de raios está diretamente relacionada a necessidade de um SPDA. O Brasil que é um país com alta incidência de raios, tem um alto potencial para esse nicho.

A presente pesquisa abordou diversos assuntos relacionados ao SPDA, dentre eles: verificação da necessidade de um SPDA, análise de risco, métodos de dimensionamento, entre outros. Portanto, ao longo do capítulo 5, após análise dos riscos, constatou-se a necessidade de implementação de um SPDA no projeto analisado do corte A-A. Entre os riscos calculados foi considerado o risco R1 e o R2, que por apresentarem valores maiores que os riscos toleráveis R_T , se fez necessário aplicar um SPDA.

O trabalho abordou as metodologias existentes para o cálculo do SPDA, sendo elas: método do ângulo de proteção, método das malhas e método da esfera rolante. Todas essas metodologias podem ser utilizadas no dimensionamento de um SPDA, porém nesse trabalho foi escolhido o método da esfera rolante, por ser eficiente para proteger formas arquitetônicas complexas. A eficiência deste método foi validada pelas normas IEEE Std 998 (2012), NBR 5419 (2015) e revisão bibliográfica de outros autores.

No projeto analisado do corte A-A foi aplicado o método da esfera rolante pela norma NBR 5419 e IEEE Std 998. No estudo que utilizou a NBR 5419, constatou-se que as estruturas do subsistema de captação, ou seja, as hastes captoras de 3 m e o cabo para-raios de 3/8" de EHS, estão adequadas para proteger a estrutura, considerando-se uma corrente de pico de 3 kA.

Na norma da IEEE, observou-se que existem diversas metodologias de cálculo da esfera rolante, porém ela adota duas destas: a de Mousa e a de Eriksson.

No estudo que utilizou a IEEE Std 998 (2012), foi utilizado a metodologia de Mousa que apresenta um bom parâmetro para dimensionamento do SPDA. Nesse dimensionamento, o valor da corrente de pico foi obtido através dos parâmetros de V_{NBI} e Z_S , que nesse caso foi de 1,83 kA. No cálculo da esfera rolante com essa

corrente de pico, constatou-se que o subsistema inicial de captação da Figura 50, não conseguiu proteger toda estrutura. Isso ocorreu porque a esfera rolante tocou alguns pontos da estrutura a ser protegida. Foram então realizadas mudanças no dimensionamento do subsistema de captação, observadas na Figura 51. Com essas modificações, toda a estrutura ficou protegida gerando uma nova configuração para o SPDA.

Ainda foi realizado uma comparação entre IEEE Std 998 (2012) e a NBR 5419 (2015). Constatou-se que ao se utilizar a mesma corrente de pico para o cálculo da esfera rolante, a norma da IEEE apresentou uma cobertura mais precisa, pois a mesma leva em consideração o cálculo da corrente de pico que incide na estrutura, e a partir desse dado, dimensiona o SPDA.

Diante dessas considerações, concluiu-se que o objetivo do respectivo trabalho foi alcançado. Todo o setor do corte A-A foi analisado, ficou protegido atendendo os requisitos normativos da norma NBR 5419 (2015) e da IEEE Std 998 (2012) referente ao projeto de SPDA do subsistema de captação.

Após a experiência e os resultados obtidos neste trabalho, são apresentadas algumas sugestões de temas, para as próximas pesquisas:

- a) Estudo de caso utilizando o método de Eriksson da norma IEEE Std 998.
- b) Revisão bibliográfica da norma IEEE Std 998 (2012) para o dimensionamento de um SPDA.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- A CABINE. acabine. Relé de proteção Pextron. Disponível em: <<https://www.acabine.com.br/rele-de-protecao-pextron>>. Acesso em: 04 abr. 2023.
- ABNT. NBR 5460: Sistemas elétricos de potência. Rio de Janeiro. 1992.
- ABNT. NBR 5419-1: Proteção contra descargas atmosféricas Parte 1: Princípios gerais. Rio de Janeiro. 2015.
- ABNT. NBR 5419-2: Proteção contra descargas atmosféricas Parte 2: Gerenciamento de risco. Rio de Janeiro. 2015.
- ABNT. NBR 5419-3: Proteção contra descargas atmosféricas Parte 3: Danos físicos a estruturas e perigos à vida. Rio de Janeiro. 2015.
- ABNT. QUEM SOMOS. ABNT. Disponível em: <<https://www.abnt.org.br/institucional/sobre>>. Acesso em: 17 mar. 2023.
- ARTECHE. Artech. Transformadores de Corrente de Alta Tensão. Disponível em: <<https://www.artech.com/pt/transformadores-de-corrente-de-alta-tensao>>. Acesso em: 04 abr. 2023.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 15287: Informação e documentação — Projeto de pesquisa — Apresentação. Rio de Janeiro. 2011.
- BARDIN, L. Análise de Conteúdo. 1ª. ed. Lisboa: Edições, 1977.
- BILIBIO, J. P. et al. Avaliação do projeto do SPDA e das instalações elétricas de uma estrutura predial comercial, 19 nov. 2021. Disponível em: <<https://repositorio.animaeducacao.com.br/bitstream/ANIMA/17744/1/AVALIA%c3%87%83O%20DO%20PROJETO%20DO%20SPDA%20E%20DAS%20INSTALA%c3%87%95ES%20EL%89TRICAS.pdf>>. Acesso em: 12 out. 2022.
- BRAGA, L. D. A. Um estudo sobre o mercado de energia elétrica no Brasil. Monografia (Graduação em Engenharia de Controle e Automação) - UFOP. Ouro Preto. 2018.
- BRASIL. Lei n. 7.783, de 28 de jun. de 1989. Exercício do direito de greve, 1989. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l7783.HTM#:~:text=LEI%20N%C2%BA%207.783%2C%20DE%2028%20DE%20JUNHO%20DE%201989.&text=Disp%C3%B5e%20sobre%20o%20exerc%C3%ADcio%20do,comunidade%2C%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%A2ncias.>. Acesso em: 2011 mar. 2023.
- CARDIM, I. Brasil é o país com maior incidência de raios no mundo. Agência Brasil, 2022. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/radioagencia-nacional/geral/audio/2022-01/brasil-e-o-pais-com-maior-incidencia-de-raios-no-mundo>>. Acesso em: 29 ago. 2022.
- DALROSSO, R. G. Projeto de Subestação de Médio Porte. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - UFRGS. Porto Alegre. 2011.

DIRECT INDUSTRY. Disjuntor a vácuo 3AV. Direct industry. Disponível em: <<https://www.directindustry.com/pt/prod/siemens-high-voltage-power-transmission/product-32878-2230687.html>>. Acesso em: 03 abr. 2023.

FILHO, J. M. Instalações Elétricas Industriais. 8ª. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2012.

FILHO, J. M. Subestações de Alta Tensão. 1ª. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021.

GRUPO EQUATORIAL DE ENERGIA. NT 003: Fornecimento de energia elétrica em alta tensão (69KV e 138KV). [S.l.]. 2022.

HENRIQUE, M. L. Sistema de proteção contra descargas atmosféricas: Gerenciamento de risco conforme a NBR 5419-2:2015. Monografia (Especialização em Engenharia de Segurança do Trabalho) - UNISUL. Tubarão. 2018.

HORIKAWA, D. K. Estudo Comparativo Entre Subestações ao Tempo e Subestações Isoladas a Gás. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - UNESP. Guaratinguetá. 2013.

IEEE. IEEE 998: Guide for Direct Lightning Stroke. Nova Iorque. 2012.

INPE. INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. O que são descargas atmosféricas, [2020?]. Disponível em: <<http://www.inpe.br/webelat/rindat/menu/desc.atm/#:~:text=Descargas%20atmosf%C3%A9ricas%20s%C3%A3o%20descargas%20el%C3%A9tricas>>. Acesso em: 14 abr. 2023.

INPE. Mapa de raios em tempo real. Grupo de Eletricidade Atmosférica, 2023. Disponível em: <<http://www.inpe.br/webelat/homepage/>>. Acesso em: 23 maio 2023.

INPE. Incidência de descargas no país. Mapa do Biênio 2018/2019. Disponível em: <<http://www.inpe.br/webelat/homepage/menu/infor/incidencia.de.descargas.no.pais.php>>. Acesso em: 13 maio 2023.

JITSUKAWA, J. A. M. Coordenação de Isolamento de Subestações Isoladas a Ar. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - UFRGS. Porto Alegre. 2010.

JÚNIOR, E. B. C.; SILVA, S. P. D. S. E. SUBESTAÇÕES: ANÁLISE COMPARATIVA – AIS E GIS. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - UFG. Goiânia. 2013.

LINS, D. A. C.; ARAÚJO, F. J. C. D. MÓDULOS HÍBRIDOS ABB: VANTAGENS E DESVANTAGENS DE SUA UTILIZAÇÃO. Congresso Técnico Científico da Engenharia e da Agronomia – CONTECC, Recife, setembro 2021.

LORENZO, H. C. O setor elétrico brasileiro: passado e futuro. Perspectivas: Revista de Ciências Sociais. Revista de Ciências Sociais, São Paulo, v. 24/25, 2002. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/11449/108151>>. Acesso em: 24 set. 2022.

MACÊDO, E. C. T. D. Sistema de Avaliação do Nível de Degradação de Para-raios de Óxido de Zinco. Dissertação (Pós-Graduação em Engenharia Elétrica de Campina Grande) - UFCG. Campina Grande. 2010.

MARDEGAN, C. Transformadores de corrente, potencial e bobinas de Rogowski para fins de proteção - Parte 1. 48. ed. [S.l.]: Setor Elétrico Edição, 2010.

MARIA, L. tarefa. Brainly, 2020. Disponível em: <<https://brainly.com.br/tarefa/28988956>>. Acesso em: 13 jul. 2023.

MATTEDE, . Chave faca – O que é e para que serve! Mundo da Elétrica. Disponível em: <<https://www.mundodaeletrica.com.br/chave-faca-o-que-e-para-que-serve/#bio>>. Acesso em: 03 abr. 2023.

MUZY, G. L. C. D. O. Subestações Elétricas. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - UFRJ. Rio de Janeiro. 2012.

PAIS, P. S. M. Demanda de Energia Elétrica no Brasil no Período Pós-Racionamento. Dissertação (Pós-graduação em economia aplicada) - UFV. Viçosa. 2012.

PESSOA, A. R. M. Projeto de aterramento e S.P.D.A. de subestações abrigadas. Monografia (Especialização em Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência) - UFMG. Belo Horizonte. 2012.

PONTES, R. O. Modelo matemático para explosões em transformadores. Dissertação (Pós-graduação em engenharia de produção) - UFPE. Recife. 2001.

PORTILLO, E. D. J. Q.; ORELLANA, D. F. R.; SICILIANO, G. I. R. Protección al Impacto Directo de Rayos en Subestaciones de Potencia Usando la Norma IEEE Std 998-2012. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - USAL. CIUDAD UNIVERSITARIA. 2020.

PRANDINI, T. M. Regulação e Competição no Setor Elétrico Brasileiro. Dissertação (Pós-graduação em Administração) - USP. São Paulo. 2014.

RIBEIRO, F. A. D. S. Proteção de um edifício industrial contra os. Dissertação (Mestrado integrado em engenharia eletrotécnica e de computadores) - FEUP. Lisboa, p. Dissertação realizada no âmbito do. 2012.

RODRIGUES, D. S. F. Análise da Aplicação de Equipamentos Híbridos de Proteção e Seccionamento em Subestações Elétricas. Monografia (Especialização em Engenharias de Sistemas Elétricos) - CESEP-UFMG. Belo Horizonte. 2015.

SEUNIPRO. SEUNIPRO. Transformador de potencial capacitivo. Disponível em: <<https://www.seunipro.com/tpc/>>. Acesso em: 04 abr. 2023.

SIMIONATO, P. G. Aplicação das Normas para Adequação de Subestação. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - FEG/UNESP. Guaratinguetá. 2015.

SOUZA, A. A. D. METODOLOGIA PARA ELABORAÇÃO DE PROJETOS DE SPDA APLICADO À SUBESTAÇÃO DE CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA: (Estudo de caso comparativo entre NBR-5419 (2015) e IEEE Std 998 (2012)). Trabalho de Conclusão de Curso (graduação em engenharia elétrica) - UFF. Niterói. 2021.

SOUZA, A. N. et al. SPDA - Sistema de Proteção Contra Descarga Atmosférica - Teoria, Prática e Legislação. 2ª. ed. São Paulo: Érica, 2020.

SOUZA, L. M. Um estudo de avaliação do custo benefício da substituição de reles e disjuntores de proteção de uma subestação de 69 kV. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - UNISUAM. Rio de Janeiro. 2017.

TREVISOL, F. C. SISTEMA DE PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EM SUBESTAÇÕES DE MÉDIA E ALTA TENSÃO. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - UFRGS. Porto Alegre. 2018.

WEG. Transformadores de Potência Pequeno (até 50.000 kVA). WEG. Disponível em: <<https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Gera%C3%A7%C3%A3o%2C-Transmiss%C3%A3o-e-Distribui%C3%A7%C3%A3o/Transformadores-e-Reatores-a-%C3%93leo/Transformadores-de-Pot%C3%Aancia-a-%C3%93leo/3-001-a-50-000-kVA/Transformadores-de-Pot%C3%Aancia-Pequeno-%28at%C3%A>>. Acesso em: 3 abr. 2023.

ANEXO A – DADOS DO FABRICANTE DO CABO NEXANS

Cabos de Alumínio Nu com Alma de Aço - CAA (Série KCMIL) CAA 795 KCM 26/7F DRAKE CL A

Contact
Departamento de Comunicação
nexans.brazil@nexans.com

CARACTERÍSTICAS

Características construtivas	
Tipo de cabo	Drake
Tipo de condutor	Circular, encordado
Material do condutor	Alumínio / Alma de Aço
Flexibilidade do condutor	Class A
Formato do condutor	Circular non compacted
Características dimensionais	
Bitola	795 kcmil
Seção transversal de alumínio	402,56 mm ²
Seção transversal do condutor	468 mm ²
Número de fios de alumínio	26
Diâmetro dos fios de alumínio	4,44 mm
Número de fios de aço	7
Diâmetro dos fios de aço	3,45 mm
Diâmetro da alma de aço	10,35 mm
Diâmetro do condutor	28,11 mm
Raio médio geométrico	0,01142 m
Peso nominal do Alumínio (aprox.)	1118 kg/km
Peso nominal do aço (aprox.)	512,2 kg/km
Massa aproximada	1629 kg/km
Diâmetro externo nominal	28,11 mm
Número de condutores	1
Número de fios circulares	-

ANEXO B – DADOS DO FABRICANTE DO CABO PARA-RAIOS CABLE MAX

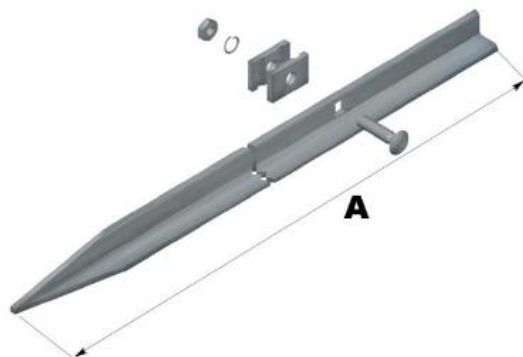
Diâmetro		Carga de Ruptura (t)			Peso Aprox.	Massa Mínima Camada Zinco (g/m ²)		
Pol	mm	S.M	H.S	E.H.S	Kg/m	"Classe A"	" Classe B"	"Classe C"
3/16	4,76	0,863	1,29	1,81	0,108	155	310	465*
1/4	6,35	1,43	2,16	3,02	0,180	185	370	555*
5/16	7,94	2,43	3,63	5,10	0,305	245	490	735*
3/8	9,53	3,16	4,91	7,00	0,406	260	520	780*
7/16	11,11	4,25	6,59	9,45	0,593	275	550	825*
1/2	12,70	5,50	8,55	12,23	0,769	275	550	825*
5/8	15,88	8,66	13,42	19,23	1,209	305	610	915*

Cordoalhas de Aço Zincado para pára-raios de linhas de transmissão, são fabricadas da norma NBR 5908 e pela norma americana ASTM A363. O sentido de encordoamento é o anti-horário e o passo é sempre entre 12 e 16 vezes o diâmetro do próprio cabo com uma tolerância de +/- 4%. Os cabos prontos não possuem emendas de qualquer natureza.

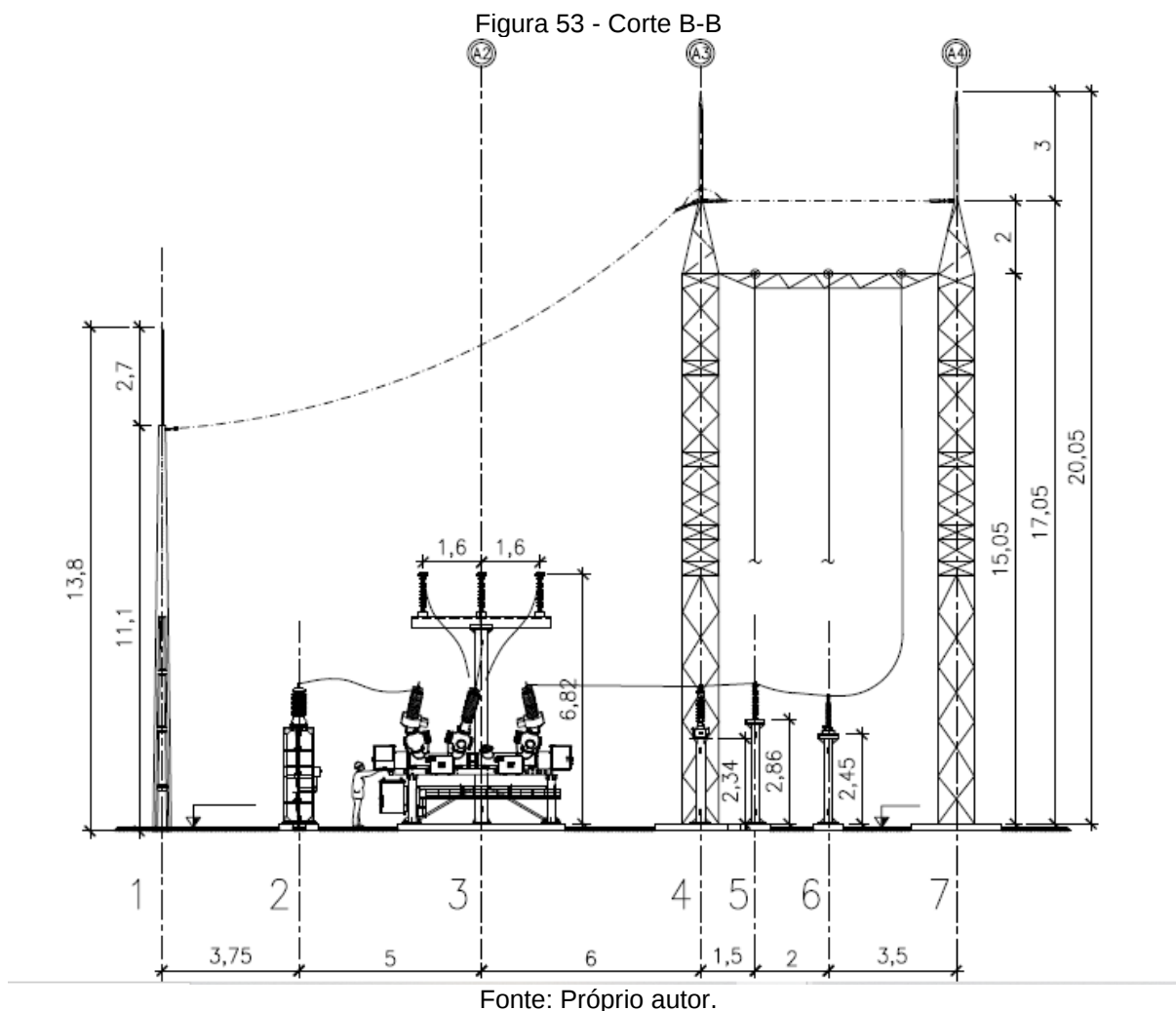
ANEXO C – DADOS DO FABRICANTE DA HASTE CAPTORA

Material – aço ABNT 1010/1020 Fabricado conforme
Norma NBR 8158/83 e 8159/84.

CÓD	DIMENSÕES		
	CHAPA	CANTONEIRA	COMPRIMENTO
HAS0001	1/8"	25X25mm	1000mm
HAS0002	1/8"	25x25mm	1200mm
HAS0022	1/8"	25X25mm	1500mm
HAS0023	1/8"	25X25mm	2000mm
HAS0024	1/8"	25X25mm	2400mm
HAS0036	1/8"	25X25mm	3000mm
HAS0037	3/16"	25x25mm	1000mm
HAS0038	3/16"	25x25xmm	1200mm
HAS0039	3/16"	25x25mm	1500mm
HAS0040	3/16"	25x25mm	2000mm
HAS0041	3/16"	25x25mm	2400mm
HAS0047	3/16"	25X25mm	3000mm



7 APÊNDICE A – CORTE B-B



Na Figura 53 é possível notar que as linhas de chamadas estão enumeradas conforme descrição abaixo:

Número 1 – Poste de SPDA.

Número 2 – Mufla de 69 kV.

Número 3 – Pórtico e módulo híbrido de 69 kV.

Número 4 – Pórtico e Transformador de potencial de 69 kV.

Número 5 – Isolador de pedestal de 69 kV.

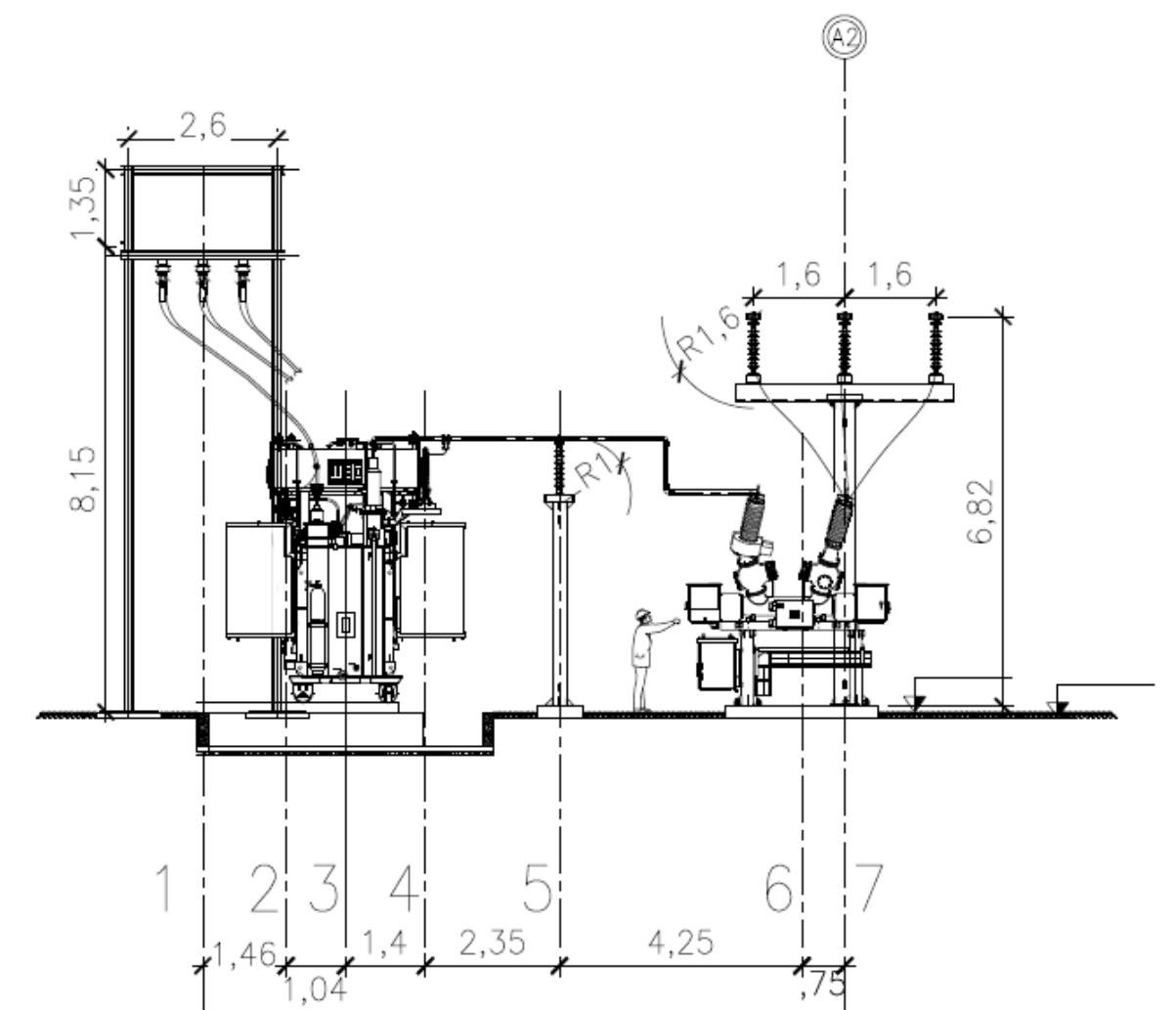
Número 6 – Para-raios de 69 kV.

Número 7 – Pórtico 69 kV.

Na linha de chamada 2 nota-se a mufla de 69 kV e a descida dos condutores de 69 kV até o corte A-A por via subterrânea. Na linha de chamada 1, o poste de SPDA é utilizado para ancorar o cabo para-raios e fixar a haste captora.

8 APÊNDICE B – CORTE C-C

Figura 54 - Corte C-C



Fonte: Próprio autor.

Na Figura 54 é possível notar que as linhas de chamadas estão enumeradas conforme descrição abaixo:

Número 1 – Suporte para cabos de média tensão.

Número 2 – Para-raios de 11,95 kV.

Número 3 – Transformador de 69/11,95 kV com potência de 20 MVA.

Número 4 – Para-raios de 69 kV.

Número 5 – Isolador de pedestal de 69 kV.

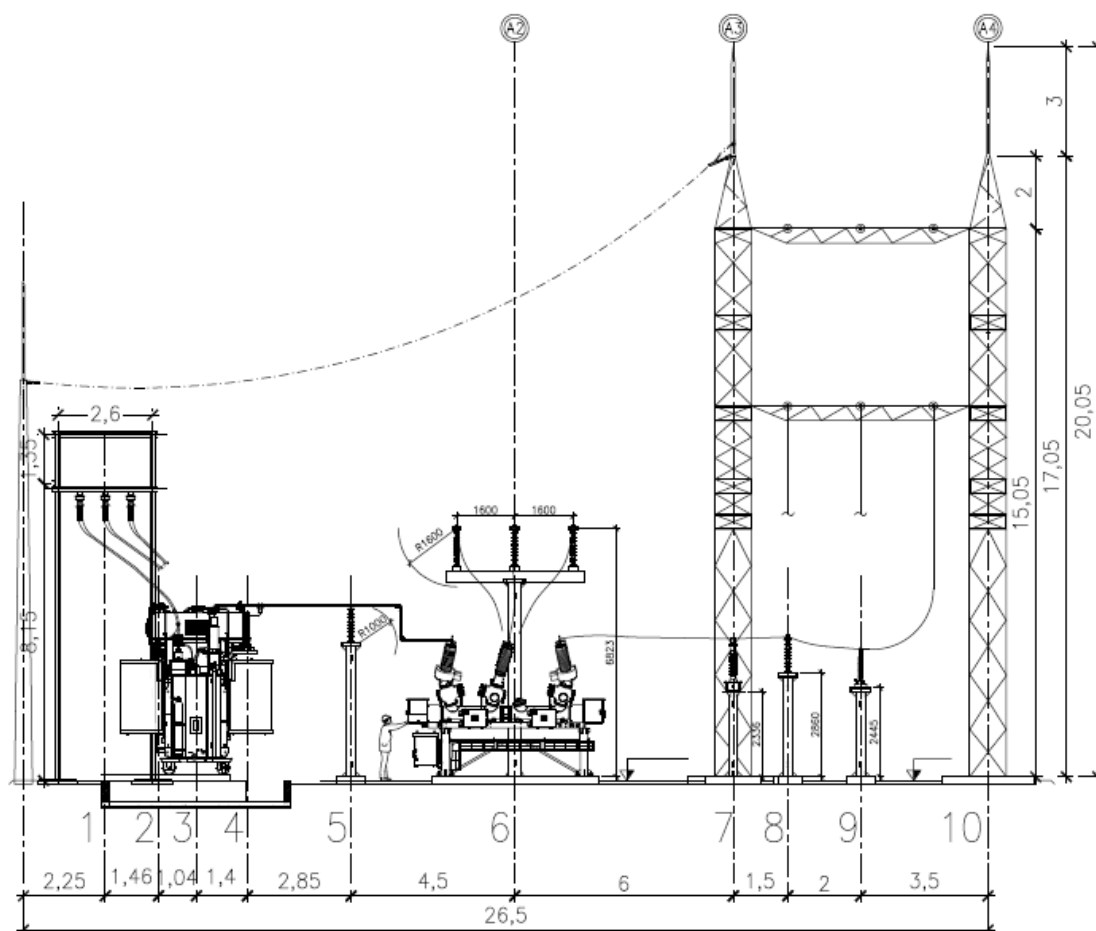
Número 6 – Módulo híbrido de 69 kV.

Número 7 – Pórtico 69 kV.

Aqui nota-se o transformador na linha de chamada 3. No pórtico da linha de chamada 7 está o barramento de 69 kV em tubo de alumínio, que conecta os três módulos híbridos.

9 APÊNDICE C – CORTE D-D

Figura 55 - Corte D-D



Fonte: Próprio autor.

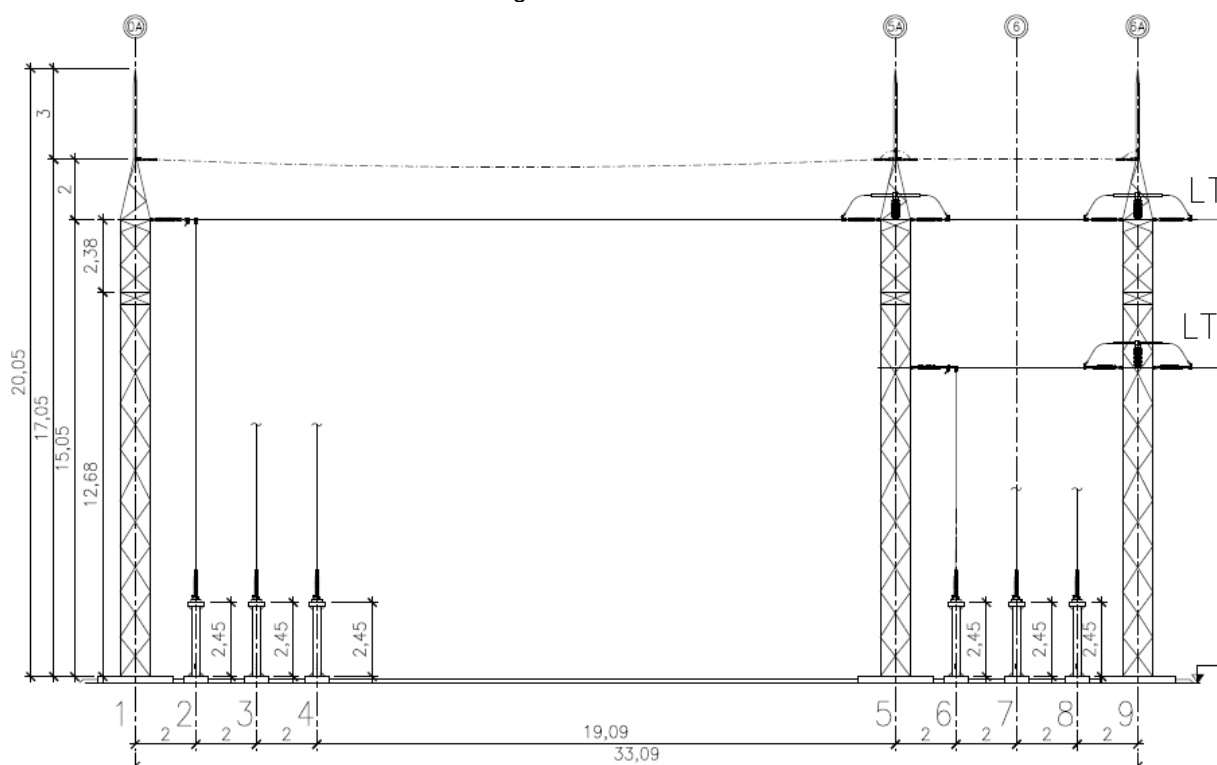
Na Figura 55 é possível notar que as linhas de chamadas estão enumeradas conforme descrição abaixo:

- Número 1 – Suporte para cabos de média tensão.
- Número 2 – Para-raios de 11,95 kV no próprio corpo do transformador.
- Número 3 – Transformador de 69/11,95 kV com potência de 20 MVA.
- Número 4 – Para-raios de 69 kV no próprio corpo do transformador.
- Número 5 – Isolador de pedestal de 69 kV.
- Número 6 – Pórtico e módulo híbrido de 69 kV.
- Número 7 – Pórtico e transformador de potencial de 69 kV.
- Número 8 – Isolador de pedestal de 69 kV.
- Número 9 – Para-raios de 69 kV.
- Número 10 – Pórtico de 69 kV.

Na linha de chamada 10 observa-se o pórtico de 69 kV por onde chega a linha de transmissão da subestação. Destaca-se ainda na linha de chamada 6, o pórtico que conecta os barramentos dos módulos híbridos de 69 kV, conforme Figura 37 do diagrama unifilar.

10 APÊNDICE D – CORTE E-E

Figura 56 - Corte E-E



Fonte: Próprio autor.

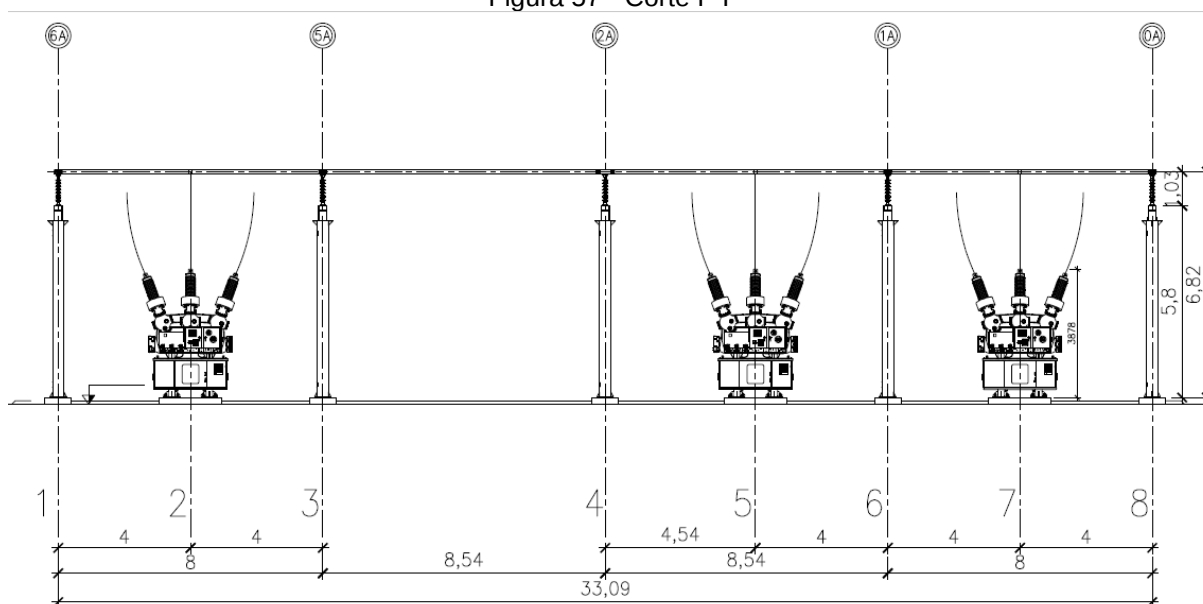
Na Figura 56 é possível notar que as linhas de chamadas estão enumeradas conforme descrição abaixo:

- Número 1 – Pórtico de 69 kV.
- Número 2 – Para-raios de 69 kV.
- Número 3 – Para-raios de 69 kV.
- Número 4 – Para-raios de 69 kV.
- Número 5 – Pórtico de 69 kV.
- Número 6 – Para-raios de 69 kV.
- Número 7 – Para-raios de 69 kV.
- Número 8 – Para-raios de 69 kV.
- Número 9 – Pórtico de 69 kV.

Na Figura 56 - Corte E-E, no pórtico de 69 kV da linha de chamada 9, chega a linha de transmissão, que segue para os demais equipamentos e estruturas da subestação.

11 APÊNDICE E – CORTE F-F

Figura 57 - Corte F-F



Fonte: Próprio autor.

Na Figura 57 é possível notar que as linhas de chamadas estão enumeradas conforme descrição abaixo:

- Número 1 – Pórtico de 69 kV.
- Número 2 – Módulo híbrido de 69 kV.
- Número 3 – Pórtico de 69 kV.
- Número 4 – Pórtico de 69 kV.
- Número 5 – Módulo híbrido de 69 kV.
- Número 6 – Pórtico de 69 kV.
- Número 7 – Módulo híbrido de 69 kV.
- Número 8 – Pórtico de 69 kV.

Na linha de chamada 2, 5 e 7 os módulos híbridos estão conectados na barra de 69 kV, conforme o diagrama unifilar da Figura 34, Figura 37 e Figura 38.