

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

TAYNNÁ RODRIGUES MATEO

ANTEPROJETO DE UMA SUBESTAÇÃO ABAIXADORA DE ENERGIA

**Alegrete
2025**

TAYNNÁ RODRIGUES MATEO

ANTEPROJETO DE UMA SUBESTAÇÃO ABAIXADORA DE ENERGIA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Natalia Braun Chagas

**Alegrete
2025**

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

M425a Mateo, Taynná Rodrigues

Anteprojeto de uma subestação abaixadora de energia /
Taynná Rodrigues Mateo.
118 p.

Trabalho de Conclusão de Curso(Graduação)-- Universidade
Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA, 2025.
"Orientação: Natalia Braun Chagas".

1. Subestação abaixadora. 2. Distribuição de energia. 3.
Projeto elétrico. I. Título.

TAYNNA RODRIGUES MATEO

ANTEPROJETO DE UMA SUBESTAÇÃO ABAIXADORA DE ENERGIA

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Engenharia
Elétrica da Universidade Federal do
Pampa, como requisito parcial para
obtenção do Título de Bacharela em
Engenharia Elétrica.

Trabalho defendido e aprovado em: 4 de julho de 2025.

Banca examinadora:

Prof.^a Dr.^a Natalia Braun Chagas

Orientadora

UNIPAMPA

Dr. José Wagner Maciel Kaehler

Prof. Dr. Eduardo Machado dos Santos

UNIPAMPA



Assinado eletronicamente por **NATALIA BRAUN CHAGAS, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 15/07/2025, às 11:02, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **José Wagner Maciel Kaehler, Usuário Externo**, em 15/07/2025, às 11:11, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **EDUARDO MACHADO DOS SANTOS, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 15/07/2025, às 14:06, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.unipampa.edu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1768102** e o código CRC **57F25C3A**.

Dedico este trabalho à minha mãe,
Sueli, e às minhas irmãs, Milena e
Maria Eduarda.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, à minha mãe, pelo apoio incondicional durante toda a minha graduação, por acreditar em mim e estar ao meu lado em cada etapa dessa jornada. Expresso minha gratidão à professora Natalia Braun Chagas, pela orientação, paciência ao longo do desenvolvimento deste trabalho. Aos amigos que fiz enquanto estive no grupo de pesquisa EIRE, que estiveram sempre dispostos a me ajudar inúmeras vezes, em especial Kelton meu muito obrigado. Aos amigos Arthur, Maria Eduarda, Beatriz e Virgínia, que fizeram essa caminhada mais leve, trazendo alegria aos meus dias. Ao Matheus Kobashigawa, pelo apoio constante e por me aturar nos momentos mais difíceis durante o último ano da minha graduação.

Agradeço também ao pessoal do NUDE, em especial à Ketheni e à Marcele, por me apoiar e me ouvir.

A todos vocês, minha mais sincera gratidão por fazerem parte dessa trajetória.

*“A mente que se abre a uma nova
ideia jamais voltará ao seu tamanho
original.”*

Albert Einstein

RESUMO

A infraestrutura de uma rede elétrica envolve extrema complexidade, planejamento, supervisão e manutenções para que seu funcionamento ocorra de forma segura até o consumidor. As subestações elétricas são responsáveis por controlar, monitorar e redistribuir energia, desempenhando um papel importante nas alterações de níveis de tensão com o objetivo de minimizar as perdas elétricas durante a transmissão. Neste Trabalho, são apresentados alguns modelos de subestações de energia existentes e suas classificações quanto aos níveis de tensão, relação de entrada e saída, tipos de instalações e os equipamentos que normalmente são utilizados no projeto de uma subestação e suas finalidades. Apresentado o projeto de uma subestação abaixadora de energia de médio porte com tensão de 69 kV para 23 kV e potência nominal de 20 MVA. A subestação tem como objetivo atender ao aumento da demanda energética de uma região agrícola em expansão, ocasionado principalmente pela maior disponibilidade hídrica e consequente crescimento da atividade produtiva.

Palavras-Chave: Subestação abaixadora, Distribuição de energia, Projeto elétrico.

ABSTRACT

The infrastructure of an electrical network involves extreme complexity, requiring planning, supervision, and maintenance to ensure its safe operation up to the consumer. Electrical substations are responsible for controlling, monitoring, and redistributing energy, playing a key role in voltage level adjustments with the goal of minimizing power losses during transmission. This work presents various models of existing power substations and their classifications according to voltage levels, input-output relationships, types of installations, and the equipment commonly used in substation design along with their respective functions. A detailed project of a medium-capacity step-down substation operating at 69 kV/23 kV with a nominal power of 20 MVA is also presented. The substation is intended to meet the growing energy demand of an expanding agricultural region, driven primarily by increased water availability and the resulting rise in productive activity.

Key words: Step-down substation, Power Distribution, Electrical Design.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema Eletroenergético	17
Figura 2 - Subestação de Manobra	22
Figura 3 - Subestação Elevadora	23
Figura 4 - Subestação Abaixadora	24
Figura 5 - Subestação Abrigada em Alvenaria	24
Figura 6 - Subestação ao tempo	25
Figura 7 - Transformador de Potência Indutivo	27
Figura 8 - Transformador de Corrente.....	28
Figura 9 - Para - raios Polimérico.....	29
Figura 10 - Disjuntor isolado a gás SF6	30
Figura 11 - Chaves Seccionadoras	31
Figura 12 - Distância Padrão entre Fases e Fase-terra - 72,5 kV	50
Figura 13 -Distância Padrão entre Fases e Fase-terra – Classes de 15; 24,2 e 36,2 kV	50
Figura 14 - Altura Mínima dos Condutores Energizados – Classe de 15, 24,2 e 36,2 kV	51
Figura 15- Altura Mínima dos Condutores Energizados – Classe de 72,5 kV ..	52
Figura 16 - Proposta de Distribuição de Águas	65
Figura 17 - Estratificação do Solo	76
Figura 18 – Concentração de Raios.....	86
Figura 19 - Corte Subestação	88
Figura 20 - Corte Representativo da Subestação 69 kV / 23 kV com Aplicação da Esfera Rolante.....	106

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características Técnicas	44
Tabela 2 - Características Elétricas dos Equipamentos	60
Tabela 3 - Condições Ambientais dos Equipamentos	67
Tabela 4 - Fator de Multiplicação	77
Tabela 5 - Determinação da resistividade aparente do solo de duas camadas	78
Tabela 6 - Procedimento para avaliar a necessidade de proteção.....	85
Tabela 7 - Fator de localização	89
Tabela 8 - Fatores de Linha (Ci, Ce, Ct)	90
Tabela 9 - Valores de Probabilidade PTA	92
Tabela 10 - Valores de probabilidade PB	93
Tabela 11 - Valores de probabilidade de PSPD	94
Tabela 12 - Valores dos fatores CLD e CLI.....	94
Tabela 13 - Tipos de perda L1: Valores de perda para cada zona.....	96
Tabela 14 - Tipo de perda L1: Valores médios típicos de LT, LF e LO	97
Tabela 15 - Fator de redução r_t em função do tipo da superfície do solo ou piso	98
Tabela 16 - Fator de redução r_p em função das providências	98
Tabela 17 – Fator de redução r_f em função do risco de incêndio ou explosão na estrutura	99
Tabela 18- Fator h_z aumentando a quantidade relativa de perda de presença de um perigo especial	100
Tabela 19- Cálculo dos Componentes de Risco RX	103

LISTA DE SIGLAS

CEEE – Companhia Estadual de Energia Elétrica

SE – Subestação de Energia

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

TP – Transformador de Potência

TC – Transformador de Corrente

BT – Baixa Tensão

MT – Média Tensão

AT – Alta tensão

NBR – Norma Brasileira Regulamentar

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

SF6 – Hexafluoreto de enxofre

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	16
1.1 Objetivos	17
1.2 Justificativas	17
1.3 Estrutura do Trabalho	19
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA A CERCA DAS SUBESTAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA.....	21
2.1 Considerações Gerais	21
2.2 Classificação das Subestações	21
2.2.1. Quanto ao nível de tensão	21
2.2.2. Quanto a Relação de Tensão de Entrada e Saída	22
2.2.2.1 Subestação de Manobra	22
2.2.2.2. Subestação Elevadora	23
2.2.2.3. Subestação Abaixadora	23
2.2.3. Quanto aos tipos de Instalações	24
2.2.3.1 Subestação Abrigadas	24
2.2.3.2 Subestação Ao Tempo	25
2.3. Equipamentos	25
2.3.1. Transformador de Força	25
2.3.2. Transformador de Potencial (TP)	26
2.3.3. Transformadores de Potencial Indutivo (TPIs)	26
2.3.4. Transformadores de Corrente (TCs)	27
2.3.5. Para – Raios	28
2.3.6. Disjuntor	29
2.3.7. Chaves Seccionadoras	30
2.3.8. Banco de Capacitores	31
2.4 Conceitos Gerais e Revisão de Literatura	32
2.4.1. Sistema Elétrico de Potência	32
2.4.2. Geração, Transmissão e Distribuição	33
2.4.3. Subestações Elétricas	34
2.5 Considerações Finais do Capítulo	35
3. METODOLOGIA	37
3.1 Considerações Gerais	37
3.2. Determinação do Local da Subestação (SE)	37
3.3 Análise de Cargas	37
3.3 Projeto elétrico	39
3.3.1. Diagrama Unifilar	40
3.3.2. Diagrama de Proteção	40

3.3.3.	Diagrama Trifilar	41
3.3.4.	Equipamentos Elétricos	41
3.3.5.	Diagrama funcional	42
3.4	Projeto Eletromecânico	42
3.4.1.	Arranjo Geral dos Equipamentos Externos	42
3.5	Considerações Finais do Capítulo	43
4.	APRESENTAÇÃO DA PESQUISA E ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	44
4.1	Considerações Gerais	44
4.1.1.	CRITÉRIOS PARA CONEXÃO	44
4.1.1.1	Topologia dos barramentos	45
4.1.1.2	Lado de Maior Tensão (69 kV)	45
4.1.1.3	Lado de Menor Tensão (23 kV)	45
4.1.2.	Proteção da Subestação	45
4.1.2.1	Proteção contra Descargas Atmosféricas e Surtos de Tensão	46
4.1.2.2	Proteção contra Curto-Circuito e Seccionamento	46
4.1.2.3	Critérios para Disjuntores	46
4.1.3.	Funções de Proteção – Alta Tensão	47
4.1.4.	Funções de Proteção – Média Tensão.....	47
4.1.5.	Proteção do Transformador de Potência	48
4.1.6.	Distâncias de Segurança	49
4.1.4.1	Distâncias entre Condutores Energizados	49
4.1.4.2	Altura Mínima de Condutores Energizados	51
4.1.4.3	Afastamentos de Transformadores	52
4.1.4.4	Barramentos	53
4.2	Equipamentos.....	53
4.2.1.	Disposição dos Equipamentos - Projeto de Subestação 23/69 kV – 20 MVA.....	53
4.2.2.	Transformadores de Potência	54
4.2.1.2.	Barramentos	54
4.2.1.3	Disjuntor	55
4.2.1.4	Religadores.....	55
4.2.1.5	Chaves Seccionadoras Monopolares (Tandem e Faca)	56
4.2.1.6	Chaves Seccionadoras Tripolares.....	56
4.2.1.7	Transformadores de Corrente (TCs)	56
4.2.1.8	Transformadores de Potencial (TPs).....	57
4.2.1.9	Transformador de Serviço Auxiliar (TSA)	57
4.2.1.10	Para-Raios	58
4.2.1.11	Religador Trifásico.....	58
4.2.1.12	Proteção e seccionamento:	59
4.2.1.13	Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas.....	59
4.2.1.14	Painel de Proteção e Controle (PPC).....	60
4.2.1.15	Painel de Alimentação Auxiliar (CA, CC ou CA/CC)	60
4.2.1.16	Painel de Unidade Terminal Remota (UTR)	61
4.2.1.17	Painel de Medição.....	61
4.2.1.18	Retificador e Banco de Baterias	61
4.2.1.19	Painel de Comunicação	61
4.2.1.21	Malha de Aterramento	62
4.2.1.22	Resistividade do Solo e Cálculo da Malha de Terra	63
4.2.1.23	Aterramento de Cercas e Portões.....	63
5.	MEMORIAL DESCRITIVO.....	64

5.1 Considerações Gerais	64
5.2 Local da SE	64
5.2.1. CONDIÇÕES DE SERVIÇO	66
5.2.2. ENTRADA E LIGAÇÃO	67
5.2.3. SETOR DE ALTA TENSÃO	67
5.2.4. Barramento	68
5.2.5. Serviços Auxiliares	68
5.2.6. Aterramento	68
5.2.7. Casa de Comando	69
5.2.8. Proteção e Medição	69
5.3.8.1 Entrada da Linha de 69 kV	69
5.2.9. Descrição dos Equipamentos	72
5.3.9.1 PARA-RAIOS 24 kV	72
5.3.9.2 ESPECIFICAÇÃO TRANSFORMADOR DE FORÇA	73
5.3.9.3 PARA-RAIOS 72,5 kV	73
5.3.9.4 TRANSFORMADOR DE SERVIÇOS AUXILIARES	74
5.4 Considerações Finais do Capítulo	75
6. ESTUDO DE CASO DE ATERRAMENTO	76
7. SPDA – MÉTODO DAS ESFERAS ROLANTES.....	84
7.1 Considerações Gerais	84
7.2 Análise da Proteção por Esfera Rolante com Base na NBR 5419-2	84
7.2.1. Identificação dos Componentes de Risco (Rx) segundo a NBR 5419-2:2015	85
7.2.2. Numero de eventos perigosos	86
7.2.3. Área de exposição equivalente	87
7.2.4. Cálculo da Probabilidade PX de Danos	91
7.3 Cálculo dos Componentes de Risco	103
7.4 Cálculo Final dos Componentes de Risco	103
7.5 Comparação do Risco Total com o Risco Tolerável RT	104
7.6 Critério Adotado para o Dimensionamento do SPDA	105
7.6.1. Método da Esfera Rolante – NBR 5419 (2015)	105
7.7 Considerações Finais do Capítulo	106
CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	107
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	109
ANEXO PRANCHAS DO PROJETO 23/69 KV	114

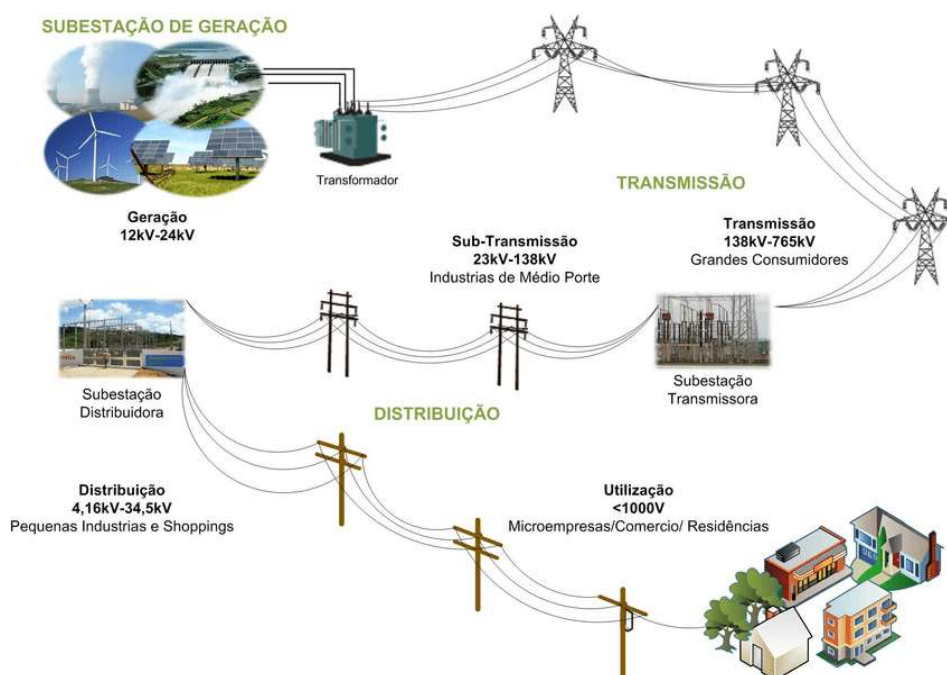
1. INTRODUÇÃO

A eletricidade é de suma importância, sendo amplamente reconhecida como uma das principais impulsionadoras no avanço da sociedade, desempenhando um papel fundamental no desenvolvimento de tecnologias, sistemas de iluminação e uma ampla gama de outras aplicações essenciais. No Brasil, com o crescimento da área industrial e aumento populacional, fez-se necessária a modernização e expansão da estrutura elétrica. O planejamento e projeto de uma estrutura elétrica requer uma série de parâmetros e planejamentos de extrema complexidade. Uma rede elétrica é composta por um sistema que envolve uma rede interconectada de componentes, como geradores, transformadores, linhas de transmissão e subestações de energia (SE) (Bichels, 2018).

A função primordial da subestação é gerenciar o fluxo de potência elétrica, ajustar as tensões e assegurar a proteção do sistema elétrico (Mamede, 2013). Durante o trajeto da linha de transmissão de energia, desde as usinas até os usuários finais, a eletricidade atravessa diversas subestações. Nessas instalações, transformadores são empregados para aumentar ou diminuir a tensão elétrica conforme necessário (Mamede, 2013). Na figura 1 é possível ver um exemplo de um processo de distribuição energético.

Para que toda essa estrutura funcione de forma correta, é necessário que sejam feitas manutenções preventivas, inspeções e claro, quando necessário atualização da infraestrutura afim de atender o constante crescimento de demanda elétrica. Considerando este ponto, um dos componentes vitais são as subestações de energia. As subestações são responsáveis por receber a energia gerada nas usinas elétricas, controlar e manipular a tensão elétricas em diferentes níveis, seja rebaixando ou elevando a tensão. Essa energia então será redistribuída para os consumidores em geral, tanto residenciais como industriais (Thorus, 2024).

Figura 1 - Sistema Eletroenergético



Fonte: Slides Aula De Subestações Profº Dr. José Wagner Kaehler

1.1 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver o projeto de uma Subestação Abaixadora de 20 MVA com tensões de 69/23 kV, destinada a atender o aumento da demanda energética de uma região agrícola em expansão, considerando aspectos técnicos, operacionais e geográficos. Como objetivos específicos, destacam-se:

- Propor o projeto de uma Subestação Abaixadora de Energia com potência instalada de 20 MVA, tensão de entrada de 69 kV e saída em 23 kV;
- Integrar a subestação ao sistema elétrico da CEEE;

1.2 Justificativas

A instalação da subestação de 20 MVA se justifica pela crescente demanda energética decorrente da intensificação das atividades agrícolas na região. A maior disponibilidade hídrica proporcionada por projetos de irrigação

ou aumento da vazão natural impulsiona a produção agrícola, exigindo infraestrutura elétrica capaz de sustentar essa expansão.

- Necessidade da subestação de 20 MVA:

O aumento significativo de cargas, como sistemas de bombeamento de canais, pivôs de irrigação e silos de secagem e armazenamento, demanda uma potência instalada mais elevada. A subestação de 20 MVA foi dimensionada para suportar o crescimento atual e futuro da região, garantindo confiabilidade, segurança operacional e continuidade no fornecimento de energia, inclusive nos períodos de pico.

Justificativa para alteração do sistema de 13,8 kV para 23 kV:

O sistema atual de 13,8 kV apresenta limitações frente ao crescimento das cargas instaladas. A elevação do nível de tensão para 23 kV proporciona benefícios técnicos essenciais, como:

- Maior capacidade de atendimento a cargas de maior potência, típicas da atividade agrícola;
- Redução de perdas técnicas nas linhas de distribuição, aumentando a eficiência do sistema;
- Maior flexibilidade para expansões futuras e integração de novas cargas sem comprometer a qualidade da energia fornecida.

Integração com a geração distribuída local:

- Adicionalmente, a subestação será preparada para receber energia de geração distribuída proveniente de pequenos geradores hidrelétricos. Esses geradores operam em baixa tensão (480 V) e terão sua tensão elevada para média tensão, sendo conectados diretamente em uma das cinco saídas de carga da subestação. Isso contribui para a diversificação da matriz energética local, aproveitamento dos recursos naturais da região.

1.3 Estrutura do Trabalho

Este Trabalho de Conclusão de Curso está organizado em sete capítulos, além das referências e anexos, de forma a abordar progressivamente os aspectos teóricos, técnicos e práticos relacionados ao projeto de uma subestação elétrica. A seguir, apresenta-se a estrutura adotada:

- Capítulo 1 – Introdução: apresenta os objetivos do trabalho, justificativa, metodologia adotada e o escopo geral do projeto.
- Capítulo 2 – Fundamentação Teórica: traz conceitos fundamentais sobre subestações de energia elétrica, incluindo classificações quanto ao nível de tensão, finalidade (elevadora, abaixadora, de manobra), tipos de instalação (abrigada e ao tempo), além da descrição dos principais equipamentos utilizados. Também são revisados conceitos relacionados ao Sistema Elétrico de Potência (SEP), abordando geração, transmissão, distribuição e funcionamento das subestações.
- Capítulo 3 – Metodologia: descreve os critérios utilizados para determinação do local da subestação, levantamento de cargas, e o desenvolvimento do projeto elétrico e eletromecânico. São apresentados diagramas unifilar, trifilar, funcional e de proteção, além da escolha e disposição dos equipamentos.
- Capítulo 4 – Apresentação da Pesquisa e Análise dos Resultados: detalha os critérios de projeto adotados, como topologia de barramentos, proteção contra descargas atmosféricas e curto-circuito, distâncias de segurança, além de descrever tecnicamente os equipamentos previstos na subestação de 23/69 kV – 20 MVA.
- Capítulo 5 – Memorial Descritivo: consolida as principais características do projeto, incluindo local de instalação, condições de serviço, especificações de equipamentos, barramentos, serviços auxiliares, malha de aterramento, proteção, medição e estrutura da casa de comando.

- Capítulo 6 – Estudo de Caso de Aterramento: apresenta o dimensionamento da malha de aterramento com base na resistividade do solo, considerando critérios técnicos e de segurança elétrica.
- Capítulo 7 – SPDA (Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas): aplica o método das esferas rolantes, conforme os critérios definidos pela ABNT NBR 5419-2:2015, realizando a análise de risco e identificação de componentes vulneráveis à incidência de raios.

Ao final, são apresentadas as referências bibliográficas utilizadas e os anexos, contendo as pranchas técnicas do projeto elétrico da subestação.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA A CERCA DAS SUBESTAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 Considerações Gerais

Este capítulo tem como objetivo apresentar os principais conceitos e fundamentos relacionados às subestações de energia elétrica, onde será abordados os assuntos referentes a classificações, funções e os equipamentos que as compõem. Serão detalhadas as classificações das subestações quanto ao nível de tensão (baixa, média, alta e extra alta tensão), bem como sua função específica no sistema, como subestações de manobra, elevadoras e abaixadoras. Também serão apresentados os tipos de instalações abrigadas ou ao tempo e os principais equipamentos utilizados, como transformadores, disjuntores, para-raios, chaves seccionadoras, transformadores de corrente e de potencial, entre outros.

2.2 Classificação das Subestações

2.2.1. QUANTO AO NÍVEL DE TENSÃO

As informações sobre a classificação de tensão das subestações foram baseadas nas aulas da disciplina Subestações de Energia, ministrada pelo Professor José Wagner M. Kaehler, na Universidade Federal do Pampa (UNIPAMPA) – campus Alegrete, no semestre 2023/1, conforme descrito a seguir:

- **Baixa Tensão:** Tensão até 1 kV;
- **Média Tensão:** Níveis de tensão entre 1 kV e 34,5 kV, comumente são usadas tensão de (6,6kV 13,8kV, 23 kV; 34,5 kV);

- Alta Tensão: Níveis de 34,5 kV e 230 kV, usualmente para esses níveis são usadas tensões de (69 kV; 138 kV; 230 kV);
- Extra – Alta Tensão: Para níveis de tensão maiores que 230 kV, ou seja 345 kV, 440 kV, 500 kV;
- Ultra Alta Tensão: 750 kV.

2.2.2. QUANTO A RELAÇÃO DE TENSÃO DE ENTRADA E SAÍDA

2.2.2.1 Subestação de Manobra

Este tipo de subestação é responsável por garantir a proteção e a operação em determinados trechos do sistema, onde há a necessidade apenas de controlar o fluxo de energia entre diferentes partes da rede elétrica, sem a necessidade de adequar os níveis de tensão operados entre eles” (Muzy, 2012). A Figura 2, ilustra um exemplo deste tipo de SE.

Figura 2 - Subestação de Manobra



Fonte: (Energies, 2021).

2.2.2.2. Subestação Elevadora

Ficam normalmente alocadas nas saídas das Usinas geradoras, e são responsáveis por elevar os níveis de tensão, para a transmissão e subtransmissão. Visam diminuir as perdas e corrente elétrica, bem como a espessura dos condutores. Essa elevação facilita a transmissão de energia, diminuindo as perdas do sistema (Muzy, 2012). A Figura 3 mostra um exemplo de uma SE elevadora.

Figura 3 - Subestação Elevadora



Fonte: (Energés, 2021).

2.2.2.3. Subestação Abaixadora

As subestações abaixadoras, têm como função principal reduzir o nível de tensão para níveis compatíveis com a distribuição de energia aos consumidores finais. São frequentemente alocadas na periferias das cidades (Mamede, 2017). A Figura 4 mostra uma SE abaixadora.

Figura 4 - Subestação Abaixadora



Fonte: (CR Service).

2.2.3. QUANTO AOS TIPOS DE INSTALAÇÕES

2.2.3.1 Subestação Abrigadas

Subestações abrigadas são aquelas cujos equipamentos estão instalados em construções, sem exposição às intempéries, podendo estar em edificações, câmaras subterrâneas ou cabines metálicas, e ainda serem blindadas com gás SF_6 (MUZY, 2012). A Figura 5 apresenta uma subestação abrigada.

Figura 5 - Subestação Abrigada em Alvenaria



Fonte: (Energés, 2021).

2.2.3.2 Subestação Ao Tempo

As subestações ao tempo são aquelas em que os equipamentos estão instalados a céu aberto, ficando expostos ao ambiente. Por essa razão, exige-se a aplicação de proteções adequadas para evitar danos ou falhas no funcionamento causadas por intempéries (MUZY, 2012). A Figura 6, apresenta uma SE externa.

Figura 6 - Subestação ao tempo



Fonte: (Energés, 2021)

2.3. Equipamentos

2.3.1. TRANSFORMADOR DE FORÇA

Em uma subestação, os transformadores de potência desempenham funções cruciais e podem ser classificados conforme suas aplicações: transformadores elevadores e transformadores rebaixadores de tensão elétrica. Os transformadores elevadores aumentam a tensão da energia gerada para níveis adequados de transmissão, enquanto os transformadores rebaixadores diminuem a tensão da transmissão para subtransmissão ou distribuição.

O sistema de corrente alternada (CA) é amplamente utilizado devido à sua eficiência técnica e econômica. Normalmente, as tensões de transmissão variam entre 138 kV e 765 kV, enquanto as tensões de distribuição se situam entre 88

kV e 11,9 kV. Essa ampla variação de tensões só é possível graças aos transformadores de potência (DALROSSO,2011).

Os transformadores de potência são os componentes mais importantes e caros de uma subestação. A principal função de uma subestação, que é a modificação dos níveis de tensão para transmissão e distribuição eficientes da energia elétrica, é realizada por esses transformadores. Eles garantem que a energia gerada em usinas possa ser transmitida a longas distâncias com perdas mínimas e, posteriormente, distribuída de maneira segura e eficiente aos consumidores finais.

Ao especificar os transformadores os seguintes aspectos devem ser considerados:

- Níveis de tensão da transformação;
- Potência a ser transferida;
- Faixas de variações das tensões;
- Faixas aceitáveis de impedâncias.

2.3.2. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (TP)

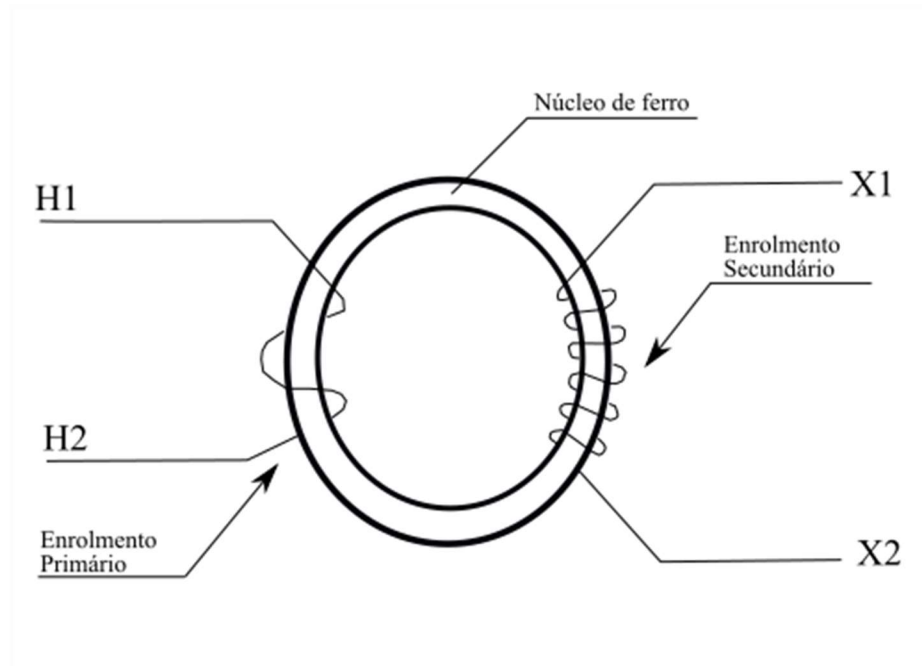
O transformador de potencial (TP) desempenha um papel crucial ao isolar o circuito de baixa tensão (BT) no secundário do circuito de alta tensão (AT) no primário. Ele replica os efeitos transitórios e de regime permanente presentes nos circuitos de alta tensão, resultando em uma saída no secundário do TP, geralmente, estabelecida em 115V nominais fase-fase. Essas tensões no secundário são múltiplos da tensão no primário (AT). Os TPs podem ser categorizados da seguinte forma:

2.3.3. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL INDUTIVO (TPIS)

Os Transformadores de Potencial (TPs) consistem em dispositivos compostos por dois ou mais enrolamentos dispostos no mesmo núcleo conforme a Figura 7. Geralmente, esse núcleo é fabricado com ferro silício. Esses transformadores têm a capacidade de converter energia eletromagnética: ao

aplicar uma tensão nos enrolamentos primários, uma tensão reduzida é gerada nos enrolamentos secundários, seguindo a relação de transformação do equipamento.

Figura 7 - Transformador de Potência Indutivo



Fonte: (Pronext, 2023).

2.3.4. TRANSFORMADORES DE CORRENTE (TCS)

Os transformadores de corrente (TCs) têm como principal função reduzir valores elevados de corrente elétrica para níveis padronizados geralmente 1 A, 5 A ou 10 A possibilitando a conexão segura a dispositivos de medição, controle ou proteção. Eles são normalmente utilizados em circuitos de corrente alternada (CA), funcionando como elementos intermediários entre os sistemas de potência e os equipamentos de supervisão. Mamede Filho (2013) destaca que os TCs também atuam como isoladores elétricos entre os instrumentos de medição e os circuitos de alta tensão.

A Figura 8 mostra TCs instalados em uma subestação elétrica (SE), ilustrando sua aplicação prática no sistema elétrico.

Figura 8 - Transformador de Corrente



Fonte: (Bralux).

TCs de medição: Possui alta precisão, o núcleo é dimensionado para que sature e não permita que a corrente presente no secundário ultrapasse o valor nominal e dessa forma proteger os equipamentos de medição.

TCs de proteção: Diferente do transformador de corrente (TC) de medição, o TC de proteção é projetado com menor precisão. Os valores nos enrolamentos secundários podem exceder o valor nominal para permitir que o sistema de proteção responda a uma falta imediatamente, ou após um breve intervalo, dependendo da intensidade ou duração do problema detectado.

2.3.5. PARA – RAIOS

Segundo Mamede(2013), os para-raios são instalados em paralelo aos equipamentos que se deseja proteger, atuando como vias preferenciais para a corrente de surto provocada por raios. Sua função principal é captar as sobretensões atmosféricas e conduzi-las de forma segura ao solo, evitando que essas correntes atinjam diretamente os componentes sensíveis do sistema. A Figura 9 ilustra um para-raios do tipo polimérico, comumente utilizado em sistemas de proteção contra surtos em subestações elétricas.

Figura 9 - Para - raios Polimérico



Fonte: (Balestro).

2.3.6. DISJUNTOR

O disjuntor é um dispositivo de proteção fundamental nos sistemas elétricos, cuja principal função é interromper automaticamente o circuito em caso de ocorrência de curtos-circuitos ou outras falhas. Durante esse processo, ele é responsável por abrir o circuito elétrico e extinguir o arco elétrico gerado pela interrupção da corrente, prevenindo assim danos aos equipamentos conectados à rede. Existem diferentes tipos de disjuntores, adequados a distintas aplicações e níveis de tensão. A Figura 10 ilustra um disjuntor isolado a gás SF₆, comum em instalações de média e alta tensão, conhecido por sua eficiência na extinção de arcos elétricos e pela alta capacidade de interrupção.

Os disjuntores podem ser classificados, quanto à sua forma de atuação, em disjuntores de atuação direta e disjuntores de atuação indireta.

- O disjuntor de atuação direta, como os utilizados em instalações residenciais, possui sensibilidade à corrente de falta, atuando por meio de um mecanismo térmico ou eletromagnético que detecta a sobrecorrente e aciona a abertura do circuito automaticamente.
- Já o disjuntor de atuação indireta não possui sensibilidade direta à corrente de falta, sendo sua abertura comandada por um dispositivo

externo, como um relé de proteção, que monitora parâmetros elétricos (corrente, tensão, frequência, etc.) ou mecânicos, e envia o comando de desligamento quando necessário.

Figura 10 - Disjuntor isolado a gás SF6



Fonte: Connect

2.3.7. CHAVES SECCIONADORAS

As chaves seccionadoras são dispositivos eletromecânicos utilizados em sistemas elétricos para interromper circuitos em vazio, ou seja, sem carga elétrica circulante. Sua principal função é permitir o isolamento de trechos de linhas, equipamentos ou seções de subestações, viabilizando intervenções de manutenção, inspeção ou substituição de componentes de forma segura, sem a necessidade de desligar completamente o sistema. Esses dispositivos são amplamente empregados em subestações, onde atuam em conjunto com disjuntores e demais equipamentos de manobra e proteção. Segundo Mamede Filho (2013), as chaves seccionadoras devem ser projetadas para suportar as condições nominais de operação, garantindo isolamento eficaz e resistência mecânica e dielétrica adequadas, mesmo em ambientes externos e sob influência de descargas atmosféricas. A Figura 11 ilustra um exemplo típico de chave seccionadora instalada em subestações.

Figura 11 - Chaves Seccionadoras



Fonte: (Connect).

2.3.8. BANCO DE CAPACITORES

Os bancos de capacitores são componentes essenciais em sistemas de potência, utilizados para fins de compensação reativa, correção do fator de potência, controle de tensão e melhoria da eficiência da transmissão de energia elétrica. Conforme Mamede Filho (2013), esses dispositivos podem ser classificados, quanto à sua forma de conexão ao sistema, em capacitores em derivação e capacitores em série, cada qual com finalidades específicas.

Capacitores em Derivação: Os capacitores em derivação são instalados em paralelo ao sistema elétrico, próximos às cargas ou em barras de subestações. Seu objetivo principal é compensar a potência reativa indutiva das cargas, promovendo a melhoria do fator de potência. Segundo Mamede Filho (2013), essa compensação resulta no aumento da tensão nos terminais de carga, melhora da regulação de tensão e, conseqüentemente, redução das perdas elétricas na transmissão, além de liberar capacidade dos transformadores e condutores.

Capacitores em Série: Já os capacitores em série são conectados diretamente na linha de transmissão, com o propósito de compensar parte da reatância indutiva da linha. De acordo com Mamede Filho (2013), essa compensação contribui para o aumento da capacidade de transmissão de potência ativa, melhoria da estabilidade do sistema e redução da queda de tensão ao longo da linha. Além disso, os capacitores em série auxiliam na redistribuição da potência entre circuitos paralelos e diminuem as perdas totais do sistema, reduzindo a dependência de outros dispositivos de controle de tensão, como os próprios capacitores em derivação.

2.4 Conceitos Gerais e Revisão de Literatura

2.4.1. SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

Um sistema elétrico de potência (SEP) é formado por um conjunto de instalações e equipamentos com a finalidade de gerar, transmitir e distribuir a energia elétrica.

O objetivo deste sistema é gerar energia elétrica em quantidades suficientes, nos locais mais apropriados, transmiti-la aos centros de carga e distribuí-la aos consumidores de forma e qualidade adequada com o menor custo ambiental e econômico possível (Nunes, 2017, p. 18)

O SEP é dividido em geração, transmissão e distribuição. A distribuição é responsável por transportar a energia das subestações, através de alimentadores, até os consumidores finais (Bernini 2020).

Quando bem planejado, o Sistema Elétrico de Potência (SEP) deve atender a alguns princípios básicos. A confiabilidade do Sistema Elétrico de Potência (SEP) é um aspecto fundamental e pode ser compreendida por meio de três princípios essenciais. Primeiro, o sistema deve operar de forma adequada em condições normais, evitando interrupções de fornecimento, curtos-circuitos ou desligamentos. Em segundo lugar, deve prevenir falhas por meio de manutenções regulares dos equipamentos e das instalações, além de substituir equipamentos deteriorados quando necessário. Por fim, deve mitigar os efeitos

das falhas, minimizando ou eliminando suas consequências, para evitar que se espalhem por todo o sistema e causem interrupções com consequências graves (Bichels, 2018).

A garantia de bom funcionamento de um SEP se tem com planejamento, construção, operação e manutenção adequados de forma a se ter a melhor relação custo-benefício de atendimento às cargas, consumidores considerando um critério de atendimento predeterminado, pois, confiabilidade total (garantia absoluta de que não haverá desligamentos) não há, dentro de um custo razoável para a energia, já que para aumentar a confiabilidade do suprimento há necessidade de mais e maiores instalações e equipamentos com, conseqüentemente, maiores investimentos e custos (Bichels, 2018, p.25)

2.4.2. GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

A geração elétrica é composta por um sistema responsável pela produção de energia elétrica, no qual diferentes formas de energia são convertidas em eletricidade. Em usinas hidrelétricas, por exemplo, o processo ocorre em duas etapas: na primeira, a energia potencial gravitacional é transformada em energia cinética por uma máquina primária; na segunda, um gerador elétrico acoplado a essa máquina transforma a energia cinética em energia elétrica. Além da geração hidrelétrica, existem também usinas a diesel, eólicas, fotovoltaicas, entre outras (Vasconcelos, 2017).

Além da geração de energia há também a cogeração, segundo a ANEEL:

A cogeração de energia é definida como o processo de produção combinada de calor útil e energia mecânica, geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia química disponibilizada por um ou mais combustíveis (ANEEL, 2000, p.1).

No processo, a energia térmica é diretamente utilizada em operações de manufatura, como em fornos e caldeiras. A cogeração, que gera simultaneamente energia elétrica e térmica, é considerada a forma mais eficiente de aproveitamento energético (Vasconcelos, 2017).

Entre os diversos meios de geração de energia, destaca-se a microgeração, modalidade mais recente que se baseia na instalação de pequenos geradores próximos aos centros de consumo. Os exemplos mais

comuns são os painéis solares fotovoltaicos e as turbinas eólicas, tecnologias que promovem a geração de energia limpa e sustentável, contribuindo para a redução na emissão de gases de efeito estufa. De acordo com Nunes (2017), a inserção dessas fontes no sistema contribui para maior eficiência e menor impacto ambiental.

Entretanto, como essas fontes renováveis dependem de recursos naturais variáveis como a radiação solar e a velocidade dos ventos, a quantidade de energia gerada pode oscilar significativamente ao longo do tempo. Essa intermitência representa um desafio para a operação das redes elétricas, exigindo mecanismos de controle e proteção capazes de manter o equilíbrio entre geração e demanda, garantindo a frequência e a estabilidade do sistema elétrico (VASCONCELOS, 2017).

A transmissão de energia elétrica é responsável por transportar a eletricidade dos centros de geração até os centros de consumo, por meio de estruturas como torres, isoladores e subestações. As subestações de transmissão têm papel fundamental no controle do fluxo de potência, regulação de tensão e atendimento a grandes consumidores. Já o sistema de distribuição recebe a energia da transmissão e a direciona até os consumidores finais. Subestações de distribuição ajustam a tensão para níveis médios, enquanto as subestações secundárias, geralmente instaladas em postes, reduzem a tensão de 13,8 kV para 220 V ou 127 V, atendendo consumidores residenciais e pequenos comércios. De acordo com Campos e Estevam (2020) esses elementos são essenciais para garantir o fornecimento eficiente e seguro da eletricidade.

2.4.3. SUBESTAÇÕES ELÉTRICAS

Uma subestação é formada por um conjunto de equipamentos que controla o fluxo de potência, podendo ser de manobra e/ou transformação. A SE contribui para a proteção do sistema elétrico, funcionando como um ponto de controle e operação da rede.

Pode-se definir subestação elétrica, portanto, como um conjunto de equipamentos que tem como objetivo mudar as características da energia elétrica, aumentando ou diminuindo a tensão e a corrente. Dessa maneira é possível manter a energia elétrica dentro de valores pré-estabelecidos para a transmissão e distribuição desta (Campos, 2020, p.135).

As subestações desempenham várias funções essenciais, incluindo a interligação dos sistemas de energia e o direcionamento do fluxo de energia entre as fontes e as cargas, utilizando equipamentos de manobra e transformação de tensão. Elas melhoram a qualidade da energia, realizam a compensação dos reativos, e protegem a integridade física do sistema e das pessoas através de dispositivos de proteção que detectam diferentes tipos de falhas e isolam as áreas afetadas (Campos, 2020, p.136).

Segundo Muzy (2012), a construção de novas subestações e a ampliação das instalações existentes são projetos comuns em empresas de energia elétrica. Esses projetos exigem um processo complexo, demandando um número significativo de profissionais qualificados para garantir sua execução bem-sucedida.

Cada subestação tem sua peculiaridade, sendo diferenciadas de acordo com as tensões com que trabalham e pela sua finalidade naquela etapa do processo. Algumas empresas e indústrias optam por construir subestações de média tensão próprias, tendo assim um maior controle da qualidade de energia que abastece seu empreendimento. Dessa maneira, em caso de surtos no sistema integrado continuam sendo alimentados de maneira correta, evitando que eles venham a sofrer possíveis danos (Campos, 2020, p.137).

2.5 Considerações Finais do Capítulo

O Capítulo 2 apresentou os fundamentos teóricos necessários para a compreensão da estrutura e funcionamento das subestações de energia elétrica, bem como seus principais componentes. Foram exploradas as classificações das subestações quanto ao nível de tensão, finalidade operacional e tipo de instalação, além da descrição técnica dos equipamentos essenciais, como transformadores, disjuntores, para-raios, chaves seccionadoras, TCs, TPs e bancos de capacitores.

Também foram abordados conceitos fundamentais sobre o Sistema Elétrico de Potência (SEP), contextualizando o papel das subestações na cadeia de geração, transmissão e distribuição da energia elétrica. A revisão teórica proporcionou uma base sólida para o desenvolvimento do projeto proposto, permitindo uma melhor compreensão dos critérios de dimensionamento, especificação e aplicação prática dos equipamentos em campo.

Com esse embasamento, torna-se possível avançar para a metodologia, onde serão definidos os critérios técnicos adotados no projeto da subestação, bem como sua localização, diagramação e análise de cargas

3. METODOLOGIA

3.1 Considerações Gerais

Antes de iniciar o projeto de uma SE, é essencial reunir um conjunto de informações. Isso assegura a elaboração de um projeto que garanta a segurança durante a instalação, manutenção e operação do sistema elétrico.

3.2. Determinação do Local da Subestação (SE)

A escolha de um local adequado para a SE é de extrema importância e deve considerar vários fatores críticos. É necessário avaliar o espaço disponível para a construção atual e possíveis expansões futuras, bem como os impactos ambientais locais que podem ser causados pela construção da SE. A análise da impedância do solo também é essencial. O terreno deve ser selecionado próximo ao baricentro de cargas, onde a subestação receberá e redistribuirá a tensão elétrica. Para o estudo de caso, será utilizado o software ArcGIS, que auxiliará na melhor escolha do local.

3.3 Análise de Cargas

O levantamento detalhado das cargas do sistema é essencial para a fase inicial do projeto de uma subestação. A análise do comportamento das cargas ao longo do tempo permite identificar a demanda máxima, os perfis de carga e os fatores de simultaneidade, o que é fundamental para o dimensionamento correto de transformadores, condutores e demais equipamentos. Conforme destacado por Dalrosso (2011).

A determinação da demanda elétrica de um projeto exige um estudo minucioso das cargas instaladas, do fator de potência, do regime de operação e da natureza da atividade, seja industrial, comercial ou de prestação de serviços. Segundo Dalrosso (2011), esses parâmetros são fundamentais para garantir um dimensionamento eficiente dos equipamentos da subestação. Além disso, conforme as diretrizes da Equatorial Energia (2022), muitas concessionárias

fornece normas técnicas para auxiliar no cálculo da demanda. Na ausência dessas informações, a responsabilidade recai totalmente sobre o projetista, que deve realizar uma estimativa precisa com base nas características da instalação. O fator de demanda, por sua vez, pode ser obtido pela razão entre a demanda máxima registrada e a soma das cargas instaladas em um dado intervalo de tempo.

$$Fd = \frac{D_{\text{máx}}}{P_{\text{inst}}} \quad (3.1)$$

Onde:

Fd = Fator de demanda;

$D_{\text{máx}}$ = Demanda máxima da instalação (kW);

P_{inst} = Potência total instalada (kW).

O fator de demanda é crucial para entender como a carga se comporta ao longo de um período específico, facilitando um projeto econômico dos equipamentos da subestação. Em normas de concessionárias ou literatura especializada, costuma-se estimar o fator de demanda para diferentes ramos de atividade. Utilizando esse valor junto com a potência total instalada, é possível estimar com precisão a demanda máxima da instalação, essencial para o dimensionamento adequado dos equipamentos da subestação, Bichels (2018).

O fator de carga representa a relação entre a demanda média de energia consumida e a demanda máxima durante um período específico, calculado pela equação (3.2):

$$F_c = \frac{D_{\text{méd}}}{D_{\text{máx}}} \quad (3.2)$$

Onde:

F_c = fator de carga;

$D_{\text{méd}}$ = demanda média da instalação no período considerado, em kW ou kVA;

$D_{\text{máx}}$ = demanda máxima da instalação no mesmo período, em kW ou kVA.

O fator de carga oferece uma visão clara de como a energia elétrica está sendo utilizada ao longo do tempo, indicando a regularidade do consumo em

relação à demanda máxima. Um fator de carga mais elevado reflete um melhor aproveitamento da capacidade instalada e maior eficiência no uso da infraestrutura elétrica. Segundo Bichels (2018), esse indicador é fundamental para avaliar o desempenho operacional de sistemas de potência e para a tomada de decisões no dimensionamento e na operação de subestações.

Por último há o fator de potência que por definição é a relação entre a potência ativa e a potência aparente, conforme a Equação (3.3). Este fator é um indicador da eficiência energética do sistema, ou seja, quanto menor o valor do fator de potência, menor será o aproveitamento da energia fornecida pela concessionária.

Conforme a Resolução Normativa nº 414/10 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o fator de potência em unidades consumidoras até o nível de tensão de 230 kV deve situar-se entre 0,92 e 1,00, tanto indutivo quanto capacitivo. O não cumprimento dessa norma está sujeito a penalidades conforme regulamentação da ANEEL (2010).

$$Fp = \frac{P}{S} \quad (3.3)$$

Onde:

Fp = Fator de Potência;

P = Potência ativa da carga (kW);

S = Potência aparente da carga (kVA).

3.3 Projeto elétrico

O projeto elétrico é essencial para definir o funcionamento da SE, nele será possível realizar o dimensionamento de todos os equipamentos. Para início do projeto, os itens a seguir são imprescindíveis.

3.3.1. DIAGRAMA UNIFILAR

No diagrama unifilar é possível visualizar como funcionara a organização dos equipamentos, onde ficarão localizados e a ligação entre os componentes através dos barramentos.

3.3.2. DIAGRAMA DE PROTEÇÃO

O diagrama de proteção detalha desde a entrada de alimentação até a saída dos alimentadores, incluindo todos os componentes da subestação (SE). Este diagrama abrange:

- Equipamentos da SE: Todos os equipamentos, como transformadores de corrente (TCs) e potencial (TPs), transformadores de força, disjuntores, para-raios, seccionadores, relés e instrumentos de medição.
- Especificações dos Transformadores: Conexões, potência, impedância percentual e relação de transformação dos transformadores de potência. Também inclui a classe de exatidão e relação de transformação dos transformadores para instrumentos. Se houver múltiplas relações de transformação, todas devem ser indicadas, destacando a utilizada.
- Disjuntores: Corrente nominal e capacidade de ruptura.
- Para raios: Tensão nominal.
- Proteção: Atuação dos dispositivos de proteção, incluindo os dispositivos intrínsecos dos transformadores de potência e suas atuações em caso de alarme.
- Relés Digitais: Todas as funções disponíveis, com indicação das funções habilitadas/ativas.
- Corrente de Curto-Circuito: Valores atuais e futuros das correntes de curto-circuito, e as resistências de aterramento máximas para sistemas efetivamente aterrados, calculadas para as diversas tensões da SE.
- Intertravamentos: Descrição detalhada dos intertravamentos entre os equipamentos de manobra.

- Identificação dos Equipamentos: Todos os equipamentos são identificados por um número próprio ou outro método que os relacione com suas descrições na lista de equipamentos elétricos.

Esse diagrama é fundamental para o projeto e a operação da subestação, pois permite visualizar o sistema de proteção adotado, identificar pontos críticos de atuação e garantir a coordenação entre os dispositivos. De acordo com Mamede Filho (2013), a elaboração adequada dos diagramas de proteção é essencial para garantir a confiabilidade e seletividade do sistema elétrico, bem como sua atuação rápida e segura em situações de falha.

3.3.3. DIAGRAMA TRIFILAR

O diagrama possui todas as características de um diagrama unifilar, mas representa o sistema trifásico real. Este diagrama é extremamente importante, pois fornece uma representação detalhada e completa do circuito geral da subestação (SE).

3.3.4. EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS

Os equipamentos principais fornecem especificações básicas para cada equipamento destacado no diagrama unifilar, conforme sua identificação. Ela inclui as características elétricas fundamentais dos equipamentos internos e externos, além de detalhes como o modelo, o fabricante e a quantidade total utilizada. A lista também especifica completamente os modelos dos relés a serem instalados.

Os equipamentos primários incluem para-raios, disjuntores, seccionadores, transformadores para instrumentos e transformadores de potência. Os equipamentos secundários internos abrangem relés de proteção, transformadores auxiliares para instrumentos, retificadores e baterias.

3.3.5. DIAGRAMA FUNCIONAL

Apresenta, de maneira individual e detalhada, cada parte do diagrama trifilar, tanto para o pátio quanto para a casa de comando. Cada equipamento é mostrado separadamente, com detalhamento da numeração de seus bornes e suas interligações com a linha e com outros equipamentos. O documento também inclui as caixas de interligações no pátio externo e o painel de comando.

O diagrama funcional aborda o projeto elétrico em sua essência, pois apresenta todos os detalhes da subestação de forma trifilar. Este diagrama é crucial para o trabalho do projetista, concentrando-se principalmente na representação minuciosa de todos os elementos da instalação elétrica.

3.4 Projeto Eletromecânico

O projeto eletromecânico possibilita a definição detalhada para a montagem dos equipamentos da subestação, incluindo suas interligações à rede aérea e de terra, fixação nas bases correspondentes, e todos os outros serviços necessários para garantir uma montagem perfeita e eficiente.

A seguir, será apresentada uma visão geral do processo de elaboração do projeto eletromecânico das subestações e de seus diversos equipamentos:

3.4.1. ARRANJO GERAL DOS EQUIPAMENTOS EXTERNOS

Este documento inclui plantas e cortes detalhados que mostram o arranjo dos equipamentos no pátio da subestação e no edifício de controle.

No desenho de arranjo, na planta são indicados a tensão da linha que atendera ao consumidor. Os eixos são posicionados ortogonalmente em relação ao centro do pórtico de encabeçamento da linha de transmissão e são indicadas as localizações dos marcos cravados no terreno. São especificadas as distâncias entre os eixos dos equipamentos, suportes de barramentos e estruturas. Também são descritas as seções dos condutores de fase e do cabo para-raios da linha de transmissão, bem como a identificação dos equipamentos primários em seus respectivos eixos, os equipamentos de medição para

faturamento. O trajeto dos cabos isolados de média tensão no pátio, quando aplicável. Os espaçamentos entre os condutores elétricos (linha de transmissão e barramentos). A canaleta e/ou conduto de passagem dos cabos isolados para medição de faturamento e equipamentos de telecomunicação da concessionária. O faseamento da linha de transmissão (Vm, Az, Br ou A, B, C).

No Edifício de Controle, são detalhadas a localização dos cubículos de média tensão do consumidor, dos cubículos de medição para faturamento e de telecomunicações, com indicação das canaletas, tubulações e condutes para passagem dos cabos isolados, bem como a posição do abrigo para cubículos de medição para faturamento dentro da área da malha de terra. A tubulação para par telefônico para teleleitura do quadro geral de telefonia até o cubículo de medição para faturamento, com entrada dos cabos por baixo. A identificação dos transformadores de potência (T1, T2, T3, etc.), caso existam mais de um.

3.5 Considerações Finais do Capítulo

O Capítulo 3 apresentou as principais etapas para o desenvolvimento de um projeto de subestação elétrica, abordando desde a coleta de informações iniciais até a definição do projeto eletromecânico. A escolha adequada do local, aliada à análise correta das cargas, permite dimensionar com maior precisão os equipamentos da subestação. Além disso, os diagramas elétricos unifilar, trifilar, de proteção e funcional organizam e documentam toda a estrutura do sistema, facilitando a operação e manutenção. O projeto eletromecânico, por sua vez, apresenta a disposição dos equipamentos e suas interligações.

Dessa forma, as etapas apresentadas neste capítulo são fundamentais para garantir a funcionalidade e o desempenho adequado da subestação.

4. APRESENTAÇÃO DA PESQUISA E ANÁLISE DOS RESULTADOS

4.1 Considerações Gerais

São detalhados os critérios técnicos e normativos estabelecidos pela concessionária CEEE (Grupo Equatorial Energia) conforme a **Norma Técnica NT.00026.EQTL – Critérios de Projeto de Subestações da CEEE**, para a conexão de subestações à sua rede elétrica. São abordadas as exigências quanto à especificação dos equipamentos, distâncias mínimas de segurança, níveis de proteção, topologias de barramento e demais requisitos indispensáveis à elaboração do projeto de uma subestação com entrada em alta tensão (69 kV) e saída em média tensão (23 kV). O atendimento a esses critérios é essencial para assegurar a segurança operacional, a confiabilidade do sistema e a conformidade com os padrões regulatórios vigentes.

4.1.1. CRITÉRIOS PARA CONEXÃO

Segundo as normas, os equipamentos devem atender as características conforme apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 - Características Técnicas

Característica técnica		Classe de tensão				
		145	72,5	36,2	24,2	15
Níveis de tensão das entradas de linha (kV)		138	69	34,5	23,1	x
Níveis de tensão das Saídas de linha (kV)		x	69	34,5	23,1	13,8
Potências nominais dos transformadores de potência (MVA)		5/6,25; 10/12,5; 15/20; 20/26,6; 25/33,3; 30/40				
Distância de escoamento nominal mínima		25 mm/kV				
Distâncias mínima	Fase-fase (mm)	3000	2150	1000	1000	800
	Fase-terra (mm)	3000	1350	1000	1000	800
NBI (kV)		650	350	200	150	110
Altura mínima de segurança (mm)		3960	3350	3050	3050	2740

Fonte: Norma Técnica – NT.00026

4.1.1.1 Topologia dos barramentos

Para a subestação projetada com transformação de 69 kV para 23 kV, a escolha da topologia dos barramentos foi realizada com base em critérios técnicos estabelecidos na NT.00026, considerando o nível de tensão e a função da subestação no sistema elétrico.

4.1.1.2 Lado de Maior Tensão (69 kV)

O lado de 69 kV correspondente à entrada da subestação será constituído por um barramento simples

4.1.1.3 Lado de Menor Tensão (23 kV)

No lado de 23 kV, correspondente à saída da subestação, será adotada uma configuração com barramento principal e barramento de transferência, o que proporciona maior flexibilidade operacional, especialmente durante manobras, manutenções ou contingências.

4.1.2. PROTEÇÃO DA SUBESTAÇÃO

A proteção da subestação é fundamental para garantir a segurança dos equipamentos e a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Para a subestação em estudo, com transformação de 69 kV para 23 kV e potência instalada de 20 MVA, foram adotadas soluções de proteção compatíveis com o porte da instalação, conforme os critérios técnicos estabelecidos pela NT.00026 da Equatorial Energia.

4.1.2.1 Proteção contra Descargas Atmosféricas e Surtos de Tensão

A proteção contra surtos e descargas atmosféricas é realizada por meio de para-raios do tipo óxido de zinco, instalados em cada fase nos lados de AT e BT. Além disso serão utilizadas hastes para-raios posicionadas no topo das estruturas, garantindo cobertura conforme o ângulo de proteção de 30°. Também serão utilizados cabos-guarda para proteção direta contra descargas atmosféricas.

A distância horizontal entre os para-raios e o transformador será limitada possuindo no máximo 1.500 mm, conforme NT.00026.EQTL. pág. 11.

4.1.2.2 Proteção contra Curto-Circuito e Seccionamento

Devem ser observados os seguintes requisitos conforme a NT.00026.EQTL descreve na pág. 11:

- As saídas dos alimentadores de média tensão devem ser protegidas por disjuntores ou religadores;
- Os ajustes dos relés de proteção devem seguir rigorosamente as orientações da Concessionária;
- A alimentação desses relés deve ser provida pelo sistema de serviço auxiliar;
- É essencial garantir a coordenação entre os equipamentos de média tensão e os de alta tensão do consumidor, de forma a evitar atuações indevidas nos dispositivos de proteção da Concessionária;
- Além disso, a proteção em alta tensão dos transformadores deve ser realizada por meio de disjuntor.

4.1.2.3 Critérios para Disjuntores

A instalação dos disjuntores deve levar em consideração conforme a NT.00026.EQTL descreve nas páginas 11 e 12, a possibilidade de expansão da

subestação para os próximos 10 anos, adotando-se os seguintes critérios: quando não houver previsão de ampliação ou inclusão de um segundo transformador, deve-se instalar disjuntor na entrada da linha, sendo desnecessária a instalação de disjuntor na conexão do transformador. Por outro lado, se houver previsão de expansão com a adição de um segundo transformador ou de novas saídas no barramento de alta tensão, não se instalará disjuntor na entrada da linha; neste cenário, cada transformador ou saída de linha deverá contar com disjuntor individual, sendo a ausência de disjuntor na entrada compensada pela instalação de uma chave seccionadora com lâmina de aterramento voltada para o lado da linha. Além disso, todas as saídas de média tensão devem ser devidamente protegidas por disjuntores associados a relés de proteção.

4.1.3. FUNÇÕES DE PROTEÇÃO – ALTA TENSÃO

Segundo a Norma Técnica NT.00026 da Equatorial Energia (2024), a seção de proteção de subestações de alta tensão deve conter, no mínimo, as seguintes funções:

- Sobrecorrente instantânea e temporizada de fase (50/51);
- Sobrecorrente instantânea e temporizada de neutro (50/51N).

Essas proteções são essenciais para detectar curtos-circuitos e falhas em alimentadores, barramentos e transformadores. No entanto, para garantir maior segurança, seletividade e confiabilidade operacional, recomenda-se também a aplicação das seguintes funções adicionais:

- Proteção de distância (21);
- Proteção contra subtensão (27) e sobretensão (59);
- Proteção de subfrequência e sobrefrequência (81).

4.1.4. FUNÇÕES DE PROTEÇÃO – MÉDIA TENSÃO

Conforme a Norma Técnica NT.00026 da Equatorial Energia (2024), as funções de proteção em média tensão para transformadores e alimentadores

devem contemplar as seguintes funcionalidades básicas para a proteção dos disjuntores:

- Sobrecorrente instantânea e temporizada de fase (50/51);
- Sobrecorrente instantânea e temporizada de neutro (50/51N);
- Proteção sensível de terra (50/51GS).

4.1.5. PROTEÇÃO DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA

A proteção do transformador de 20 MVA será composta por um conjunto de relés externos e proteções internas (intrínsecas), conforme recomendações da Norma Técnica NT.00026 da Equatorial Energia (2024)

Relés de proteção externa:

- Função diferencial (87);
- Sobrecorrente de terra (51G), quando houver transformador de corrente (TC) de bucha no aterramento;
- Sobrecorrente de fase (50/51) nos lados de alta e baixa tensão.

Adicionalmente, recomenda-se a aplicação das seguintes funções de proteção:

- Proteção contra sobre-excitação (ANSI 24);
- Proteção de falha de disjuntor (ANSI 50BF);
- Proteção contra curto-circuito à carcaça (ANSI 64).

Essas proteções adicionais são especialmente recomendadas em transformadores de potência de médio e grande porte, conforme indicam Mamede Filho (2013)

Proteções internas (intrínsecas)

As proteções internas dos transformadores de potência visam detectar falhas operacionais ou anomalias térmicas e mecânicas que possam comprometer a integridade do equipamento. Conforme estabelecido pela Norma

Técnica NT.00026.EQTL-00 da Equatorial Energia (2024), devem ser aplicados os seguintes dispositivos de proteção:

- Relé de gás (63);
- Relé de sobrepressão do tanque (63A);
- Relé térmico dos enrolamentos (49);
- Relé de temperatura do óleo (26);
- Relé de nível de óleo (71);
- Relé de fluxo de óleo do comutador (80).

4.1.6. DISTÂNCIAS DE SEGURANÇA

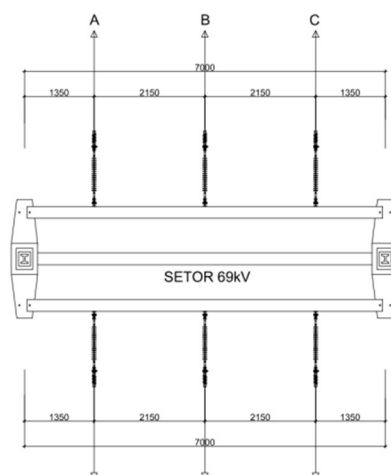
Para o correto dimensionamento e disposição física dos equipamentos da subestação, é fundamental respeitar as distâncias mínimas de segurança. A seguir, são apresentados os principais requisitos conforme NT.00026.EQTL. pág.13.

4.1.4.1 Distâncias entre Condutores Energizados

Para condutores de alta tensão (AT), as distâncias mínimas de segurança devem ser rigorosamente seguidas conforme a Figura 12, sendo:

- Fase–fase: 2,15 metros
- Fase–terra: 1,35 metro
- Vão total: 7,0 metros

Figura 12 - Distância Padrão entre Fases e Fase-terra - 72,5 kV

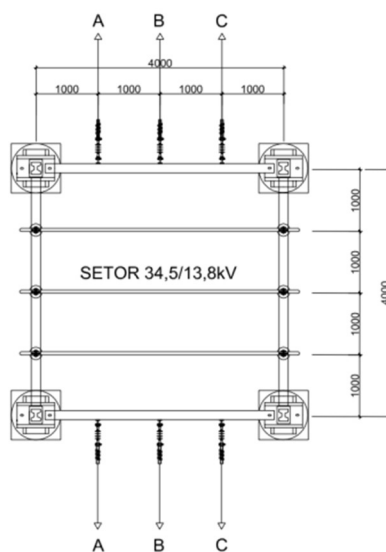


Fonte: (NT.00026.EQTL)

Para condutores de média tensão (MT), as distâncias mínimas de segurança devem ser rigorosamente seguidas conforme a Figura 13, sendo:

- Fase-fase: 1,0 metro
- Fase-terra: 1,0 metro
- Vão total: 4,0 metros

Figura 13 -Distância Padrão entre Fases e Fase-terra – Classes de 15; 24,2 e 36,2 kV



Fonte: (NT.00026.EQTL)

Tais distâncias garantem a isolamento adequada entre os condutores e são aplicáveis ao barramento de alta tensão da SE.

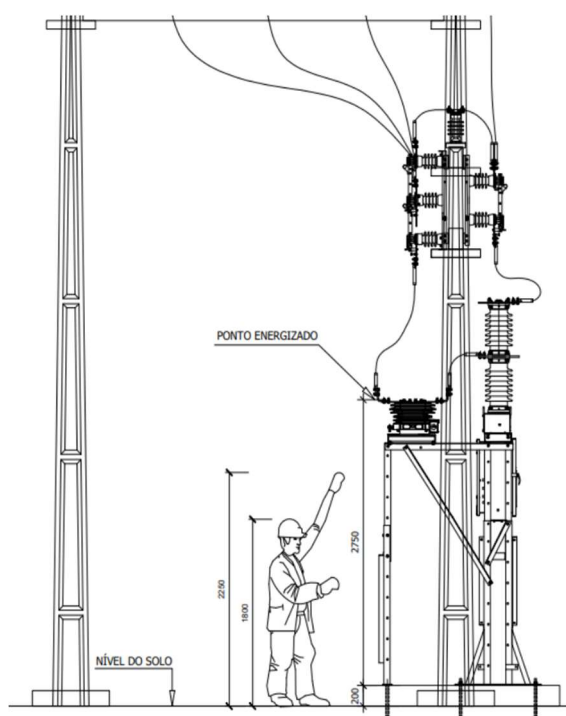
4.1.4.2 Altura Mínima de Condutores Energizados

A altura dos condutores energizados em relação ao solo deve ser definida de forma a garantir a segurança operacional, permitir o trânsito de equipamentos móveis e evitar riscos de arco elétrico, atendendo aos critérios estabelecidos pelas normas técnicas da concessionária local de distribuição, Equatorial Energia (2024).

Altura Mínima dos Condutores Energizados – Classe de Tensão 15, 24,2 e 36,2 kV, conforme a Figura 14 apresenta.

- Entre o solo e o ponto energizado 2.950mm

Figura 14 - Altura Mínima dos Condutores Energizados – Classe de 15, 24,2 e 36,2 kV

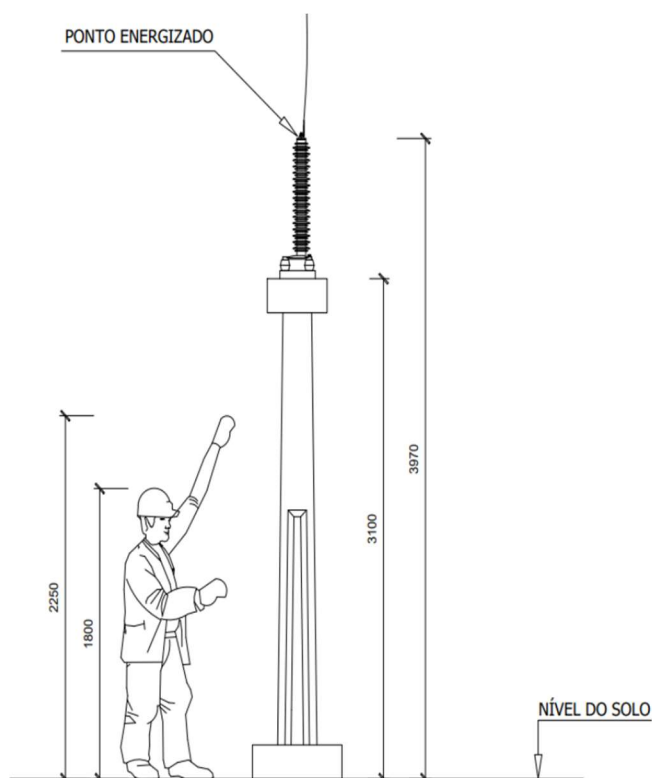


Fonte: (NT.00026.EQTL)

A altura mínima dos condutores energizados para a classe de tensão de 72,5 kV deve seguir os critérios estabelecidos pela concessionária, assegurando distanciamento seguro para operação e manutenção. A Figura 15 ilustra esse requisito, conforme orientações da Norma Técnica NT.00026.EQTL-00 da Equatorial Energia (2024).

Entre o solo e o ponto energizado 3.970 mm.

Figura 15- Altura Mínima dos Condutores Energizados – Classe de 72,5 kV



Fonte: (NT.00026.EQTL)

4.1.4.3 Afastamentos de Transformadores

Considerando que o projeto prevê a instalação de um transformador com potência de 20 MVA e volume estimado de óleo superior a 15.000 litros, devem ser observados os afastamentos mínimos exigidos para segurança contra incêndios, conforme estabelecido pela Norma Técnica NT.00026.EQTL-00 da Equatorial Energia (2024).

- 7,6 m de distância de outros equipamentos energizados;
- 4,6 m de distância de edificações com resistência ao fogo de no mínimo 2h;
- 7,6 m de distância de edificações não combustíveis;
- 15,2 m de distância de edificações combustíveis.

4.1.4.4 Barramentos

Conforme a Norma Técnica NT.00026.EQTL-00 da Equatorial Energia (2024), os barramentos de 69 kV devem ter altura mínima de 4,5 m, com vão típico de 7 m entre suportes, enquanto barramentos de 23 kV podem ser instalados em estruturas mais baixas, desde que atendam aos afastamentos mínimos elétricos e de manutenção exigidos.

4.2 Equipamentos

4.2.1. DISPOSIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS - PROJETO DE SUBESTAÇÃO 23/69 KV – 20 MVA.

A correta disposição dos equipamentos dentro da subestação é fundamental para garantir uma operação segura, facilitar atividades de manutenção e atender às exigências das normas técnicas aplicáveis.

No caso do projeto da SE 23/69 kV – 20 MVA, é imprescindível observar os afastamentos mínimos entre equipamentos, levando em consideração suas dimensões físicas, condições de operação e acessibilidade para intervenções técnicas, conforme estabelecido pela Norma Técnica NT.00026.EQTL-00 da Equatorial Energia (2024).

4.2.2. TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Para as classes de tensão de 24,2 e 72,5 deve-se obedecer às seguintes características conforme a Tabela 1.

No projeto da SE 69/23 kV – 20 MVA, adota-se o grupo de ligação YNyn0d1, que representa um transformador com ligação estrela-estrela com neutros acessíveis e terciário em delta. Essa configuração é amplamente utilizada no estado do Rio Grande do Sul, pois permite a conexão adequada às redes de distribuição em média tensão, possibilita a inserção de cargas monofásicas e melhora o desempenho da proteção contra desequilíbrios de corrente. Além da escolha do grupo de ligação, é necessário observar as especificações técnicas estabelecidas pela Equatorial Energia (2024).

Para transformadores com potência nominal a partir de 10 MVA, é obrigatória a instalação de comutador sob carga (LTC), além de sistemas de sensoramento de gases e umidade, visando monitoramento contínuo e confiabilidade operacional.

A instalação deve ser feita sobre base de concreto armado, com o transformador montado em trilhos TR-37, no caso de potência superior a 12,5 MVA com ventilação forçada. Além disso, é obrigatório o uso de bacia de contenção, capaz de reter o óleo isolante em caso de vazamentos, prevenindo a contaminação do solo e atendendo às normas ambientais e de segurança operacional.

4.2.1.2. Barramentos

Os barramentos da subestação devem obedecer às especificações da concessionária para garantir segurança operacional, durabilidade e conformidade normativa. Conforme a Norma Técnica NT.00026.EQTL-00 da Equatorial Energia (2024):

- Para os barramentos de média tensão (13,8 kV, 23,1 kV e 34,5 kV), devem ser utilizados tubos de 2 polegadas em liga de alumínio extrudado;

- Para os barramentos de alta tensão (69 kV), devem ser empregados cabos de alumínio nu, sem alma de aço, com seção de 636 MCM, código ORCHID.

4.2.1.3 Disjuntor

Os disjuntores utilizados na subestação deverão ser trifásicos e instalados sobre base de concreto armado, conforme os critérios de segurança e estabilidade definidos pela concessionária.

De acordo com a Norma Técnica NT.00026.EQTL-00 da Equatorial Energia (2024):

- Para disjuntores de média tensão (13,8 kV, 23,1 kV e 34,5 kV), o meio de extinção de arco deve ser a vácuo, por ser uma tecnologia segura, eficiente e de baixa manutenção;
- Para disjuntores de alta tensão (69 kV e 138 kV), o meio de extinção deve ser gás SF₆ ou tecnologias alternativas livres de SF₆, em conformidade com diretrizes ambientais e de desempenho.

4.1.2.4 Religadores

Os religadores deverão ser trifásicos e instalados em postes ou em suportes apropriados, garantindo estabilidade mecânica e segurança operacional.

Para os religadores de média tensão (13,8 kV, 23,1 kV e 34,5 kV), o meio de extinção de arco deve ser obrigatoriamente a vácuo, conforme especificado na Norma Técnica NT.00026.EQTL-00 da Equatorial Energia (2024).

4.2.1.5 Chaves Seccionadoras Monopolares (Tandem e Faca)

As chaves seccionadoras monopolares devem ser instaladas na posição vertical, independentemente do nível de tensão. Essas chaves devem ser montadas em viga, sendo aplicadas nas entradas e saídas de linha, bem como nas conexões de transformadores, bancos de reatores e bancos de capacitores, conforme estabelecido pela Norma Técnica NT.00026.EQTL-00 da Equatorial Energia (2024).

4.2.1.6 Chaves Seccionadoras Tripolares

As chaves seccionadoras tripolares deverão ser de operação em grupo (simultânea) e acionamento manual. Essas chaves devem ser montadas em viga, sob estrutura exclusiva, podendo ser instaladas tanto na posição vertical quanto horizontal. Sua aplicação é recomendada em ambos os lados dos disjuntores, bem como nas entradas e saídas de linha, conexões de transformadores, bancos de reatores e bancos de capacitores, conforme estabelece a Norma Técnica NT.00026.EQTL-00 da Equatorial Energia (2024).

4.2.1.7 Transformadores de Corrente (TCs)

Os transformadores de corrente (TCs) destinados à proteção devem ser utilizados exclusivamente para alimentar os relés de proteção das entradas, garantindo medições precisas e confiáveis dos valores de corrente. Para os níveis de média tensão (13,8 kV, 23,1 kV e 34,5 kV), os TCs devem ser instalados nos suportes dos disjuntores ou, no caso de religadores, sobre capitéis, conforme determina a Norma Técnica NT.00026.EQTL-00 da Equatorial Energia (2024).

No caso da alta tensão (69 kV e superiores), os TCs devem ser instalados no pórtico de entrada ou em estruturas específicas, posicionados de forma a

garantir segurança operacional, facilidade de manutenção e precisão nas medições associadas à proteção e supervisão do sistema.

4.2.1.8 Transformadores de Potencial (TPs)

Os transformadores de potencial (TPs) destinados à proteção de entrada devem ser utilizados sempre que houver necessidade da aplicação de relés de proteção que dependem de medições de tensão, como os de sobrecorrente direcional (ANSI 67) e proteção de distância (ANSI 21). Esses equipamentos podem ser instalados nos barramentos da subestação ou nos bays das linhas de alimentação, conforme a arquitetura da instalação.

Conforme estabelecido pela Norma Técnica NT.00026.EQTL-00 da Equatorial Energia (2024), todos os barramentos devem contar com TPs para medição de tensão, cuja instalação varia de acordo com o nível de tensão:

- Para média tensão (13,8 kV, 23,1 kV e 34,5 kV): a instalação deve ser feita sobre viga localizada em um dos vãos do barramento, com proteção por chave-fusível;
- Para alta tensão (69 kV e 138 kV): os TPs devem ser instalados sobre capitéis, preferencialmente nas extremidades dos barramentos.

A medição proveniente desses transformadores é utilizada tanto para o acionamento de sistemas de proteção (como disjuntores e religadores), quanto para medição elétrica. Adicionalmente, os TPs devem pertencer ao grupo de ligação 2 e conter dois enrolamentos secundários:

- Um enrolamento de 115 V, destinado às funções de proteção;
- Um enrolamento de $115/(\sqrt{3})$ V, dedicado à medição.

4.2.1.9 Transformador de Serviço Auxiliar (TSA)

Os Transformadores de Serviço Auxiliar utilizados em subestações devem atender a características técnicas específicas para garantir o fornecimento contínuo e seguro de energia aos circuitos auxiliares. De acordo com a Norma

Técnica NT.00026.EQTL-00 da Equatorial Energia (2024), esses transformadores devem possuir:

- Tensão de alimentação no primário em média tensão (13,8 kV, 23,1 kV ou 34,5 kV);
- Potência nominal de 75 kVA;
- Tensão secundária de 220/127 V, aplicável para os estados do Rio Grande do Sul e Pará.

Além disso, os transformadores devem ser instalados sobre capitéis ou em postes de concreto tipo duplo “T” 600/11, garantindo estabilidade mecânica e acessibilidade para manutenção.

4.2.1.10 Para-Raios

Para garantir a proteção adequada dos circuitos da subestação contra surtos de sobretensão, devem ser utilizados conjuntos de três (3) para-raios tipo estação para cada circuito de alimentação. Conforme orienta a Norma Técnica NT.00026.EQTL-00 da Equatorial Energia (2024), os para-raios devem ser instalados estrategicamente:

- Em alimentadores de média tensão (13,8 kV, 23,1 kV e 34,5 kV), a instalação deve ser feita sobre as vigas de entrada e saída dos alimentadores;
- Em alimentadores de alta tensão (69 kV e 138 kV), os para-raios devem ser montados sobre capitéis, preferencialmente nas extremidades dos barramentos;
- Nas conexões dos transformadores de potência, os para-raios devem ser fixados diretamente nos suportes do corpo dos transformadores, tanto no lado primário (alta tensão) quanto no lado secundário (média tensão).

4.2.1.11 Religador Trifásico

Os religadores trifásicos utilizados em subestações de distribuição devem possuir estrutura específica para aplicação em subestação, de forma a garantir

compatibilidade com os critérios de instalação e operação desses ambientes. Essa exigência está prevista na Norma Técnica NT.00026.EQTL-00 da Equatorial Energia (2024), que estabelece os requisitos construtivos e funcionais mínimos para religadores em ambientes de subestação.

4.2.1.12 Proteção e seccionamento:

- Bancos de capacitores de média tensão (13,8 kV, 23,1 kV e 34,5 kV) serão protegidos por disjuntores a vácuo.
- Bancos de capacitores de alta tensão (69 kV e 138 kV) serão protegidos por disjuntores a gás SF6.

Será permitida a instalação de até dois bancos de capacitores de média tensão em paralelo em uma mesma conexão conforme, Norma Técnica NT.00026.EQTL-00 da Equatorial Energia (2024).

4.2.1.13 Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas

A área destinada à instalação dos equipamentos da subestação deve ser devidamente protegida contra descargas atmosféricas, por meio da implantação de um Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA). Segundo a Norma Técnica NT.00026.EQTL-00 da Equatorial Energia (2024), esse sistema deve ser constituído por cabos de aço fixados no topo das estruturas de sustentação dos barramentos, ancorados em hastes de aço galvanizado com 3.000 mm de comprimento.

As descidas do SPDA devem ser executadas com cabos de aço cobreado, com seção entre 70 mm² e 120 mm², os quais devem ser interligados à malha de aterramento da subestação.

4.2.1.14 Painel de Proteção e Controle (PPC)

O painel de proteção e controle é responsável por abrigar os relés utilizados na supervisão dos equipamentos de campo da subestação. Segundo a Norma Técnica NT.00026.EQTL-00 – Critérios de Projeto de Subestações, publicada pela Equatorial Energia (2024), cada painel deve ter capacidade para até oito relés por unidade, organizados conforme os critérios técnicos estabelecidos pela concessionária. Os tipos de relés e seus critérios de aplicação estão especificados na Tabela 2.

Tabela 2 - Características Elétricas dos Equipamentos

Relação de Transformação	Local de Instalação do Disjuntor	Relé Utilizado**
34,5kV* / 13,8kV	EL's no barramento do lado de maior tensão	SEL 751-4 ou em casos especiais o SEL 311C
	EL's no barramento do lado de menor tensão	SEL 751-4 ou em casos especiais o SEL 311C
	Conexões de Trafos CT's	SEL 751-4
69kV / 34,5kV*	EL's no barramento do lado de maior tensão	SEL 311C, SEL 411L, SEL 787L ou SEL 751-4
	EL's no barramento do lado de menor tensão	SEL 751-4
	Conexões de Trafos CT's	SEL 751-4
69kV / 13,8kV	EL's no barramento do lado de maior tensão	SEL 311C, SEL 411L, SEL 787L ou SEL 751-4
	EL's no barramento do lado de menor tensão	SEL 751-4
	Conexões de Trafos CT's	SEL 751-4

Fonte: Norma Técnica – NT.00026

4.2.1.15 Painel de Alimentação Auxiliar (CA, CC ou CA/CC)

O painel de alimentação é essencial para fornecer energia aos sistemas auxiliares da subestação. Em subestações de grande porte, é recomendada a instalação de dois painéis distintos um para corrente alternada (CA) e outro para corrente contínua (CC). Já em subestações menores, adota-se um painel conjugado CA/CC. Essa diretriz está em conformidade com a Norma Técnica NT.00026.EQTL-00 da Equatorial Energia (2024).

4.2.1.16 Painel de Unidade Terminal Remota (UTR)

O painel de UTR abriga os principais dispositivos de automação, permitindo a integração e controle remoto da subestação. De acordo com a Equatorial Energia (2024), devem ser utilizados equipamentos padrão como switches SEL-2730M, controladoras SEL-3350 ou 3555, watchdog SEL-2440 e DIO (Distribuidor Interno Ótico), conforme especificado na NT.00026.EQTL-00.6.2.18.

4.2.1.17 Painel de Medição

Esse painel abriga os medidores operacionais associados aos "bays" de saída e proteção de barras. Sua instalação deve obedecer às recomendações da Equatorial Energia (2024), assegurando medições precisas conforme a NT.00026.EQTL-00.

4.2.1.18 Retificador e Banco de Baterias

O sistema de corrente contínua da subestação deve ser composto por retificadores e banco de baterias com tensão nominal de 125 Vcc, utilizando tecnologia chumbo-ácida ou íon-lítio. A instalação deve seguir os padrões estabelecidos nas especificações técnicas ET.306.EQTL, ET.307.EQTL e ET.00312.EQTL da Equatorial Energia.

4.2.1.19 Painel de Comunicação

Os painéis de comunicação devem comportar os dispositivos responsáveis pela transmissão de dados da subestação, como firewalls, roteadores, switches e rádios. A seleção e organização desses equipamentos estão descritas na NT.00026.EQTL-00 (Equatorial Energia, 2024).

4.2.1.20 Proteção Anti-Fauna

Para evitar falhas causadas por animais, é obrigatória a instalação de sistemas de proteção anti-fauna em regiões de média tensão, especialmente nas faixas de 15 kV, 24,2 kV e 34,5 kV, conforme o padrão estabelecido pela Equatorial Energia na NT.00026.EQTL-00.

4.2.1.21 Malha de Aterramento

A proteção contra descargas atmosféricas diretas será garantida por meio de hastes instaladas nas estruturas e cabos-guarda de aço dispostos ao redor dos equipamentos, cobrindo toda a área do pátio. A malha de aterramento será dimensionada de forma que mantenha as tensões de passo e de toque dentro dos limites normativos, considerando a resistividade do solo, o nível de curto-circuito e os materiais empregados. Para a execução dessa malha deverão ser utilizados os seguintes materiais, conforme detalhado na NT.00026.EQTL-00 (Equatorial Energia, 2024):

- Haste de aterramento de 3 metros 3/4", fabricado em aço e revestimento em cobre;
- Cabo de aço cobreado nu, de bitola 70 a 120 mm² para o rabicho;
- Cabo de cobre nu de bitola 70 a 120mm², para a malha; Segue abaixo outros pontos relevante na construção/projeto da malha de aterramento:
- A conexão da parte enterrada feita por solda exotérmica;
- A conexão dos rabichos aos equipamentos será por meio de conexão mecânica;
- Conexão entre cabo-haste será feita por solda exotérmica, com exceção da haste na caixa de inspeção, que será feita por conector haste-cabo;
- A Caixa de inspeção construído em bloco estrutural, e tampa em concreto armado;
- A profundidade mínima para aplicação da malha será de 600mm.

4.2.1.22 Resistividade do Solo e Cálculo da Malha de Terra

A resistividade do solo deve ser medida após a terraplenagem utilizando o método Wenner de quatro pontas, segundo a norma ABNT NBR 7117, sendo essas informações essenciais para o correto dimensionamento da malha de terra, como descrito na norma técnica da Equatorial.

4.2.1.23 Aterramento de Cercas e Portões

Portões e cercas localizados a até 10 metros da malha de terra devem ser conectados a ela. Se estiverem a distâncias superiores, deve-se providenciar aterramento independente. Essa exigência visa garantir segurança operacional e está presente na NT.00026.EQTL-00.

5. MEMORIAL DESCRITIVO

Este documento tem como objetivo apresentar os critérios técnicos, diretrizes de projeto e especificações gerais para a implantação de uma subestação abaixadora de 69 kV para 23 kV, com potência nominal de 20 MVA, destinada à distribuição de energia elétrica. A subestação será futuramente conectada a uma linha de transmissão em 69 kV, conforme previsto, e seguirá os padrões exigidos pela CEEE – Grupo Equatorial Energia, com base na Norma Técnica NT.00026.EQTL – Critérios de Projeto de Subestações.

5.1 Considerações Gerais

Cabe destacar que, devido à indisponibilidade de informações detalhadas sobre a linha de transmissão à qual a subestação será conectada, este projeto se limitará à definição dos aspectos funcionais, estruturais e normativos da instalação. Os equipamentos cujo dimensionamento dependa de dados específicos do sistema, como transformadores, disjuntores e condutores, serão apresentados de forma qualitativa, com base em referências técnicas e nos critérios da concessionária, ficando o dimensionamento quantitativo para uma etapa posterior, tão logo essas informações estejam disponíveis.

Ainda assim, o projeto assegura a conformidade com os requisitos normativos e fornece uma base sólida para continuidade do desenvolvimento, contemplando:

- A seleção técnica dos principais equipamentos e suas aplicações na SE;
- Os afastamentos normativos, critérios de aterramento e proteção contra descargas atmosféricas;

5.2 Local da SE

A subestação será implantada na região de Lavras do Sul, em um ponto estrategicamente posicionado para garantir a eficiência na distribuição de energia e a redução das perdas técnicas. As coordenadas geográficas

aproximadas do ponto de instalação são latitude -30.709819 e longitude -54.608283, obtidas por meio de georreferenciamento utilizando recursos básicos do software ArcGIS.

A escolha do local considerou principalmente a proximidade com os pontos potenciais de geração distribuída, que poderão se conectar ao sistema pelo lado de 23 kV da subestação, conforme apresentado no mapa hidrográfico e de infraestrutura da região (Figura 16), onde a seta vermelha indica o local proposto para a implantação.

Figura 16 - Proposta de Distribuição de Águas



Fonte: Associação dos Usuários da Água da Bacia do Rio Santa Maria – RS (2004).

Vale ressaltar que a localização ideal de subestações pode ser determinada com base no método do baricentro de cargas, amplamente utilizado no planejamento de sistemas elétricos. Esse método tem como objetivo localizar o ponto médio da distribuição espacial das cargas, minimizando as distâncias entre os centros de consumo e a subestação, reduzindo perdas técnicas e otimizando o uso da infraestrutura. O cálculo é baseado nas coordenadas geográficas dos pontos de carga e pode ser representado pelas equações 5.1 e 5.2.

$$x_{baricentro} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (5.1)$$

$$y_{baricentro} = \frac{\sum_{i=1}^n y_i}{n} \quad (5.2)$$

Onde x_i e y_i são as coordenadas geográficas de cada ponto de carga i , e n representa o número total de pontos considerados. Esse cálculo tem como objetivo encontrar o centro de gravidade da distribuição das cargas elétricas, otimizando a localização de subestações e reduzindo perdas técnicas e custos com cabeamento de média tensão (ELECTRO GRAPHICS, 2019; MARINGÁ, 2013). Contudo, não foi possível aplicar essa metodologia de forma quantitativa no presente trabalho, uma vez que não houve acesso a módulos avançados de sistemas de georreferenciamento, como ferramentas especializadas de geoprocessamento (por exemplo, ArcGIS com suporte à análise espacial completa). Apenas funcionalidades básicas de mapeamento estiveram disponíveis, o que limitou a aplicação prática do método. Dessa forma, a definição do ponto de instalação foi realizada com base em uma análise qualitativa, utilizando coordenadas estimadas, a distribuição das cargas e critérios técnicos locais.

5.2.1. CONDIÇÕES DE SERVIÇO

Os equipamentos, dispositivos e materiais descritos neste critério devem suportar operação em clima subtropical úmido, típico da região sul do Brasil, onde se encontram sujeitos à ação de chuvas intensas, exposição direta à radiação solar, variações térmicas acentuadas e elevada umidade relativa do ar. Ainda que não haja ação de atmosfera salina na região de Lavras do Sul, os materiais devem ser dimensionados para suportar condições ambientais severas conforme as normas da CEEE - Grupo Equatorial Energia, atendendo às exigências especificadas na Tabela 3.

Tabela 3 - Condições Ambientais dos Equipamentos

Condições Ambientais dos Equipamentos		
Altitude em relação ao nível do mar		Até 1.000 metros
Temperatura máxima anual	- instalação ao tempo	40 °C
	- instalação abrigada	45°C
Temperatura anual	mínima	1°C
	máxima	40°C
Temperatura média em 24 horas máxima	Instalação ao tempo	30 °C
	instalação abrigada	35 °C
Umidade relativa média anual		80 A 100%
Velocidade máxima do vento (h = 20m, tempo de integração 2s)		130 km/h

Fonte: Norma Técnica – NT.00026

5.2.2. ENTRADA E LIGAÇÃO

A subestação será conectada futuramente a uma linha de transmissão de 69 kV da Concessionária CEEE – Grupo Equatorial Energia, cuja implantação ainda está prevista. Essa linha será responsável por fornecer energia em alta tensão à subestação, onde será realizada a transformação para 23 kV.

5.2.3. SETOR DE ALTA TENSÃO

Cubículo 1 – Medição: abriga transformadores de potencial (TPs) e transformadores de corrente (TCs), responsáveis por alimentar o painel de medição com grandezas elétricas (kW, A, V, kVA, kVAr), conforme exigido pela concessionária.

Cubículo 2 – Proteção: recebe sinais dos TCs e abriga relés de proteção (49, 50/51, 50/51N e 86), responsáveis por monitorar condições anormais e acionar os disjuntores em caso de falha.

Cubículo 3 – Transformador de Serviços Auxiliares: contém um transformador com primário em 23 kV e secundário 220/110 V, potência de 75 kVA, utilizado para suprir os sistemas auxiliares da subestação, como iluminação, controle e futura automação.

Cubículo 4 – Disjuntor de Média Tensão: comporta o disjuntor 2MT e TC-2, atuando na proteção e seccionamento do circuito de alimentação do transformador de serviços auxiliares, permitindo intervenções com segurança.

5.2.4. BARRAMENTO

O barramento de média tensão da subestação será do tipo principal e de transferência, executado com tubos de alumínio extrudado com diâmetro nominal de 2 polegadas, conforme estabelecido na Norma Técnica NT.00026 da Equatorial Energia, aplicável às tensões de 13,8 kV, 23,1 kV e 34,5 kV.

Para o setor de alta tensão (69 kV), correspondente à entrada da subestação, o barramento será do tipo simples e constituído por cabos de alumínio nu, sem alma de aço, bitola 636 MCM, código ORCHID, conforme especificações da NT.00026.

5.2.5. SERVIÇOS AUXILIARES

Este setor contará com um transformador de serviços auxiliares, com tensão primária de 23 kV, tensão secundária de 220/127 V e potência nominal de 75 kVA, conforme especificado pela Norma Técnica NT.00026.EQTL (Equatorial Energia, 2023). Esse equipamento será responsável por suprir os circuitos de baixa tensão da subestação, alimentando sistemas essenciais como iluminação, proteção, controle e demais cargas auxiliares, garantindo a operação segura e contínua da instalação.

5.2.6. ATERRAMENTO

O sistema de aterramento da subestação foi projetado conforme os critérios estabelecidos pela CEEE/Equatorial RS e as normas técnicas brasileiras, em especial a ABNT NBR 15751 e NBR 14039, garantindo segurança operacional e proteção às pessoas e equipamentos. A malha de aterramento será composta por cabos de cobre nu de 70 mm², têmpera meio dura, 19 fios,

instalados a 0,5 m de profundidade, formando uma rede interligada enterrada que cobre toda a área da subestação.

As interligações entre estruturas metálicas, carcaças de transformadores, cubículos, cercas, portões, e demais partes condutivas serão conectadas diretamente à malha por meio de solda exotérmica ou conectores apropriados. Serão utilizadas hastes de aterramento de aço cobreado com 3,0 m de comprimento, 19 mm de diâmetro e espessura mínima de cobre de 0,254 mm, conforme especificação da concessionária.

A distribuição mínima das hastes será a seguinte:

- 1 haste para o neutro do transformador de potência;
- 2 hastes em pontos distintos da carcaça do transformador;
- 1 haste para o neutro do transformador de serviços auxiliares;
- 1 haste para cada conjunto de para-raios;
- 1 haste para o neutro de eventual resistor de aterramento;
- 3 a 4 hastes nos cantos agudos do limite da malha;
- 1 haste em cada canto da casa de comando.

O formato da malha será projetado de forma suavemente arredondada nos cantos, evitando concentração de gradientes de potencial perigosos. As tensões de toque e passo foram verificadas no Memorial de Cálculos.

5.2.7. CASA DE COMANDO

A casa de comando será responsável por abrigar os painéis de controle e proteção dos cubículos de média tensão, incluindo os sistemas de proteção, medição e os comandos do transformador de serviços auxiliares.

5.2.8. PROTEÇÃO E MEDIÇÃO

5.3.8.1 Entrada da Linha de 69 kV

A proteção da linha de entrada em 69 kV será realizada por meio de um relé digital numérico multifunção, que integrará as principais proteções exigidas

para sistemas de média tensão, conforme os critérios estabelecidos pela Equatorial RS.

As funções implementadas serão:

- Funções 50/51: proteção de sobrecorrente de fase (instantânea e temporizada);
- Funções 50N/51N: proteção de sobrecorrente de neutro (instantânea e temporizada);
- Função 27: proteção contra subtensão de fase;
- Função 59: proteção contra sobretensão de fase;
- Função 46: proteção contra corrente de sequência negativa;
- Função 47: proteção contra falha na sequência de fases;
- Função 81: proteção contra subfrequência e sobre frequência.

Em caso de atuação de qualquer uma dessas proteções, o relé deverá comandar a abertura do disjuntor geral DJ-1AT, interrompendo o fornecimento de energia à subestação. Os eventos associados às atuações deverão ser sinalizados no painel de controle da casa de comando, com indicação clara da função de proteção que originou a abertura do disjuntor. O sistema deve obedecer aos critérios de seletividade, confiabilidade e registrabilidade estabelecidos na NT.00026

Bay de Transformação

- No bay de transformação do transformador TRF-01, que rebaixa de 69 kV para 23 kV, foram adotadas as seguintes proteções intrínsecas e de relé:
- Proteções intrínsecas para o transformador (relés locais, interligados ao disjuntor de 69 kV e ao disjuntor de 23 kV):
- Função 63 (relé de Buchholz / pressão de gás): monitora acumulação de gás ou pressão anormal no tanque. Em condição de alarme crítico, manda um sinal para que ocorra o desligamento dos disjuntores do transformador 23 kV e 69 kV desta forma impede que religuem função 87;

- Função 26 (temperatura do óleo): monitora temperatura do óleo do transformador. Ao atingir temperatura de limiar, aciona ventilação (coolers/ventiladores). Se atingir 80 °C, envia alarme para a central;
- Função 49 (temperatura do enrolamento): responsável por monitorar a temperatura interna do enrolamento. Em condição crítica, aciona abertura imediata dos disjuntores de MT e AT para proteger o enrolamento;
- Função 71 (nível de óleo): monitora nível do líquido isolante (óleo). Em nível baixo ou alto fora de faixa, envia alarme para a central. Em falha grave de nível (vazamento significativo);
- Função 80 (fluxo de óleo do comutador): caso o transformador possua comutador sob carga, monitora fluxo de óleo para o LTC e envia alarme/intertravamento conforme especificação do fabricante;
- Proteções de relé digital adicionais (todos estes relés devem ser configurados para atuar nos disjuntores de 23 kV (bay DJ-1MT) e 69 kV (bay DJ-1AT) ;
- Funções 50/51 (sobrecorrente de fase instantânea e temporizada): protegem contra sobrecorrentes de fase no enrolamento do transformador ou em alimentadores associados. Em falta interna ao transformador, dispara diferencial antes, mas sobrecorrente atua como backup;
- Função 87 (diferencial de transformador): principal proteção de falta interna no transformador. Ao detectar desequilíbrio entre correntes de 69 kV e 23 kV (considerando relação de transformação e possíveis enrolamentos adicionais), dispara imediatamente ambos disjuntores 69 kV e 23 kV para isolar o transformador;
- Função 51G (sobrecorrente de terra temporizada / proteção sensível de terra): essa proteção é aplicada quando o transformador possui transformador de corrente (TC) no ponto de aterramento do neutro, permitindo a detecção de correntes de fuga para a terra. Caso a corrente medida ultrapasse o valor de ajuste definido, a função 51G atua desligando o disjuntor associado. Essa função pode ser utilizada como proteção complementar ou de retaguarda à proteção diferencial (função 87), em situações de faltas à terra de baixa intensidade.

5.2.9. DESCRIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS

Serão apresentados, a seguir, os equipamentos padronizados pela Equatorial Energia, conforme estabelecido na Norma Técnica NT.00026.EQTL – Critérios de Projetos de Subestações. Como esses componentes não requerem dimensionamento específico no escopo deste projeto, sua descrição será feita de forma qualitativa, visando manter o alinhamento com as diretrizes da concessionária..

5.3.9.1 PARA-RAIOS 24 kV

Os para-raios de média tensão serão instalados junto às buchas de baixa tensão do transformador de força e nos terminais dos cubículos de média tensão, com exceção dos cubículos de serviços auxiliares. Serão do tipo polimérico, com resistores de óxido de zinco, conforme os critérios estabelecidos na norma ABNT NBR IEC 60099-4 e na Especificação Técnica – ET 305 Revisão 1 – 2021.

As características técnicas adotadas são:

Tensão nominal.....	21 kV
Tensão máxima de operação F-F.....	24,2kV
NBI.....	125 kV
Frequência nominal.....	60 Hz
Máxima tensão de operação contínua (MCOV)	17 kV
Corrente de descarga nominal.....	10 kA
Máxima Sobretensão Temporária (TOVsist) (kV, pico).....	27,67 kV
Tensão máxima residual 8/20 ms a 10 kA.....	53,3 kV
Tensão máxima residual 1/20 ms a 10 kA.....	73 kV
Tensão máxima residual 30/60 ms a 10 kA.....	45 kV
Capacidade suportável 4/10 ms.....	100 kA

5.3.9.2 ESPECIFICAÇÃO TRANSFORMADOR DE FORÇA

Segundo a Especificação técnica de transformador de potência a óleo vegetal. ET.00320.EQTLpolícia o Transformador deve apresentar as seguintes características:

Transformador 69/23 kV – 20MVA

Potência Nominal: 20 MVA (KNAN) / 26,6 MVA (KNAF)

Tensão Nominal Primária (AT)..... 69 kV

Tensão Nominal Secundária (BT).....23 kV

Grupo de Ligação.....YNyn0d1

Frequência Nominal..... 60 Hz

Impedância de Curto-Circuito.....10% (base KNAN)

Comutador de Derivação: Em carga (OLTC), $\pm 4 \times 1,25\%$ (instalado no enrolamento de AT)

Meio Isolante.....Óleo vegetal (tipo A, com inibidor antioxidante, livre de DBDS e PCBs)

Níveis de Isolamento..... (AT 69kV)

Impulso atmosférico..... 350/385 kV(pleno/cortado)

Suportável a 60 Hz (1 min)..... 140kV

Níveis de Isolamento..... (BT 23,1kV)

Impulso atmosférico.....150/165 kV(pleno/cortado)

Suportável a 60 Hz (1 min)..... 50kV

Temperatura de elevação (ponto mais quente).....máx.80 °C

5.3.9.3 PARA-RAIOS 72,5 kV

Tensão nominal.....60 kV

Tensão máxima de operação F-F.....72,5kV

NBI.....350 kV

Frequência nominal.....60Hz

Máxima tensão de operação contínua (MCOV).....	48kV
Corrente de descarganominal.....	10kA
Máxima Sobretensão Temporária (TOVsist) (kV, pico)	102,40kV
Tensão máxima residual 8/20 ms a 10 kA.....	160 kV
Tensão máxima residual 1/20 ms a 10 kA.....	175 kV
Tensão máxima residual 30/60 ms a 10 kA.....	119 kV
Capacidade suportável 4/10 ms.....	100 kA

5.3.9.4 TRANSFORMADOR DE SERVIÇOS AUXILIARES

Potência nominal.....	75 kVA(ONAN)
Tensão nominal AT.....	23 kV
Tensão nominal BT.....	220/127 V
Tipo de comutador:	Sem carga e sem tensão (CST)
Grupo de ligação.....	Dyn1
Frequência nominal.....	60 Hz
Fase.....	Trifásico
Líquido isolante.....	A seco
Derivações.....	23.000 / 21.850 / 20.700 / 19.550 / 18.400 V
Impedância percentual.....	3,5%
NBI (23 kV).....	150 kV
Tensão suportável a 60 Hz (1 minuto) – AT.....	50 kV
NBI (220/127 V).....	30 kV
Tensão suportável a 60 Hz (1 minuto) – BT.....	10 kV
Perdas em vazio.....	200 W (valor típico)
Perdas totais.....	1.100 W (valor típico)

5.4 Considerações Finais do Capítulo

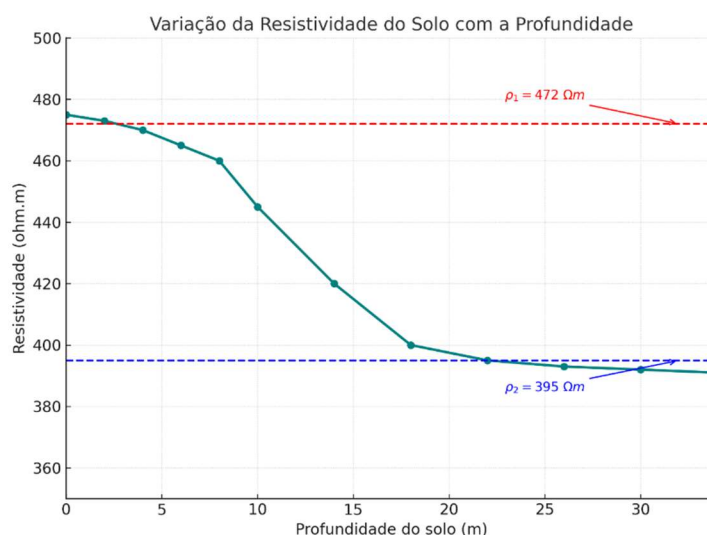
O presente capítulo apresentou os critérios técnicos adotados para o projeto da subestação abaixadora 69/23 kV com potência nominal de 20 MVA. Foram definidos os aspectos essenciais da instalação, como localização estratégica, condições de serviço, arranjos de alta e média tensão, sistemas de proteção, medição, aterramento e os principais equipamentos envolvidos. Mesmo com a ausência de informações detalhadas sobre a linha de transmissão à qual a subestação será conectada, foi possível estabelecer diretrizes funcionais e estruturais que seguem os padrões da Norma Técnica NT.00026.EQTL, da Equatorial Energia.

6. ESTUDO DE CASO DE ATERRAMENTO

Para o estudo de caso, adotou-se um exemplo de cálculo de aterramento com base nas recomendações de Mamede Filho, conforme apresentado no livro Instalações Elétricas Industriais (2017). Como não foi possível obter informações específicas sobre as características do solo nem sobre a linha de transmissão de 69 kV em especial os valores de corrente de curto-circuito fase-terra (I_{ccft}) e corrente de curto-circuito fase-terra máxima ($I_{ccftmáx}$), o que é comum em estudos de caso com dados limitados, optou-se por utilizar valores de referência indicados na literatura técnica, conforme o autor citado, sendo para $I_{ccftmáx}$ 55kA e para I_{ccft} 817A. Os parâmetros adotados têm como objetivo viabilizar o desenvolvimento conceitual do projeto, assegurando coerência técnica durante as etapas de análise e dimensionamento. Ressalta-se que esses valores podem ser posteriormente ajustados conforme medições reais de campo, garantindo maior precisão na validação e implantação do sistema de aterramento.

Inicialmente é necessário pegar os valores de $\rho_1 = 472$ e $\rho_2 = 395$, que foram obtidos através do gráfico da Figura 17.

Figura 17 - Estratificação do Solo



Fonte: Adaptado Mamede 2017

Resistividade média do solo (ρ_a)

$$\frac{\rho_2}{\rho_1} = \frac{395}{472} = 0,83 \quad \rightarrow \quad \frac{\rho_2}{\rho_1} = 0,80 \rightarrow K1 = 0,9593$$

$$\rho_m = K1 \times \rho_1 = 0,9593 \times 472 = 452,7 \Omega.m$$

Tabela 4 - Fator de Multiplicação

Relação ρ_2/ρ_1	Fator K1	Relação ρ_2/ρ_1	Fator K1	Relação ρ_2/ρ_1	Fator K1	Relação ρ_2/ρ_1	Fator K1
0,001	0,6839	0,3	0,817	6,5	1,331	19	1,432
0,002	0,6844	0,35	0,8348	7	1,34	20	1,435
0,0025	0,6847	0,4	0,8517	7,5	1,349	30	1,456
0,003	0,685	0,45	0,8676	8	1,356	40	1,467
0,004	0,6855	0,5	0,8827	8,5	1,363	50	1,474
0,0045	0,6858	0,55	0,8971	9	1,369	60	1,478
0,005	0,6861	0,6	0,9107	9,5	1,375	70	1,482
0,006	0,6866	0,65	0,9237	10	1,38	80	1,484
0,007	0,6871	0,7	0,9361	10,5	1,385	90	1,486
0,008	0,6877	0,75	0,948	11	1,39	100	1,488
0,009	0,6882	0,8	0,9593	11,5	1,394	110	1,489
0,01	0,6887	0,85	0,9701	12	1,398	120	1,49
0,015	0,6914	0,9	0,9805	12,5	1,401	130	1,491
0,02	0,694	0,95	0,9904	13	1,404	140	1,492
0,03	0,6993	1	1	13,5	1,408	150	1,493
0,04	0,7044	1,5	1,078	14	1,41	160	1,494
0,05	0,7095	2	1,134	14,5	1,413	180	1,495
0,06	0,7145	2,5	1,177	15	1,416	200	1,496
0,07	0,7195	3	1,21	15,5	1,418	240	1,497
0,08	0,7243	3,5	1,237	16	1,421	280	1,498
0,09	0,7292	4	1,26	16,5	1,423	350	1,499
0,1	0,7339	4,5	1,278	17	1,425	450	1,5
0,15	0,7567	5	1,294	17,5	1,427	640	1,501
0,2	0,7781	5,5	1,308	18	1,429	1000	1,501
0,25	0,7981	6	1,32	18,5	1,43		

Fonte: Adaptado Mamede 2017

Raio equivalente da malha de terra

$$R = \sqrt{\frac{s}{\pi}} = \sqrt{\frac{44 \times 66}{\pi}} = 30,40 m$$

Profundidade da camada de resistividade média

$$\rho m = 452 \Omega.m \rightarrow Hm = 7,8$$

Com o valor de Hm é possível encontrar K2

$$K2 = \frac{30,40}{7,9} = 3,91$$

Para obter o valor de K3, será preciso realizar uma interpolação utilizando os dados da Tabela 5.

Tabela 5 - Determinação da resistividade aparente do solo de duas camadas

$\rho a/\rho 1$	Relação $\rho 2/\rho 1$												
	Relação R/Hm												
	0,01	0,05	0,1	0,2	0,5	1	2	5	10	20	50	100	200
0,10	1	1,01	1,01	1,02	1,05	1	1,1	1,15	1,18	1,2	1,2	1,3	1,3
0,20	0,95	0,96	1	0,97	0,99	1	1,13	1,2	1,25	1,3	1,4	1,4	1,5
0,50	0,8	0,9	0,98	0,95	1	1	1,2	1,3	1,4	1,6	1,8	2	2,3
1,00	0,77	0,83	0,9	0,85	0,9	1	1,3	1,5	1,6	2	2,5	2,8	3
2,00	0,67	0,82	0,86	0,86	0,9	1	1,31	1,55	1,6	2,6	3,2	4	4,5
5,00	0,56	0,6	0,65	0,68	0,8	1	1,32	2	2,9	4	5,7	7,3	8,8
10,00	0,48	0,52	0,6	0,6	0,8	1	1,35	2,4	3,5	5,3	8	11	14
20,00	0,41	0,45	0,5	0,53	0,72	1	1,4	2,7	4,2	6,8	12	15	21
35,00	0,36	0,4	0,45	0,5	0,71	1	1,4	2,8	4,8	7,8	14	18	27
50,00	0,32	0,37	0,4	0,48	0,7	1	1,5	3,1	5,4	8,5	16	23	33
75,00	0,29	0,35	0,38	0,46	0,68	1	1,5	3,1	5,5	9	17	26	40
100,00	0,27	0,31	0,35	0,42	0,55	1	1,5	3,2	5,8	9,8	18	39	45
200,00	0,22	0,26	0,3	0,38	0,6	1	1,6	3,5	6	11	22	35	56
500,00	0,18	0,21	0,25	0,35	0,6	1	1,7	3,7	6,7	12	25	42	77
1000,00	0,15	0,17	0,22	0,3	0,6	1	1,8	4	7	13	37	48	85

Fonte: Adaptado Mamede 2017

$$\frac{1 - 0,5}{1 - 0,9} = \frac{1 - 0,83}{1 - X1} \rightarrow X1 = 0,966$$

$$\frac{1 - 0,5}{1 - 0,8} = \frac{1 - 0,83}{1 - X2} \rightarrow X2 = 0,93$$

$$\frac{5 - 2}{0,932 - 0,966} = \frac{5 - 3,91}{0,932 - K3} \rightarrow K3 = 0,944$$

Com o valor de K3 é possível obter o valor de ρa

$$\rho a = K3 \times \rho 1 = 0,944 \times 472 = 445 \Omega.m$$

Seção Mínima do Condutor

$$Sc = K \times Icft = 0,002533 \times 55.000 = 139,3 \text{mm}^2$$

$$Sc = 150 \text{ mm}^2 - \text{seção adotada}$$

Número de Condutores

Como tentativa inicial de configuração da malha de aterramento, adotou-se um espaçamento de 3 metros para os condutores principais e 1,75 metros para os condutores de junção, com o objetivo de garantir boa cobertura da área da subestação e facilitar a equipotencialização. Essa configuração poderá ser ajustada posteriormente conforme os resultados obtidos nos cálculos de resistência da malha e nas verificações de tensão de passo e toque.

$$Di = 3m$$

$$Dc = 1,75m$$

$$Ncp = \frac{Cm}{Di} + 1 = \frac{66}{3} + 1 = 23 \text{ Condutores}$$

$$Ncj = \frac{Lm}{Dc} + 1 = \frac{44}{1,75} + 1 = 26 \text{ Condutores}$$

Comprimento dos Condutores

$$lcm = 1,05 \times [(Ncj \times Cm) + (Ncp \times Lm)]$$

$$lcm = 1,05 \times [(26 \times 44) + (23 \times 66)] = 2.795m$$

Coeficiente e Ajuste

$$Kmp = \frac{1}{2\pi} \times \ln \left[\frac{Dp^2}{4\pi \times (Ncp - 1) \cdot H \cdot Dca} \right]$$

$$Kmp = \frac{1}{2\pi} \times \ln \left[\frac{3}{4\pi \cdot (23 - 1) \times 0,60 \cdot 0,00975} \right] = 0,273$$

$$Kmj = \frac{1}{2\pi} \times \ln \left[\frac{Dj^2}{4\pi \times (Ncj - 1) \times H \times Dca} \right]$$

$$Kmj = \frac{1}{2\pi} \times \ln \left[\frac{1,75^2}{4\pi \cdot (26 - 1) \times 0,60 \times 0,00975} \right] = 0,081$$

$$Ksp = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2H} + \frac{1}{Dp + H} + \frac{\ln \cdot (0.655(Ncp - 1) - 0.328)}{Dp} \right)$$

$$Ksp = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2 \cdot 0,6} + \frac{1}{3 + 0,6} + \frac{\ln \cdot (0.655(23 - 1) - 0.328)}{3} \right) = 0,634$$

$$Ksj = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2H} + \frac{1}{Dj + H} + \frac{\ln(0.655(Ncj - 1) - 0.328)}{Dj} \right)$$

$$K_{sj} = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2 \times 0,6} + \frac{1}{1,75 + 0,6} + \frac{\ln(0.655(26 - 1) - 0.328)}{1,75} \right) = 0,906$$

$$K_{ip} = 0,65 + 0,172 \times N_{cp} = 0,65 + 0,172 \times 23 = 4,60$$

$$K_{ij} = 0,65 + 0,172 \times N_{cj} = 0,65 + 0,172 \times 26 = 5,12$$

Comprimento Mínimo da Malha

$$L_c = \frac{K_m \times K_i \times \rho_a \times I_{cft} \times \sqrt{T_f}}{0.116 + 0.174 \times \rho_s} = \frac{1.258 \times 445 \times 871 \times \sqrt{0.5}}{0.116 + 0.174 \times 3.000} = 540,79 \text{ metros}$$

$$2.795 > 540,79 \text{ (Satisfaz a Condição)}$$

Tensão de Passo

$$E_{pa} = \frac{116 + 0.7 \times \rho_s}{\sqrt{T_f}} = \frac{116 + 0.7 \times 3000}{\sqrt{0.5}} = 3.133 \text{ V}$$

A tensão de passo na periferia da malha é (máximo produto $K_s \cdot K_i$ é $0,906 \cdot 4,60 = 3,93$)

$$E_{per} = \frac{K_s \times K_i \times \rho_1 \times I_{cft}}{L_{cm}} = \frac{4,16 \times 472 \times 871}{2.795} = 612,38 \text{ V}$$

$$612,38 < 3.133 \text{ (Satisfaz a Condição)}$$

Tensão de Toque

$$E_{te} = \frac{K_m \times K_i \times \rho_1 \times I_{cft}}{L_{cm}} = \frac{1,258 \times 472 \times 871}{2.795} = 185,08 \text{ V}$$

A tensão máxima de toque é o maior valor de tensão que um operador pode, ocasionalmente, entrar em contato ao tocar acidentalmente uma parte energizada, sem que isso represente risco à sua integridade física.

$$E_{tm} = \frac{116 + 0,174 \times \rho_s}{\sqrt{T_f}} = \frac{116 + 0,174 \times 3.000}{\sqrt{0,5}} = 902,27V$$

$$902,27 \geq 192,31 (\text{Satisfaz a Condição})$$

Corrente de Choque

A corrente de choque máxima, referente à tensão de passo nas extremidades da malha de aterramento, considerando a ausência de camada isolante como brita, é o valor limite que pode circular pelo corpo humano sem causar efeitos fisiológicos perigosos.

$$I_{pmch} = \frac{1.000 \times E_{per}}{1.000 + 6 \times \rho_1} = \frac{1.000 \times 612,38}{1.000 + 6 \times 472} = 159,79 \text{ mA}$$

Se for utilizada brita, a corrente máxima será:

$$I_{pmch} = \frac{1.000 \times E_{per}}{1.000 + 6 \times (\rho_1 + \rho_s)} = \frac{1.000 \times 612,38}{1.000 + 6 \times (472 + 3.000)} = 28,04 \text{ mA}$$

I_{ch} é a máxima corrente de choque que o corpo humano suporta para um dado intervalo de tempo

$$I_{ch} = \frac{116}{\sqrt{T_f}} = \frac{116}{\sqrt{0,5}} = 164 \text{ mA}$$

$$28,04 < 164 \text{ (Deverá ser utilizada brita)}$$

As correntes de choque resultantes de um toque acidental, considerando com e sem brita, são, respectivamente, maiores com brita e menores sem brita,

uma vez que a brita aumenta a resistividade do solo superficial, limitando a passagem de corrente elétrica pelo corpo humano.

$$I_{tmch} = \frac{1.000 \times E_{te}}{1.000 + 1,5 \times (\rho_1 + \rho_s)} = \frac{1.000 \times 185,08}{1.000 + 1,5 \times (472 + 3.000)} = 29,81 \text{ mA}$$

$$I_{tmch} = \frac{1.000 \times E_{te}}{1.000 + 1,5 \times (\rho_1)} = \frac{1.000 \times 185,08}{1.000 + 1,5 \times (472)} = 108,37 \text{ mA}$$

$$29,81 \leq 164$$

Fica evidente a necessidade da brita.

Resistência da Malha de Terra

$$R_{mc} = \frac{\rho_a}{4R} + \frac{\rho_a}{L_{cm}} = \frac{445}{4 \times 30,40} + \frac{445}{2.795} = 3,8187 \Omega$$

Portanto, a resistência total da malha de aterramento está em conformidade com o valor de referência estabelecido por Mamede Filho (2017), que recomenda, para subestações de até 69 kV, uma resistência de malha (R_{mc}) inferior ou igual a 5 Ω .

7. SPDA – MÉTODO DAS ESFERAS ROLANTES

7.1 Considerações Gerais

O estudo do Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA) é extremamente importante para projetos de subestações, pois estas instalações são responsáveis por etapas críticas no processo de transmissão e distribuição de energia elétrica. As descargas atmosféricas representam um dos maiores riscos naturais para essas estruturas, podendo causar sérios danos aos equipamentos, interrupções no fornecimento de energia e até riscos à vida humana. Assim, a correta aplicação das normas técnicas, como a NBR 5419:2015 e a IEEE Std 998:2012, torna-se essencial para garantir a segurança, a continuidade do serviço e a integridade do sistema elétrico (ANTUNES, 2023).

7.2 Análise da Proteção por Esfera Rolante com Base na NBR 5419-2

No desenvolvimento deste projeto, optou-se pela aplicação do método da esfera rolante, conforme orienta a NBR 5419-2:2015, por ser o mais compatível com as características geométricas da subestação analisada. Esse método baseia-se no conceito de que uma descarga atmosférica tende a atingir os pontos mais altos e expostos de uma estrutura. A metodologia consiste em imaginar uma esfera com raio definido pelo nível de proteção desejado, rolando sobre e ao redor da estrutura. As áreas que a esfera não alcança são consideradas protegidas, enquanto os pontos tocados por ela indicam regiões vulneráveis e que necessitam de captadores adicionais. Segundo a NBR 5419-2:2015, essa técnica é especialmente indicada para estruturas com formas complexas, como subestações, onde o uso de métodos mais simplificados, como o ângulo de proteção, pode ser impreciso. A norma fornece os valores adequados para o raio da esfera de acordo com a classe do SPDA, permitindo o dimensionamento seguro e eficaz do sistema de proteção. De acordo com Antunes (2023), a aplicação desse método possibilita a identificação precisa das

zonas de proteção e garante maior confiabilidade no dimensionamento do SPDA para subestações modernizadas, como a estudada neste projeto.

7.2.1. IDENTIFICAÇÃO DOS COMPONENTES DE RISCO (RX) SEGUNDO A NBR 5419-2:2015

A etapa inicial do dimensionamento de um Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA) consiste na verificação da real necessidade de sua implementação. Para isso, a NBR 5419-2:2015 propõe uma metodologia sistemática de análise de risco, a partir da identificação dos componentes de risco (Rx), conforme apresentado na Tabela 6 da norma (ABNT, 2015).

Tabela 6 - 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).

A norma classifica os riscos em quatro categorias principais, das quais se destacam:

- R1 – Risco de perda de vida humana: composto pelos componentes RA, RB, RC, RM, RU, RV, RW e RZ.
- R2 – Risco de perda de serviço ao público: composto por RB, RC, RM, RV, RW e RZ.
- R4 – Risco de perda de valores econômicos: composto por RA, RB, RC, RM, RU, RV, RW e RZ

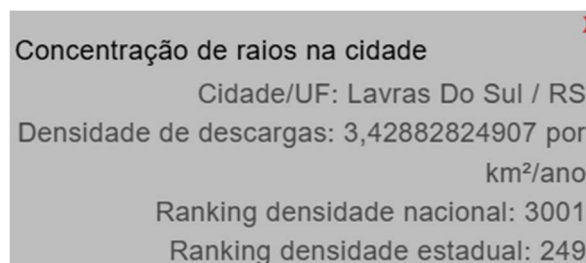
Para a realização dos cálculos, serão considerados apenas os riscos R1 (perda de vidas humanas) e R2 (perda de serviço ao público), conforme definido pela NBR 5419-2:2015.

A área de proteção considerada para a análise do SPDA possui 28 metros de comprimento e 6 metros de largura. Essas dimensões referem-se a uma região crítica da subestação, caracterizada pela presença de equipamentos essenciais ao funcionamento do sistema elétrico, como transformadores, disjuntores, seccionadores e barramentos. Essa área concentra os principais elementos sujeitos a descargas atmosféricas diretas, devido à sua altura, posição central no arranjo e importância operacional. A escolha dessa área visa garantir que os dispositivos de proteção sejam corretamente dimensionados e posicionados, assegurando a continuidade do fornecimento de energia e a segurança operacional da instalação. As dimensões mencionadas podem ser verificadas na prancha 2/3 do arranjo físico da subestação, conforme apresentado no anexo deste trabalho.

7.2.2. NÚMERO DE EVENTOS PERIGOSOS

A Figura 18 apresentada exibe informações obtidas do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) referentes à concentração de raios na cidade de Lavras do Sul, no estado do Rio Grande do Sul.

Figura 18 – Concentração de Raios



Fonte: Inpe

O valor de N_g adotado para este estudo é de 3,43 descargas por km²/ano, representando a densidade média anual de descargas atmosféricas para o solo

na região analisada. Esse parâmetro indica a frequência com que os raios atingem o solo em determinado local e é fundamental para o cálculo do número anual de eventos perigosos, conforme estabelecido pela NBR 5419-2:2015.

7.2.3. ÁREA DE EXPOSIÇÃO EQUIVALENTE

Considerando que a subestação em estudo possui uma forma arquitetônica complexa, conforme definido pela NBR 5419-2:2015, a área de exposição equivalente (A_D) deve ser determinada utilizando a equação apropriada para esse tipo de estrutura.

Nesse caso, aplica-se a equação 7.1 da norma, expressa da seguinte forma:

$$A_D = \pi \times (3 \times H_p)^2 \quad (7.1)$$

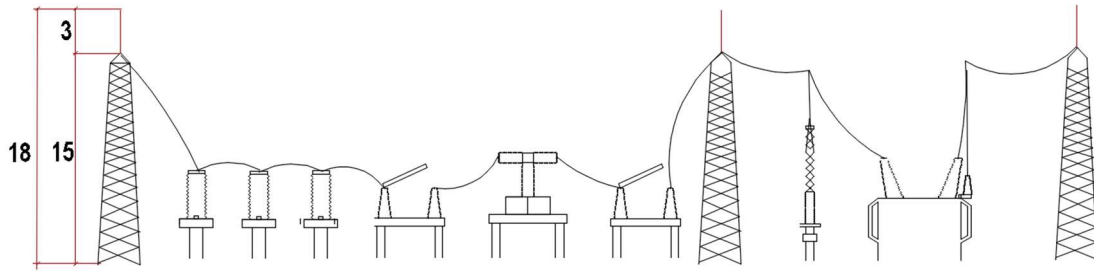
Onde:

- A_D = área de exposição equivalente (em m²)
- H_p = altura média da estrutura (em metros)

Essa equação permite estimar de forma aproximada a área da estrutura sujeita a descargas atmosféricas diretas, sendo uma etapa essencial no cálculo do número anual de eventos perigosos (N) para análise de risco.

O valor de H_p (altura média da estrutura) adotado para o cálculo da área de exposição equivalente foi de 18 metros, dos quais 3 metros correspondem à altura dos captores de para-raios instalados sobre a estrutura conforme a Figura 19 apresenta.

Figura 19 - Corte Subestação



Fonte: Autora

$$A_D = \pi \times (3 \times 18)^2 \approx 9,160,88 \text{ m}^2$$

Para calcular o número de eventos perigosos N_D que podem atingir diretamente a estrutura ao longo de um ano, utiliza-se a expressão 7.2.

$$N_D = N_G \times A_D \times C_D \times 10^{-6} \quad (7.2)$$

Onde:

- N_G = densidade de descargas atmosféricas para o solo (em descargas/km²/ano)
- A_D = área de exposição equivalente da estrutura (em m²)
- C_D = fator de localização da estrutura
- 10^{-6} = fator de conversão de m² para km²

Será considerado o valor de 0,50 para C_D obtidos através da Tabela 7, desta forma é possível calcular o de N_D .

Tabela 7 - 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)

$$N_D = 3,43 \times 9,160,88 \times 0,50 \times 10^{-6}$$

$$N_D = 0,0157$$

O número médio de eventos perigosos que podem atingir diretamente uma estrutura ao longo de um ano é obtido por meio da seguinte expressão 7.3, conforme estabelecido pela NBR 5419-2:2015:

$$N_M = N_G * A_M * 10^{-6} \quad (7.3)$$

Para calcular N_M , é necessário primeiramente calcular o valor de A_M através da Equação 7.4.

$$A_M = 2 \times 500 \times (L + W) + \pi \times 500^2 \quad (7.4)$$

Onde:

$L = 6$ metros

$W = 18$ metros

$$A_M = 2 \times 500 \times (6 + 18) + \pi \times 500^2$$

$$A_M = 2 \times 500 \times (6 + 18) + \pi \times 500^2 \approx 809,398,16 \text{ m}^2$$

Agora com o valor de A_M é possível calcular N_M

$$N_M = 3,43 * 809.398,16 * 10^{-6}$$

$$N_M = 2,776$$

Para determinar o número médio anual de eventos N_I que ocorrem nas proximidades da entrada da linha da subestação, deve-se utilizar a seguinte fórmula 7.5, conforme estabelecido pela NBR 5419-2:2015:

$$N_I = N_G \times A_I \times C_I \times C_E \times C_T \times 10^{-6} \quad (7.5)$$

A área de exposição equivalente de descargas atmosféricas para o solo nas proximidades da linha, representada por A_I e expressa em metros quadrados (m^2), pode ser calculada pela fórmula 7.6.

$$A_L = 4000 \times L_L \quad (7.6)$$

Conforme a NBR 5419-2:2015, na ausência do valor real, pode-se adotar $L_L = 1000m$ como referência para os cálculos.

Desta forma, obtém-se a área de exposição equivalente próxima à linha como:

$$A_L = 4 \times 10^6 m^2$$

Agora, deve-se determinar o valor do produto dos $C_I \times C_E \times C_T$, os quais podem ser obtidos com base na Tabelas 8 conforme estabelecido na NBR 5419-2:2015. Onde C_I ficou igual a 1, C_E igual a 1 e C_T igual a 0,2.

Tabela 8 - Fatores de Linha (C_i , C_e , C_t)

Parâmetro	Condição	Valor
Fator de instalação da linha (C_i)	Aéreo	1.0
	Enterrado	0.5
	Enterrado com malha de aterramento	0.01
Fator ambiental da linha (C_e)	Rural	1.0
	Suburbano	0.5
	Urbano	0.1
	Urbano com edifícios > 20 m	0.01
Fator de linha (C_t)	Linha de energia ou sinal	1.0
	Linha de energia AT (com trafo AT/BT)	0.2

Fonte: Adaptado NBR 5419-2(2015)

Com os valores dos fatores, é possível calcular N_I

$$N_I = N_G \times A_I \times C_I \times C_E \times C_T \times 10^{-6}$$

$$N_I = 3,43 \times 4 \times 10^6 \times 1 \times 1 \times 0,2 \times 10^{-6}$$

$$N_I = 2,74 \text{ descargas atmosféricas por ano}$$

Agora determina-se o número médio anual de eventos N_L causados por descargas atmosféricas na linha, utilizando a fórmula 7.7.

$$N_L = N_G \times A_L \times C_I \times C_E \times C_T \times 10^{-6} \quad (7.7)$$

A_L é expressa em metros quadrados, desta forma:

$$A_L = 4000 \times 1000 \text{ m}^2$$

$$N_I = 3,43 \times 40\,000\,000 \times 1 \times 1 \times 0,2 \times 10^{-6}$$

$$N_I = 27 \text{ descargas atmosféricas por ano}$$

7.2.4. CÁLCULO DA PROBABILIDADE PX DE DANOS

Outro fator importante no cálculo dos riscos é a probabilidade de danos PX, definida conforme a NBR 5419-2:2015. Para esta subestação, a primeira probabilidade avaliada é PA, referente ao risco de ferimentos a seres vivos por choque elétrico devido a uma descarga direta na estrutura.

O cálculo é dado pela Equação 7.8.

$$P_A = P_{TA} \times P_B \quad (7.8)$$

Onde:

- P_{TA} : depende das medidas de proteção contra tensões de toque e passo (Tabela 9);
- P_B : varia conforme o nível de proteção contra descargas atmosféricas adotado Tabela 10.

Tabela 9 - Valores de Probabilidade PTA

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)

Considerando o cenário em que a subestação será alimentada por uma rede aérea de 69 kV a qual ainda não foi implementada , foi adotado o valor de PTA igual a 10^{-1} , visto que a subestação se enquadra nos parâmetros que exigem emissão de avisos de alerta. Por se tratar de um serviço essencial ao público, o nível de proteção adotado é I, e, portanto, o valor de PB foi definido como 0,02, conforme a Tabela 10 apresenta.

Tabela 10 - Valores de probabilidade PB

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

Desta forma o valor de P_A fica:

$$P_A = 10^{-2} \times 0,02 \Rightarrow P_A = 0,0002$$

Para o cálculo da probabilidade P_c de uma descarga atmosférica causar falha nos sistemas internos, utiliza-se a equação 7.9.

$$P_c = P_{SPD} \times C_{LD} \quad (7.9)$$

Na instalação analisada, foi adotado o nível de proteção I, considerando a presença de para-raios. O sistema interno está conectado a uma linha aérea não blindada, com conexão de entrada não caracterizada, por não se enquadrar nas demais classificações estabelecidas. Com base nisso, os valores de $P_{SPD} = 0,01$ e $C_{LD} = 1$ foram adotados, conforme especificado nas Tabelas 11 e 12 da NBR 5419-3.

Desta forma o valor de P_c será:

$$P_c = 0,01 \times 1 \Rightarrow P_c = 0,01$$

Tabela 11 - Valores de probabilidade de PSPD

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 12 - Valores dos fatores CLD e CLI

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)

A probabilidade P_U de uma descarga atmosférica em uma linha causar danos a seres vivos por choque elétrico é calculada por:

Conforme a NBR 5419-2:2015, essa equação 7.10 considera a ocorrência de tensões perigosas de toque, falha no sistema de proteção (DPS), falha dos sistemas internos e as condições de blindagem e aterramento da linha.

$$P_U = P_{TU} \times P_{EB} \times P_{LD} \times C_{LD} \quad (7.10)$$

Os parâmetros adotados para o cálculo da probabilidade PU foram definidos com base nos critérios estabelecidos pela NBR 5419-2:2015 (p. 46–47). O valor de P_{TU} foi considerado como 10^{-1} , tendo em vista que a subestação dispõe de sinalização de alerta visível, o que caracteriza uma medida mínima de proteção contra tensões perigosas de toque. Para o parâmetro P_{EB} , foi adotado o valor 0,01, correspondente ao nível de proteção classe I. No que se refere ao P_{LD} , atribuiu-se o valor 1, uma vez que a linha de alimentação da subestação é aérea e, portanto, mais suscetível a falhas decorrentes de descargas atmosféricas. Já o fator C_{LD} foi mantido igual a 1, em razão da ausência de características específicas de blindagem.

$$P_U = 10^{-1} \times 0,01 \times 1 \times 1 \Rightarrow P_U = 1 \times 10^{-3}$$

Calcula-se a probabilidade PV de ocorrência de danos físicos decorrentes de uma descarga atmosférica em uma linha por meio da fórmula 7.11 a seguir:

$$P_V = P_{EB} \times P_{LD} \times C_{LD} \quad (7.11)$$

$$P_V = 0,01 \times 1 \times 1 \Rightarrow P_V = 0,01$$

A ocorrência de falhas em sistemas internos, decorrentes de uma descarga atmosférica em uma linha, é expressa pela probabilidade P_W , definida pela fórmula 7.12 abaixo:

$$P_W = P_{SPD} \times P_{LD} \times C_{LD} \quad (7.12)$$

$$P_W = 0,01 \times 1 \times 1 \Rightarrow P_W = 0,01$$

Concluindo, calcula-se a PZ, que corresponde à probabilidade de uma descarga atmosférica próxima a uma linha conectada à estrutura ocasionar falhas nos sistemas internos, conforme a equação 7.13 a seguir.

$$P_Z = P_{SPD} \times P_{LI} \times C_{LI} \quad (7.13)$$

Os valores de P_{LI} e C_{LI} correspondem, respectivamente, à probabilidade de falha dos sistemas internos devido a uma descarga atmosférica próxima a uma linha conectada à estrutura, e ao fator que considera as condições de blindagem, aterramento e isolamento da linha. Essas informações foram obtidas conforme a NBR 5419-2:2015, páginas 42-43 e 49.

Dessa forma, para este cálculo, considera-se que a linha conectada à subestação é do tipo aérea e utilizada para condução de energia, sendo os equipamentos dimensionados para suportar tensões de até 6 kV. Com base nas características dessa linha, classificada como não blindada, os valores adotados para P_{LI} e C_{LI} são, respectivamente, 0,1 e 1, conforme estabelecido na NBR 5419-2:2015.

Então, após preencher a Equação 7.13 com os valores selecionados, tem-se:

$$P_Z = 0,01 \times 0,1 \times 1 \Rightarrow P_Z = 1 \times 10^{-3}$$

Outro fator essencial na avaliação das componentes de risco diz respeito às perdas representadas por L_x . No caso da perda de vida humana (L_1), o cálculo deve ser realizado de acordo com os critérios estabelecidos na norma, conforme especificado na Tabela 13.

Tabela 13 - 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).

- O parâmetro L_T representa a média relativa de pessoas que podem sofrer ferimentos por choque elétrico (associado ao dano D1) em decorrência de um evento perigoso;
- Já o valor L_F refere-se à média estimada de vítimas afetadas por danos físicos (D2);

- enquanto LO indica a média de pessoas impactadas por falhas nos sistemas internos (D3);
- Todos esses índices são definidos conforme especificações normativas da NBR 5419-2 (2015).

Todos os critérios mencionados estão descritos na Tabela 14.

Tabela 14 - Tipo de perda L1: Valores médios típicos de LT, LF e LO

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).

Os valores considerados foram:

$L_T = 10^{-2}$ - Todos os Tipos

$L_F = 10^{-1}$ - Risco de Explosão

$L_O = 10^{-1}$ - Risco de Explosão

Há risco de explosão, uma vez que a subestação está suscetível a esse tipo de ocorrência devido à presença de componentes como transformadores de potência.

O fator r_t corresponde a um coeficiente de redução aplicado à perda de vida humana, considerando as características do piso ou solo do local, conforme estabelecido na NBR 5419-2:2015 e apresentado na Tabela 15.

Tabela 15 - 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).

Considerando que o pátio da SE tenha cascalho (brita), o fator r_t escolhido será de 10^{-4}

O fator r_p refere-se à influência das ações implementadas para atenuar os efeitos de um possível incêndio sobre os danos físicos. Esse parâmetro é atribuído com base nas orientações da NBR 5419-2:2015, o valor é determinado conforme a Tabela 16.

Tabela 16 - Fator de redução r_p em função das providências

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).

O valor adotado para o fator r_p foi 0,5, considerando a existência de uma casa de comando na subestação, a qual, por norma, deve estar equipada com dispositivos de segurança, incluindo extintores de incêndio.

Adotou-se o valor de $r_t = 10^{-3}$ da Tabela 17, considerando o risco de explosão presente na subestação, especialmente devido à presença de transformadores, conforme já mencionado em outro critério da análise.

Tabela 17 – 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).

O fator h_z , que representa o aumento da perda associada a danos físicos quando há a presença de um perigo específico, com a SE fica em uma área rural afastada, o h_z considerado foi de 2.

Tabela 18 - 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, hospitalais)	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).

Para realizar os cálculos apresentados, é necessário determinar os parâmetros relacionados à presença de pessoas na subestação, conforme definidos na NBR 5419-2:2015.

O fator n_z corresponde à média de pessoas expostas na zona em análise. Como a subestação é operada remotamente e recebe apenas visitas técnicas periódicas para inspeção e manutenção, foi adotado o valor de 2 pessoas como média de ocupação durante essas intervenções.

Já o parâmetro n_t , que representa o número total de pessoas na estrutura, também foi fixado em 2, considerando a inexistência de permanência contínua no local.

O tempo anual de exposição, indicado por t_z , foi calculado com base em 17 visitas por ano, cada uma com duração aproximada de 4 horas. Com isso, obteve-se: $t_z = 17 \times 4 = 68$ horas/ano

Perda para tipo de dano D1:

A perda associada ao dano do tipo D1 é obtida através da Equação 7.14, que representa o risco de choque elétrico a seres humanos, foi calculada utilizando os parâmetros definidos previamente:

- $r_t = 10^{-4}$, considerando o piso de brita no pátio da subestação;

- $L_T = 10^{-2}$, valor médio típico conforme a NBR 5419-2:2015;
- $n_z = 2$ e $n_t = 2$, número de pessoas presentes e total na estrutura;
- $t_z = 68$ horas/ano, tempo anual de exposição estimado.

$$L_a = L_u = \frac{r_t \times L_T \times n_z}{\left(\frac{n_t \times t_z}{8760}\right)} \quad 7.14$$

$$L_a = L_u = \frac{10^{-4} \times 10^{-2} \times 2}{\left(\frac{2 \times 68}{8760}\right)} = 1,29 \times 10^{-4}$$

Aplicando a fórmula recomendada pela norma:

Este resultado representa a quantidade relativa de perda de vida humana por choque elétrico em função do tempo de exposição e condições do local.

Perda para tipo de dano D2, D3 e L2 (Serviço ao Público)

Perda para tipo de dano D2:

A perda referente ao dano do tipo D2, associada a danos físicos, é obtida pela equação 7.15.

$$L_B = L_V = \frac{r_p \times r_f \times h_z \times L_F \times n_z}{\left(\frac{n_t \times t_z}{8760}\right)} \quad (7.15)$$

Substituindo os valores:

$$L_B = L_V = \frac{0,5 \times 10^{-3} \times 2 \times 10^{-1} \times 2}{\left(\frac{2 \times 68}{8760}\right)} = 0,01288$$

Perda para tipo de dano D3:

A perda associada ao dano do tipo D3, que trata de falhas nos sistemas internos, é calculada pela Equação 7.16.

$$L_C = L_M = L_W = L_Z = \frac{L_O \times n_z}{\left(\frac{n_t \times t_z}{8760}\right)} \quad (7.16)$$

Substituindo os valores:

$$L_C = L_M = L_W = L_Z = \frac{10^{-1} \times 2}{\left(\frac{2 \times 68}{8760}\right)} = 12,88$$

Perda do tipo L2 - Serviço ao Público:

Com base na NBR 5419-2:2015 (p. 55), foram adotados os seguintes valores típicos:

LF = 10^{-1} (usuários não servidos por danos físicos)

LO = 10^{-2} (usuários não servidos por falhas de sistemas internos)

Cálculo da perda para D2 dada pela Equação 7.17

$$L_B = L_V = \frac{r_p \times r_f \times L_F \times n_z}{n_t} \quad (7.17)$$

$$L_B = L_V = \frac{0,5 \times 10^{-3} \times 10^{-1} \times 2}{2} = 5 \times 10^{-5}$$

Cálculo da perda para D3 dada pela Equação 7.18

$$L_C = L_M = L_W = L_Z = \frac{L_O \times n_z}{n_t} \quad (7.18)$$

$$L_C = L_M = L_W = L_Z = \frac{10^{-2} \times 2}{2} = 1 \times 10^{-3}$$

7.3 Cálculo dos Componentes de Risco

Conforme os parâmetros estabelecidos pela norma NBR 5419-2:2015 e os dados específicos da subestação analisada, foram determinados os componentes de risco Rx, considerando os valores de Nx (frequência de eventos), Px (probabilidade de ocorrência) e Lx (quantidade de perda) para cada tipo de dano. Abaixo estão apresentados os resultados obtidos para as componentes de risco R1 e R2.

Tabela 19 - Cálculo dos Componentes de Risco RX

RX	NX	PX	LX1	LX2	RX1	RX2
A	0.00651	0.002	0.000129	5e-05	1.67958e-09	6.51e-10
B	0.00651	0.02	0.01288	0.001	1.67698e-06	1.302e-07
C	0.00651	0.01	12.88	0.001	0.000838488	6.51e-08
M	2.42	1	12.88	0.001	31.1696	0.00242
U	0.2352	0.001	0.000129	5e-05	3.03408e-08	1.176e-08
V	0.2352	0.01	0.01288	0.001	3.02938e-05	2.352e-06
W	0.24	0.01	12.88	0.001	0.030912	2.4e-06
Z	0.24	0.001	12.88	0.001	0.0030912	2.4e-07

Fonte: Autora

R1 (risco humano e físico): 31.204474

R2 (risco ao serviço público): 0.002425

7.4 Cálculo Final dos Componentes de Risco

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 20.

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 R_1 e R_2 é realizado conforme as equações 7.19 e 7.20 abaixo, e o seu somatório é apresentado na tabela anterior. Tendo o seu valor total definido neste estudo.

$$R_1 = R_{A1} + R_{B1} + R_{C1a} + R_{M1a} + R_{U1} + R_{V1} + R_{W1a} + R_{Z1a} \quad (7.19)$$

$$R_2 = R_{B2} + R_{C2} + R_{M2} + R_{V2} + R_{W2} + R_{Z2} \quad (7.20)$$

7.5 Comparação do Risco Total com o Risco Tolerável R_T

Com a definição dos riscos R_1 e R_2 , é necessário fazer a sua verificação com os riscos toleráveis. Para a verificação deste projeto, são utilizados os valores de R_T , que são respectivamente 10^{-5} para risco à vida humana e 10^{-3} para risco ao serviço público. Portanto, a comparação dos riscos é realizada por meio dos seguintes cálculos:

$$R_1 = 31,204474 > R_T = 1 \times 10^{-5}$$

$$R_2 = 0,002425 > R_T = 1 \times 10^{-3}$$

Como ambos os valores calculados superam os limites toleráveis, medidas de proteção adicionais são justificadas para garantir a segurança da instalação, como a implementação de um Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA).

7.6 Critério Adotado para o Dimensionamento do SPDA

Com base na análise realizada, optou-se pelo método da esfera rolante, por sua maior eficiência na proteção de estruturas com geometrias complexas, como é o caso da subestação analisada. Os métodos do ângulo de proteção e das malhas foram descartados.

7.6.1. MÉTODO DA ESFERA ROLANTE – NBR 5419 (2015)

De acordo com a NBR 5419:2015, o raio da esfera rolante é definido conforme o nível de proteção adotado. Neste estudo, foi determinado o Nível I de proteção, tendo em vista a importância da subestação no fornecimento de energia e o risco associado à presença de transformadores de potência.

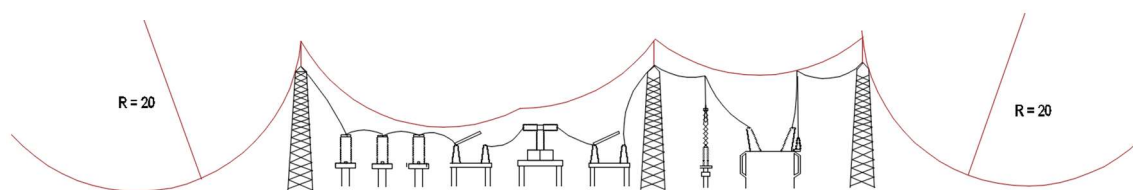
Para esse nível de proteção, o raio da esfera rolante adotado é de 20 metros, conforme tabela da norma. Esse valor corresponde à corrente de pico de 3 kA, e pode ser calculado através da Equação 7.21.

$$R = 10 \times I^{0,65} \quad (7.21)$$

$$R = 10 \times 3^{0,65} \approx 20 \text{ m}$$

A Figura 20 apresenta uma ilustração do corte lateral da subestação abaixadora, com a delimitação da zona protegida utilizando o método da esfera rolante. De acordo com a NBR 5419:2015, os equipamentos situados abaixo da linha curva vermelha, cujo raio é de 20 metros, encontram-se dentro da área considerada segura contra descargas atmosféricas.

Figura 20 - Corte Representativo da Subestação 69 kV / 23 kV com Aplicação da Esfera Rolante



Fonte: Autora

7.7 Considerações Finais do Capítulo

O capítulo apresentou o estudo e dimensionamento do Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA) da subestação demonstraram a importância da aplicação correta das normas técnicas, em especial a NBR 5419:2015. Com base na análise de risco, verificou-se que os valores de risco R1 (vida humana) e R2 (serviço ao público) superaram os limites toleráveis, evidenciando a necessidade de medidas de proteção adicionais. Diante disso, adotou-se o método da esfera rolante, por ser mais adequado a estruturas com geometrias complexas, como a subestação em questão. O raio de 20 metros utilizado foi definido conforme o Nível de Proteção I, garantindo a cobertura dos equipamentos críticos.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresentou um anteprojeto de uma subestação de distribuição com transformação de 69 kV para 23 kV e potência nominal de 20 MVA, dimensionada para atender ao aumento da demanda energética de uma região agrícola em expansão. Essa necessidade decorre da intensificação das atividades produtivas, impulsionadas principalmente pela ampliação da disponibilidade hídrica por meio de projetos de irrigação e aumento da vazão natural. O cenário exige uma infraestrutura elétrica segura, confiável e escalável, capaz de sustentar a operação de sistemas de bombeamento, pivôs centrais de irrigação, silos de secagem e unidades de armazenamento. Um dos diferenciais estratégicos deste projeto foi a previsão de integração com sistemas de geração distribuída, especialmente de pequenas centrais geradoras locais. Esses geradores operam em baixa tensão (480 V) e terão sua tensão elevada para média tensão, sendo conectados diretamente a uma das cinco saídas da subestação. Essa funcionalidade amplia a flexibilidade do sistema, contribui para a diversificação da matriz energética regional e promove maior eficiência na utilização dos recursos naturais disponíveis. O anteprojeto foi desenvolvido em conformidade com as exigências técnicas da concessionária Equatorial Energia, com base na Norma Técnica NT.00026.EQTL. Foram contemplados aspectos essenciais como a especificação de equipamentos primários e secundários, topologia de barramentos, critérios de proteção, distâncias mínimas de segurança, e os parâmetros operacionais exigidos para o correto funcionamento e integração ao sistema elétrico. Destaca-se, ainda, a elaboração de um estudo específico da malha de aterramento, com base nos conceitos apresentados por Mamede Filho, levando em consideração a resistividade do solo e os limites normativos de tensão de passo e toque. No que se refere ao sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA), foi adotado o método das esferas rolantes, reconhecido pela sua eficácia na definição das zonas de proteção em subestações ao tempo, assegurando cobertura completa e mitigação dos riscos de surtos. Por se tratar de um trabalho acadêmico, alguns tópicos complementares devem ser abordados em futuras fases de desenvolvimento,

como a coordenação e seletividade dos relés de proteção, indispensáveis para garantir a atuação ordenada e eficiente dos dispositivos de proteção. Por fim, este trabalho contribui para o entendimento do processo de concepção e detalhamento de subestações de energia, evidenciando a importância da aplicação de normas técnicas, critérios de segurança, integração com geração distribuída e atendimento às especificidades locais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

DALROSSO, Ricardo. **Projeto de subestação de médio porte**. Orientador: Prof. Dr. Rubens Alves Dias. nov. 2011. 75 f. TCC (graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/handle/10183/65604>.

MUZY, Gustavo. **Subestações Elétricas**. Orientador: Prof. Antônio Carlos Siqueira de Lima. fev. 2012. 122 f. TCC (graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <https://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10005233.pdf>.

Energes. **O que você precisa saber sobre subestações em média tensão**. Disponível em: <https://energes.com.br/o-que-voce-precisa-saber-sobre-subestacoes-em-media-tensao/>. Acesso em: 10 mai. 2024.

Pro Next. **Transformador de potencial: Indutivo ou capacitivo**. Disponível em: <https://pronextengenharia.com.br/transformador-de-potencial-indutivo-ou-capacitivo/>. Acesso em: 10 mai. 2024.

Bralux. **Transformador de Corrente**. Disponível em: <https://www.braluxtransformadores.com/produto/tc-transformador-de-corrente/>. Acesso em: 12 mai. 2024.

Balestro. **Para raios de subestações**. Disponível em: (<https://balestro.com.br/para-raios-de-subestacao/>). Acesso em: 12 mai. 2024.

CR SERVICE. **Subestação abaixadora**. Disponível em <https://www.crservice.com.br/subestacao-abaixadora>. Acesso em: 12 mai. 2024.

WEG. **Disjuntor a vácuo**. Disponível em: https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Automa%C3%A7%C3%A3o-e-Controle-Industrial/c/BR_WDC_IA. Acesso em: 12 mai. 2024.

KAEHLER, José Wagner M. **Subestações de Energia**. Slides de aula. Universidade Federal do Pampa, Alegrete, 2023.

BERNINI, Pamela. **Redução de Redes Elétricas para Análise de Fluxo de Carga**. Orientador: Prof. Dr. Wilington Guerra Zvietcovich. ago. 2020. 67 f. TCC (graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Ouro Preto, João Monlevade, Minas Gerais, 2020. Disponível em:

(https://www.monografias.ufop.br/bitstream/35400000/2649/1/MONOGRAFIA_Redu%C3%A7%C3%A3oRedesEl%C3%A9tricas.pdf).

NUNES, Mauro. **Impacto da Localização de Geração Distribuída nos Dispositivos de Proteção de um Sistema Elétrico**. Orientador: Prof. Dr. Martin Cruz Rodríguez Paz. dez. 2017. 51 f. TCC (graduação) – Curso de Engenharia de Energia, Universidade Federal do Pampa, Bagé, Rio Grande do Sul, 2017. Disponível em: (<https://dspace.unipampa.edu.br/bitstream/riu/2711/1/TCC%20MAURO%20T.L.%20NUNES.pdf>).

BICHELS, Arlei. **Sistemas Elétricos de Potência: métodos de análise e solução**. Curitiba: Editora da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2018.

CAMPOS, Luis Felipe¹, ESTEVAM ². **A atuação das subestações no Sistema Elétrico de Potência**. Revista eletrônica das Engenharias do UniSALESIANO, Araçatuba, São Paulo, 2020.

Disponível em:

(https://unisalesiano.com.br/aracatuba/wp-content/uploads/2021/03/07_A-atuacao-das-subestacoes_130_141.pdf).

MAMEDE FILHO, J. **Manual de Equipamentos Elétricos**. LTC. 4ª edição, Rio de Janeiro, 2013.

ANEEL, **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Jan. 2020. Disponível em: (<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2000021.pdf>) Acesso em: 24 mai. 2024.

Thorus. **Subestação de energia: como funciona e quando utilizar?**. Disponível em: (<https://thorusengenharia.com.br/subestacao-de-energia-como-funciona-e-quando-utilizar/>). Acesso em: 19 jun. 2024.

COUTO, João Paulo Gouveia. **Estudo do projeto elétrico de uma subestação elevatória alta tensão**. 2022. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia) – Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto, 2022.

EQUATORIAL ENERGIA. **Critérios de projeto de subestações**. Norma Técnica NT.00026.EQTL-00, Revisão 00. Equatorial Energia, 2024. Disponível em: <https://www.equatorialenergia.com.br>. Acesso em: 24 jun. 2025.

EQUATORIAL ENERGIA. **Especificação técnica de para-raios tipo estação**. ET.00305.EQTL, Revisão 01. Equatorial Energia, 2021.

EQUATORIAL ENERGIA. **Especificação técnica de transformadores de corrente para subestações de alta tensão**. ET.00302.EQTL, Revisão 00. Equatorial Energia, 2021.

EQUATORIAL ENERGIA. **Especificação técnica de transformador de potência a óleo vegetal**. ET.00320.EQTL, Revisão 00. Equatorial Energia, 2024.

EQUATORIAL ENERGIA. **Fornecimento de energia elétrica em média tensão (13,8 kV, 23,1 kV e 34,5 kV)**. Norma Técnica NT.002.EQTL, Revisão 07. Equatorial Energia, 2022. Disponível em: <https://www.equatorialenergia.com.br>. Acesso em: 24 jun. 2025.

HANSEN, Erik de Medeiros. **Projeto de uma subestação de alta tensão 69/13,8 kV**. 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2024.

RAGGI, Livia Maria de Rezende. **Projeto de malhas de aterramento: contribuição ao cômputo da estratificação do solo**. 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009.

SILVA, Matheus Jouan Raymundo da. **Projeto elétrico básico de uma subestação industrial típica na classe 15 kV**. 2013. Trabalho de Graduação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2013.

MAMEDE FILHO, João. **Instalações elétricas industriais**. 9. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2017.

WEG MOTORES. **Catálogo técnico de motores de média tensão**. Disponível em: <https://www.weg.net>. Acesso em: 24 jun. 2025.

ABNT. NBR 5419-2:2015 – Proteção contra descargas atmosféricas – Parte 2: Gerenciamento de risco. Associação Brasileira de Normas Técnicas, Rio de Janeiro, 2015.

ABNT. NBR 5419-3:2015 – Proteção contra descargas atmosféricas – Parte 3: Danos físicos a estruturas e perigos à vida. Associação Brasileira de Normas Técnicas, Rio de Janeiro, 2015.

ELECTRO GRAPHICS. Definição do baricentro elétrico: gestão de redes EVAC e anti-incêndio. Série Técnica 2019. Disponível em: <https://electrographics.com.br/news/wp-content/uploads/2019/09/Serie-2019-Definicao-do-baricentro-eletrico-gestao-de-redes-EVAC-e-anti-incendio-.pdf>. Acesso em: jul. 2025.

MARINGÁ, Engenharia Elétrica. Etapa 04 – Baricentro de Cargas Elétricas. Blogspot, 2013. Disponível em: <https://engenhariaelettrica-maringa.blogspot.com/2013/10/etapa-04-baricentro-de-cargas-eletricas.html>. Acesso em: jul. 2025.

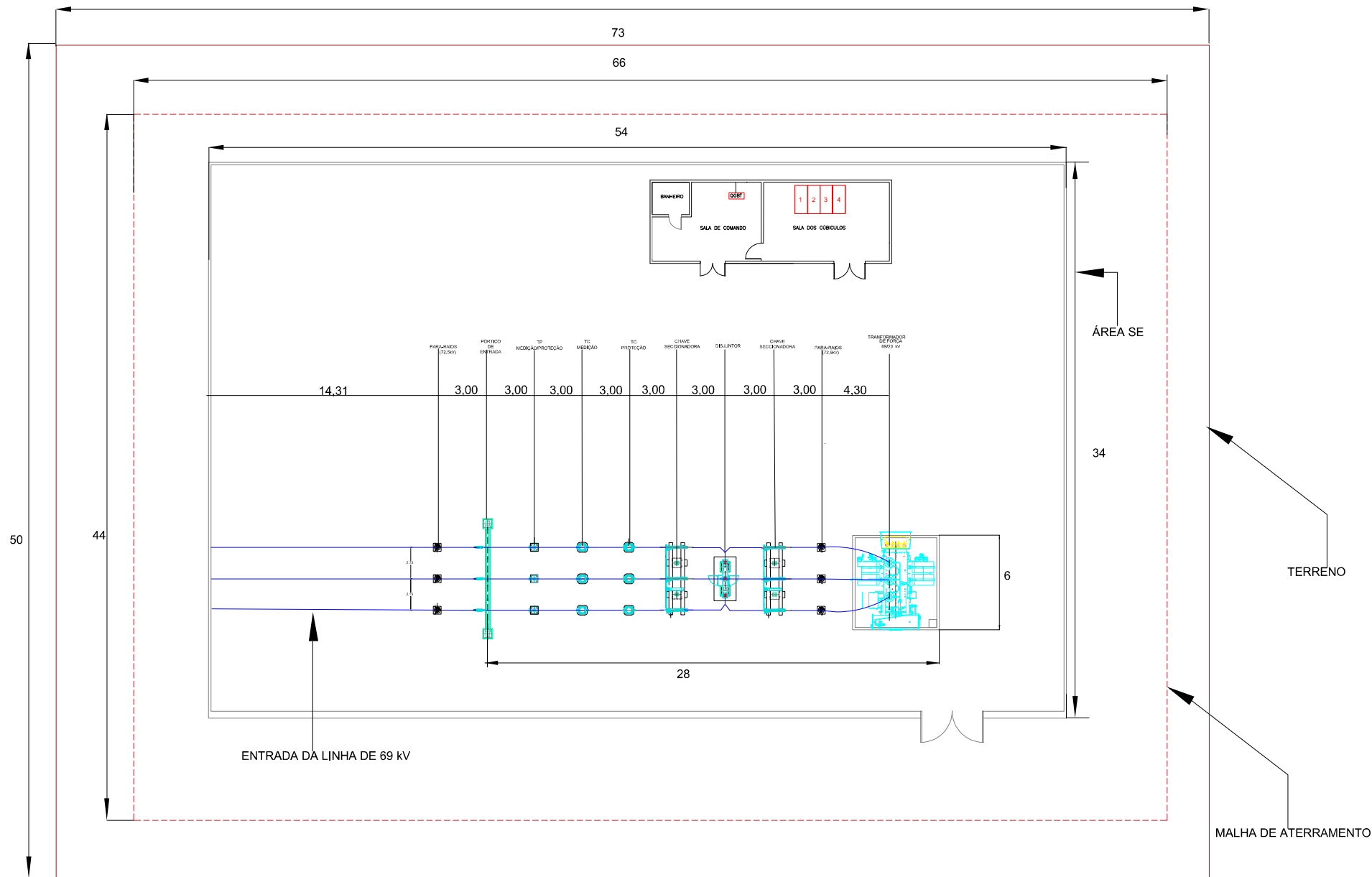
ANEXO PRANCHAS DO PROJETO 23/69 KV

A seguir encontram-se os arquivos elaborados em AutoCAD para o projeto, apresentados na seguinte ordem: Diagrama Unifilar, Arranjo e Malha de Aterramento.

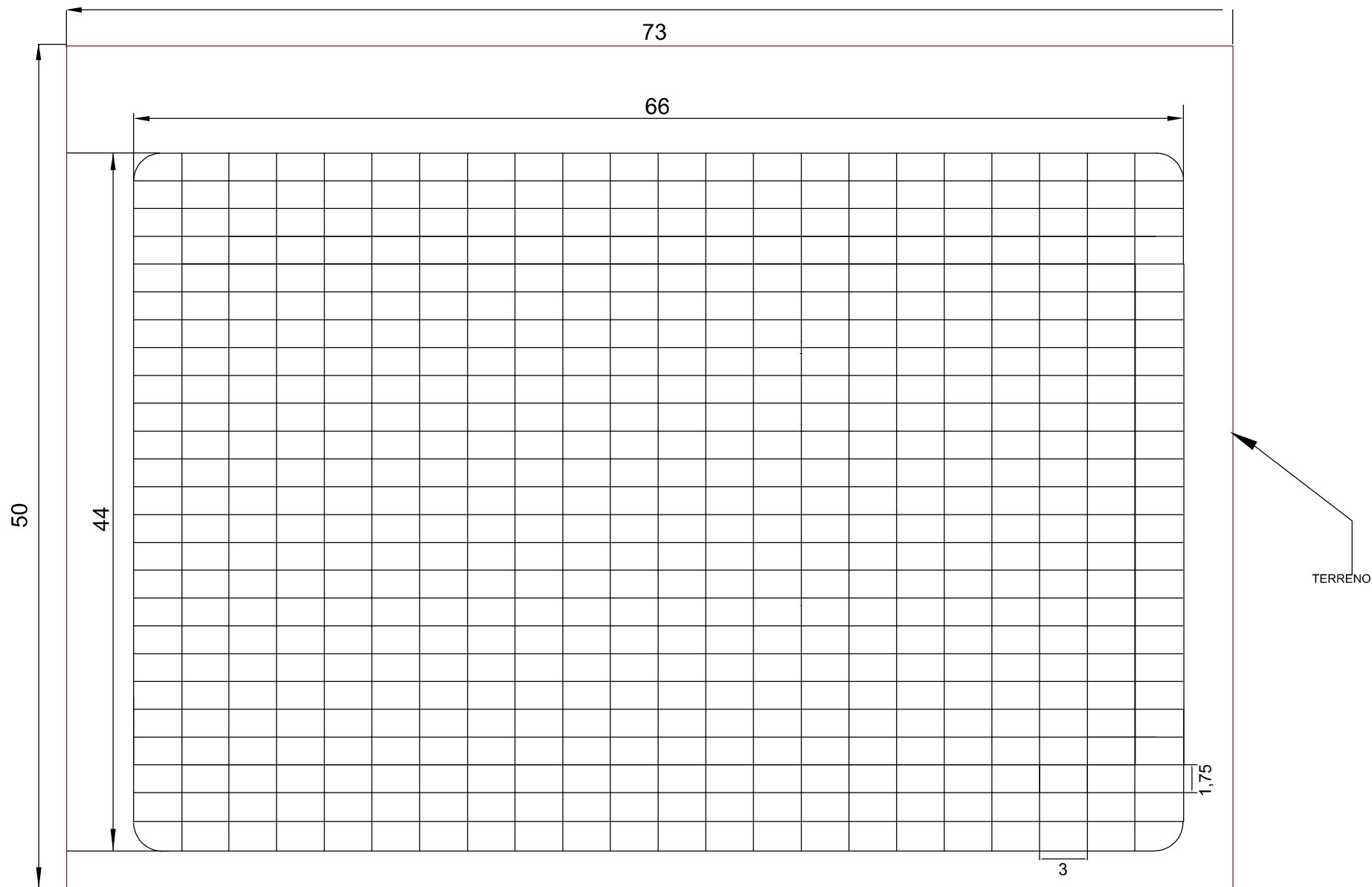
Diagrama unifilar de uma subestação de 69kV. O diagrama mostra a entrada de 69kV, transformadores de 69/23kV e 23/23kV, barramentos de 23kV e 69kV, e circuitos de distribuição para alimentação futura. Inclui também detalhes de cubículos de medição e proteção.

	PARÂ-METROS		
	SINAL TP SINCRONIZAÇÃO		DISJUNTOR TERMOMAGNÉTICO - AT
	BARRAMENTO		DISJUNTOR - MT
	ALIMENTAÇÃO		TRANSFORMADOR DE CORRENTE
	INTERTRAVAMENTO		TRANSFORMADOR DE CORRENTE DE BUCHA
	CONTORNO PANEL		MEDIDORES
	CONTORNO ÁREA		RELÉS DE SOBRECORRENTE
	INTERTRAVAMENTO ELÉTRICO		CHAVE SECCIONADORA
	INTERTRAVAMENTO MECÂNICO		TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA
	AMPERÍMETRO		MINI-DISJUNTOR
	VOLTIMETRO		MINI-FUSÍVEL
	RELÉ DE BLOQUEIO		TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
	RELÉ DE SUBTENSÃO		RELÉ DE PROTEÇÃO DE ARCO
	RELÉ TÉRMICO		
	RELÉ BUCHHOLZ		
	RELÉ DE NÍVEL DE ÓLEO		
	RELÉ GROUND SENSOR		
	INTERTRAVAMENTO MECÂNICO		
	INTERTRAVAMENTO ELÉTRICO		
	FUNÇÃO DIFERENCIAL		
	RELÉ DE TEMPERATURA DO ÓLEO		
	RELÉ DE FLUXO ÓLEO COMUTADOR		

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA	FOLHA A1	ESCALA SEM ESCALA
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO	PRANCHA	REV.
ORIENTADORA: NATALIA BRAUN CHAGAS	01/03	01
DISCENTE: TAYNNA RODRIGUES MATEO		



TÍTULO: ARRANJO-SE			
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA		FOLHA	ESCALA
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO		A1	1:100
ORIENTADORA: NATÁLIA BRAUN CHAGAS		PRANCHA	REV.
DISCENTE: TAYNNIA RODRIGUES MATEO		02/03	01



TÍTULO: MALHA DE ATERRAMENTO			
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA		FOLHA	ESCALA
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO		A1	SEM ESCALA
ORIENTADORA: NATÁLIA BRAUN CHAGAS		PRANCHA	REV.
DISCENTE: TAYNNA RODRIGUES MATEO		03/03	01