

**UNIVERSIDADE DE CAXIAS DO SUL
ÁREA DO CONHECIMENTO DE CIÊNCIAS EXATAS E
ENGENHARIAS**

WILLIAM CANAL DUPONT

**ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE SUBESTAÇÕES DE MÉDIA
TENSÃO CONVENCIONAIS E COM CUBÍCULOS ISOLADOS A
SF6: AVALIAÇÃO DOS ASPECTOS DE PROJETO, PROTEÇÃO
E DESEMPENHO OPERACIONAL**

BENTO GONÇALVES

2026

WILLIAM CANAL DUPONT

**ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE SUBESTAÇÕES DE MÉDIA
TENSÃO CONVENCIONAIS E COM CUBÍCULOS ISOLADOS A
SF6: AVALIAÇÃO DOS ASPECTOS DE PROJETO, PROTEÇÃO
E DESEMPENHO OPERACIONAL**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado como requisito parcial
à obtenção do título de bacharel
em Engenharia Elétrica na Área do
Conhecimento de Ciências Exatas
e Engenharias da Universidade de
Caxias do Sul.

Orientador: Prof. Me. André Ber-
nardes Michel

BENTO GONÇALVES

2026

WILLIAM CANAL DUPONT

**ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE SUBESTAÇÕES DE MÉDIA
TENSÃO CONVENCIONAIS E COM CUBÍCULOS ISOLADOS A
SF6: AVALIAÇÃO DOS ASPECTOS DE PROJETO, PROTEÇÃO
E DESEMPENHO OPERACIONAL**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado como requisito parcial
à obtenção do título de bacharel
em Engenharia Elétrica na Área do
Conhecimento de Ciências Exatas
e Engenharias da Universidade de
Caxias do Sul.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Me. André Bernardes Michel
Universidade de Caxias do Sul - UCS

Prof. Dra. Danusia de Oliveira de Lima
Universidade de Caxias do Sul - UCS

Prof. Me. Cícero Zanoni
Universidade de Caxias do Sul - UCS

Este trabalho é dedicado às crianças que, assim como eu um dia fui, sonham em entender como tudo funciona. Que elas encontrem um caminho para transformar sonhos em propósito e realidade.

AGRADECIMENTOS

Agradeço profundamente à minha mãe, Jureide Maria Canal, pelo esforço incansável e pelo apoio incondicional que sempre me ofereceu ao longo desta etapa tão desafiadora e significativa da minha vida. Ao meu pai, Alcindo Dupont, expresso minha sincera gratidão por ter se feito presente à sua maneira, acompanhando e apoiando minha trajetória ao longo desses sete anos e meio dedicados à Engenharia Elétrica.

Sou especialmente grato à minha namorada, Eduarda Souza Tressoldi, que sempre compreendeu minhas ausências e o tempo necessário para me dedicar aos estudos, apoiando-me em todos os momentos.

À Tramontina Eletrik S.A., deixo meu reconhecimento, em especial ao meu superior, Fernando Chies, por acreditar no meu potencial, confiar no meu trabalho e me proporcionar oportunidades que contribuíram diretamente para meu crescimento profissional e para o desenvolvimento deste TCC.

Aos meus amigos e colegas, agradeço pela parceria, incentivo e motivação, especialmente por já terem passado por essa etapa e me ajudarem a seguir firme até aqui.

Registro também minha gratidão ao professor André Bernardes, orientador deste trabalho, por sua dedicação, paciência e pelas orientações fundamentais ao longo do projeto. Estendo meus agradecimentos à professora Danusia, coordenadora do curso, pelo apoio constante e pela clareza com que sempre indicou os caminhos a seguir.

*“Há uma força motriz mais poderosa do que o vapor;
a eletricidade e a energia atômica: a vontade”*

Albert Einstein

RESUMO

O presente trabalho apresenta uma análise comparativa entre subestações de média tensão convencionais isoladas a ar, *Air Insulated Substation* (AIS), e subestações compostas por cubículos compactos isolados a Hexafluoreto de Enxofre (SF₆), *Gas Insulated Substation* (GIS), aplicada a um estudo de caso real da Tramontina Eletrik S.A. A pesquisa foi motivada pela necessidade de otimizar o espaço físico disponível em instalações industriais, elevar os níveis de segurança operacional e avaliar a viabilidade técnica e econômica da adoção de cubículos compactos em média tensão. Para isso, foram desenvolvidas duas propostas de subestação, uma em configuração convencional AIS e outra com cubículos isolados a SF₆, contemplando estudos de curto-circuito, dimensionamento das proteções, especificação dos equipamentos, elaboração de diagramas unifilares, definição dos *layouts* e comparação entre as alternativas. Os resultados analíticos de curto-circuito foram validados por meio de simulação no software Aspen OneLiner, fornecendo base para a especificação dos dispositivos de proteção e manobra. Na comparação de área ocupada, a configuração com cubículos isolados a SF₆ apresentou redução aproximada de 56,7% em relação à subestação convencional isolada a ar, evidenciando sua principal vantagem para aplicações com restrição de espaço. No comparativo econômico, a solução GIS apresentou custo inicial superior ao da solução AIS, principalmente em função do maior custo dos cubículos compactos isolados a SF₆. Entretanto, os resultados demonstraram vantagens relevantes quanto à compactação, segurança operacional, menor exposição de partes energizadas e redução das necessidades de manutenção preventiva. Dessa forma, concluiu-se que, para a aplicação estudada, a subestação com cubículos isolados a SF₆ mostrou-se a alternativa mais adequada, tendo sido adotada pela empresa, implementada e energizada, encontrando-se atualmente em operação.

Palavras-chave: Subestação de média tensão. AIS. SF₆. Segurança operacional. Compactação.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Transformador trifásico isolado à óleo	24
Figura 2 – Sistema de proteção particular - Configurações básicas (Orientativas)	27
Figura 3 – Subestação 69 Quilovolt (kV) Tramontina.	48
Figura 4 – Fluxograma simplificado da distribuição elétrica considerada no projeto	51
Figura 5 – Diagrama simplificado das impedâncias de sequência utilizadas no estudo de curto-circuito	52
Figura 6 – Modelo equivalente utilizado para o cálculo do curto-circuito trifásico	54
Figura 7 – Modelo equivalente utilizado para o cálculo do curto-circuito bifásico	55
Figura 8 – Modelo equivalente utilizado para o cálculo do curto-circuito monofásico à terra	56
Figura 9 – Representação das redes de sequência positiva, negativa e zero	68
Figura 10 – Modelo equivalente utilizado para o cálculo do curto-circuito trifásico	69
Figura 11 – Resultado da simulação do curto-circuito trifásico no Aspen OneLiner	70
Figura 12 – Modelo equivalente utilizado para o cálculo do curto-circuito monofásico à terra	70
Figura 13 – Resultado da simulação do curto-circuito monofásico à terra no Aspen OneLiner	71
Figura 14 – Vista dos cubículos isolados a SF6 da subestação	85
Figura 15 – Vista de outro ângulo dos cubículos SF6	86
Figura 16 – Terminais desconectáveis Siemens	91
Figura 17 – Modelo equivalente utilizado para o cálculo do curto-circuito bifásico	109
Figura 18 – Resultado da simulação do curto-circuito bifásico no Aspen OneLiner	110

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Planilha de carga da edificação	50
Tabela 2 – Impedâncias convertidas para o sistema por unidade	67
Tabela 3 – Impedâncias equivalentes obtidas no ponto de estudo	68
Tabela 4 – Resultado do curto-circuito trifásico	69
Tabela 5 – Resultado do curto-circuito monofásico à terra	71
Tabela 6 – Correntes de curto-circuito calculadas	72
Tabela 7 – Planilha de carga da edificação	73
Tabela 8 – Resumo dos parâmetros adotados para proteção dos transformadores	75
Tabela 9 – Resumo dos parâmetros da proteção da saída alimentadora	78
Tabela 10 – Resumo dos principais equipamentos especificados para a subesta- ção AIS	82
Tabela 11 – Resumo dos principais equipamentos especificados para a subesta- ção SF6	83
Tabela 12 – Comparativo de área ocupada pelas subestações AIS e GIS	87
Tabela 13 – Comparativo de área ocupada pelo conjunto de proteção principal . .	88
Tabela 14 – Comparação econômica entre as subestações AIS e GIS	89
Tabela 15 – Diferença de custo entre as alternativas analisadas	90
Tabela 16 – Impedâncias equivalentes obtidas no ponto de estudo	107
Tabela 17 – Resultado do curto-circuito bifásico	110
Tabela 18 – Lista de materiais da subestação AIS	112
Tabela 19 – Lista de materiais da subestação GIS	113

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SF6	Hexafluoreto de Enxofre
kV	Quilovolt
kVA	Quilovolt-Ampere
MVA	Megavolt-Ampere
AIS	<i>Air Insulated Substation</i>
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
ZnO	Óxido de Zinco
EPR	<i>Ethylene-Propylene Rubber</i>
XLPE	<i>Cross-linked Polyethylene</i>
EAT	Extra Alta Tensão
GIS	<i>Gas Insulated Substation</i>
TIE	Disjuntor de interligação de barramentos
TC	Transformador de Corrente

LISTA DE SÍMBOLOS

λ	Comprimento de onda
Γ	Coefficiente de reflexão
d	Distância em metros
I	Corrente elétrica
N	Condutor de neutro
P	Potência
R	Resistência
E	Campo elétrico
Gr	Ganho de recepção
S_i	Potência do sinal na entrada
S	Potência Ativa (kVA)
t	Tempo
V	Tensão
Z_o	Impedância de referência (50Ω)
ϕ	Phi
$\cos\phi$	Fator de Potência

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	OBJETIVOS	18
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	18
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	18
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
2.1	INTRODUÇÃO A SUBESTAÇÕES	19
2.1.1	Tipos de Subestações	20
2.1.1.1	Subestação Transformadora	20
2.1.1.2	Subestação de Manobra	20
2.1.1.3	Subestação de Compensação	21
2.2	Classificação das Subestações	21
2.2.1	Subestação de média tensão	21
2.2.2	Subestação de Alta Tensão	22
2.3	Componentes de uma Subestação	22
2.3.1	Transformadores de potência	23
2.3.2	Disjuntores	25
2.3.2.1	Aplicação e Proteção em Subestações (MT)	25
2.3.2.2	Sistema de Proteção e Seletividade	26
2.3.3	Chaves seccionadoras	27
2.3.4	Transformadores de corrente (TC)	28
2.3.5	Transformadores de potencial (TP)	30
2.3.6	Relés de proteção	31
2.3.7	Para-raios	32
2.3.8	Sistema de aterramento	33
2.3.8.1	Componentes e Estrutura do Aterramento	33
2.3.9	Barramentos e isoladores	34
2.4	Projeto de uma subestação de consumidor 13,8 kV	34
2.4.1	Projeto Estrutural	34

2.4.2	Projeto Elétrico	35
2.4.2.1	Levantamento de Carga	36
2.4.2.2	Dimensionamento do Transformador	36
2.4.2.3	Estudo de Curto-Circuito	36
2.4.2.4	Equipamentos de Manobra e Proteção	39
2.4.2.5	Condutores e Barramentos	39
2.4.2.6	Aterramento	40
2.4.3	Projeto Eletromecânico	40
2.4.4	Projeto Civil	41
2.4.5	Especificações Técnicas	41
2.4.6	Plantas e Desenhos Técnicos	42
2.5	Projeto de uma subestação de consumidor 13,8 kV com cubículos SF6	43
2.5.1	Hexafluoreto de Enxofre SF6	43
2.5.2	Características construtivas dos cubículos isolados a SF6	44
2.5.3	Funcionamento e operação do sistema isolado a SF6	45
2.5.4	Vantagens e limitações da tecnologia SF6	45
2.5.5	Considerações sobre seleção e aplicação	46
3	METODOLOGIA	47
3.1	Estudo de Caso	47
3.2	Comparativo Técnico	49
3.3	Projeto da subestação 13,8 kV	49
3.3.1	Levantamento de informações	49
3.3.2	Estudo de curto-circuito	51
3.3.3	Dimensionamento das proteções dos transformadores	57
3.3.4	Proteção da saída alimentadora do parque fabril	59
3.3.5	Dimensionamento da saída alimentadora para pavilhões futuros	61
3.3.6	Proteção da subestação do restaurante	61
3.3.7	Previsão de futura entrada de energia	62
3.3.8	Critérios para especificação dos equipamentos da subestação . . .	63
3.4	Comparativo de Espaço Ocupado	64
3.5	Comparativo de Segurança	64
3.6	Comparativo de Custos de Aplicação	65

3.7	Desenvolvimento das configurações AIS e GIS	66
4	RESULTADOS	67
4.1	Resultados do estudo de curto circuito	67
4.1.1	Conversão das impedâncias para o sistema por unidade	67
4.1.2	Impedâncias equivalentes	67
4.1.3	Curto circuito trifásico	68
4.1.4	Curto-circuito monofásico à terra	70
4.2	Resultado do dimensionamento das proteções	73
4.2.1	Proteção dos transformadores	73
4.2.2	Proteção da saída alimentadora do parque fabril	75
4.2.3	Dimensionamento da saída alimentadora pavilhões futuros	78
4.2.4	Proteção S.E Restaurante	79
4.3	Equipamentos especificados	80
4.4	Layout final AIS	82
4.5	Layout final SF6	84
4.6	Comparativo de Espaço Ocupado	87
4.7	Comparação econômica	89
4.8	Comparação Operacional e de Manutenção	91
4.9	Síntese dos resultados	93
5	CONCLUSÃO	95
	REFERÊNCIAS	97
	APÊNDICE A – PLANTA DE LOCALIZAÇÃO	100
	APÊNDICE B – MEMÓRIA DE CÁLCULO DAS CONVER-	
	SÕES PARA O SISTEMA POR UNIDADE	101
B.1	Conversão das impedâncias da concessionária	101
B.2	Conversão da impedância do transformador principal	102
B.3	Conversão das impedâncias do alimentador entre a subestação principal e a sala elétrica	102
B.4	Conversão das impedâncias do alimentador da subestação em estudo	104

**APÊNDICE C – MEMÓRIA DE CÁLCULO DOS CURTOS-
CIRCUITOS 106**

C.1	Determinação das impedâncias equivalentes	106
C.2	Cálculo da corrente de base	107
C.3	Curto-circuito trifásico	107
C.4	Curto-circuito bifásico	108
C.5	Curto-circuito monofásico à terra	110

APÊNDICE D – LISTAS DE MATERIAIS E MÃO DE OBRA . 112

Apêndice E – Planta da subestação AIS 114

Apêndice F – Planta da subestação SF6 115

Apêndice G – Diagrama Unifilar subestação AIS 116

Apêndice H – Diagrama Unifilar subestação SF6 117

1 INTRODUÇÃO

As subestações desempenham papel essencial no Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo responsáveis pela transformação de níveis de tensão, proteção, seccionamento e controle do fluxo de potência entre os diferentes segmentos do sistema elétrico (MAMEDE FILHO, 2021). Com a evolução dos sistemas elétricos e a crescente necessidade de confiabilidade, otimização de espaço e segurança operacional, diferentes tecnologias construtivas passaram a ser empregadas nessas instalações, destacando-se as subestações isoladas a ar AIS e as subestações isoladas a gás GIS. Nas AIS, o ar atmosférico é utilizado como meio isolante, exigindo maiores distâncias de escoamento e afastamentos elétricos, o que implica em maior área física ocupada (MAMEDE FILHO, 2021). Em contrapartida, nas GIS os componentes ativos são encapsulados em invólucros metálicos preenchidos com hexafluoreto de enxofre SF₆, gás que apresenta elevada rigidez dielétrica e excelente capacidade de extinção de arco elétrico, possibilitando instalações significativamente mais compactas e protegidas contra agentes externos (IEC, 2011; CIGRÉ, 2013). Dessa forma, a escolha entre AIS e GIS envolve a análise de critérios técnicos, econômicos, ambientais e operacionais, tornando relevante a comparação entre seus desempenhos e aplicações em projetos de subestações.

Historicamente, as subestações de média tensão foram concebidas com isolamento a ar, que, embora robustas e de menor custo inicial, exigem áreas físicas amplas e apresentam maior exposição a falhas durante atividades de operação e manutenção (CIGRÉ, 2015). Em contraposição, a introdução de cubículos blindados isolados a SF₆ possibilitou a significativa redução do espaço físico ocupado, além de maior confiabilidade operacional. Isso se deve às propriedades do gás, como sua alta rigidez dielétrica, a capacidade de extinção de arco e a estabilidade química, que permitem a construção de equipamentos mais compactos e seguros (T&D WORLD, 2019; WIKA, 2024).

Além disso, o ambiente de trabalho em subestações é caracterizado por riscos significativos, que incluem descargas elétricas e acidentes ocupacionais. Estudo recente sobre instalações elétricas no Amazonas demonstrou a importância da aplicação rigorosa de medidas de segurança para reduzir vulnerabilidades e garantir condições ade-

quadas de operação (SESEST, 2024). Esses fatores reforçam a relevância de considerar a segurança operacional como um dos critérios centrais na escolha do tipo de subestação.

1.1 OBJETIVOS

Este trabalho tem por objetivo realizar uma análise comparativa entre subestações de média tensão convencionais e subestações compostas por cubículos compactos isolados a SF₆, com ênfase na redução de espaço físico e no aumento da segurança operacional e de manutenção.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Comparar as vantagens e limitações técnicas dos dois modelos de subestação, com destaque para compacidade e segurança
- Avaliar a influência da configuração da subestação na segurança durante as operações e manutenções
- Comparar os custos de implantação e de manutenção das duas configurações de subestações.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho está organizado da seguinte forma:

- O Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica sobre as subestações de energia, tanto isoladas a ar, AIS, quanto compactas, isoladas a SF₆
- O Capítulo 3 descreve a metodologia aplicada, o estudo de caso, os critérios de comparação adotados e o desenvolvimento das configurações analisadas.
- O Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos, especificação dos equipamentos, *layouts* finais e comparações técnica, econômica, operacional e de área ocupada.
- O Capítulo 5 apresenta as conclusões do trabalho, destacando os principais resultados encontrados e indicando sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta a revisão da literatura relacionada às subestações elétricas, com o intuito de embasar teoricamente os conceitos e definições que sustentam o desenvolvimento deste trabalho. A pesquisa bibliográfica foi realizada com base em fontes técnicas reconhecidas, como livros especializados, artigos científicos e publicações institucionais na área de sistemas elétricos de potência.

Inicialmente, é realizada uma introdução geral ao conceito de subestação elétrica, suas funções no sistema elétrico de potência e sua importância na operação confiável e segura da rede. Em seguida, a revisão é dividida em dois eixos principais: a classificação das subestações, que considera critérios funcionais, construtivos e operacionais, e os componentes que integram uma subestação, como transformadores, disjuntores, seccionadoras, transformadores de instrumento, pára-raios, entre outros.

Essa base teórica é fundamental para a compreensão dos aspectos técnicos discutidos nos capítulos seguintes, além de proporcionar uma visão sistêmica sobre a operação, proteção e controle de subestações. Desse modo, o conteúdo aqui apresentado serve como referência conceitual para a análise e o desenvolvimento do projeto proposto neste trabalho.

2.1 INTRODUÇÃO A SUBESTAÇÕES

As subestações podem ser compreendidas como conjuntos organizados de equipamentos, dispositivos e condutores elétricos que têm como função principal modificar as características da energia elétrica, como a tensão, corrente ou frequência, possibilitando sua distribuição em níveis adequados ao consumo (MAMEDE FILHO, 2014).

De acordo com MAMEDE FILHO (2014), as subestações também podem ser vistas como partes integrantes do sistema de potência, conectadas aos terminais de uma ou mais linhas de transmissão e alimentadores de distribuição. Essas estruturas podem conter equipamentos de transformação ou apenas dispositivos de manobra, controle e proteção, além da infraestrutura civil. Em certos casos, podem incluir ainda conversores

de frequência, sendo então classificadas como subestações conversoras.

A importância das subestações está diretamente relacionada à necessidade de transformar os níveis de tensão, garantindo que a energia seja transportada de maneira eficiente e econômica. Além de assegurar a qualidade e a continuidade do fornecimento, essas instalações desempenham papel essencial na estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico de potência (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2000).

2.1.1 Tipos de Subestações

De forma geral, as subestações são componentes fundamentais para permitir modificações técnicas na rede elétrica, contribuindo para a operação segura, eficiente e contínua do sistema elétrico de potência. Além disso, desempenham papel essencial na integração entre os diferentes níveis de tensão, possibilitando o controle, a proteção e a coordenação do fluxo de energia em todo o sistema.

As subestações podem ser assim definidas:

2.1.1.1 Subestação Transformadora

Segundo MAMEDE FILHO (2014), a subestação transformadora é a mais comum nos sistemas elétricos de potência, sendo responsável por transformar os níveis de tensão da energia elétrica. Essa transformação é essencial para permitir que a energia gerada em alta tensão seja transmitida por longas distâncias e, posteriormente, rebaixada para níveis adequados ao consumo.

De acordo com a NBR 14039 (2021), que estabelece diretrizes para instalações de média tensão, uma subestação transformadora é aquela que alimenta um ou mais transformadores conectados a equipamentos diversos. Tais instalações são destinadas a transformar qualquer das grandezas da energia elétrica dentro do escopo normativo.

2.1.1.2 Subestação de Manobra

De acordo com a ANEEL (2021), a subestação de manobra tem como principal finalidade a operação do sistema elétrico, sem envolver a transformação de tensão. Essas

instalações são utilizadas para permitir o seccionamento e a interligação de linhas de transmissão, aumentando a flexibilidade e confiabilidade do sistema.

Conforme MAMEDE FILHO (2014), esse tipo de subestação é composto essencialmente por equipamentos de manobra, como disjuntores, chaves seccionadoras e sistemas de proteção. Sua presença é estratégica para facilitar manutenções, isolar trechos com falhas e otimizar o fluxo de energia.

2.1.1.3 Subestação de Compensação

Segundo GRAINGER e STEVENSON (1994), a subestação de compensação é um arranjo no sistema que implementa a compensação reativa para melhorar o desempenho das linhas de transmissão, especialmente aquelas de médio e longo comprimento. O desempenho dessas linhas pode ser melhorado pela compensação reativa em série ou em paralelo.

Conforme destaca MAMEDE FILHO (2014), essas subestações são equipadas com bancos de capacitores, reatores e dispositivos automáticos de controle, permitindo a compensação dinâmica da carga reativa. Sua atuação é especialmente importante em sistemas de transmissão extensos, onde a regulação da tensão se torna mais crítica.

2.2 CLASSIFICAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES

Dependendo da capacidade de transformação e das características de utilização, deve-se projetar uma subestação segundo uma das concepções típicas a seguir conceituadas somente para fins didáticos. Cada tipo de subestação possui particularidades construtivas e operacionais que influenciam diretamente seu dimensionamento, desempenho e aplicação no sistema elétrico.

2.2.1 Subestação de média tensão

As subestações de média tensão operam em faixas de 1 kV a 36,2 kV e são utilizadas principalmente em sistemas de distribuição primária. Elas atendem grandes consumidores industriais, comerciais e urbanos, fornecendo energia em níveis adequados para consumo local. As tensões mais comuns nesse nível são 13,8 kV, 25 kV e 34,5

kV. De acordo com MAMEDE FILHO (2014), essas subestações costumam atender consumidores do Grupo A4, conforme definido pela ANEEL na Resolução Normativa nº 1000/2021. Segundo MAMEDE FILHO (2021), essas subestações são adequadas para consumidores cuja demanda máxima contratada não ultrapasse o limite estabelecido pela legislação vigente, correspondente a 2.500 kW. O autor ressalta ainda que o atendimento a consumidores com demanda superior a esse valor pode ser realizado a critério da concessionária de energia, desde que seu sistema de distribuição possua capacidade suficiente para atender a carga sem causar prejuízos aos demais usuários.

2.2.2 Subestação de Alta Tensão

As subestações de alta tensão operam em tensões superiores a 36,2 kV e inferiores ou iguais a 230 kV, sendo comuns as tensões de 69 kV, 88 kV, 138 kV e 230 kV. Elas são utilizadas para interligar redes de subtransmissão e distribuição, alimentando grandes centros urbanos e industriais. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2021), essas subestações atendem consumidores do Grupo A3 e A2, garantindo o suprimento energético a blocos de carga significativos e contribuindo para a estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico. Para suportar essas operações, esses sistemas requerem transformadores de potência robustos, disjuntores de alta capacidade e sistemas avançados de proteção e controle (MAMEDE FILHO, 2021). Além da alta tensão, existem níveis superiores classificados como extra alta tensão e ultra alta tensão, os quais não integram o escopo deste trabalho (MAMEDE FILHO, 2021).

2.3 COMPONENTES DE UMA SUBESTAÇÃO

Os principais componentes de uma subestação podem ser divididos conforme sua função: transformação, manobra, proteção, medição e controle. Cada um desses elementos desempenha um papel fundamental na operação do sistema elétrico, assegurando que a energia seja transformada, distribuída e protegida de forma eficiente e segura, conforme as condições operacionais e os requisitos do sistema de potência.

2.3.1 Transformadores de potência

O transformador de potência, também categorizado como transformador de força, constitui um equipamento fundamental no Sistemas Elétricos de Potência (SEP), sendo essencialmente utilizado para realizar a interconexão entre diferentes níveis de tensão nas redes de transmissão ou distribuição. A função primária deste equipamento é converter a tensão de suprimento para um nível distinto (MONTEIRO, 2023).

A classificação do transformador está relacionada à sua função no sistema: pode ser uma Subestação Transformadora Elevadora (quando aumenta a tensão, tipicamente na saída dos sistemas de geração para o transporte) ou uma Subestação Transformadora Rebaixadora (quando reduz a tensão próxima aos centros de carga ou para o suprimento industrial). A elevação da tensão para o transporte é uma medida necessária, visto que a movimentação de grandes volumes de energia a longas distâncias na tensão de geração se torna inviável (MONTEIRO, 2023).

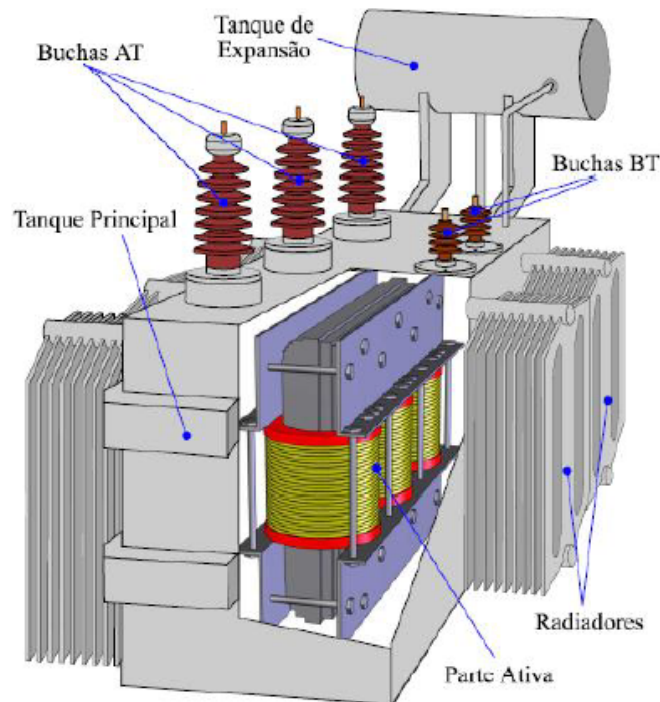
O princípio de funcionamento do transformador baseia-se na indução mútua entre dois (ou mais) enrolamentos que se encontram indutivamente acoplados (MONTEIRO, 2023). Nesse processo, a razão entre as tensões observadas nos dois enrolamentos é equivalente à razão do número de espiras (MONTEIRO, 2023).

Quanto às suas características construtivas, os transformadores podem ser monofásicos ou trifásicos e são classificados de acordo com o meio isolante empregado (MONTEIRO, 2023). Eles podem utilizar óleo mineral ou líquidos isolantes sintéticos (como o silicone), os quais cumprem a dupla função de isolar os condutores sob diferença de potencial e resfriar o equipamento, garantindo a dissipação do calor gerado durante a operação (MONTEIRO, 2023). A Figura 1 ilustra um transformador trifásico rebaixador isolado a óleo, exemplificando o tipo de equipamento amplamente empregado em subestações de média e alta tensão.

Uma alternativa são os transformadores do tipo seco, que utilizam ar circulante como meio isolante e refrigerante (MONTEIRO, 2023). O uso de transformadores a seco é, inclusive, mandatório quando o posto de transformação faz parte integrante de uma edificação residencial ou comercial, proporcionando maior segurança contra incêndios (CPFL, 2025).

No contexto de uma instalação elétrica, o Posto de Transformação é o conjunto

Figura 1 – Transformador trifásico isolado à óleo



Fonte: Disponível em: <https://univertecefetmg.blogspot.com/2013/11/toshiba-transformadores-aspectos_19.html>.
Acesso em 10 out. 2025

que compreende o transformador de distribuição e seus acessórios, tais como os dispositivos de manobra, controle e proteção, além dos materiais e obras civis necessários para as estruturas de montagem (CPFL, 2025). Quando uma instalação possui e/ou alimenta apenas um transformador de potência, ela é classificada como uma subestação unitária (CPFL, 2025).

Para a correta operação, o dimensionamento do transformador de força deve ser realizado de forma a suportar toda a carga da unidade consumidora sem a necessidade de ventilação forçada. Recomenda-se que, em condições normais de regime, a carga se mantenha entre 75% e 90% da potência nominal do equipamento (MONTEIRO, 2023). É fundamental que o projeto desses equipamentos esteja em conformidade com as diretrizes estabelecidas em normas técnicas, como as da ABNT, incluindo a NBR 14039 para instalações de média tensão (CPFL, 2025; NBR 14039, 2021). As características operacio-

nais, como a ligação dos enrolamentos e o deslocamento angular, devem ser compatíveis com as indicações da distribuidora (NBR 14039, 2021).

2.3.2 Disjuntores

O disjuntor é categorizado como um dos equipamentos de segurança mais relevantes e o dispositivo de manobra mais eficiente utilizado em redes elétricas (CPFL, 2025). De acordo com MONTEIRO (2023), a sua função essencial é garantir a capacidade de fechamento e abertura do circuito, abrangendo tanto as condições normais de operação quanto as situações anormais, como curto-circuitos ou defeitos.

MONTEIRO (2023) explica que o disjuntor de potência, quando fechado, deve suportar a corrente nominal da linha sem exceder os limites de temperatura admissíveis. No estado aberto, a distância de isolamento entre os contatos deve ser suficiente para suportar a tensão de operação, incluindo sobretensões transitórias decorrentes de manobras ou descargas atmosféricas. Em regime de curto-circuito, o disjuntor deve ser capaz de fechar e conduzir a corrente de falta e, posteriormente, interrompê-la, sendo projetado para dominar todos os cenários de manobra possíveis na rede onde está instalado.

A seleção do tipo de disjuntor depende da classe de tensão do sistema. Os disjuntores a vácuo são frequentemente a opção preferencial para média tensão, apresentando competitividade com o SF6. O disjuntor a SF6, que utiliza o gás como meio isolante e extintor de arco, é a escolha padrão para classes de tensão mais elevadas, como 72,5 kV até 245 kV. Além disso, existem os disjuntores a óleo (grande ou pequeno volume), que realizam a extinção do arco pela decomposição do óleo, liberando gases que o resfriam (MONTEIRO, 2023).

As características nominais fundamentais de um disjuntor incluem a Tensão Nominal (tensão máxima de operação do sistema) e a Corrente de Interrupção Nominal (o valor máximo de corrente de curto-circuito que pode ser interrompida) (MONTEIRO, 2023).

2.3.2.1 Aplicação e Proteção em Subestações (MT)

A instalação de disjuntores em Média Tensão (MT) é regulamentada pela NBR 14039. Em instalações de consumidores:

- Subestações Não Unitárias: Em subestações que alimentam dois ou mais transformadores (não unitárias), é obrigatório o uso de disjuntor geral na média tensão, acionado por relés secundários com as funções 50 e 51, independentemente da potência individual dos transformadores (CPFL, 2025).
- Capacidade Instalada: É mandatório que o consumidor instale um disjuntor geral trifásico ou religador comandado por relé microprocessado para postos de transformação com capacidade instalada acima de 300 kVA (CPFL, 2025).
- Local de Instalação: O disjuntor deve ser instalado em cubículo blindado, no caso de posto ao tempo, ou em compartimento individual, em postos abrigados (CPFL, 2025).

Essas exigências visam assegurar a coordenação adequada entre os dispositivos de interrupção, preservar a integridade dos equipamentos e garantir a seletividade das proteções ao longo do sistema. As configurações orientativas adotadas pela concessionária para esses arranjos podem ser observadas na Figura 2.

2.3.2.2 Sistema de Proteção e Seletividade

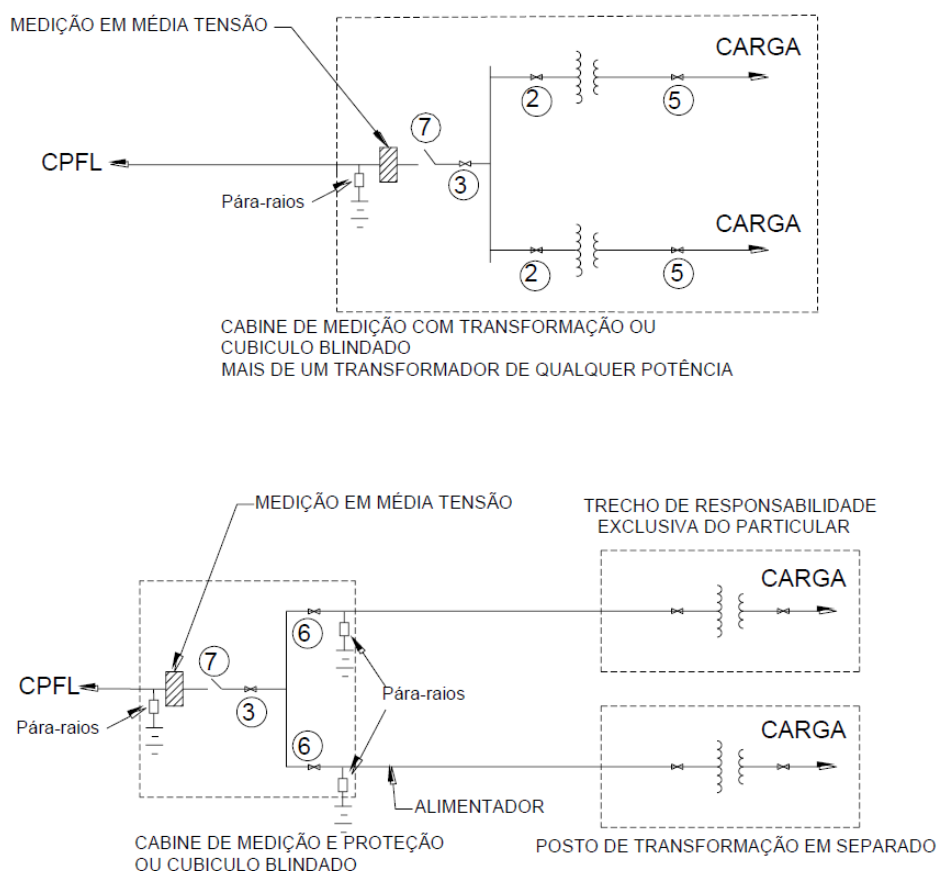
A proteção de sobrecorrente é tipicamente realizada por relés digitais/microprocessados com unidades de operação instantânea e temporizada (funções ANSI 50/51) (CPFL, 2025). Para garantir a atuação confiável do disjuntor, especialmente sob falhas próximas:

- Fonte de Energia para Abertura: A NBR 14039 exige que seja fornecido um dispositivo exclusivo para garantir a energia necessária ao acionamento da bobina de abertura do disjuntor, que deve permitir teste individual; o uso de fonte capacitiva é o recomendado para este fim (CPFL, 2025; NBR 14039, 2021).

Além disso, a função de subtensão (ANSI 27) deve ser habilitada para evitar atuações indevidas em variações de tensão de curta duração (CPFL, 2025).

- Coordenação Seletiva: As proteções do consumidor devem ser projetadas para permitir a coordenação seletiva com o sistema da concessionária. As

Figura 2 – Sistema de proteção particular - Configurações básicas (Orientativas)



Fonte: GED-2861 DES.23 p.20

proteções do cliente devem ser 300 ms mais rápidas que a proteção da CPFL para qualquer corrente de defeito menor ou igual às correntes de curto-circuito no ponto de conexão (CPFL, 2025). Para comprovação, é exigida a apresentação do gráfico tempo x corrente (CPFL, 2025).

2.3.3 Chaves seccionadoras

A chave seccionadora é um equipamento destinado a isolar trechos de circuito para manutenção ou operação segura. É composta por contatos fixos e móveis, mecanismo de acionamento manual ou motorizado, isoladores de sustentação, base metálica

e dispositivos de intertravamento opcionais (MAMEDE FILHO, 2014).

É imprescindível notar que, em subestações de alta tensão, a operação dessas chaves é restrita. De acordo com BARROS e GEDRA (2010), chaves seccionadoras somente podem ser operadas sem carga, embora possam ser operadas sob tensão. Em consonância, MONTEIRO (2023) reforça que, em subestações de alta tensão, a prática usual é desligar os circuitos sempre pelos disjuntores e nunca pelas seccionadoras. As chaves seccionadoras apropriadas para abertura sem carga devem ser resguardadas contra aberturas acidentais ou desautorizadas, frequentemente por meio de intertravamento com outro dispositivo apropriado para abertura sob carga (NBR 14039, 2021)

No que diz respeito ao projeto e à funcionalidade, uma seccionadora deve:

- Ser capaz de conduzir sua corrente nominal continuamente.
- Ser dimensionada para suportar as correntes máximas de curto-circuito, sendo estas especificadas por meio da Corrente Suportável Nominal de Curta Duração (valor eficaz) e do Valor de Crista de Corrente Suportável.
- Resistir a todas as tensões transitórias esperadas na operação do sistema, como a Tensão Nominal Máxima, sem produzir tensão de rádio-interferência excessiva ou apresentar Corona visual.
- Garantir operação confiável mesmo sob condições adversas e possuir vida útil compatível com os demais equipamentos (MONTEIRO, 2023).

As seccionadoras se dividem em diversos tipos construtivos, classificados segundo normas como ANSI, em categorias como: Abertura Vertical (Tipo A), Dupla Abertura Lateral (Tipo B), Basculante (Tipo C ou F), Abertura Lateral (Tipo D), Abertura Central (Tipo E), Aterramento (Tipo G), Operação por Vara de Manobra (Tipo H) e Fechamento ou Alcance Vertical (Tipo J), que inclui as chaves pantográficas (MONTEIRO, 2023).

2.3.4 Transformadores de corrente (TC)

O transformador de corrente (TC) é utilizado para reduzir a corrente de linhas de alta tensão para valores proporcionais e seguros, permitindo a medição e a proteção de circuitos elétricos (MAMEDE FILHO, 2021). Seus componentes incluem enrola-

mento primário, normalmente em série com a linha, enrolamento secundário conectado a instrumentos de medição ou relés de proteção, núcleo magnético de ferro, isolamento elétrico (óleo, resina ou SF6) e invólucro de proteção.

Em termos de instalação em campo, em subestações primárias de consumidor, os TCs destinados à medição são, em muitos casos, fornecidos pela distribuidora e instalados em caixas ou cubículos (BARROS; GEDRA, 2010). Em arranjos convencionais, o Transformador de Corrente encontra-se posicionado no compartimento de proteção, onde atua em conjunto com outros dispositivos, como o transformador de potencial (BARROS; GEDRA, 2010).

As características elétricas dos TCs são rigidamente especificadas. De acordo com Monteiro (2023), a Corrente Secundária Nominal padrão é usualmente de 1 A ou 5 A. A Corrente Primária Nominal é especificada para suportar o valor nominal em regime normal de operação e deve considerar a corrente máxima do circuito e os valores de curto-circuito (MONTEIRO, 2023). Para a Corrente Primária Nominal, os valores normalizados preferenciais incluem 10 A, 15 A, 20 A, 25 A, 30 A, 40 A, 50 A, 60 A, 75 A, e seus múltiplos e submúltiplos decimais (MONTEIRO, 2023).

No tocante à precisão, a Classe de Exatidão recomendada para Transformadores de Corrente utilizados em medição com finalidade de faturamento ao consumidor é 0,3 (MONTEIRO, 2023). Para TCs aplicados em serviço de proteção, é fundamental que o fator limite de precisão seja suficientemente elevado para que os erros de corrente não sejam excessivos em caso de curto-circuito, sendo que as classes padronizadas pela ABNT para proteção são 5 e 10 (MONTEIRO, 2023).

No tocante à precisão, a Classe de Exatidão recomendada para Transformadores de Corrente utilizados em medição com finalidade de faturamento ao consumidor é 0,3 (MONTEIRO, 2023). Para TCs aplicados em serviço de proteção, é fundamental que o fator limite de precisão seja suficientemente elevado para que os erros de corrente não sejam excessivos em caso de curto-circuito, sendo que as classes padronizadas pela ABNT para proteção são 5 e 10 (MONTEIRO, 2023). De acordo com a (NBR 6856, 2021), os transformadores de corrente destinados à proteção devem suportar adequadamente as correntes de curto-circuito sem perda excessiva de exatidão, sendo normalmente adotado um fator de sobrecorrente igual a 20 vezes a corrente nominal do Transformador

de Corrente (TC).

Em relação à segurança e capacidade de suportar falhas, os Transformadores de Corrente devem ser providos de meios que permitam o curto-circuito em seus bornes secundários (MONTEIRO, 2023). Os valores limites térmicos de corrente de curta duração do TC devem ser selecionados em função do valor máximo da corrente de curto-circuito presumida no local de instalação (MONTEIRO, 2023).

2.3.5 Transformadores de potencial (TP)

Os Transformadores de Potencial (TP) são classificados como transformadores para instrumentos (TI), e têm a função essencial de reduzir a tensão em um circuito a níveis compatíveis com os valores de suprimento requeridos por instrumentos elétricos, como medidores e relés, utilizados em medição, proteção ou controle (MONTEIRO, 2023).

Em termos de princípio de funcionamento, o TP é um transformador cujo enrolamento primário é ligado em derivação (paralelo) a um circuito elétrico (MONTEIRO, 2023). O enrolamento secundário é destinado a alimentar os instrumentos de medição e proteção (MONTEIRO, 2023). Para que a redução da tensão ocorra, o TP é construído de modo que o número de espiras no primário (N_1) é maior que o número de espiras no secundário (N_2) (MONTEIRO, 2023).

As características elétricas fundamentais dos TPs são claramente definidas. De acordo com Monteiro, a Tensão Primária Nominal é estabelecida em função da tensão do circuito em que o TP será instalado. Já a Tensão Secundária Nominal é padronizada em 115 V ou $115\sqrt{3}$ V. (MONTEIRO, 2023).

Quanto à precisão, a Classe de Exatidão representa o valor máximo de erro que pode ser causado aos instrumentos conectados. A classe de exatidão recomendada para TPs que alimentam medidores é 0,3, e para aqueles que alimentam indicadores é 0,6. A Carga Nominal é a carga na qual se baseiam os requisitos de exatidão do TP, sendo a Potência Térmica a maior potência aparente que o TP pode fornecer em regime permanente sob tensão e frequência nominais, sem exceder os limites de temperatura permitidos por sua classe de isolamento. A designação normativa correta dos TPs é realizada pela indicação da classe de exatidão, separada por um hífen, do valor da maior

carga nominal com a qual esta exatidão se verifica, sendo exemplos 0,6–ZZ e 1,2–X (MONTEIRO, 2023).

Em termos de instalação e proteção, os Transformadores de Instrumentos (TCs e TPes) devem ter suas características compatíveis com os padrões e procedimentos da distribuidora e atender às especificações dos sistemas de medição (ANEEL, 2021)

Os TPes são classificados em três grupos de ligação (MONTEIRO, 2023):

1. Grupo 1: Projetado para ligação entre fases.
2. Grupo 2: Projetado para ligação entre fase e neutro de sistemas que são diretamente aterrados.
3. Grupo 3: Projetado para ligação entre fase e neutro de sistema onde não se garanta a eficácia do aterramento.

2.3.6 Relés de proteção

As subestações elétricas, conforme o Capítulo 5 da obra de BARROS e GEDRA (2010), dependem de um sistema de proteção que atue especificamente para preservar a integridade das instalações elétricas contra anomalias. Nesse contexto, os relés de proteção são dispositivos fundamentais.

De acordo com MONTEIRO (2023), os relés têm por finalidade primordial proteger o sistema contra faltas, permitindo o isolamento dos trechos onde estas faltas ocorrem através da atuação sobre disjuntores. A proteção da entrada de energia de uma subestação deve ser realizada, via de regra, por meio de disjuntor e relés (BARROS; GEDRA, 2010).

A estrutura funcional de um relé é composta por três elementos principais: o elemento sensor, o elemento comparador e o elemento de atuação. A informação para o funcionamento do relé é recebida a partir dos transformadores para instrumentos (TCs e TPes). O elemento sensor monitora essa informação e, caso ocorra a ultrapassagem de algum valor pré-programado, é enviada uma informação ao elemento de atuação, que então emite um comando para a operação do disjuntor (BARROS; GEDRA, 2010).

Existem diversas funções para os relés, que são identificadas por números padronizados pela *American National Standards Institute* (ANSI). Dentre as funções prin-

cipais frequentemente empregadas em subestações, destacam-se: o relé de subtensão (27), que atua quando a tensão de fase é menor que um valor predeterminado; o relé de sobrecorrente instantâneo (50), que atua instantaneamente por valor de corrente superior a um valor predeterminado; e o relé de sobrecorrente temporizado (51), que atua em circuitos de CA com retardo intencional de tempo.

Em suma, a função dos relés é garantir que, ao ocorrer uma anomalia no sistema elétrico, esta seja detectada e isolada o mais rápido possível, mantendo a confiabilidade e a seletividade da operação do sistema. Além disso, esses dispositivos atuam em coordenação com os disjuntores e demais elementos de proteção, assegurando que apenas o trecho afetado seja desligado, preservando a estabilidade e a integridade do restante do sistema (NBR 14039, 2021).

2.3.7 Para-raios

O para-raios é um dispositivo essencial para a proteção de subestações contra surtos de tensão provocados por descargas atmosféricas ou manobras na rede elétrica. Ele é composto basicamente por eletrodos metálicos, elemento varistor Óxido de Zinco (ZnO), isoladores de porcelana ou polímero e conectores para vedação e ligação ao sistema de aterramento (MAMEDE FILHO, 2014).

Existem diferentes tipos de para-raios, sendo os de óxido de zinco os mais utilizados em subestações modernas, devido à sua rápida resposta e alta capacidade de condução de surto. Ainda podem ser encontrados para-raios com centelhadores em série, que são mais antigos, e para-raios poliméricos, que oferecem menor peso e maior resistência à poluição (IEEE, 2020).

O funcionamento do para-raios baseia-se na condução de corrente apenas durante um surto de sobretensão. Em condições normais, apresenta alta impedância, não interferindo na operação do sistema. Quando ocorre uma sobretensão, o varistor entra em condução, desviando a corrente para o aterramento e protegendo os equipamentos conectados (MAMEDE FILHO, 2014).

As principais características elétricas incluem a tensão nominal, que deve ser compatível com o sistema, a corrente máxima de surto que pode suportar, o tempo de resposta, que é extremamente rápido, e a classe de energia, que define sua capacidade

de proteção (IEEE, 2020). Já os critérios de seleção envolvem o nível de tensão da instalação, a tensão de isolamento dos equipamentos a serem protegidos, a capacidade de suportar correntes de surto e as condições ambientais da subestação, como exposição a raios e poluição (MAMEDE FILHO, 2014).

2.3.8 Sistema de aterramento

O sistema de aterramento em subestações e instalações elétricas é um conjunto de medidas essenciais projetadas para garantir a segurança de pessoas e equipamentos, além de assegurar o funcionamento adequado da instalação. Sua finalidade primordial é proteger contra os contatos indiretos, que são perigos resultantes do contato com massas metálicas que, acidentalmente, estão sob tensão (NBR 14039, 2021; MONTEIRO, 2023).

De acordo com a NBR 14039 (2021), a proteção contra contatos indiretos é garantida pelo aterramento e pela equipotencialização. O aterramento estabelece que as massas devem ser ligadas a condutores de proteção nas condições especificadas para cada esquema de aterramento. A ligação equipotencial, por sua vez, visa garantir que a tensão de contato em qualquer ponto da instalação não seja superior à tensão de contato limite (U_L), o que é fundamental para a segurança pessoal. Essa ligação equipotencial é realizada geralmente por um terminal principal que une condutores de proteção, canalizações metálicas e os eletrodos de aterramento de outros sistemas.

2.3.8.1 Componentes e Estrutura do Aterramento

O sistema de aterramento deve ser compatível com as normas da distribuidora, devendo atender aos requisitos de segurança pessoal e de equipamentos (MONTEIRO, 2023). O componente principal, o eletrodo de aterramento, deve constituir uma malha sob o piso da edificação ou, no mínimo, um anel circundando o perímetro. Sua eficiência depende da distribuição espacial e das condições locais do solo (NBR 14039, 2021). É possível utilizar as fundações da edificação como eletrodo, além de hastes, fitas e cabos de cobre ou aço convencionais, que devem ser instalados de forma a resistir a solicitações térmicas, mecânicas e eletromecânicas (NBR 14039, 2021). Os componentes de aterramento devem ser selecionados de modo a resistir aos esforços térmicos e mecânicos e à corrosão.

2.3.9 Barramentos e isoladores

Os barramentos constituem condutores que interligam equipamentos dentro da subestação, distribuindo energia elétrica de forma eficiente e segura, enquanto os isoladores garantem o isolamento elétrico entre os condutores e a estrutura metálica ou o solo (MAMEDE FILHO, 2014). Esses barramentos podem ser rígidos (cobre ou alumínio) ou flexíveis (cabos multifilares), conforme necessidade de suportar altas correntes e acomodar expansão térmica. Os isoladores podem ser de porcelana, vidro ou polímero, selecionados segundo tensão nominal, nível de poluição e condições ambientais (IEEE, 2013).

O funcionamento do conjunto barramento-isolador permite transportar correntes com segurança, evitando fugas elétricas. As características elétricas incluem corrente nominal, resistência mecânica, tensão nominal e capacidade de suportar impulsos. A seleção depende da corrente máxima de operação, requisitos de curto-circuito, fatores ambientais e tipo de montagem (IEEE, 2013; MAMEDE FILHO, 2014).

2.4 PROJETO DE UMA SUBESTAÇÃO DE CONSUMIDOR 13,8 kV

De acordo com a NBR 14039 (2021), o projeto de instalações elétricas em média tensão deve atender a critérios específicos de segurança, desempenho e manutenção, estabelecendo parâmetros mínimos para distâncias de isolação, níveis de proteção, aterramento e dimensionamento dos componentes. Além desta norma, são também aplicáveis outras, como a NBR 5410 (2004), a NBR 5410 (2015), a NBR 15751 (2009) e a NR-10 (2016), além das exigências técnicas da concessionária local.

A seguir, são detalhadas as principais etapas envolvidas no desenvolvimento de um projeto completo de subestação de consumidor em 13,8 kV com transformação e manobra.

2.4.1 Projeto Estrutural

De acordo com MAMEDE FILHO (2021), o projeto estrutural da subestação contempla o *layout* físico dos equipamentos, respeitando distâncias mínimas de segurança, acessibilidade para manutenção e compatibilidade entre os elementos estruturais

e eletromecânicos. Segundo a NBR 14039 (2021), para instalações internas operando a 13,8 kV, devem ser respeitadas as seguintes distâncias mínimas de isolamento:

Entre partes energizadas de fases diferentes: 300 mm;

Entre parte energizada e parte aterrada (estrutura): 230 mm;

Altura mínima de instalação de componentes energizados: 2,50 m;

Corredores de acesso para manutenção: no mínimo 0,70 m de largura.

Estas distâncias visam garantir a segurança contra arcos elétricos e facilitar a operação e a manutenção dos equipamentos. Além disso, as estruturas metálicas devem ser adequadamente aterradas e protegidas contra corrosão, conforme o ambiente em que a subestação está instalada (NBR 14039, 2021).

Segundo a NBR 14039 (2021), o *layout* da subestação deve considerar a disposição dos equipamentos de forma a minimizar o cruzamento de cabos, otimizar o fluxo de ar para ventilação e permitir o acesso frontal aos painéis e disjuntores, especialmente em subestações abrigadas.

2.4.2 Projeto Elétrico

O projeto elétrico constitui a etapa mais crítica do desenvolvimento de uma subestação, pois envolve o dimensionamento adequado dos principais equipamentos, a definição dos níveis de proteção e a verificação do atendimento à demanda elétrica do consumidor. De acordo com a NBR 14039 (2021), essa fase deve garantir que todos os componentes sejam especificados conforme as condições de operação, levando em conta as correntes nominais, suportabilidade a curto-circuito e requisitos de coordenação de proteção. O projeto elétrico constitui a etapa mais crítica do desenvolvimento de uma subestação, pois envolve o dimensionamento adequado dos principais equipamentos, a definição dos níveis de proteção e a verificação do atendimento à demanda elétrica do consumidor. Segundo a NBR 14039 (2021), essa fase deve garantir que todos os componentes sejam especificados conforme as condições de operação, levando em conta as correntes nominais, suportabilidade a curto-circuito e requisitos de coordenação de proteção.

2.4.2.1 Levantamento de Carga

Conforme MAMEDE FILHO (2014), o primeiro passo é realizar o levantamento das cargas instaladas e previstas, determinando a potência aparente (S), a demanda máxima (D), o fator de potência ($\cos\phi$) e a corrente nominal esperada. Esses dados permitem o dimensionamento do transformador, cabos, disjuntores e demais componentes.

2.4.2.2 Dimensionamento do Transformador

Segundo a NBR 14039 (2021), o transformador deve ser dimensionado de modo a suportar a carga máxima esperada com margem de segurança, levando em consideração as condições de instalação e o regime de carga. A seleção inclui:

- Potência nominal (em kVA);
- Tensão primária (13,8 kV) e secundária (ex: 380/220V);
- Tipo de isolamento (a óleo ou seco);
- Tipo de conexão (ex: Dyn5);
- Nível de curto-circuito suportado ($Z\%$).

Os transformadores a seco têm sido amplamente preferidos para ambientes internos, uma vez que sua construção sem fluido isolante inflamável proporciona maior segurança contra incêndios, além de facilitar a manutenção e reduzir o risco de contaminação ambiental. Conforme documentação da Energy (2021), os modelos de resina fundida são projetados especificamente para instalação em salas elétricas ou invólucros metálicos, permitindo localizações centrais na distribuição de energia graças à sua versatilidade operacional.

2.4.2.3 Estudo de Curto-Circuito

De acordo com a NBR 14039 (2021), é necessário calcular a corrente de curto-circuito trifásico e monofásico nos barramentos da subestação, a fim de garantir que os equipamentos de manobra e proteção sejam capazes de suportar os esforços térmicos e dinâmicos provocados por falhas. A NBR 14039 (2021)) estabelece que as instalações devem ser projetadas e construídas para suportar com segurança os efeitos térmicos e

mecânicos resultantes das correntes de curto-circuito, considerando-se os quatro tipos de curto-circuito: trifásico, bifásico, entre fase e neutro, e entre duas fases e neutro.

De acordo com Fortescue (1918), um sistema trifásico desequilibrado pode ser decomposto em três sistemas equilibrados independentes, denominados componentes de sequência positiva, negativa e zero. Esse método é amplamente utilizado em estudos de curto-circuito, pois permite representar faltas assimétricas por meio de circuitos equivalentes de sequência.

Segundo Elgerd (1976), a transformação de componentes simétricas possibilita simplificar a análise de sistemas elétricos de potência, convertendo um problema trifásico desequilibrado em três redes monofásicas equivalentes. A relação entre as correntes de fase e as componentes de sequência é expressa pela matriz de Fortescue:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

em que I_a , I_b e I_c representam as correntes de fase, enquanto I_0 , I_1 e I_2 representam, respectivamente, as componentes de sequência zero, positiva e negativa. O operador a corresponde a uma rotação fasorial de 120° , definido por:

$$a = e^{j120^\circ} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad (2.2)$$

De acordo com Stevenson (1982), para realizar o cálculo manual de curto-circuito, inicialmente definem-se as bases de potência e tensão do sistema. Em seguida, todos os elementos são convertidos para o sistema por unidade (pu), permitindo a padronização das impedâncias dos geradores, transformadores, linhas e demais componentes do sistema elétrico.

Segundo Sato e Freitas (2015), após a conversão para pu, são construídos os circuitos equivalentes de sequência positiva, negativa e zero. A partir desses circuitos, determina-se o equivalente de Thévenin visto do ponto de falta, o qual é utilizado para o cálculo das correntes de sequência. Por fim, aplica-se a matriz de Fortescue para obter as correntes reais nas fases do sistema.

No caso do curto-circuito trifásico, por se tratar de uma falta equilibrada, apenas a rede de sequência positiva é considerada. Dessa forma, as componentes de sequência zero e negativa são nulas, conforme apresentado a seguir (STEVENSON, 1982):

$$I_0 = 0 \quad (2.3)$$

$$I_2 = 0 \quad (2.4)$$

$$I_1 = \frac{V_f}{Z_1} \quad (2.5)$$

em que V_f representa a tensão pré-falta no ponto de curto-circuito e Z_1 representa a impedância equivalente de sequência positiva.

Para o curto-circuito monofásico à terra, as três redes de sequência são conectadas em série, pois as correntes de sequência possuem o mesmo valor. Assim, a corrente de falta é determinada pela soma das impedâncias de sequência positiva, negativa e zero, além da impedância de falta (SATO; FREITAS, 2015):

$$I_0 = I_1 = I_2 \quad (2.6)$$

$$I_f = \frac{3V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f} \quad (2.7)$$

No curto-circuito bifásico, não há envolvimento da terra, portanto a corrente de sequência zero é nula. Nesse caso, são utilizadas apenas as redes de sequência positiva e negativa, conectadas de forma que as correntes dessas sequências possuem mesma magnitude e sentidos opostos (ELGERD, 1976):

$$I_0 = 0 \quad (2.8)$$

$$I_1 = -I_2 \quad (2.9)$$

$$I_f = \frac{\sqrt{3}V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_f} \quad (2.10)$$

Já no curto-circuito bifásico à terra, há o envolvimento simultâneo de duas fases e do terra, sendo necessário considerar as três redes de sequência. Nesse tipo de falta, as redes de sequência são interligadas de maneira mais complexa, exigindo a determinação das correntes de sequência antes da aplicação da transformação de Fortescue para obtenção das correntes de fase (KINDERMANN, 2010).

Segundo Kindermann (2010), a principal vantagem do método das componentes simétricas está na possibilidade de representar faltas desequilibradas por meio de circuitos equivalentes de sequência, reduzindo a complexidade dos cálculos e permitindo uma análise mais organizada dos diferentes tipos de curto-circuito em sistemas elétricos de potência.

2.4.2.4 Equipamentos de Manobra e Proteção

Conforme MAMEDE FILHO (2014), os dispositivos de proteção devem ser dimensionados considerando a seletividade e a coordenação com os demais níveis de proteção. Disjuntores de média tensão devem possuir capacidade de interrupção superior à corrente de curto-circuito calculada, com curvas de disparo ajustáveis. Os relés de proteção (digitais ou microprocessados) devem proteger contra sobrecorrente, falta à terra, sobretensão, subtensão e desequilíbrio de fases.

Chaves seccionadoras, seccionadores de aterramento e fusíveis também são utilizados para manobras e isolamento de seções do sistema. As chaves seccionadoras devem, obrigatoriamente, ser projetadas e instaladas de forma a impedir seu fechamento pela ação da gravidade (NBR 14039, 2021). Além disso, os seccionadores devem estar intertravados com os disjuntores e religadores do mesmo circuito de entrada para garantir a segurança operacional (ANEEL, 2021; CPFL, 2025).

2.4.2.5 Condutores e Barramentos

O dimensionamento dos barramentos e condutores deve levar em conta a corrente máxima de operação, a capacidade de condução de corrente em regime perma-

nente e de curto-circuito, além da queda de tensão admissível. De acordo com a NBR 7286 (2013), cabos de média tensão devem ter isolamento adequada (*Ethylene-Propylene Rubber* (EPR) ou *Cross-linked Polyethylene* (XLPE)) e ser instalados com terminações e conexões compatíveis com a classe de tensão da instalação.

2.4.2.6 Aterramento

O sistema de aterramento deve garantir a equipotencialização das massas metálicas e a segurança das pessoas em caso de falha. Segundo a NBR 15751 (2009), a resistência da malha de aterramento deve ser inferior a 10 ohms e, preferencialmente, menor que 1 ohm em subestações de grande porte. A malha deve ser dimensionada com base na resistividade do solo e na corrente de falta à terra.

2.4.3 Projeto Eletromecânico

O projeto eletromecânico compreende os mecanismos de acionamento e integração dos equipamentos elétricos com seus suportes e sistemas auxiliares. Segundo MONTEIRO (2023), este projeto abrange:

- Mecanismos de manobra (manuais, motorizados ou automáticos);
- Sistemas de ventilação e exaustão de calor para transformadores e painéis;
- Comandos elétricos auxiliares, como botoeiras, interfaces homem-máquina (IHM) e sistemas supervisórios;
- Fontes auxiliares de energia (baterias, carregadores e nobreaks);
- Instalação de transformadores de corrente (TCs) e de potencial (TPs) com suporte mecânico adequado.

De acordo com a norma NR-10 (2016), todos os sistemas devem dispor de sinalização, bloqueio e intertravamento para garantir a segurança em operações de manutenção e manobras.

2.4.4 Projeto Civil

O projeto civil da subestação contempla a edificação, infraestrutura de apoio, acessibilidade, ventilação e fundações para os equipamentos. Segundo a NBR 15751 (2009), os principais elementos a considerar são:

- Fundações e bases para suportar o peso dos transformadores e painéis;
- Piso industrial com resistência mecânica adequada e proteção contra óleo (no caso de transformadores a óleo);
- Paredes em alvenaria ou estrutura metálica, com altura mínima interna de 2,5 m;
- Portas metálicas abrindo para fora, com largura suficiente para a entrada dos equipamentos e sinalização de “Perigo – Alta Tensão”;
- Sistema de ventilação natural ou forçada, com aberturas em níveis altos e baixos para garantir circulação do ar;
- Canaletas e eletrocalhas para organização dos cabos de força e controle;
- Sistema de drenagem e impermeabilização, evitando a presença de água na base dos equipamentos.
- Edificação da subestação deve garantir proteção contra intempéries, entrada de animais e acesso não autorizado.

2.4.5 Especificações Técnicas

As especificações técnicas definem os parâmetros de desempenho e características construtivas dos equipamentos utilizados. Segundo Siemens (2020), Ltd. (2021), um memorial descritivo técnico deve conter:

- Dados do transformador (potência, tensão, tipo de isolamento, perdas, classe de temperatura);
- Características dos disjuntores (capacidade de interrupção, tensão, tempo de operação);
- Detalhes dos relés (funções de proteção, protocolos de comunicação, ajustes);

- Dados dos cabos e barramentos (material, seção, classe de isolamento, tipo de instalação);
- Componentes de aterramento (material, seção, resistência desejada da malha);
- Equipamentos auxiliares (baterias, carregadores, sistemas de supervisão);
- Concessionária de energia responsável.

Esses dados devem ser apresentados em tabelas com valores técnicos e referências normativas, justificando a escolha de cada item com base em critérios técnicos e econômicos.

2.4.6 Plantas e Desenhos Técnicos

A etapa final do projeto compreende a elaboração dos desenhos técnicos necessários para execução da subestação. Conforme a NBR 8196 (1999), os principais documentos gráficos incluem:

- Planta de localização, indicando a posição da subestação no terreno;
- Planta baixa da edificação, com disposição dos equipamentos, portas, corredores e ventilação;
- Cortes e elevações, mostrando a altura dos componentes e estrutura do edifício;
- Diagrama unifilar, representando as ligações elétricas principais, com identificação dos dispositivos de proteção e manobra;
- Planta da malha de aterramento, com posicionamento das hastes e condutores;
- Detalhes construtivos, como bases, calhas, canaletas e entradas de cabos.
- Todos os desenhos devem conter legenda, escalas, símbolos normalizados e serem compatíveis com o memorial descritivo e as especificações técnicas.

2.5 PROJETO DE UMA SUBESTAÇÃO DE CONSUMIDOR 13,8 KV COM CUBÍCULOS SF6

A construção de subestações elétricas pode ser realizada utilizando formas distintas quanto ao tipo de isolamento, sendo as principais a isolada a ar AIS, a isolada a gás SF6 GIS e a híbrida, que combina as duas anteriores. As Subestações Isoladas a Gás são caracterizadas pela diminuição significativa do espaçamento entre os equipamentos, que são agrupados em módulos preenchidos com gás Hexafluoreto de Enxofre SF6, responsável pelo isolamento elétrico (MELLO, 2012). O uso do gás SF6 para isolamento elétrica é uma tecnologia que surgiu por volta da década de 60 e 70, sendo amplamente adotada para a construção de novas subestações em locais onde o espaço era limitado (MELLO, 2012). A principal diferença técnica e construtiva reside no fato de que o ar atmosférico é o meio isolante nas subestações convencionais (AIS), enquanto o Hexafluoreto de Enxofre é o isolante nas GIS. De acordo com MELLO (2012), esta diferença permite uma compactação espacial notável, de modo que uma subestação compacta ocupa cerca de 20% a 30% da área de uma subestação convencional.

2.5.1 Hexafluoreto de Enxofre SF6

O Hexafluoreto de enxofre SF6 é um gás sintético descoberto pela primeira vez em 1900 por Moissan e Lebeau. As pesquisas direcionadas a aplicações industriais do SF6 foram iniciadas em 1937 pela *General Electric Company*, que percebeu o potencial do gás para isolamento em plantas elétricas (MELLO, 2012). De acordo com MELLO (2012), o uso do SF6 cresceu rapidamente, com o primeiro disjuntor isolado a SF6 em Extra Alta Tensão (EAT) surgindo por volta de 1960, e a primeira subestação isolada a gás sendo inaugurada em 1964.

O SF6 é um gás estável, inerte, transparente, inodoro e não inflamável. Quimicamente, ele é estável e não se decompõe até atingir 500 °C na ausência de catalisadores metálicos, possuindo uma estrutura molecular octaédrica com um átomo central de enxofre e seis de fluoreto, conferindo-lhe uma boa estabilidade (MELLO, 2012). Segundo MELLO (2012), o SF6 é aproximadamente seis vezes mais pesado que o ar comum, com uma densidade de 6,134 kg/m³ a 20 °C na pressão atmosférica.

Em termos de isolamento, a rigidez dielétrica do SF6 à pressão atmosférica nor-

mal é cerca de 2,5 vezes melhor que a do ar. Quando o gás é pressurizado, como ocorre em subestações GIS, sua propriedade dielétrica fica cerca de 10 vezes maior do que a do ar (MELLO, 2012). De acordo com MELLO (2012), suas propriedades eletronegativas o tornam um excelente supressor de arco, pois faz com que o arco elétrico se deionize rapidamente.

2.5.2 Características construtivas dos cubículos isolados a SF₆

As Subestações Isoladas a Gás GIS incorporam os mesmos equipamentos elétricos presentes nas AIS, mas a grande distinção está na forma como são dispostos e isolados (MCDONALD, 2006). Nas GIS, os equipamentos são instalados dentro de cilindros metálicos (tanques pressurizados) e unidos em arranjos modulares contínuos (OLIVEIRA; JESUS; YOKOGAWA, 2017). Para média tensão, cubículos blindados compactos, quando utilizados em postos de transformação e medição, devem ser autoportantes, apropriados para instalação ao tempo e possuir grau de proteção de no mínimo IP54 (CPFL, 2855). De acordo com a CPFL (2025), os cubículos blindados compactos, como os isolados a SF₆, devem ser projetados, construídos e ensaiados em conformidade com a norma NBR-IEC-62271-200. O gás SF₆ é usualmente mantido sob pressão absoluta variando entre 400 kPa e 600 kPa para garantir a isolação eficaz (MCDONALD, 2006). A segurança operacional é garantida porque os módulos blindados possuem um invólucro metálico de proteção e este conectado na malha de aterramento da subestação, eliminando o risco de choque elétrico para os operadores (OLIVEIRA; JESUS; YOKOGAWA, 2017). A vida útil de uma GIS é tipicamente estimada para mais de 50 anos, justificada pelo interior seco do gabinete, pelo gás inerte que não se deteriora e pela proteção dos materiais internos contra a luz solar (MCDONALD, 2006).

De acordo com uma pesquisa da MORDOR INTELLIGENCE (2025), o mercado global de SF₆ apresenta crescimento contínuo, estimando-se que passe de aproximadamente 80,8 quilotoneladas em 2025 para 98,3 quilotoneladas até 2030, o que representa uma taxa média anual de crescimento de 4% no período. Esse avanço é impulsionado por programas de modernização de redes elétricas em países emergentes, pela expansão da indústria de semicondutores e pelo aumento de projetos de transmissão de energia eólica offshore. Mesmo diante de políticas ambientais mais restritivas, o SF₆ continua sendo amplamente utilizado em equipamentos de manobra isolados a gás,

devido à sua elevada rigidez dielétrica, dimensões compactas e rápida capacidade de energização, características que ainda superam as alternativas disponíveis no mercado.

2.5.3 Funcionamento e operação do sistema isolado a SF6

O desempenho de isolamento e interrupção do sistema GIS está intimamente ligado à densidade do gás SF6, exigindo um monitoramento contínuo da pressão em seus compartimentos (MELLO, 2012). Como a pressão do gás é sensível às variações de temperatura, é mandatório o uso de sensores de temperatura para que a densidade do SF6 possa ser corretamente calculada e monitorada (MELLO, 2012). Perdas na densidade, que podem atingir de 10% a 20% devido a envelhecimento ou atividade, acionam alarmes que podem levar à atuação de chaves e disjuntores, prevenindo falhas maiores (MELLO, 2012). A segurança e a confiabilidade operacional são elevadas, pois o invólucro metálico é permanentemente aterrado, garantindo que os componentes energizados não sejam acessíveis aos operadores (MELLO, 2012). Em caso de um curto-circuito interno, a falha é contida e a corrente é drenada através de um aterramento multiponto no invólucro, o que mantém as tensões de toque e passo em níveis seguros (MELLO, 2012). Nos disjuntores a SF6 mais recentes, o mecanismo "*puffer*" (ou pressão única) opera gerando a pressão necessária para a extinção do arco durante o movimento de abertura, um processo que é rápido e eficiente (MELLO, 2012).

2.5.4 Vantagens e limitações da tecnologia SF6

A tecnologia GIS, isolada a SF6, possui vantagens significativas em diversas frentes, sendo a compactidade a maior delas. MELLO (2012) aponta que a GIS ocupa de 20% a 30% da área de uma AIS, o que a torna a solução preferível em locais com elevado preço do terreno, como grandes centros urbanos.

Em termos de desempenho, as GIS demonstram maior confiabilidade e disponibilidade, visto que os equipamentos enclausurados não estão sujeitos a falhas primárias causadas por animais ou poluição atmosférica/industrial (MELLO, 2012). De acordo com MELLO (2012), a ausência de partes energizadas expostas garante maior segurança para operadores e terceiros. Além disso, a GIS proporciona menores impactos socioambientais em zonas urbanas, minimizando a poluição visual e sonora, e facilitando a obtenção

de licenças ambientais (MELLO, 2012).

Contudo, MELLO (2012) identifica limitações notáveis, sendo o custo dos equipamentos de uma GIS visivelmente superior ao de uma AIS, devido à alta tecnologia empregada no isolamento a gás. A maior limitação é o impacto ambiental do SF₆, que é um dos seis gases de efeito estufa listados no Protocolo de Kyoto de 1997. Segundo MELLO (2012), o SF₆ possui uma vida extremamente longa na atmosfera, estimada em 3200 anos, o que torna seu efeito cumulativo e permanente.

2.5.5 Considerações sobre seleção e aplicação

A seleção do tipo de subestação, GIS ou AIS, requer uma análise detalhada que priorize o espaço disponível e os custos envolvidos (BARBIERI, 2020). A Subestação GIS é a escolha mais financeiramente justificada em áreas de alto valor imobiliário, como os grandes centros urbanos, onde a redução de área compensa o investimento elevado nos equipamentos (BARBIERI, 2020). A instalação de cubículos blindados com isolamento a SF₆ é também recomendada para ambientes de operação hostis, incluindo áreas de alta poluição ou regiões sujeitas a abalos sísmicos (MELLO, 2012).

Para regiões mais afastadas com baixo valor de aquisição de terreno, a AIS (Subestação Convencional) pode ser a solução mais barata do ponto de vista de custo total. De acordo com JACOBSEN e NAKANO (2001), um estudo comparativo obteve o valor de 80% para o custo de uma AIS em relação a uma GIS se for levado em consideração os custos ao longo de 30 anos, incluindo terreno, obras civis, equipamentos e manutenções.

3 METODOLOGIA

Este capítulo apresenta a metodologia adotada para o desenvolvimento do presente trabalho, com base em um estudo de caso aplicado à unidade da empresa Tramontina Eletrik S.A., localizada no município de Carlos Barbosa, Rio Grande do Sul. O estudo foi direcionado ao projeto da subestação destinada ao novo prédio administrativo da planta, considerando as condições reais de operação, demanda energética e limitações físicas do local de instalação.

A metodologia foi estruturada de forma a contemplar o desenvolvimento completo de duas configurações distintas de subestação de média tensão, ambas projetadas para atendimento em 13,8 kV. A primeira configuração corresponde a uma subestação convencional isolada a ar AIS, enquanto a segunda consiste em uma solução composta por cubículos compactos isolados a hexafluoreto de enxofre SF₆.

A partir dos projetos elaborados, foi conduzida uma análise comparativa entre as duas soluções, considerando aspectos técnicos, operacionais, espaciais e econômicos. Foram avaliados parâmetros como confiabilidade, segurança durante operação e manutenção, espaço físico ocupado, complexidade construtiva e custos de implantação e manutenção ao longo do ciclo de vida da instalação.

3.1 ESTUDO DE CASO

O estudo de caso desenvolvido neste trabalho foi aplicado à unidade industrial da empresa Tramontina Eletrik S.A., localizada no município de Carlos Barbosa, no estado do Rio Grande do Sul. A análise foi direcionada ao projeto da subestação de média tensão destinada ao novo prédio administrativo da planta, considerando as condições reais de implantação, operação e expansão da instalação elétrica.

Atualmente, a Tramontina Eletrik atua como consumidora do mercado livre de energia, enquadrada no grupo A3, recebendo energia em 69 kV. A partir dessa subestação de entrada, parte um ramal de 13,8 kV responsável por alimentar toda a planta fabril, incluindo escritório, laboratórios e restaurante. Essa subestação principal atende

também outras unidades do grupo Tramontina em Carlos Barbosa – RS, por meio de três transformadores: dois com capacidade de 20/26,5 Megavolt-Ampere (MVA) e um transformador reserva de 7,5/9 MVA, todos com relação de transformação de 69/13,8 kV. A figura 3 mostra a subestação de entrada das unidades Tramontina.

Figura 3 – Subestação 69 kV Tramontina.



Fonte: O autor (2025).

Na subestação de entrada, a Tramontina Eletrik possui um cubículo dedicado, equipado com relé de proteção e acompanhado do conjunto de medição de faturamento individual. A partir dele, deriva um ramal subterrâneo em 13,8 kV que alimenta integralmente o parque fabril da unidade.

Nesse contexto, foi desenvolvido o estudo aplicado deste trabalho, no qual foram analisadas duas alternativas de configuração para a nova subestação de distribuição interna da Tramontina Eletrik, ambas projetadas para atendimento às condições reais da instalação.

3.2 COMPARATIVO TÉCNICO

Nesta etapa foi realizada uma análise comparativa de caráter técnico entre duas configurações distintas de subestação de média tensão, ambas projetadas para atender ao mesmo perfil de carga e arranjo elétrico. Inicialmente, foi desenvolvido o projeto de uma subestação convencional isolada a ar AIS, com dois alimentadores de 13,8 kV e cinco saídas de média tensão, sendo três delas equipadas com disjuntores de proteção e as demais compostas por seccionadoras simples e seccionadoras fusíveis. O projeto foi elaborado conforme as normas e recomendações técnicas abordadas no capítulo anterior, observando os critérios de distanciamento e isolamento para a classe de tensão especificada, bem como as exigências aplicáveis a subestações de consumidor.

Na sequência, foi desenvolvido um segundo projeto considerando as mesmas condições elétricas de entrada e saída, porém substituindo os equipamentos isolados a ar por cubículos compactos isolados a gás SF₆. Essa configuração possibilitou avaliar a simplificação estrutural e a compactação do arranjo elétrico, sem alterar a funcionalidade e as características de operação do sistema. Ambos os projetos foram elaborados com suas respectivas plantas elétricas e eletromecânicas, permitindo a comparação direta dos aspectos técnicos entre as duas alternativas de projeto.

3.3 PROJETO DA SUBESTAÇÃO 13,8 kV

3.3.1 Levantamento de informações

O desenvolvimento deste projeto teve origem na necessidade de implantação de uma nova subestação para atendimento elétrico do novo escritório administrativo da Tramontina Eletrik, atualmente em fase de construção. A edificação é composta por cinco pavimentos, destinados às áreas administrativas, recepção, salas de reuniões e showroom da empresa.

Como etapa inicial do desenvolvimento do projeto, foi realizado o levantamento das informações elétricas disponíveis para a edificação. Para isso, foram analisados os documentos do projeto elétrico de baixa tensão elaborados pela empresa responsável pelo empreendimento, incluindo as planilhas de carga e os estudos de demanda previstos para a instalação.

Conforme apresentado na tabela 1, o projeto elétrico da edificação indicava a necessidade de atendimento da carga por meio de um transformador de média tensão compatível com a demanda prevista para o empreendimento.

Tabela 1 – Planilha de carga da edificação

Circuito	Corrente (A)	Demanda (VA)	Demanda (A)
QDS1 – Subsolo	28,24	12.207	18,50
QD1A – Térreo	171,97	69.118	104,73
QD2A – 2º Pavimento	172,85	76.289	115,59
QD3A – 3º Pavimento	182,42	78.697	119,24
QD4A – 4º Pavimento	174,06	70.004	106,07
QD5A – 5º Pavimento	187,39	81.215	123,05
QD6A – 6º Pavimento	313,70	227.503	344,70
QDS2 – Casa de Bombas	45,45	24.000	36,36
Total	1.276,09	639.033	968,23

Fonte: Elaborado pela empresa responsável pelo projeto elétrico da edificação.

Além da demanda inicialmente prevista para o novo escritório administrativo, foram consideradas as diretrizes de crescimento fornecidas pela empresa, contemplando a possibilidade de ampliação futura da capacidade de atendimento elétrico da instalação. Dessa forma, as premissas adotadas para o desenvolvimento do projeto consideraram a futura expansão da carga da edificação, permitindo que a infraestrutura projetada atendessem tanto à condição inicial de operação quanto a possíveis ampliações futuras.

Durante o levantamento das informações também foram analisadas as características do sistema elétrico existente da planta industrial, incluindo a configuração da subestação principal, os alimentadores de média tensão atualmente em operação e as perspectivas de expansão previstas no plano diretor da unidade.

Como resultado desse levantamento, definiu-se que a nova instalação não teria apenas a função de atender o novo escritório administrativo, mas também atuaria como ponto estratégico de distribuição da rede de média tensão da planta industrial. Dessa forma, a subestação passou a ser concebida como uma subestação de manobra e distribuição, responsável pela recepção da alimentação proveniente da subestação principal e pela distribuição de energia para diferentes setores da unidade.

O esquema simplificado da configuração considerada para o desenvolvimento do projeto é apresentado na Figura 4.

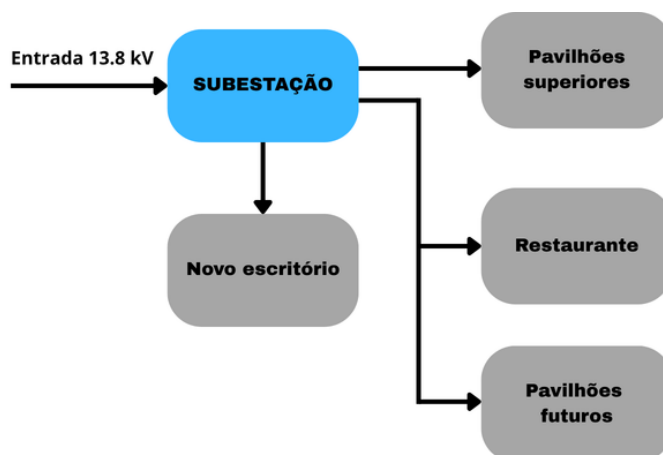


Figura 4 – Fluxograma simplificado da distribuição elétrica considerada no projeto

A partir das informações levantadas, foram definidas as premissas técnicas utilizadas no desenvolvimento do projeto, incluindo as demandas elétricas atendidas pela subestação, os critérios de expansão futura, a configuração dos alimentadores e os requisitos operacionais da instalação. Essas informações serviram como base para os estudos de curto-circuito, dimensionamento das proteções, especificação dos equipamentos e desenvolvimento das alternativas de projeto analisadas neste trabalho.

3.3.2 Estudo de curto-circuito

Foi realizado um estudo de curto-circuito desde o ponto de entrega da concessionária até o local de instalação do disjuntor principal da subestação em estudo. Para a realização do estudo, foram determinadas as impedâncias equivalentes de sequência positiva, negativa e zero dos principais elementos presentes no sistema elétrico analisado, incluindo concessionária, transformadores e alimentadores de média tensão. A Figura 5 apresenta o diagrama simplificado utilizado para representação das impedâncias de sequência consideradas no estudo.

Neste trabalho, os parâmetros equivalentes de Thévenin do ponto de conexão foram solicitados à concessionária responsável pelo fornecimento de energia elétrica da unidade consumidora. Os valores fornecidos encontravam-se expressos em Ohms,

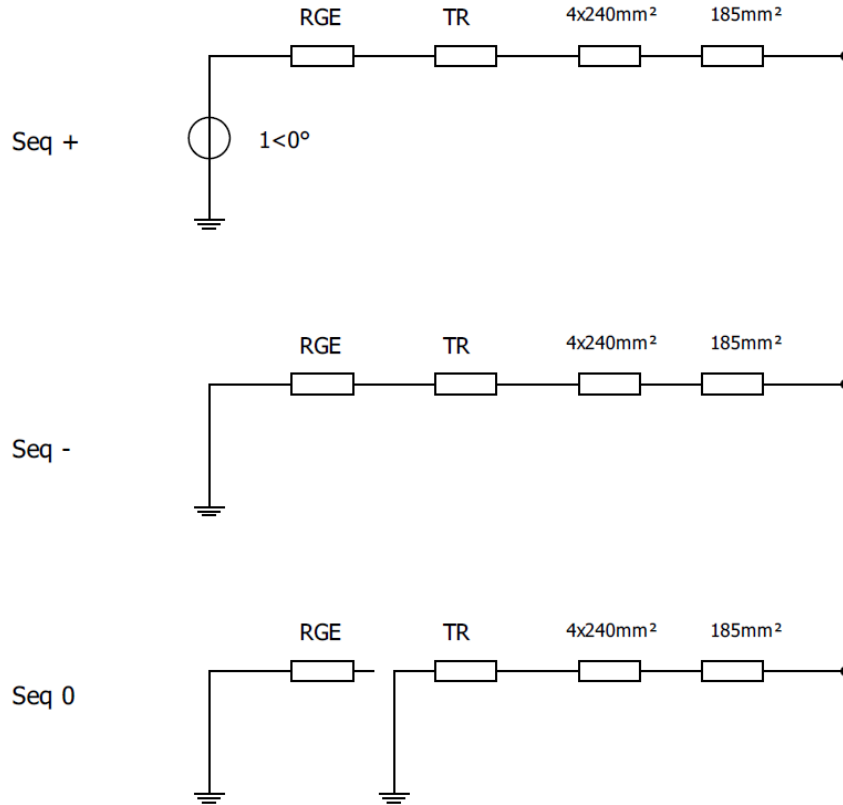


Figura 5 – Diagrama simplificado das impedâncias de sequência utilizadas no estudo de curto-circuito

sendo necessária sua conversão para o sistema por unidade (p.u.), adotado na modelagem elétrica e nos estudos desenvolvidos no software Aspen OneLiner.

A impedância de base do sistema foi determinada conforme a Equação 3.1.

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad (3.1)$$

Após a determinação da impedância de base, as impedâncias fornecidas pela concessionária foram convertidas para o sistema por unidade utilizando a Equação 3.2.

$$Z_{pu} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{base}} \quad (3.2)$$

Para os transformadores de potência, as impedâncias percentuais fornecidas em placa foram convertidas para a potência base adotada no estudo de curto-circuito. A mudança de base foi realizada conforme a Equação 3.3.

$$Z_{pu,nova} = Z_{pu,antiga} \cdot \frac{S_{base,nova}}{S_{base,antiga}} \quad (3.3)$$

em que:

- $Z_{pu,nova}$ representa a impedância na nova base;
- $Z_{pu,antiga}$ representa a impedância na base original do equipamento;
- $S_{base,nova}$ corresponde à potência base adotada no estudo;
- $S_{base,antiga}$ corresponde à potência nominal do transformador.

Considerando as características construtivas dos transformadores de potência, as impedâncias foram admitidas predominantemente indutivas, desconsiderando-se os efeitos resistivos devido à sua baixa representatividade em relação à reatância de dispersão.

Na modelagem dos alimentadores subterrâneos em média tensão, foram considerados os parâmetros elétricos dos cabos fornecidos pelos fabricantes, incluindo resistência elétrica e reatância indutiva por unidade de comprimento.

Para as impedâncias de sequência zero dos cabos subterrâneos blindados, foi considerada a circulação da corrente pelo sistema de blindagem e aterramento associado ao circuito. Dessa forma, adotou-se uma aproximação correspondente ao dobro da impedância de sequência positiva, conforme apresentado na Equação 3.4.

$$Z_0 \approx 2Z_1 \quad (3.4)$$

Após a modelagem dos elementos do sistema elétrico, foram determinadas as impedâncias equivalentes vistas a partir do ponto de instalação da subestação em estudo. Os resultados obtidos foram posteriormente utilizados nos cálculos das correntes de curto-circuito e no dimensionamento dos dispositivos de proteção da instalação.

Como o transformador principal possui ligação Dyn1, a componente de sequência zero permanece confinada ao enrolamento em delta, não sendo propagada para o lado de alta tensão da concessionária. Dessa forma, para o cálculo das faltas monofásicas à terra no lado de 13,8 kV, a impedância de sequência zero da concessionária não foi considerada no equivalente elétrico visto a partir do ponto de falta.

Para o curto-circuito trifásico, por se tratar de uma falta equilibrada, foi utilizada apenas a rede de sequência positiva, conforme ilustrado na Figura 6. A corrente de curto-circuito trifásico foi determinada conforme a Equação 3.5.

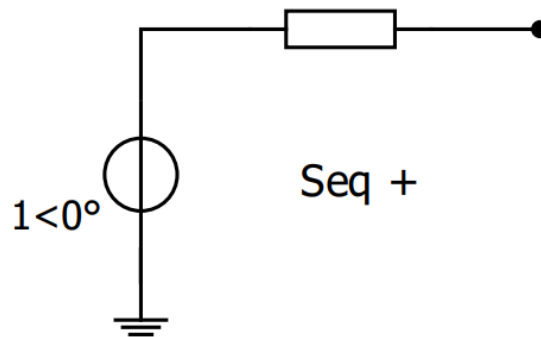


Figura 6 – Modelo equivalente utilizado para o cálculo do curto-circuito trifásico

$$I_{cc3\phi,pu} = \frac{1\angle 0^\circ}{Z_{1eq}} \quad (3.5)$$

Para o curto-circuito bifásico, foram consideradas as redes de sequência positiva e negativa conectadas em série, sendo a corrente de sequência zero igual a zero devido à inexistência de circulação de corrente pela terra. O modelo equivalente utilizado é apresentado na Figura 7.

As correntes de sequência foram determinadas conforme as Equações 3.6, 3.7 e 3.8.

$$I_0 = 0 \quad (3.6)$$

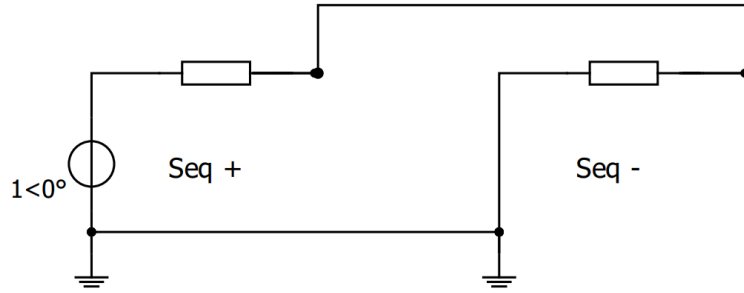


Figura 7 – Modelo equivalente utilizado para o cálculo do curto-circuito bifásico

$$I_1 = \frac{1\angle 0^\circ}{Z_{1eq} + Z_{2eq}} \quad (3.7)$$

$$I_2 = -I_1 \quad (3.8)$$

A corrente de linha da falta bifásica foi determinada conforme a Equação 3.9.

$$I_{cc2\phi,pu} = \sqrt{3} \cdot I_1 \quad (3.9)$$

Para o curto-circuito monofásico à terra, foram consideradas as redes de sequência positiva, negativa e zero conectadas em série. Nesse tipo de falta, as correntes de sequência possuem o mesmo valor devido à associação série das redes equivalentes, conforme ilustrado na Figura 8.

$$I_1 = I_2 = I_0 \quad (3.10)$$

A corrente de sequência positiva foi determinada conforme a Equação 3.11.

$$I_1 = \frac{1\angle 0^\circ}{Z_{1eq} + Z_{2eq} + Z_{0eq}} \quad (3.11)$$

A corrente de curto-circuito monofásico à terra foi obtida conforme a Equação 3.12.

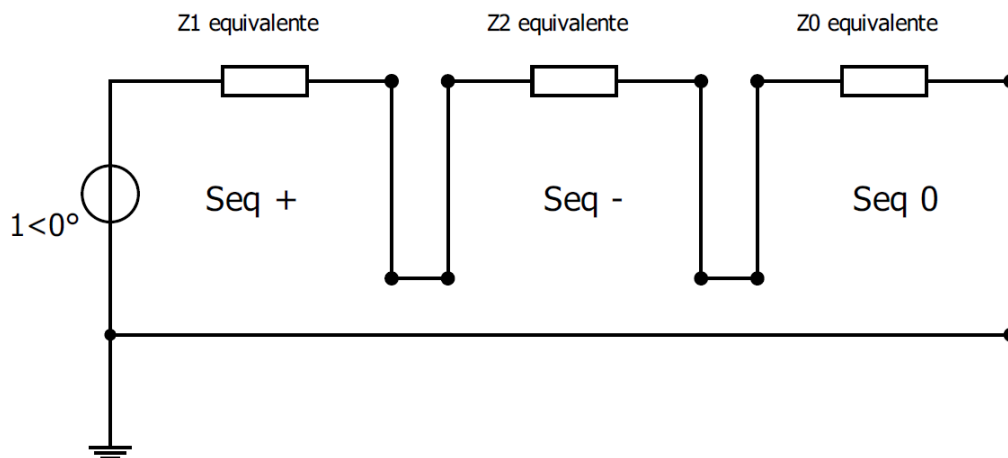


Figura 8 – Modelo equivalente utilizado para o cálculo do curto-circuito monofásico à terra

$$I_{cc1\phi-terra,pu} = 3 \cdot I_1 \quad (3.12)$$

Após a determinação das correntes de curto-circuito em por unidade, os valores foram convertidos para ampères utilizando a corrente de base do sistema.

Para o desenvolvimento deste estudo, os cálculos de curto-circuito foram realizados até o ponto de instalação do disjuntor principal de média tensão, local destinado à instalação dos transformadores de corrente do sistema de proteção.

As impedâncias dos elementos internos da subestação, tais como conexões, barramentos e equipamentos de manobra, foram desconsideradas no equivalente elétrico do sistema devido à sua reduzida representatividade quando comparadas às impedâncias predominantes da concessionária, transformador principal e alimentadores de média tensão.

Essa simplificação permitiu a utilização do mesmo modelo elétrico base tanto para a configuração convencional isolada a ar AIS quanto para a configuração compacta isolada a gás SF6, possibilitando a comparação entre as duas topologias sem interferência significativa nos resultados obtidos.

3.3.3 Dimensionamento das proteções dos transformadores

Para a subestação do escritório administrativo, foram considerados transformadores trifásicos com tensão primária de 13,8 kV. O dimensionamento das proteções em média tensão foi realizado inicialmente a partir da determinação da corrente nominal dos transformadores.

A corrente nominal de um transformador trifásico foi obtida conforme a Equação 3.13.

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \times V} \quad (3.13)$$

em que:

- I representa a corrente nominal do transformador, em ampères;
- S representa a potência aparente do transformador, em volt-ampères;
- V representa a tensão de linha do sistema, em volts.

A partir da corrente nominal calculada, foi realizado o dimensionamento da proteção individual dos transformadores por meio de seccionadoras fusíveis. A seleção dos elos fusíveis considerou a corrente nominal do equipamento, as correntes transitórias de energização e os critérios de coordenação com a proteção geral da subestação.

Além da proteção individual de cada transformador, o projeto contemplou a instalação de um disjuntor geral em média tensão, responsável pela proteção conjunta dos transformadores conectados à subestação. Para esse dispositivo, a corrente de referência foi determinada a partir da potência total instalada no conjunto de transformadores, utilizando a mesma expressão de corrente trifásica apresentada na Equação 3.13.

Para a definição da relação dos transformadores de corrente associados ao disjuntor geral, foi aplicado um fator de segurança sobre a corrente nominal do circuito, conforme a Equação 3.14.

$$I_{TC,min} = k \cdot I_n \quad (3.14)$$

em que:

- $I_{TC,min}$ representa a corrente primária mínima do transformador de corrente;
- k representa o fator de segurança adotado;
- I_n representa a corrente nominal do circuito protegido.

Além da verificação pela corrente nominal de carga, foi realizada a análise da suportabilidade do transformador de corrente em condições de curto-circuito. De acordo com a (NBR 6856, 2021), os transformadores de corrente destinados à proteção devem manter desempenho adequado durante faltas, sem saturação excessiva do núcleo magnético.

Dessa forma, foi verificada a relação entre a corrente de curto-circuito no ponto de instalação e a corrente primária nominal do TC, considerando o fator de sobrecorrente admissível para TCs de proteção, conforme a Equação 3.15.

$$FS \geq \frac{I_{cc}}{I_{TC}} \quad (3.15)$$

em que:

- FS representa o fator de sobrecorrente do transformador de corrente;
- I_{cc} representa a corrente de curto-circuito no ponto de instalação;
- I_{TC} representa a corrente primária nominal do transformador de corrente.

Caso a relação inicialmente considerada não atenda à condição de suportabilidade, a corrente primária mínima do TC deve ser determinada conforme a Equação 3.16.

$$I_{TC} \geq \frac{I_{cc}}{FS} \quad (3.16)$$

Para a proteção individual dos transformadores, foram previstos elos fusíveis instalados a montante de cada unidade transformadora. A escolha desses elos considerou a corrente nominal dos transformadores, as correntes de magnetização durante a energização e a necessidade de coordenação com a proteção geral em média tensão.

Assim, o dimensionamento das proteções dos transformadores foi desenvolvido a partir da combinação entre critérios de corrente nominal, suportabilidade frente ao curto-circuito, seletividade e coordenação entre os dispositivos de proteção.

3.3.4 Proteção da saída alimentadora do parque fabril

Após o dimensionamento das proteções associadas aos transformadores da subestação, foi realizado o dimensionamento da proteção de uma das saídas alimentadoras destinadas ao atendimento do parque fabril. Essa saída é composta por disjuntor de média tensão, transformadores de corrente e sistema de proteção associado.

A alimentação contempla diversas subestações internas da planta industrial, responsáveis pelo suprimento de cargas relacionadas aos processos produtivos, sistemas auxiliares, laboratórios e áreas de apoio. Para o dimensionamento da proteção, foi considerada a potência total instalada das cargas alimentadas por essa saída, incluindo transformadores destinados à alimentação de processos industriais, compressores, fornos de indução, laboratórios e demais instalações produtivas.

Considerando que as cargas industriais não operam simultaneamente em plena capacidade, foi adotado um fator de demanda para representar de forma mais adequada a condição real de operação do sistema. A potência demandada utilizada nos cálculos foi determinada conforme a Equação 3.17.

$$S_{demanda} = S_{instalada} \cdot FD \quad (3.17)$$

em que:

- $S_{demanda}$ representa a potência demandada considerada para o dimensionamento;
- $S_{instalada}$ representa a potência total instalada;
- FD representa o fator de demanda adotado.

A partir da potência demandada, foi determinada a corrente nominal da saída alimentadora utilizando a expressão da corrente trifásica apresentada na Equação 3.18.

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} \quad (3.18)$$

em que:

- I_n representa a corrente nominal do circuito;
- S representa a potência aparente considerada para o dimensionamento;
- V representa a tensão de linha do sistema.

Com base na corrente nominal obtida, foi realizado o dimensionamento dos transformadores de corrente associados ao sistema de proteção. Para isso, foi aplicado um fator de segurança sobre a corrente calculada, conforme a Equação 3.19.

$$I_{TC,min} = k \cdot I_n \quad (3.19)$$

em que:

- $I_{TC,min}$ representa a corrente primária mínima do transformador de corrente;
- k representa o fator de segurança adotado;
- I_n representa a corrente nominal da saída alimentadora.

Além da condição atual, foram consideradas possíveis ampliações futuras da planta industrial, permitindo que os equipamentos de proteção especificados apresentem margem adequada para crescimento da demanda sem necessidade de substituições imediatas.

Os valores obtidos a partir dos critérios de demanda, corrente nominal e dimensionamento dos dispositivos de proteção foram posteriormente utilizados para a definição das características do disjuntor de média tensão, dos transformadores de corrente e dos ajustes do sistema de proteção da saída alimentadora.

3.3.5 Dimensionamento da saída alimentadora para pavilhões futuros

Para a saída destinada à alimentação dos pavilhões previstos em futuras expansões da planta industrial, foi adotado um sistema de proteção composto por disjuntor de média tensão, relé de proteção e transformadores de corrente.

O dimensionamento dessa saída foi realizado considerando a demanda prevista no plano diretor da unidade, utilizando a mesma metodologia de cálculo apresentada anteriormente para as demais saídas alimentadoras da subestação. A partir da potência prevista e da tensão nominal do sistema, foram determinados os parâmetros necessários para a especificação dos dispositivos de proteção e manobra.

Além da condição inicial de operação, foram considerados critérios de expansão futura, visando garantir que os equipamentos especificados possuam capacidade suficiente para atender eventuais ampliações de carga sem necessidade de substituições significativas na infraestrutura de proteção.

Os valores obtidos por meio dessa metodologia foram posteriormente utilizados para a definição das características dos transformadores de corrente, do disjuntor de média tensão e dos ajustes do sistema de proteção associados a essa saída alimentadora.

3.3.6 Proteção da subestação do restaurante

A saída alimentadora destinada à subestação do restaurante foi dimensionada considerando não apenas a condição atual de operação da instalação, mas também as previsões de ampliação previstas para a unidade.

Embora a instalação atualmente opere com um transformador de menor potência, o projeto contemplou a futura substituição desse equipamento por um transformador de maior capacidade, visando possibilitar ampliações da estrutura física do restaurante e aumento da demanda elétrica sem necessidade de alterações relevantes na rede de média tensão.

Dessa forma, o dimensionamento da alimentação e dos dispositivos de proteção foi realizado com base na condição futura de operação prevista para a instalação.

A corrente nominal do circuito foi determinada utilizando a mesma metodologia

apresentada anteriormente para os demais alimentadores da subestação. A partir desse valor, foram definidos os critérios para seleção dos dispositivos de proteção e manobra.

Considerando a reduzida potência da carga e as características operacionais da instalação, foi adotada uma solução simplificada de proteção em média tensão, composta por chave seccionadora tripolar associada a bases fusíveis. A seleção dos elos fusíveis considerou as correntes de operação, os transitórios de energização do transformador e a necessidade de garantir coordenação adequada com os demais dispositivos de proteção da instalação.

Para o circuito alimentador subterrâneo em média tensão, a seção dos condutores foi definida com base nos critérios de capacidade de condução de corrente, suportabilidade térmica, resistência mecânica e padronização adotados no projeto da subestação.

Os valores obtidos a partir desse dimensionamento foram posteriormente utilizados na especificação final dos equipamentos e componentes associados à alimentação da subestação do restaurante.

3.3.7 Previsão de futura entrada de energia

Durante o desenvolvimento do projeto da subestação, foi considerada a possibilidade de ampliação futura da capacidade de alimentação elétrica da planta industrial.

Atualmente, o sistema é alimentado por um único alimentador em média tensão, composto por cabo subterrâneo derivado da subestação principal de 69 kV da unidade. Essa subestação principal é composta por transformadores de potência compartilhados entre diferentes unidades industriais do grupo.

Considerando as perspectivas de expansão da planta e a necessidade de aumento da capacidade de fornecimento de energia elétrica no longo prazo, o projeto foi desenvolvido prevendo a possibilidade de implantação de um segundo alimentador em média tensão proveniente da subestação principal.

A adoção dessa solução permite aumentar a capacidade de transferência de potência entre as subestações e proporciona maior flexibilidade operacional ao sistema elétrico da unidade.

Dessa forma, a configuração proposta para a subestação contempla duas entra-

das independentes de média tensão, possibilitando futuras ampliações sem necessidade de alterações significativas na concepção original do projeto.

Além disso, foi prevista a instalação de uma interligação do tipo Disjuntor de interligação de barramentos (TIE) entre os barramentos principais da subestação. Essa configuração permite tanto a operação independente dos barramentos quanto a alimentação conjunta por apenas um dos alimentadores, proporcionando maior flexibilidade operacional e aumentando a confiabilidade do sistema elétrico.

3.3.8 Critérios para especificação dos equipamentos da subestação

Após a realização dos estudos de demanda, curto-circuito e dimensionamento das proteções, foram definidos os critérios utilizados para a especificação dos equipamentos das subestações analisadas neste trabalho.

A seleção dos dispositivos de manobra, proteção, medição e condução de corrente foi realizada considerando a tensão nominal do sistema, as correntes de operação previstas, os níveis de curto-circuito obtidos nos estudos elétricos e os requisitos estabelecidos pelas normas aplicáveis às instalações de média tensão.

Para os dispositivos de manobra e proteção, foram considerados equipamentos compatíveis com a tensão de operação do sistema e com capacidade de interrupção superior às correntes de curto-circuito calculadas. Também foram observados critérios relacionados à confiabilidade operacional, facilidade de manutenção e possibilidade de expansão futura da instalação.

Os transformadores de corrente e transformadores de potencial foram especificados de acordo com os requisitos dos sistemas de proteção e medição adotados, observando-se as relações de transformação necessárias para o correto funcionamento dos relés e instrumentos associados.

Para os barramentos e demais elementos condutores da subestação, foram considerados critérios de capacidade de condução de corrente, suportabilidade térmica, resistência mecânica e capacidade de suportar os esforços eletrodinâmicos decorrentes das correntes de curto-circuito.

Os critérios descritos nesta seção foram aplicados ao desenvolvimento das duas

alternativas de projeto avaliadas neste trabalho, servindo como base para a seleção dos equipamentos utilizados nas configurações AIS e GIS. As especificações finais e os equipamentos selecionados para cada alternativa são apresentados no Capítulo 4.

3.4 COMPARATIVO DE ESPAÇO OCUPADO

Para a avaliação do espaço físico necessário para implantação das subestações propostas, foi realizada uma análise comparativa entre as configurações convencional isolada a ar AIS e compacta isolada a gás SF6.

A comparação foi desenvolvida considerando os layouts elaborados para ambas as alternativas, utilizando as dimensões dos equipamentos especificados e os afastamentos mínimos exigidos para instalação, operação e manutenção. Também foram considerados os requisitos de segurança e as distâncias mínimas estabelecidas pelas normas técnicas aplicáveis às instalações de média tensão.

A análise contemplou não apenas a área ocupada pelos equipamentos principais, mas também os espaços necessários para circulação de operadores, acesso para manutenção e futuras intervenções nos sistemas de manobra e proteção.

A partir dos layouts desenvolvidos, foram determinadas as áreas totais requeridas por cada configuração de subestação, permitindo a comparação direta entre as tecnologias AIS e SF6 sob o aspecto de ocupação física.

Os valores obtidos por meio dessa metodologia serviram como base para a avaliação da eficiência espacial de cada solução e para a comparação entre as alternativas propostas.

3.5 COMPARATIVO DE SEGURANÇA

Para a avaliação dos aspectos de segurança das alternativas propostas, foi realizada uma análise comparativa entre as configurações convencional isolada a ar AIS e compacta isolada a gás SF6 GIS.

A metodologia adotada considerou tanto as características construtivas dos projetos desenvolvidos quanto a experiência operacional observada nas subestações atual-

mente existentes na planta industrial da Tramontina Eletrik. Também foram consideradas as rotinas de inspeção, manutenção preventiva e intervenção operacional associadas a cada tecnologia.

A análise contemplou aspectos relacionados à exposição de partes energizadas, acessibilidade aos equipamentos, possibilidade de contatos acidentais, influência de fatores externos, presença de sistemas de intertravamento, procedimentos de aterramento para manutenção e condições gerais de operação e segurança dos equipamentos.

Para a subestação isolada a ar, foram avaliadas as características típicas de instalações compostas por barramentos expostos, seccionadoras convencionais e equipamentos sujeitos às condições ambientais do local de instalação. Também foram consideradas as atividades de inspeção periódica, limpeza e monitoramento normalmente executadas durante a operação da instalação.

Para a subestação compacta isolada a SF6, foram analisadas as características construtivas dos cubículos blindados, o enclausuramento dos componentes energizados, os sistemas de intertravamento mecânico e elétrico e os procedimentos operacionais associados aos equipamentos de manobra e proteção.

Além da avaliação das condições operacionais, foi realizada uma análise comparativa dos modos de falha potencialmente associados a cada tecnologia, considerando aspectos relacionados à probabilidade de ocorrência, facilidade de intervenção, exposição dos operadores e possíveis impactos sobre a continuidade do fornecimento de energia.

Os critérios adotados permitiram estabelecer uma base uniforme para a comparação dos aspectos de segurança operacional, manutenção e confiabilidade entre as alternativas AIS e GIS.

3.6 COMPARATIVO DE CUSTOS DE APLICAÇÃO

Para a avaliação econômica das alternativas propostas, foi realizada uma análise comparativa dos custos associados à implantação e manutenção das duas configurações.

Inicialmente, foram identificados e especificados os equipamentos, materiais e componentes necessários para a implementação de cada alternativa de projeto. A partir

dessa definição, foram realizados levantamentos de custos dos principais equipamentos de média tensão, sistemas de proteção, materiais de instalação e demais componentes integrantes das subestações.

Além dos custos de materiais, foram considerados os serviços necessários para montagem, instalação, comissionamento e colocação em operação dos sistemas, utilizando informações obtidas junto a empresas especializadas na execução de subestações de média tensão.

A análise também contemplou os custos relacionados à manutenção das instalações ao longo de sua vida útil, considerando as rotinas de inspeção, limpeza, intervenções preventivas e demais atividades associadas à operação de cada tecnologia.

Com base nesses levantamentos, foi possível estabelecer uma metodologia de comparação econômica entre as alternativas propostas, permitindo avaliar não apenas os investimentos iniciais de implantação, mas também os custos associados à operação e manutenção dos sistemas ao longo do tempo.

3.7 DESENVOLVIMENTO DAS CONFIGURAÇÕES AIS E GIS

Os estudos elétricos desenvolvidos neste trabalho foram realizados de forma única para as duas alternativas de projeto analisadas, uma vez que ambas atendem às mesmas condições de carga, proteção, operação e expansão previstas para a instalação.

Assim, os critérios de dimensionamento apresentados nas seções anteriores foram utilizados como base para o desenvolvimento das configurações AIS e GIS, diferenciando-se apenas os aspectos construtivos, os equipamentos empregados e os arranjos físicos adotados em cada solução.

4 RESULTADOS

4.1 RESULTADOS DO ESTUDO DE CURTO CIRCUITO

Após a aplicação da metodologia apresentada no Capítulo 3, foram obtidas as impedâncias equivalentes de sequência positiva, negativa e zero no ponto de instalação do disjuntor principal da subestação. A partir dessas impedâncias, foram determinadas as correntes de curto-circuito trifásica, bifásica e monofásica à terra, permitindo avaliar os níveis de falta incidentes sobre os equipamentos de média tensão e verificar sua adequação às condições elétricas do sistema.

4.1.1 Conversão das impedâncias para o sistema por unidade

As impedâncias fornecidas pela concessionária, pelo transformador principal e pelos alimentadores em média tensão foram convertidas para o sistema por unidade (p.u.), adotando-se as bases de tensão e potência definidas para o estudo.

Os cálculos completos de conversão são apresentados no Apêndice B. Os valores obtidos após a conversão são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Impedâncias convertidas para o sistema por unidade

Elemento	Impedância (pu)
Concessionária Z_1	$0,0351 + j0,1420$
Concessionária Z_2	$0,0351 + j0,1420$
Concessionária Z_0	$0,0491 + j0,1789$
Transformador principal	$j0,4830$
Cabo 1 ($Z_1 = Z_2$)	$0,00090 + j0,00095$
Cabo 1 (Z_0)	$0,00180 + j0,00190$
Cabo 2 ($Z_1 = Z_2$)	$0,0354 + j0,0320$
Cabo 2 (Z_0)	$0,0708 + j0,0640$

4.1.2 Impedâncias equivalentes

Após a aplicação da metodologia apresentada no capítulo 3 e da conversão das impedâncias dos elementos do sistema para o sistema por unidade, foram obtidas as

impedâncias equivalentes de sequência positiva, negativa e zero no ponto de instalação do disjuntor principal da subestação.

A Tabela 3 apresenta os valores obtidos para as impedâncias equivalentes utilizadas nos cálculos das correntes de curto-circuito.

Tabela 3 – Impedâncias equivalentes obtidas no ponto de estudo

Grandeza	Impedância (pu)
Z_{1eq}	$0,0714 + j0,6579$
Z_{2eq}	$0,0714 + j0,6579$
Z_{0eq}	$0,0726 + j0,5489$

Observa-se que as impedâncias equivalentes de sequência positiva e negativa apresentaram valores idênticos, comportamento esperado para o sistema analisado. Já a impedância de sequência zero apresentou valor distinto em função da configuração dos elementos do circuito e das características do caminho de retorno da corrente de falta.

Os valores apresentados foram utilizados para a determinação das correntes de curto-circuito trifásico, bifásico e monofásico à terra, cujos resultados são apresentados nas seções seguintes.

A Figura 9 apresenta, de forma simplificada, as redes de sequência positiva, negativa e zero utilizadas na análise de curto-circuito.

Sequência positiva

Sequência negativa

Sequência zero

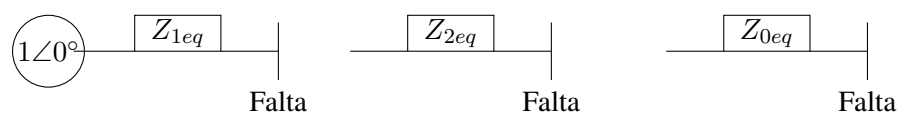


Figura 9 – Representação das redes de sequência positiva, negativa e zero

4.1.3 Curto circuito trifásico

Para o curto-circuito trifásico, por se tratar de uma falta equilibrada, utiliza-se apenas a rede de sequência positiva, conforme ilustrado no diagrama do modelo de

curto-circuito trifásico apresentado na Figura 10. Assim, a corrente de curto-circuito trifásico foi calculada conforme metodologia apresentada no capítulo 3.

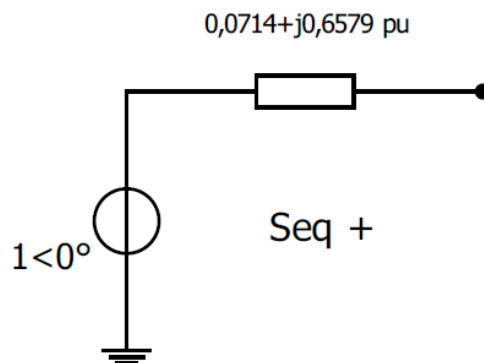


Figura 10 – Modelo equivalente utilizado para o cálculo do curto-circuito trifásico

A Tabela 4 apresenta os valores obtidos para a corrente de curto-circuito trifásico em sistema por unidade e em ampères.

Tabela 4 – Resultado do curto-circuito trifásico

Grandeza	Valor
Corrente de curto-circuito trifásico (pu)	1,51
Corrente de curto-circuito trifásico (A)	6317 A
Corrente de curto-circuito trifásico (kA)	6,32 kA

A fim de validar os resultados obtidos analiticamente, o sistema elétrico foi modelado no software Aspen OneLiner. A Figura 11 apresenta o resultado da simulação para o curto-circuito trifásico no ponto de instalação do disjuntor principal da subestação.

Observa-se que o valor obtido por meio da simulação apresentou concordância com o resultado calculado analiticamente, validando a modelagem adotada para o sistema elétrico estudado.

Observa-se que a corrente de curto-circuito trifásico obtida para o ponto analisado foi de aproximadamente 6,32 kA. Esse valor representa a máxima corrente de falta

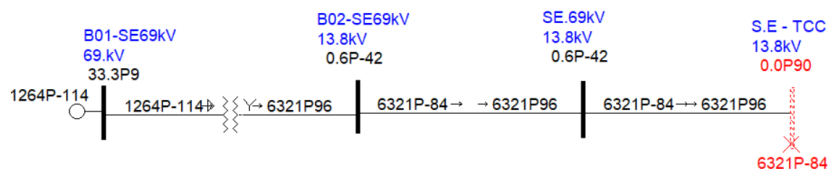


Figura 11 – Resultado da simulação do curto-circuito trifásico no Aspen OneLiner

equilibrada prevista para o sistema e foi utilizado como referência para a verificação da capacidade de interrupção dos dispositivos de proteção especificados para a subestação.

4.1.4 Curto-circuito monofásico à terra

O cálculo da corrente de curto-circuito monofásico à terra foi realizado conforme a metodologia apresentada no Capítulo 3, considerando as redes de sequência positiva, negativa e zero conectadas em série.

A Figura 12 apresenta o modelo equivalente utilizado na análise da falta monofásica à terra.

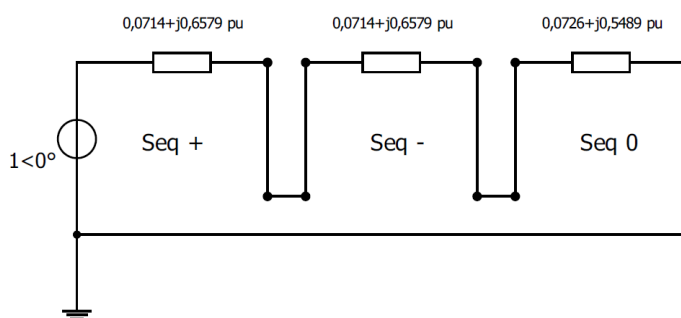


Figura 12 – Modelo equivalente utilizado para o cálculo do curto-circuito monofásico à terra

Os cálculos detalhados, incluindo a determinação das correntes de seqüência e

as conversões para valores em ampères, são apresentados no Apêndice C.

A Tabela 5 apresenta os resultados obtidos para a corrente de curto-circuito monofásico à terra no ponto de instalação do disjuntor principal da subestação.

Tabela 5 – Resultado do curto-circuito monofásico à terra

Grandeza	Valor
Corrente de curto-circuito monofásico à terra (<i>pu</i>)	1,60
Corrente de curto-circuito monofásico à terra (A)	6694 A
Corrente de curto-circuito monofásico à terra (kA)	6,69 kA

A Figura 13 apresenta o resultado da simulação do curto-circuito monofásico à terra realizada no Aspen OneLiner.

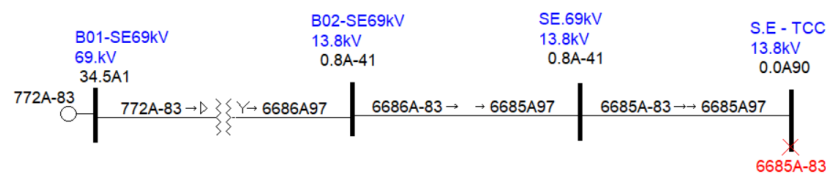


Figura 13 – Resultado da simulação do curto-circuito monofásico à terra no Aspen OneLiner

Verifica-se que os resultados obtidos no software apresentaram concordância com os valores calculados analiticamente, validando o modelo elétrico utilizado para a determinação das correntes de falta.

Observa-se que a corrente de curto-circuito monofásico à terra apresentou o maior valor dentre os tipos de falta analisados. Esse comportamento está associado à contribuição da rede de sequência zero e às características do sistema de aterramento e da ligação do transformador principal, fatores que influenciam diretamente a magnitude da corrente de falta à terra.

Após o trecho de alimentação em média tensão, o circuito da subestação é composto pelos demais equipamentos de manobra, proteção, conexão e distribuição interna, responsáveis pela interligação entre os alimentadores, barramentos e transformadores da instalação.

Para o desenvolvimento deste estudo, o cálculo de curto-circuito foi realizado até o ponto de instalação do disjuntor principal de média tensão, local onde serão instalados os transformadores de corrente utilizados no sistema de proteção.

As impedâncias dos elementos internos da subestação, tais como conexões, barramentos e equipamentos de manobra, foram desconsideradas no equivalente elétrico do sistema, devido aos seus valores reduzidos quando comparados às impedâncias predominantes da concessionária, do transformador principal e dos alimentadores de média tensão.

Essa simplificação permitiu utilizar o mesmo modelo elétrico base tanto para a configuração convencional isolada a ar AIS, composta por barramentos e equipamentos abertos, quanto para a configuração compacta isolada a gás SF6, possibilitando a comparação entre as duas topologias sem interferência significativa nos resultados de curto-circuito obtidos.

Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 6. O valor do curto circuito bifásico também foi calculado e é apresentado no Apêndice C.

Tabela 6 – Correntes de curto-circuito calculadas

Tipo de falta	Corrente de curto-circuito
Trifásica	6,32 kA
Bifásica	5,48 kA
Monofásica à terra	6,69 kA

Com os resultados obtidos no estudo de curto-circuito, verificou-se que as correntes de falta no ponto de instalação do disjuntor principal de média tensão apresentaram valores superiores a 6 kA. Dessa forma, tornou-se necessário levar esse valor em consideração no dimensionamento das proteções.

4.2 RESULTADO DO DIMENSIONAMENTO DAS PROTEÇÕES

4.2.1 Proteção dos transformadores

Para a subestação do escritório administrativo, levando em consideração a tabela 7 foram considerados dois transformadores trifásicos de 750 Quilovolt-Ampere (kVA), ambos com tensão primária de 13,8 kV. O dimensionamento das proteções em média tensão foi realizado a partir do cálculo da corrente nominal dos transformadores.

Tabela 7 – Planilha de carga da edificação

Circuito	Corrente (A)	Demanda (VA)	Demanda (A)
QDS1 – Subsolo	28,24	12.207	18,50
QD1A – Térreo	171,97	69.118	104,73
QD2A – 2º Pavimento	172,85	76.289	115,59
QD3A – 3º Pavimento	182,42	78.697	119,24
QD4A – 4º Pavimento	174,06	70.004	106,07
QD5A – 5º Pavimento	187,39	81.215	123,05
QD6A – 6º Pavimento	313,70	227.503	344,70
QDS2 – Casa de Bombas	45,45	24.000	36,36
Total	1.276,09	639.033	968,23

Fonte: Elaborado pela empresa responsável pelo projeto elétrico da edificação.

A corrente nominal de um transformador trifásico pode ser obtida pela Equação 4.2.1, conforme abaixo:

$$I = \frac{750.000}{\sqrt{3} \times 13.800}$$

$$I = 31,38 \text{ A}$$

Considerando a potência total instalada de 1.500kVA, a corrente nominal do circuito foi calculada conforme a Equação 4.2.1.

$$I = \frac{1.500.000}{\sqrt{3} \times 13.800}$$

$$I = 62,76 \text{ A}$$

Inicialmente, considerou-se a utilização de transformadores de corrente com relação 100:5 A. Entretanto, devido aos elevados níveis de corrente de curto-circuito obtidos, essa relação poderia ocasionar saturação do núcleo magnético do TC durante condições de falta, comprometendo a atuação correta dos relés de proteção.

Conforme a corrente nominal dos transformadores calculada anteriormente, obteve-se o valor de 62,76 A. Aplicando-se o fator de segurança de 1,25, a corrente mínima para definição da relação primária do TC foi determinada por:

$$I_{TC,min} = 1,25 \times 62,76 = 78,45 \text{ A}$$

Dessa forma, pela corrente nominal da carga, um TC 100:5 A atenderia ao circuito. Entretanto, conforme a ABNT NBR 6856, para TCs de proteção, o fator de sobrecorrente deve ser verificado em relação ao limite de 20 vezes a corrente nominal do TC.

Assim, considerando a corrente de curto-circuito trifásico calculada de 6317 A, tem-se:

$$20 > \frac{I_{cc}}{I_{TC}}$$

Para o TC 100:5 A:

$$20 > \frac{6317}{100}$$

$$20 > 63,17$$

Como a condição não é atendida, o TC 100:5 A não se mostrou adequado. Portanto, a corrente primária mínima do TC deve ser:

$$I_{TC} \geq \frac{6317}{20}$$

$$I_{TC} \geq 315,85 \text{ A}$$

Assim, foi adotado um TC de proteção com relação mínima próxima de 350:5 A para o disjuntor de média tensão.

Para a proteção individual dos transformadores de 750 kVA, foram utilizados elos fusíveis em média tensão instalados a montante de cada unidade transformadora.

A corrente nominal de cada transformador em 13,8 kV é aproximadamente igual a 31,38 A. Entretanto, devido às correntes de energização e transitórios característicos de transformadores de potência, foi adotado um elo fusível com corrente nominal superior à corrente de operação do equipamento, visando evitar atuações indevidas durante a energização do sistema.

Dessa forma, foi selecionado para cada transformador um elo fusível de 63 A, compatível com o nível de tensão do sistema e adequado para suportar as correntes transitórias de magnetização, mantendo a coordenação com a proteção geral do disjuntor de média tensão.

A Tabela 8 apresenta um resumo dos principais valores adotados para o dimensionamento da proteção dos transformadores de potência da subestação.

Tabela 8 – Resumo dos parâmetros adotados para proteção dos transformadores

Parâmetro	Valor adotado
Potência de cada transformador	750 kVA
Corrente nominal de cada transformador	31,38 A
Corrente de curto-circuito trifásico	6,32 kA
TC do disjuntor geral	350:5 A
Proteção individual dos transformadores	Elo fusível 63 A
Tipo de proteção geral	Disjuntor MT + relé de proteção

4.2.2 Proteção da saída alimentadora do parque fabril

Após o dimensionamento da proteção dos transformadores da subestação em estudo, realizou-se o dimensionamento da proteção de uma das saídas alimentadoras do parque fabril, composta por disjuntor de média tensão, transformadores de corrente e sistema de proteção associado.

Essa saída alimentadora é responsável pelo fornecimento de energia elétrica para quatro subestações internas da planta industrial, descritas a seguir:

- Subestação rebaixadora de manobra TE14, composta por equipamentos de manobra e um transformador de 1000 kVA destinado à alimentação dos compressores e de pavilhões de estoque;
- Subestação rebaixadora TE14, composta por dois transformadores de 1500 kVA responsáveis pela alimentação do processo fabril de injeção de plásticos;
- Subestação rebaixadora TE12, composta por dois transformadores de 1500 kVA destinados à alimentação do QGBT geral, responsável pela alimentação geral das injetoras de alumínio, além de dois transformadores de 750 kVA utilizados na alimentação de fornos de indução;
- Subestação rebaixadora do laboratório CIPeD, derivada da subestação TE12, composta por um transformador de 500 kVA destinado à alimentação do prédio do laboratório.

A potência total instalada associada a essa saída alimentadora é igual a:

$$S_{instalada} = 1000 + 2 \times 1500 + 2 \times 1500 + 750 + 750 + 500$$

$$S_{instalada} = 9000 \text{ kVA}$$

Entretanto, considerando que as cargas do parque fabril não operam simultaneamente em plena carga, foi adotado um fator de demanda igual a 0,80, visando representar de forma mais realista a condição operacional do sistema.

Assim, a potência demandada considerada para o dimensionamento da proteção foi determinada por:

$$S_{demanda} = 9000 \times 0,80$$

$$S_{demanda} = 7200 \text{ kVA}$$

A partir dessa potência demandada, foram realizados os cálculos de corrente nominal e o dimensionamento dos dispositivos de proteção associados à saída alimentadora em média tensão.

A corrente nominal da saída alimentadora foi calculada a partir da potência demandada de 7200 kVA, considerando a tensão de operação de 13,8 kV:

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} \quad (4.1)$$

$$I_n = \frac{7200 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \times 10^3}$$

$$I_n = 301,22 \text{ A}$$

Aplicando-se o fator de segurança de 1,25 para definição da corrente mínima dos transformadores de corrente, tem-se:

$$I_{TC,min} = 1,25 \times 301,22$$

$$I_{TC,min} = 376,53 \text{ A}$$

Dessa forma, para essa saída alimentadora, foi adotado um disjuntor de média tensão com corrente nominal de 630 A, valor comercial compatível com a aplicação e com possibilidade de ampliação futura da demanda do sistema.

Para os transformadores de corrente associados ao sistema de proteção, optou-se pela utilização da relação 500:5 A. Embora a corrente demandada calculada para a condição atual seja inferior a esse valor, a adoção dessa relação permite suportar futuras ampliações de carga, considerando a possibilidade de utilização da potência total instalada de 9000 kVA, sem necessidade de substituição dos TCs.

Entretanto, para a parametrização e ajuste do relé de proteção, foi considerada a potência demandada de 7200 kVA, correspondente à condição operacional prevista para o sistema.

A Tabela 9 apresenta um resumo dos principais parâmetros adotados para o dimensionamento da proteção da saída alimentadora do parque fabril.

Tabela 9 – Resumo dos parâmetros da proteção da saída alimentadora

Parâmetro	Valor adotado
Potência instalada	9000 kVA
Fator de demanda	0,80
Potência demandada considerada	7200 kVA
Corrente nominal calculada	301,22 A
Disjuntor de média tensão	630 A
Transformadores de corrente (TCs)	500:5 A
Tensão de operação	13,8 kV

4.2.3 Dimensionamento da saída alimentadora pavilhões futuros

Para a saída destinada à alimentação dos pavilhões futuros previstos no plano diretor da planta, foi adotada proteção por disjuntor de média tensão, relé de proteção e transformadores de corrente. Essa escolha foi realizada em função da distância prevista para o alimentador e da demanda estimada para as futuras ampliações.

Para fins de dimensionamento, foi considerada uma demanda prevista de 5000 kVA em 13,8 kV. Assim, a corrente nominal da saída foi determinada por:

$$I_n = \frac{5000 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \times 10^3}$$

$$I_n = 209,18 \text{ A}$$

Aplicando-se o fator de segurança de 1,25 para definição da relação dos transformadores de corrente:

$$I_{TC,min} = 1,25 \times 209,18$$

$$I_{TC,min} = 261,47 \text{ A}$$

Dessa forma, foi adotado para essa saída um conjunto de transformadores de corrente com relação 350:5 A, adequado à demanda prevista. Para o equipamento de manobra e proteção, foi considerado um disjuntor de média tensão com corrente nominal de 630 A, mantendo padronização com as demais saídas protegidas por disjuntor da subestação.

4.2.4 Proteção S.E Restaurante

Para a saída alimentadora da subestação do restaurante, atualmente é utilizado um transformador de 225 kVA em 13,8 kV, isolado a óleo, responsável pela alimentação das cargas do restaurante industrial da planta.

Entretanto, durante o desenvolvimento do projeto, já foi prevista a futura substituição desse equipamento por um transformador a seco IP23 de 500 kVA, visando permitir ampliações futuras da estrutura do restaurante e aumento da capacidade de atendimento da instalação sem necessidade de alterações significativas na infraestrutura de média tensão.

Dessa forma, o dimensionamento da alimentação e da proteção foi realizado considerando a condição futura de operação com transformador de 500 kVA.

A corrente nominal em média tensão foi determinada por:

$$I_n = \frac{500 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \times 10^3}$$

$$I_n = 20,92 \text{ A}$$

Considerando a característica da carga e a potência reduzida da instalação, optou-se pela utilização de proteção simplificada em média tensão, composta por chave seccionadora tripolar associada a bases fusíveis.

Para suportar as correntes transitórias de energização do transformador e garantir margem adequada para futuras expansões, foram adotados elos fusíveis de 50 A para a proteção da alimentação da subestação.

Para o circuito alimentador subterrâneo em média tensão, foi adotado cabo de cobre classe 12/20 kV com seção mínima de 35 mm², atendendo aos critérios de capacidade de condução de corrente, resistência mecânica e padronização utilizados no projeto da instalação.

4.3 EQUIPAMENTOS ESPECIFICADOS

Com base nos estudos de demanda, curto-circuito e dimensionamento das proteções, foram especificados os principais equipamentos utilizados na subestação convencional isolada a ar AIS. A definição dos equipamentos considerou a tensão nominal do sistema de 13,8 kV, os níveis de corrente calculados e a padronização dos componentes de média tensão.

Para as saídas protegidas por disjuntor, foi adotado disjuntor de média tensão Siemens SION, isolado a vácuo, com corrente nominal de 630 A. Essa corrente atende às saídas dimensionadas no projeto, mantendo margem operacional adequada para as condições de carga previstas e futuras ampliações. O disjuntor deverá possuir classe de tensão compatível com o sistema de 13,8 kV e capacidade de interrupção superior ao nível de curto-circuito calculado para a instalação.

A proteção associada aos disjuntores foi prevista por meio de relé de proteção Pextron URP 7104, contemplando as funções de sobrecorrente de fase e neutro, tais como 50/51 e 50N/51N. Os transformadores de corrente foram definidos conforme a função de cada saída, sendo adotadas relações de 350:5 A para as saídas de menor demanda e 500:5 A para a saída alimentadora do parque fabril, conforme os critérios apresentados anteriormente.

Os transformadores de potencial foram especificados para medição e proteção em média tensão, com classe de tensão compatível com o sistema de 13,8 kV. A relação de transformação deverá ser definida conforme a tensão de entrada do relé e dos instrumentos de medição utilizados, podendo ser adotada relação típica de 13,8 kV para 115 V, conforme padrão do sistema de proteção escolhido.

Para os barramentos internos da subestação, foi adotado barramento de cobre eletrolítico para realização das interligações entre entradas, disjuntores, seccionadoras e saídas de média tensão da instalação.

A definição da seção dos barramentos foi realizada com base em tabelas usuais de capacidade de condução de corrente para barramentos de cobre em média tensão, considerando critérios térmicos, resistência mecânica e suportabilidade aos esforços eletrodinâmicos provocados por correntes de curto-circuito.

Conforme tabelas técnicas de capacidade para barramentos de cobre retangulares, barras comerciais de cobre com dimensões de $2'' \times 3/8''$, equivalentes aproximadamente a $50,8 \text{ mm} \times 9,5 \text{ mm}$, apresentam capacidade de condução de corrente superior à corrente nominal máxima prevista para os circuitos da subestação. Dessa forma, a seção adotada atende à corrente nominal dos equipamentos de média tensão, especificados para 630 A, mantendo margem adequada para operação em regime permanente.

Dessa forma, foi adotado barramento de cobre eletrolítico com seção comercial de $2'' \times 3/8''$, resultando em área condutora aproximada de 483 mm^2 . Além da capacidade elétrica adequada, essa configuração proporciona maior robustez mecânica e melhor desempenho térmico durante condições transitórias e esforços decorrentes de curtos-circuitos.

A Tabela 10 apresenta o resumo dos principais equipamentos especificados para a subestação AIS.

Para a configuração com cubículos isolados a SF6, os equipamentos foram especificados em conjunto com a fabricante Siemens, a partir das informações de projeto, do diagrama unifilar, das correntes nominais dos alimentadores, dos níveis de curto-circuito e das funções de proteção necessárias. Nessa alternativa, foram adotados cubículos compactos Siemens 8DJH, com isolamento em SF6, nos quais os dispositivos de manobra, proteção, medição e barramentos são integrados em módulos padronizados pelo fabricante.

Diferentemente da configuração AIS, na qual os equipamentos são especificados e instalados individualmente, na solução GIS os barramentos e os componentes internos dos cubículos são definidos conforme o arranjo modular do fabricante. Para o projeto em estudo, os cubículos foram especificados com corrente nominal de 630 A, compatível

Tabela 10 – Resumo dos principais equipamentos especificados para a subestação AIS

Equipamento	Especificação adotada
Disjuntor de média tensão	Siemens SION, isolado a vácuo, 630 A
Relé de proteção	Pextron, funções 50/51 e 50N/51N
TCs das saídas dos transformadores	350:5 A
TCs da saída do parque fabril	500:5 A
TCs da saída para expansão futura	350:5 A
TPs de proteção e medição	Classe 13,8 kV, relação a definir conforme o relé e os instrumentos de medição
Barramentos internos	Cobre eletrolítico, seção 2" × 3/8"
Corrente nominal dos barramentos	630 A
Classe de tensão da subestação	15 kV, aplicada em sistema de 13,8 kV

com os alimentadores de média tensão da subestação. Os transformadores de corrente foram definidos com secundário de 1 A, sendo adotadas relações de 350:1 A e 500:1 A, conforme a função de cada saída.

A proteção dos alimentadores com disjuntor foi especificada com relés Siemens Reyrolle 7SR10, contemplando as funções de proteção de sobrecorrente de fase e neutro. A alimentação auxiliar dos cubículos e dos relés foi prevista em 220 V, em corrente alternada ou contínua, conforme disponibilidade do sistema auxiliar e configuração interna dos painéis. Para as saídas protegidas por seccionadoras-fusíveis, foram mantidos os mesmos critérios de dimensionamento dos fusíveis adotados na configuração AIS.

A Tabela 11 apresenta o resumo dos principais equipamentos especificados para a subestação com cubículos isolados a SF6.

4.4 LAYOUT FINAL AIS

O layout final da subestação convencional isolada a ar, AIS, foi desenvolvido considerando as características construtivas próprias dessa tecnologia. Nesse tipo de subestação, os equipamentos de manobra, proteção, medição e transformação são ins-

Tabela 11 – Resumo dos principais equipamentos especificados para a subestação SF6

Equipamento	Especificação adotada
Cubículos de média tensão	Siemens 8DJH, compactos, com isolamento em SF6
Disjuntores de média tensão	Integrados aos cubículos, corrente nominal de 630 A
Relé de proteção	Siemens Reyrolle 7SR10, funções 50/51 e 50N/51N
TCs das saídas dos transformadores	350:1 A
TCs da saída do parque fabril	500:1 A
TCs da saída para expansão futura	350:1 A
Barramentos internos dos cubículos	Integrados aos módulos, corrente nominal de 630 A
Alimentação auxiliar dos painéis e relés	220 V em corrente alternada
Classe de tensão da subestação	15 kV, aplicada em sistema de 13,8 kV

talados de forma individualizada em celas ou compartimentos específicos. Essa configuração é necessária para garantir os afastamentos mínimos de segurança, o isolamento pelo ar e os espaços adequados para operação e manutenção.

Em razão dessa concepção construtiva, a subestação AIS exige uma área física maior quando comparada a soluções compactas. Os componentes permanecem distribuídos ao longo da subestação, demandando espaços livres para circulação, acesso frontal aos equipamentos, extração dos disjuntores e eventual substituição de conjuntos completos. No projeto desenvolvido, a subestação AIS apresentou dimensões aproximadas de 13,15 m por 6,63 m, resultando em uma área total ocupada de 87,22 m².

A planta completa da subestação convencional isolada a ar é apresentada no Apêndice E. O diagrama unifilar correspondente, contemplando a subestação de entrada e distribuição em média tensão na configuração AIS, é apresentado no Apêndice G.

4.5 LAYOUT FINAL SF6

O layout final da subestação com cubículos isolados a SF6, classificada como GIS, foi desenvolvido utilizando módulos compactos que integram em um mesmo conjunto as funções de manobra, proteção, medição e interligação dos circuitos de média tensão. Diferentemente da configuração convencional, os componentes energizados permanecem enclausurados em compartimentos metálicos, reduzindo a necessidade de grandes afastamentos físicos entre equipamentos.

No projeto desenvolvido, a configuração com cubículos isolados a SF6 apresentou dimensões aproximadas de 7,55 m por 5,00 m, resultando em uma área total de 37,75 m². Mesmo com a compactação proporcionada pelos cubículos, o layout foi concebido considerando espaços adequados para operação, acesso aos equipamentos e realização de manutenções preventivas.

A planta completa da subestação com cubículos isolados a SF6 é apresentada no Apêndice F. O diagrama unifilar correspondente à configuração final da planta com a subestação GIS é apresentado no Apêndice H.

A configuração com cubículos isolados a SF6 foi a alternativa escolhida pela Tramontina Eletrik para implantação, por atender às necessidades de compactação, segurança operacional e configuração elétrica previstas para a instalação. A subestação foi implementada no início do ano e posteriormente energizada, encontrando-se atualmente em operação.

A Figura 14 apresenta registro dos cubículos isolados a SF6 após a montagem e energização. A figura 15 mostra de outro ângulo e após o fechamento metálico da estrutura de sustentação.



Figura 14 – Vista dos cubículos isolados a SF6 da subestação



Figura 15 – Vista de outro ângulo dos cubículos SF6

4.6 COMPARATIVO DE ESPAÇO OCUPADO

A partir dos projetos desenvolvidos para as configurações convencional isolada a ar AIS e com cubículos isolados a SF6, foi realizada a comparação da área física necessária para implantação de cada alternativa.

A subestação convencional isolada a ar apresentou dimensões aproximadas de 13,15 m de comprimento por 6,63 m de largura, resultando em uma área total ocupada de 87,22 m². Essa área é justificada pela necessidade de instalação individual dos equipamentos de manobra, proteção e medição, além dos afastamentos mínimos de segurança exigidos entre componentes energizados e áreas de circulação para operação e manutenção.

Por sua vez, a configuração utilizando cubículos isolados a SF6 apresentou dimensões aproximadas de 7,55 m de comprimento por 5,00 m de largura, resultando em uma área total de 37,75 m². A redução obtida decorre do elevado grau de integração dos equipamentos no interior dos cubículos, permitindo a concentração das funções de manobra, proteção, medição e barramento em módulos compactos e totalmente enclausurados.

A Tabela 12 apresenta um resumo das dimensões e áreas ocupadas pelas duas alternativas analisadas.

Tabela 12 – Comparativo de área ocupada pelas subestações AIS e GIS

Configuração	Comprimento (m)	Largura (m)	Área (m²)
AIS	13,15	6,63	87,22
GIS (SF6)	7,55	5,00	37,75

Comparando os valores obtidos, verifica-se que a utilização de cubículos isolados a SF6 proporcionou uma redução de aproximadamente 56,7% na área necessária para implantação da subestação. Esse resultado evidencia uma das principais vantagens da tecnologia GIS, especialmente em aplicações onde a disponibilidade de espaço físico é limitada ou onde se busca maximizar a utilização das áreas construídas.

Embora a configuração com cubículos isolados a SF6 apresente significativa redução da área ocupada, o desenvolvimento dos dois projetos não teve como objetivo ma-

ximizar a compactação dos equipamentos. Em ambas as alternativas foram considerados critérios relacionados à operação, manutenção e futuras intervenções na instalação.

No projeto da subestação AIS, foram previstos espaços adequados para circulação de operadores, acesso aos equipamentos, retirada de transformadores de potência e substituição de componentes de manobra e proteção. Destaca-se que os disjuntores de média tensão utilizados nesse arranjo são montados sobre carros extraíveis, exigindo áreas livres para movimentação, inspeção e manutenção.

Da mesma forma, no projeto com cubículos isolados a SF6, embora a tecnologia permita elevada compactação dos equipamentos, foram mantidos espaços destinados à operação segura, acesso aos compartimentos dos cubículos, realização de manutenções preventivas e eventuais substituições de módulos. Dessa forma, os *layouts* desenvolvidos buscaram conciliar a otimização do espaço físico com requisitos de funcionalidade, segurança operacional e facilidade de manutenção.

Assim, a diferença de área observada entre as duas configurações representa uma comparação realizada em condições equivalentes de operação e manutenção, evidenciando os ganhos proporcionados pela tecnologia GIS sem comprometer a acessibilidade e a funcionalidade da instalação.

Além da análise da área total da subestação, também foi realizada uma comparação entre o espaço ocupado pelo conjunto de proteção principal em cada tecnologia. Na configuração convencional AIS, o conjunto equivalente ao disjuntor principal ocupa aproximadamente 1,95 m por 1,60 m, resultando em uma área de 3,12 m². Já na solução em cubículos isolados a SF6, o módulo correspondente apresenta dimensões de aproximadamente 0,774 m por 0,43 m, ocupando apenas 0,33 m².

A Tabela 13 apresenta a comparação entre as áreas ocupadas pelos conjuntos de proteção principal das duas tecnologias.

Tabela 13 – Comparativo de área ocupada pelo conjunto de proteção principal

Configuração	Comprimento (m)	Largura (m)	Área (m ²)
AIS	1,95	1,60	3,12
GIS (SF6)	0,774	0,43	0,33

Observa-se que o módulo equivalente em tecnologia GIS ocupa aproxima-

mente 89,4% menos área quando comparado à solução convencional AIS. Esse resultado demonstra o elevado nível de compactação proporcionado pelos cubículos isolados a SF6, contribuindo diretamente para a redução das dimensões totais da subestação.

4.7 COMPARAÇÃO ECONÔMICA

A comparação econômica entre as duas alternativas de subestação foi realizada a partir das listas de materiais e serviços levantadas para cada configuração. Os valores detalhados dos equipamentos, materiais e mão de obra considerados para as alternativas AIS e GIS são apresentados no apêndice D.

Para a subestação convencional isolada a ar, o custo total estimado foi de R\$ 658.033,30. Esse valor contempla os equipamentos de manobra e proteção, transformadores de corrente e potencial, seccionadoras, cabos, isoladores, muflas, transformador de potência, sistema auxiliar com nobreak, acessórios e mão de obra para execução.

Na alternativa utilizando cubículos isolados a SF6, o custo total estimado foi de R\$ 1.068.989,73. O maior impacto econômico dessa solução está associado ao custo dos cubículos compactos isolados a gás, que concentram em módulos metálicos blindados as funções de manobra, proteção e interligação interna da subestação.

A Tabela 14 apresenta o resumo comparativo dos custos obtidos para as duas configurações analisadas.

Tabela 14 – Comparação econômica entre as subestações AIS e GIS

Item	AIS (R\$)	GIS – SF6 (R\$)
Equipamentos, materiais e acessórios	358.033,30	768.989,73
Mão de obra	300.000,00	300.000,00
Custo total estimado	658.033,30	1.068.989,73

A diferença absoluta entre as duas alternativas foi de R\$ 410.956,43, conforme apresentado na Tabela 15.

Observa-se que a alternativa com cubículos isolados a SF6 apresentou custo inicial superior ao da subestação convencional isolada a ar. Essa diferença está diretamente relacionada ao maior custo dos cubículos compactos, que incorporam em um

Tabela 15 – Diferença de custo entre as alternativas analisadas

Parâmetro	Valor
Diferença absoluta entre GIS e AIS	R\$ 410.956,43
Custo adicional da GIS em relação à AIS	62,45%
Relação entre custo total GIS/AIS	1,62

único conjunto funções que, na solução AIS, são executadas por equipamentos instalados de forma individualizada.

No levantamento realizado, o valor de mão de obra considerado para as duas alternativas foi equivalente. Embora a subestação AIS apresente maior quantidade de equipamentos, barramentos, conexões e acessórios a serem montados, trata-se de uma solução construtiva mais convencional e com atividades já consolidadas na rotina de montagem de subestações. Por outro lado, a alternativa com cubículos isolados a SF6, apesar de apresentar menor quantidade de componentes externos e maior compactação, exige procedimentos de montagem mais específicos e criteriosos. As conexões dos cabos nos cubículos demandam maior atenção, seguindo as orientações do fabricante, especialmente em função do espaço reduzido disponível para instalação e conexão de cabos de maior seção, como os condutores de 185 mm² utilizados em parte do projeto. Dessa forma, a menor quantidade de serviços aparentes na solução compacta é compensada pela maior complexidade e cuidado exigidos durante a instalação. A figura 16 mostra os terminais desconectáveis específicos para os cubículos Siemens, a direita os desconectáveis instalados em uma saída com disjuntor. Na esquerda aparece uma saída com fusíveis.

Entretanto, a análise econômica não deve ser interpretada apenas pelo custo inicial de implantação. Conforme apresentado nas seções anteriores, a alternativa SF6 proporcionou redução significativa da área ocupada, menor exposição de partes energizadas, maior segurança operacional e menor necessidade de intervenções preventivas em componentes internos. Dessa forma, embora a solução AIS apresente menor investimento inicial, a configuração SF6 oferece vantagens relevantes do ponto de vista operacional, de manutenção e de otimização do espaço físico.

Assim, a escolha entre as duas alternativas depende da prioridade adotada no projeto. Caso o critério principal seja o menor custo inicial, a subestação AIS apresenta



Figura 16 – Terminais desconectáveis Siemens

vantagem econômica direta. Por outro lado, quando são considerados aspectos como compactação, segurança operacional, redução de manutenção e melhor aproveitamento da área construída, a alternativa SF6 passa a apresentar benefícios técnicos que podem justificar o maior investimento inicial.

4.8 COMPARAÇÃO OPERACIONAL E DE MANUTENÇÃO

A comparação operacional e de manutenção foi realizada considerando as características construtivas das duas alternativas de subestação desenvolvidas neste trabalho,

bem como a experiência prática observada nas instalações existentes da Tramontina Eletrik. Foram avaliados aspectos relacionados à segurança operacional, facilidade de manutenção, exposição dos equipamentos ao ambiente, tempo necessário para intervenções e susceptibilidade a falhas decorrentes de fatores externos.

Nas subestações convencionais isoladas a ar AIS, os equipamentos de manobra, proteção e medição permanecem instalados em compartimentos abertos, com partes energizadas expostas e dependentes dos afastamentos elétricos para garantir a segurança da operação. Nessa configuração, atividades de manobra, inspeção e manutenção exigem maior atenção por parte das equipes de operação, uma vez que erros operacionais ou aproximações indevidas podem resultar em acidentes graves envolvendo arco elétrico ou contato com partes energizadas.

Além disso, equipamentos como seccionadoras, barramentos, transformadores de corrente, transformadores de potencial e conexões permanecem expostos ao ambiente de instalação, tornando-os mais suscetíveis ao acúmulo de poeira, umidade, infiltrações e presença de animais. Esses fatores podem contribuir para a degradação da isolação elétrica e aumentar a probabilidade de falhas operacionais ao longo da vida útil da instalação.

Em contrapartida, os cubículos isolados a SF6 apresentam todos os componentes energizados enclausurados em compartimentos metálicos aterrados, eliminando a exposição direta das partes vivas do sistema. Essa característica reduz significativamente os riscos durante operações rotineiras de manobra e manutenção, além de limitar a possibilidade de contatos acidentais com componentes energizados.

Sob o ponto de vista da manutenção preventiva, as diferenças entre as tecnologias tornam-se ainda mais evidentes. Nas subestações AIS, as rotinas de manutenção normalmente incluem inspeções visuais periódicas, verificações termográficas, limpeza de isoladores e barramentos, inspeção de conexões, avaliação das condições das seccionadoras e verificação da existência de infiltrações, contaminações ou presença de animais. Essas atividades demandam maior tempo de execução e frequentemente exigem intervenções presenciais em equipamentos energizados ou próximos a partes energizadas. Os procedimentos para desenergização e aterramento dos barramentos para manutenção preventiva requerem maior cuidado e são mais suscetíveis a erros humanos.

Nos cubículos isolados a SF₆, por outro lado, a proteção proporcionada pelo invólucro metálico e pelo meio isolante interno reduz significativamente a influência das condições ambientais sobre os componentes elétricos. Como consequência, as atividades de manutenção preventiva ficam concentradas principalmente em inspeções visuais externas, verificações funcionais dos mecanismos de operação e inspeções periódicas recomendadas pelo fabricante, reduzindo o tempo necessário para manutenção e a exposição das equipes aos riscos operacionais. As atividades que contemplam desenergização, contam com procedimentos mais simples, na desenergização, o próprio cubículo oferece o seccionamento e aterramento, sem depender da instalação manual de um aterramento temporário, reduzindo as possibilidades de erro humano. Possuem também bloqueios próprios para evitar energizações acidentais, que ajudam ainda mais na segurança da operação.

Outro aspecto relevante refere-se à confiabilidade operacional. A menor exposição dos componentes elétricos ao ambiente reduz a probabilidade de falhas associadas à contaminação, umidade, deterioração da isolação e interferências externas. Dessa forma, a utilização de cubículos isolados a SF₆ tende a proporcionar maior disponibilidade operacional e menor necessidade de intervenções corretivas ao longo da vida útil da instalação.

4.9 SÍNTESE DOS RESULTADOS

A partir dos resultados apresentados, verificou-se que ambas as alternativas de subestação atendem aos requisitos elétricos definidos para a instalação, considerando os estudos de curto-circuito, o dimensionamento das proteções, a configuração dos alimentadores e as necessidades de expansão futura da planta.

Os valores de curto-circuito obtidos analiticamente foram compatíveis com os resultados simulados no software Aspen OneLiner, validando a modelagem elétrica adotada para o sistema. Esses resultados serviram como base para a especificação dos dispositivos de proteção, transformadores de corrente, disjuntores e demais equipamentos de média tensão.

Em relação à ocupação física, a subestação convencional isolada a ar apresentou área total de 87,22 m², enquanto a alternativa com cubículos isolados a SF₆ apresen-

tou área de 37,75 m². Dessa forma, a solução GIS proporcionou redução aproximada de 56,7% na área ocupada, evidenciando sua principal vantagem em aplicações com restrição de espaço.

Do ponto de vista operacional e de manutenção, a configuração GIS apresentou vantagens associadas ao enclausuramento dos componentes energizados, menor exposição a agentes externos, maior segurança durante manobras e redução da necessidade de limpeza e inspeções em partes internas. Em contrapartida, a configuração AIS apresentou menor custo inicial e utilização de equipamentos mais convencionais, com montagem e manutenção já consolidadas em instalações industriais.

Na análise econômica, a subestação AIS apresentou custo total estimado de R\$ 658.033,30, enquanto a alternativa com cubículos isolados a SF6 apresentou custo total estimado de R\$ 1.068.989,73. Embora a solução GIS tenha apresentado maior investimento inicial, seus benefícios relacionados à compactação, segurança operacional, menor exposição dos componentes e melhor aproveitamento da área construída justificaram sua adoção para a aplicação estudada.

Dessa forma, os resultados obtidos indicam que a escolha entre as duas tecnologias não deve ser baseada apenas no menor custo inicial, mas sim na análise conjunta dos critérios técnicos, operacionais, espaciais e econômicos. Para o caso analisado, a alternativa com cubículos isolados a SF6 mostrou-se mais adequada às necessidades da instalação.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo realizar uma análise comparativa entre uma subestação de média tensão convencional isolada a ar, AIS, e uma subestação com cubículos isolados a SF₆, GIS, considerando aspectos técnicos, construtivos, operacionais, econômicos e de ocupação física. Para isso, foi utilizado como estudo de caso uma aplicação real da Tramontina Eletrik, envolvendo a distribuição em média tensão da planta industrial.

Ao longo do desenvolvimento, foram realizados os estudos de curto-circuito, o dimensionamento das proteções, a especificação dos principais equipamentos, a elaboração dos layouts e a comparação entre as duas soluções propostas. Os resultados analíticos de curto-circuito foram validados por meio de simulação no software Aspen OneLiner, apresentando coerência com os valores calculados e fornecendo base para a definição dos equipamentos de proteção e manobra.

A análise comparativa demonstrou que a solução AIS apresenta menor custo inicial, enquanto a configuração GIS apresentou investimento superior, com diferença correspondente a aproximadamente 38,4% do valor total da solução com cubículos isolados a SF₆. Além disso, a solução AIS utiliza equipamentos mais convencionais, com montagem e manutenção já consolidadas em instalações industriais.

No entanto, essa alternativa exige maior área construída, maior quantidade de celas e maior exposição dos componentes energizados, o que impacta diretamente nos aspectos de segurança, manutenção e ocupação física.

Por outro lado, a solução com cubículos isolados a SF₆ apresentou maior custo inicial, porém proporcionou redução significativa da área ocupada, maior compactação dos equipamentos, menor exposição de partes energizadas e melhores condições operacionais. No caso estudado, a área ocupada foi reduzida de 87,22 m² na configuração AIS para 37,75 m² na configuração GIS, representando uma redução aproximada de 56,7%.

Dessa forma, conclui-se que a escolha entre as duas tecnologias não deve ser baseada somente no custo inicial de implantação, mas sim em uma avaliação conjunta dos critérios técnicos, operacionais, econômicos e construtivos. Para a aplicação ana-

lisada, a subestação com cubículos isolados a SF₆ mostrou-se a alternativa mais adequada, principalmente devido à restrição de espaço, à maior segurança operacional e à melhor organização da instalação. Essa solução foi, portanto, a adotada pela empresa e encontra-se em operação.

Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se aprofundar a análise econômica considerando o custo ao longo do ciclo de vida da instalação, incluindo manutenção, perdas, disponibilidade operacional e possíveis custos associados à substituição ou ampliação dos equipamentos. Também podem ser desenvolvidos estudos complementares relacionados à análise de arco elétrico, confiabilidade do sistema e impactos ambientais associados ao uso de SF₆.

REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Normativa nº 1000, de 7 de dezembro de 2021: Estabelece as regras de fornecimento de energia elétrica.** 2021. Acesso em: 27 set. 2025. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br>>.

ANEEL. **Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Módulo 2: Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição.** Brasília, 2021.

BARBIERI, G. **Análise da viabilidade da construção de uma subestação.** Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica)) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Cornélio Procopio, 2020. 2020.

BARROS, B. F. d.; GEDRA, R. L. **Cabine Primária: Subestações de Alta Tensão de Consumidor.** 1. ed.. ed. São Paulo: Editora Érica, 2010. 3. reimpr.

CIGRÉ. **Modern Substation Design: Challenges and Best Practices.** Paris: CIGRÉ, 2015.

CPFL. **Fornecimento em Tensão Primária 15kV, 25kV e 34,5kV - Volume 1.** [S.l.], 2025. Norma Técnica n. 2855, Versão 31.0. Aprovado por Leandro Gaspari. 66 p.

ENERGY, S. **GEAFOL® Cast-Resin Transformers – Catalog.** Erlangen, 2021. Catálogo técnico de transformadores a seco de resina fundida.

GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. **Power System Analysis.** International ed. Singapore: McGraw-Hill, 1994. Printed in Singapore. Based on: Elements of Power System Analysis, by William D. Stevenson. ISBN 0-07-061293-5.

IEEE. **IEEE Standard 242™–2001: IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (Buff Book).** New York: IEEE, 2013.

JACOBSEN, R. S.; NAKANO, N. S. **Estudo Comparativo entre Subestações Blindadas a Gás SF6 e Subestações Convencionais.** 2001. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 16., 2001, Campinas, São Paulo. Acesso em: 5 ago. 2016. Disponível em: <<http://www.mfap.com.br/pesquisa/arquivos/20081219104146-GSE-001.pdf>>.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. d.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** [S.l.]: Edgard Blücher Ltda, 2000.

LTD., A. **ABB Medium Voltage Products and Solutions Catalog**. Zurich, 2021. Catálogo técnico de produtos e soluções de média tensão.

MAMEDE FILHO, J. **Instalações Elétricas**. 7. ed.. ed. São Paulo: Érica, 2014.

_____. **Subestações de alta tensão: projeto, operação e manutenção**. 3. ed. São Paulo: LTC, 2021.

MCDONALD, J. D. **Electric Power Substations Engineering**. 2. ed. Flórida: CRC Press, 2006.

MELLO, D. M. d. **Análise de Características de Subestações Isoladas Blindadas a Gás e Comparação Frente a Projetos Convencionais**. São Carlos: [s.n.], 2012. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com Ênfase em Eletrônica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. 115 f.

MONTEIRO, P. R. D. **Introdução à Subestação e Seus Principais Equipamentos**. [S.l.]: Seven Publicações Ltda, 2023.

MORDOR INTELLIGENCE. **Sulfur Hexafluoride Market – Growth, Trends, and Forecasts (2025–2030)**. 2025. Disponível em: <<https://www.mordorintelligence.com/pt/industry-reports/sulfur-hexafluoride-market>>. Acesso em: 11 nov. 2025.

NBR 14039. **NBR 14039: Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV**. Rio de Janeiro, 2021. 65 p.

NBR 15751. **NBR 15751: Subestações de energia elétrica instaladas em compartimentos de alvenaria — Requisitos de segurança**. Rio de Janeiro, 2009.

NBR 5410. **NBR 14039: Instalações elétricas de baixa tensão**. Rio de Janeiro, 2004.

_____. **NBR 5419: Proteção contra descargas atmosféricas**. Rio de Janeiro, 2015.

NBR 6856. ABNT **NBR 6856: Transformador de corrente com isolamento sólida para tensão máxima igual ou inferior a 52 kV – Especificação e ensaios**. Rio de Janeiro: ABNT, 2021.

NBR 7286. **NBR 7286: Cabos de potência com isolamento extrudada de polietileno reticulado (XLPE) para tensões de 1 kV a 35 kV — Requisitos de construção e ensaio**. Rio de Janeiro, 2013.

NBR 8196. **NBR 8196: Desenho técnico — Emprego de escalas**. Rio de Janeiro: ABNT, 1999. Norma Brasileira.

NR-10. **NR-10: Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade**. Brasília, 2016.

OLIVEIRA, T. d.; JESUS, M. B. d.; YOKOGAWA, R. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica), **Análise do desempenho de uma subestação isolada a gás em comparação a uma subestação convencional**. Curitiba: [s.n.], 2017. 127 f.

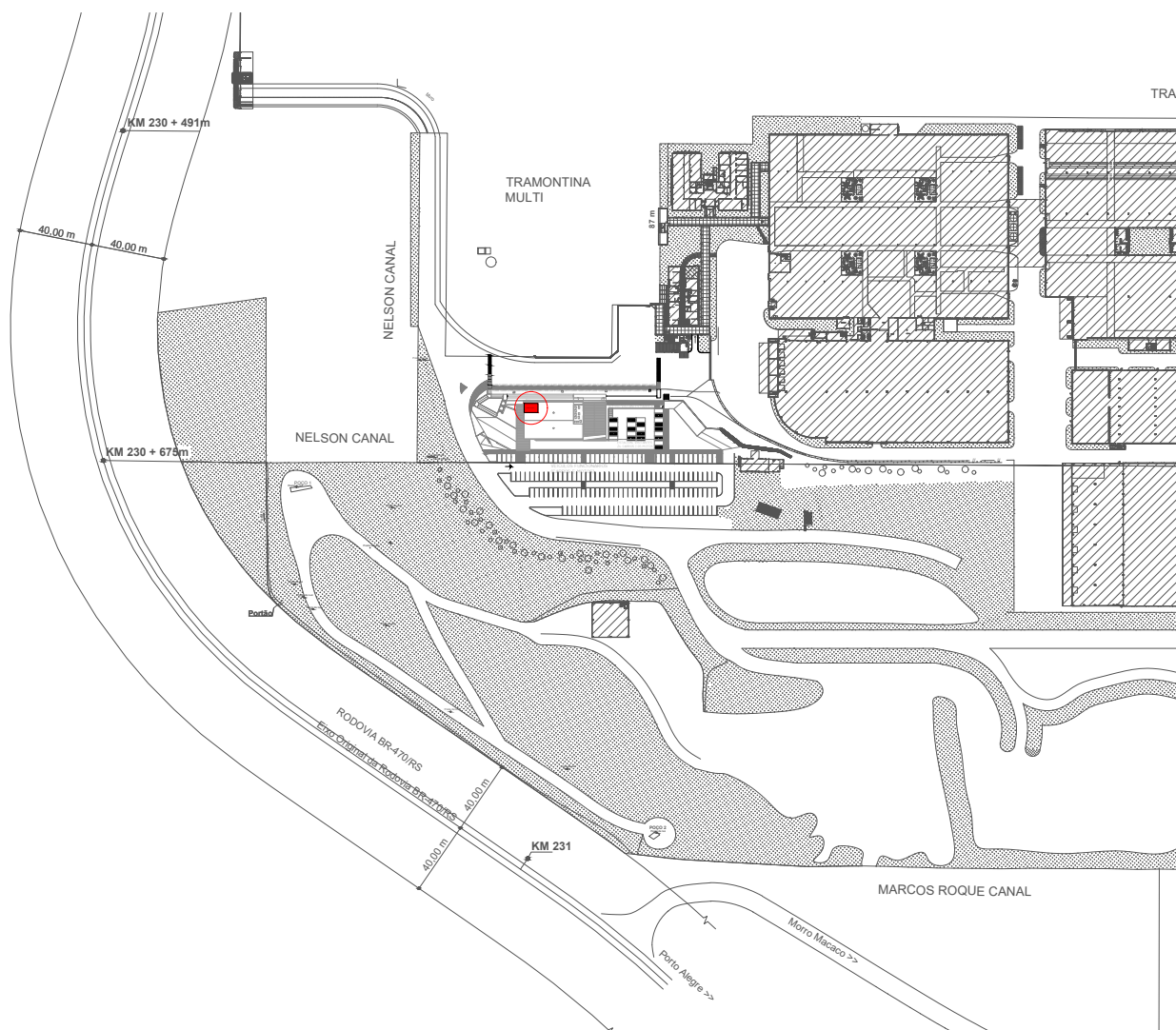
SESEST. **Riscos Ocupacionais em Instalações Elétricas de Média Tensão no Estado do Amazonas**. Amazonas, 2024.

SIEMENS. **Medium-voltage switchgear and power distribution equipment catalog**. Erlangen, 2020. Catálogo técnico de equipamentos de manobra e distribuição de média tensão.

T&D WORLD. **SF₆: Does Its Impact Outweigh Its Benefits?** 2019. <<https://www.tdworld.com/substations/article/21118852/sf6-does-its-impact-outweigh-its-benefits>>. Acesso em: 10 nov. 2025.

WIKI. **Gas-Insulated Switchgear: The Importance of SF₆**. 2024. <<https://blog.wika.com/en/knowhow/gas-insulated-switchgear-the-importance-of-sf6/>>. Acesso em: 10 nov. 2025.

APÊNDICE A – PLANTA DE LOCALIZAÇÃO



APÊNDICE B – MEMÓRIA DE CÁLCULO DAS CONVERSÕES PARA O SISTEMA POR UNIDADE

Este apêndice apresenta os cálculos detalhados utilizados para a conversão das impedâncias dos elementos do sistema elétrico para o sistema por unidade (p.u.), adotado nos estudos de curto-circuito desenvolvidos neste trabalho.

B.1 CONVERSÃO DAS IMPEDÂNCIAS DA CONCESSIONÁRIA

A concessionária forneceu os seguintes valores de impedância equivalentes para o ponto de conexão:

$$Z_1 = 1,66964 + j6,76046 \, \Omega$$

$$Z_2 = 1,67000 + j6,76250 \, \Omega$$

$$Z_0 = 2,33714 + j8,51937 \, \Omega$$

Adotando potência base de 100 MVA e tensão base de 69 kV:

$$Z_{base} = \frac{69.000^2}{100.000.000} = 47,61 \, \Omega$$

As impedâncias convertidas para o sistema por unidade foram:

$$Z_1 = \frac{1,66964 + j6,76046}{47,61} = 0,0351 + j0,1420 \, pu$$

$$Z_2 = \frac{1,67000 + j6,76250}{47,61} = 0,0351 + j0,1420 \, pu$$

$$Z_0 = \frac{2,33714 + j8,51937}{47,61} = 0,0491 + j0,1789 \, pu$$

B.2 CONVERSÃO DA IMPEDÂNCIA DO TRANSFORMADOR PRINCIPAL

A impedância percentual de placa do transformador é:

$$Z_{TR} = 9,66\%$$

Realizando a mudança para a base de 100 MVA:

$$Z_{TR,nova} = 0,0966 \cdot \frac{100}{20} = 0,4830 \text{ pu}$$

Considerando a predominância da reatância de dispersão:

$$Z_{TR} \approx j0,4830 \text{ pu}$$

B.3 CONVERSÃO DAS IMPEDÂNCIAS DO ALIMENTADOR ENTRE A SUBESTAÇÃO PRINCIPAL E A SALA ELÉTRICA

Foi considerado o circuito alimentador responsável pela interligação entre o secundário do transformador principal e a sala elétrica da subestação de entrada. O circuito é composto por cabos subterrâneos de cobre 240 mm², classe de isolamento 12/20 kV, do fabricante Condu spar, utilizando quatro condutores em paralelo por fase.

Os parâmetros elétricos adotados foram:

$$R_{ca} = 0,105 \Omega/km$$

$$X_L = 0,111 \Omega/km$$

Considerando o comprimento do circuito igual a 65 m, obteve-se para cada condutor:

$$R = 0,105 \times 0,065 = 0,006825 \Omega$$

$$X = 0,111 \times 0,065 = 0,007215 \, \Omega$$

Aplicando o paralelismo de quatro condutores por fase:

$$R_{eq} = \frac{0,006825}{4} = 0,001706 \, \Omega$$

$$X_{eq} = \frac{0,007215}{4} = 0,001804 \, \Omega$$

Para a base de 13,8 kV e 100 MVA:

$$Z_{base} = \frac{13,8^2}{100} = 1,9044 \, \Omega$$

Convertendo para o sistema por unidade:

$$R_{1pu} = R_{2pu} = \frac{0,001706}{1,9044} = 0,00090 \, pu$$

$$X_{1pu} = X_{2pu} = \frac{0,001804}{1,9044} = 0,00095 \, pu$$

Assim:

$$Z_{1cabo1} = Z_{2cabo1} = 0,00090 + j0,00095 \, pu$$

Para a sequência zero foi adotada a aproximação:

$$Z_0 \approx 2Z_1$$

resultando em:

$$Z_{0cabo1} = 2 \times (0,00090 + j0,00095)$$

$$Z_{0cabo1} = 0,00180 + j0,00190 \, pu$$

B.4 CONVERSÃO DAS IMPEDÂNCIAS DO ALIMENTADOR DA SUBESTAÇÃO EM ESTUDO

Foi considerado o circuito alimentador responsável pela interligação entre a subestação principal e a subestação objeto deste estudo. O circuito é composto por cabos subterrâneos Prysmian de cobre 185 mm², classe de isolamento 12/20 kV, com comprimento total de 500 m.

Os parâmetros elétricos adotados foram:

$$R_{ca} = 0,135 \, \Omega/km$$

$$X_L = 0,122 \, \Omega/km$$

Considerando o comprimento do circuito:

$$R = 0,135 \times 0,5 = 0,0675 \, \Omega$$

$$X = 0,122 \times 0,5 = 0,0610 \, \Omega$$

Convertendo para o sistema por unidade:

$$R_{1pu} = R_{2pu} = \frac{0,0675}{1,9044} = 0,0354 \, pu$$

$$X_{1pu} = X_{2pu} = \frac{0,0610}{1,9044} = 0,0320 \, pu$$

Assim:

$$Z_{1cabo2} = Z_{2cabo2} = 0,0354 + j0,0320 \, pu$$

Para a sequência zero:

$$Z_{0cabo2} = 2 \times (0,0354 + j0,0320)$$

$$Z_{0cabo2} = 0,0708 + j0,0640 \text{ pu}$$

APÊNDICE C – MEMÓRIA DE CÁLCULO DOS CURTOS-CIRCUITOS

Este apêndice apresenta os cálculos detalhados utilizados para a determinação das correntes de curto-circuito trifásico, bifásico e monofásico à terra no ponto de instalação do disjuntor principal da subestação.

C.1 DETERMINAÇÃO DAS IMPEDÂNCIAS EQUIVALENTES

As impedâncias equivalentes de sequência positiva, negativa e zero foram obtidas a partir da associação em série das impedâncias da concessionária, transformador principal e alimentadores.

Para as sequências positiva e negativa:

$$Z_{1eq} = Z_{1concessionaria} + Z_{TR1} + Z_{1cabo1} + Z_{1cabo2}$$

$$Z_{2eq} = Z_{2concessionaria} + Z_{TR2} + Z_{2cabo1} + Z_{2cabo2}$$

Substituindo os valores obtidos anteriormente:

$$Z_{1eq} = 0,0351 + j0,1420 + j0,4830 + 0,00090 + j0,00095 + 0,0354 + j0,0320$$

$$Z_{1eq} = 0,0714 + j0,6579 \text{ pu}$$

$$Z_{2eq} = 0,0714 + j0,6579 \text{ pu}$$

Para a sequência zero:

$$Z_{0eq} = Z_{TR0} + Z_{0cabo1} + Z_{0cabo2}$$

$$Z_{0eq} = j0,4830 + 0,00180 + j0,00190 + 0,0708 + j0,0640$$

$$Z_{0eq} = 0,0726 + j0,5489 \text{ pu}$$

A tabela 16 mostra o resumo dos valores calculados para as impedâncias.

Tabela 16 – Impedâncias equivalentes obtidas no ponto de estudo

Grandeza	Impedância (pu)
Z_{1eq}	$0,0714 + j0,6579$
Z_{2eq}	$0,0714 + j0,6579$
Z_{0eq}	$0,0726 + j0,5489$

C.2 CÁLCULO DA CORRENTE DE BASE

Adotando potência base de 100 MVA e tensão base de 13,8 kV:

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3}V_{base}}$$

$$I_{base} = \frac{100 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 13,8 \times 10^3}$$

$$I_{base} = 4183,70 \text{ A}$$

C.3 CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO

Para o curto-circuito trifásico utiliza-se apenas a rede de sequência positiva.

$$I_{cc3\phi,pu} = \frac{1}{Z_{1eq}}$$

$$I_{cc3\phi,pu} = \frac{1}{0,0714 + j0,6579}$$

Calculando o módulo da impedância:

$$|Z_{1eq}| = \sqrt{0,0714^2 + 0,6579^2}$$

$$|Z_{1eq}| = 0,6617 \text{ pu}$$

$$I_{cc3\phi,pu} = \frac{1}{0,6617} = 1,51 \text{ pu}$$

Convertendo para amperes:

$$I_{cc3\phi} = 1,51 \times 4183,70$$

$$I_{cc3\phi} = 6317 \text{ A}$$

C.4 CURTO-CIRCUITO BIFÁSICO

O cálculo da corrente de curto-circuito bifásico foi realizado conforme a metodologia apresentada no Capítulo 3, considerando as redes de sequência positiva e negativa conectadas em série e ausência de corrente de sequência zero.

A Figura 17 apresenta o modelo equivalente utilizado na análise da falta bifásica.

Para o curto-circuito bifásico:

$$I_0 = 0$$

$$I_1 = \frac{1}{Z_{1eq} + Z_{2eq}}$$

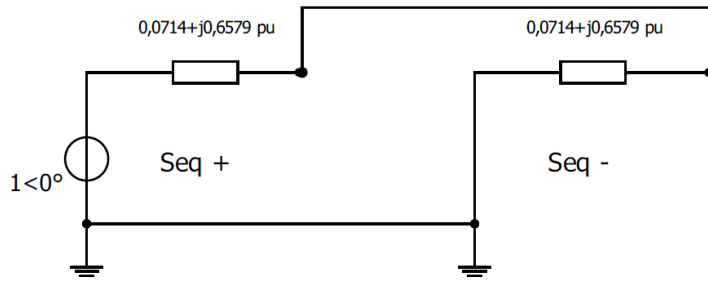


Figura 17 – Modelo equivalente utilizado para o cálculo do curto-circuito bifásico

$$I_1 = \frac{1}{0,1428 + j1,3158}$$

$$|Z| = \sqrt{0,1428^2 + 1,3158^2} = 1,3235$$

$$I_1 = \frac{1}{1,3235} = 0,755 \text{ pu}$$

A corrente de falta é:

$$I_{cc2\phi,pu} = \sqrt{3} \times 0,755 = 1,31 \text{ pu}$$

Convertendo para amperes:

$$I_{cc2\phi} = 1,31 \times 4183,70 = 5480 \text{ A}$$

A Tabela 17 apresenta os resultados obtidos para a corrente de curto-circuito bifásico no ponto de instalação do disjuntor principal da subestação.

A Figura 18 apresenta o resultado da simulação do curto-circuito bifásico realizada no Aspen OneLiner.

Os valores obtidos por simulação mostraram-se compatíveis com os resultados calculados, confirmando a consistência dos parâmetros adotados no estudo.

Tabela 17 – Resultado do curto-circuito bifásico

Grandeza	Valor
Corrente de curto-circuito bifásico (pu)	1,31
Corrente de curto-circuito bifásico (A)	5480 A
Corrente de curto-circuito bifásico (kA)	5,48 kA

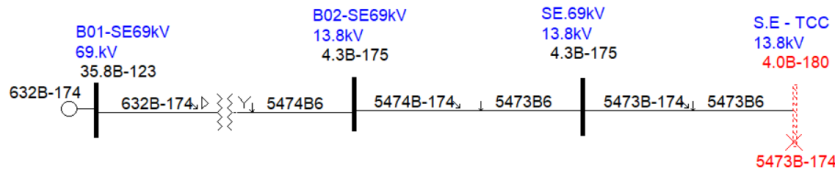


Figura 18 – Resultado da simulação do curto-circuito bifásico no Aspen OneLiner

Observa-se que a corrente de curto-circuito bifásico apresentou valor inferior ao obtido para a falta trifásica. Esse comportamento é esperado para esse tipo de defeito, uma vez que a corrente de falta é limitada pela participação simultânea das impedâncias de sequência positiva e negativa do sistema.

C.5 CURTO-CIRCUITO MONOFÁSICO À TERRA

Para o curto-circuito monofásico à terra:

$$I_1 = I_2 = I_0$$

$$I_1 = \frac{1}{Z_{1eq} + Z_{2eq} + Z_{0eq}}$$

$$I_1 = \frac{1}{0,2154 + j1,8647}$$

$$|Z| = \sqrt{0,2154^2 + 1,8647^2} = 1,8771$$

$$I_1 = \frac{1}{1,8771} = 0,533 \text{ pu}$$

$$I_{cc1\phi-terra,pu} = 3 \times 0,533 = 1,60 \text{ pu}$$

$$I_{cc1\phi-terra} = 1,60 \times 4183,70 = 6694 \text{ A}$$

APÊNDICE D – LISTAS DE MATERIAIS E MÃO DE OBRA

Tabela 18 – Lista de materiais da subestação AIS

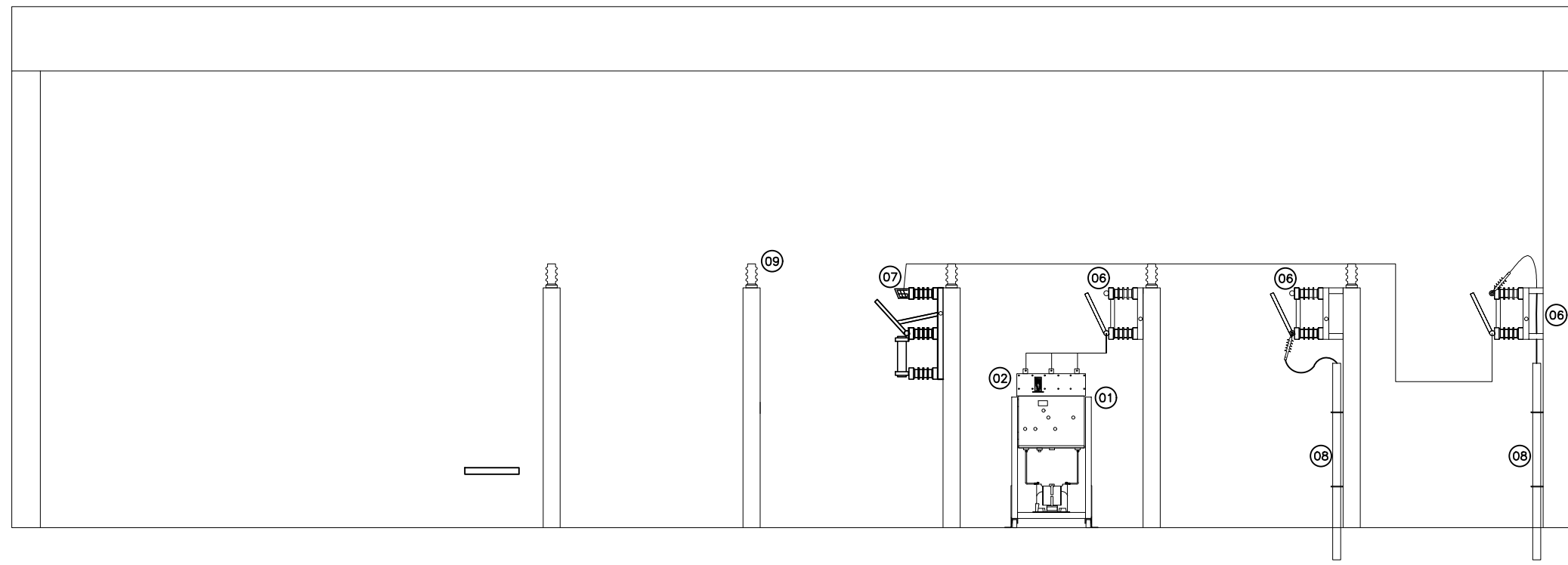
Nº	Identificação	Qtd.	Valor (R\$)
1	DJ Siemens SION 15 kV 630 A, TC 350:5, TP 13,8 kV/115 V	3	160.824,00
2	Relé Pextron URPE 7104	1	
3	TC 500:5 15/20 kV	3	
4	TC 350:5 15/20 kV	3	
5	TP 13,8 kV / 115 V	6	
6	Seccionadora abertura sob carga Dreyffus modelo CTSAC	8	21.688,00
7	Seccionadora fusível sem carga Dreyffus modelo CTSPL	2	7.900,00
8	Suporte para punho de manobra lateral da cela seccionadora	10	1.460,00
9	Punho de manobra de alavanca com bloqueio Kirk modelo PRK	10	8.980,00
10	Contatos auxiliares para seccionadora tripolar modelo NAF	10	1.340,00
11	Eixo prolongador 1 m com mancal modelo PLM100	10	1.780,00
12	Varão de interligação punho-seccionadora modelo HLM140/180	10	2.990,00
13	Transformador IP23 13,8/0,38 kV 750 kVA	1	104.280,75
14	Cabo 185 mm ² 15 kV 10 metros	10	3.000,00
15	Nobreak 6 kVA + baterias	1	30.050,55
16	Fusível 63 A 15 kV	6	3.690,00
17	Isolador 15 kV	24	2.400,00
18	Muflas 15 kV	9	3.150,00
19	Cabo 185 mm ² 15 kV	15	4.500,00
20	Mão de obra e acessórios complementares	–	300.000,00
Total			658.033,30

Fonte: Elaborado pelo autor.

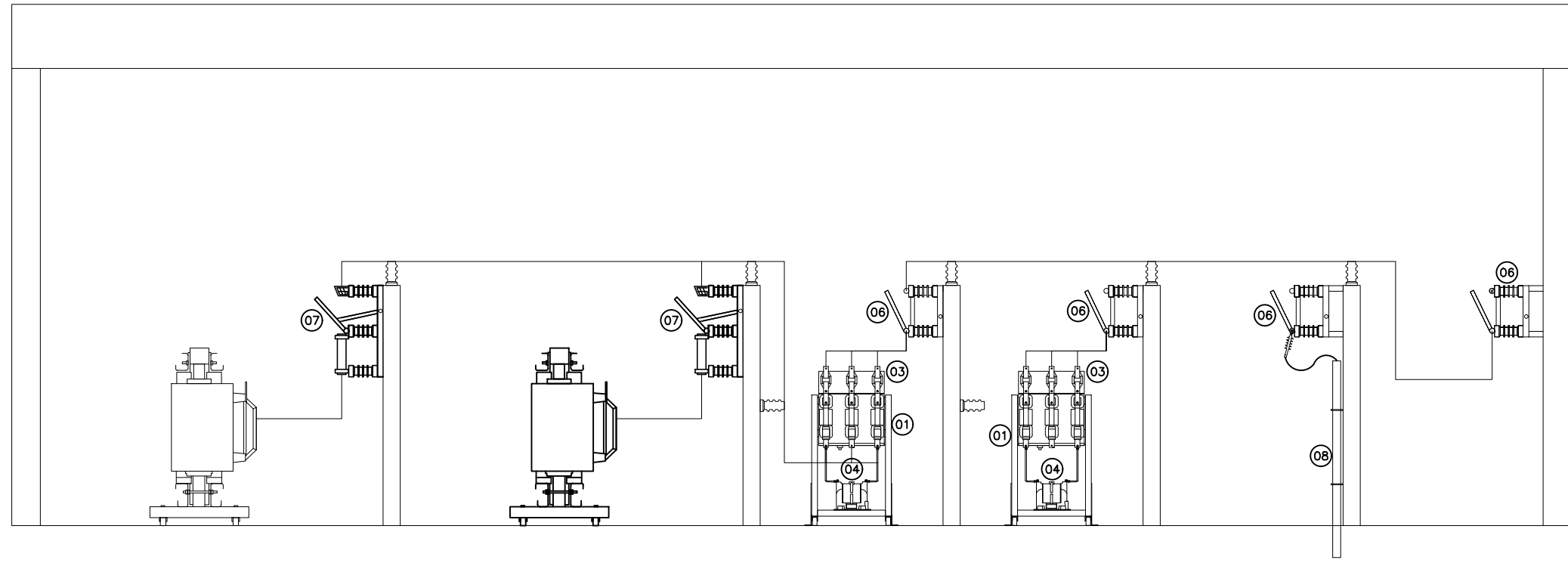
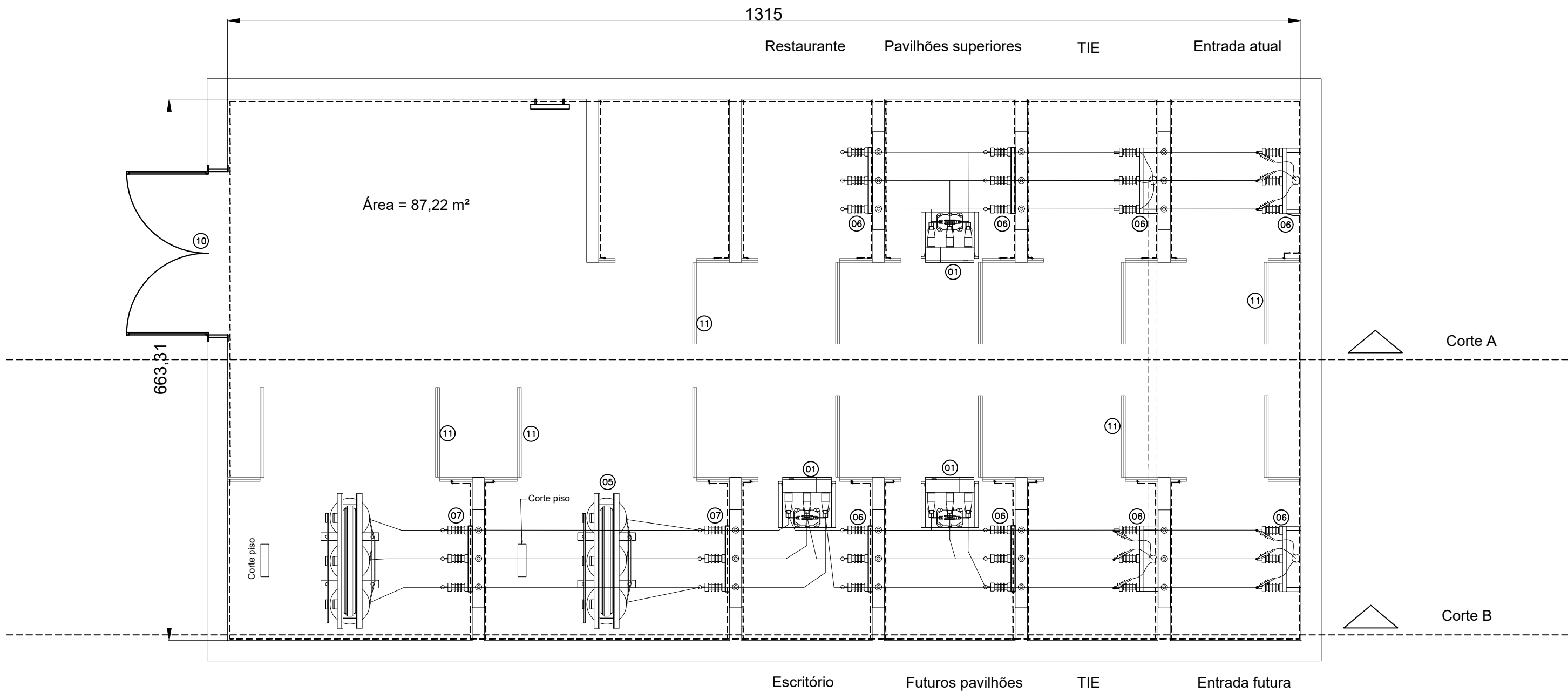
Tabela 19 – Lista de materiais da subestação GIS

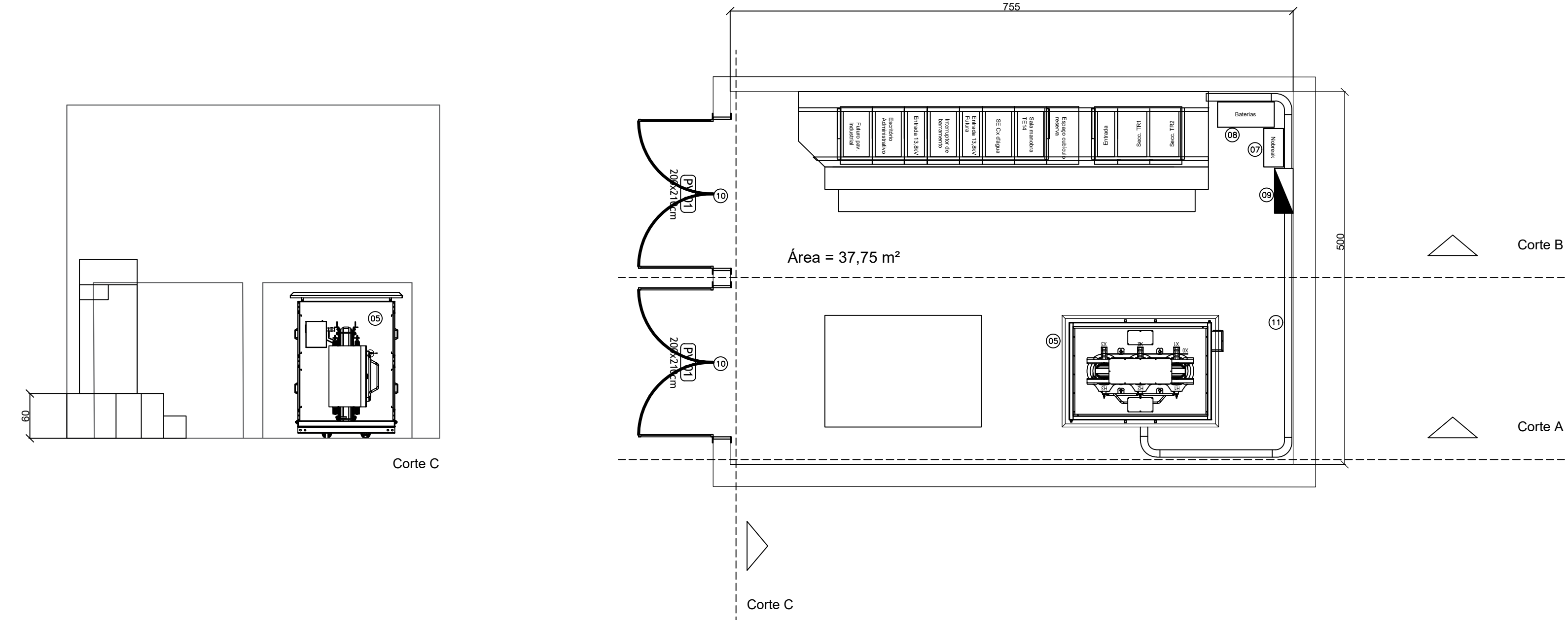
Nº	Identificação	Valor (R\$)
1	Cubículos Siemens 8DJH isolados a SF ₆ , configuração 7 + 3 colunas	599.000,00
2	Transformador IP23 13,8/0,38 kV 750 kVA	104.280,75
3	Nobreak 6 kVA + baterias	30.050,55
4	Chave de transferência do nobreak	2.800,00
5	Terminais desconectáveis e tubulações de fibra de vidro (GF)	32.858,43
6	Mão de obra para montagem e comissionamento	300.000,00
Total		1.068.989,73

Fonte: Elaborado pelo autor.

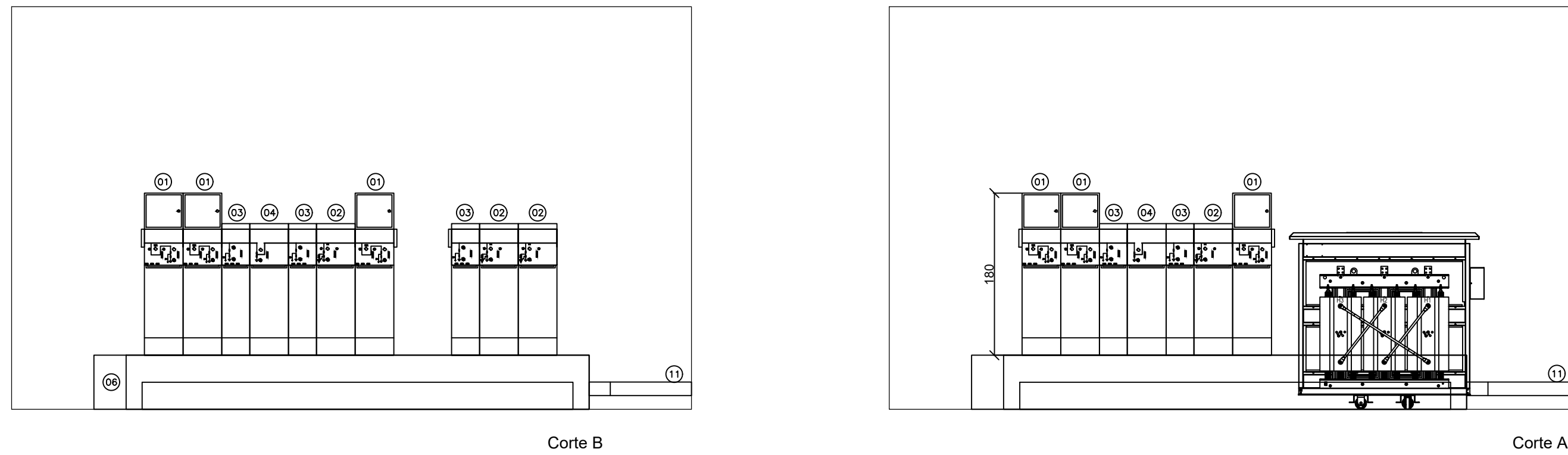


LEGENDA DE COMPONESTES DA SUBESTAÇÃO
01 - Disjuntor SIEMENS SION 630A 15kV
02 - Relé de proteção PEXTRON URPE 7104
03 - Transformador de corrente (TC)
04 - Transformador de potencial (TP)
05 - Transformador de potência 750 KVA 13.8/0.38kV
06 - Seccionadora abertura sob carga Dreyffus 630A
07 - Seccionadora abertura sem carga Dreyffus 630A c/ base fusível HH
08 - Eletroduto de Aço Carbono Galvanizado a Quente com Diâmetro de 110mm - 4" - Uso Aparente/ Aterrar Duto/Sinalizar com Placas
09 - Isolador de passagem Uso Interno CI 15kV;
10 - Porta em Estrutura Metálica com Veneziana Fixa chapéu Chinês;
11 - Tela de Fechamento/Proteção de 15x15mm - tela Tipo Otis;



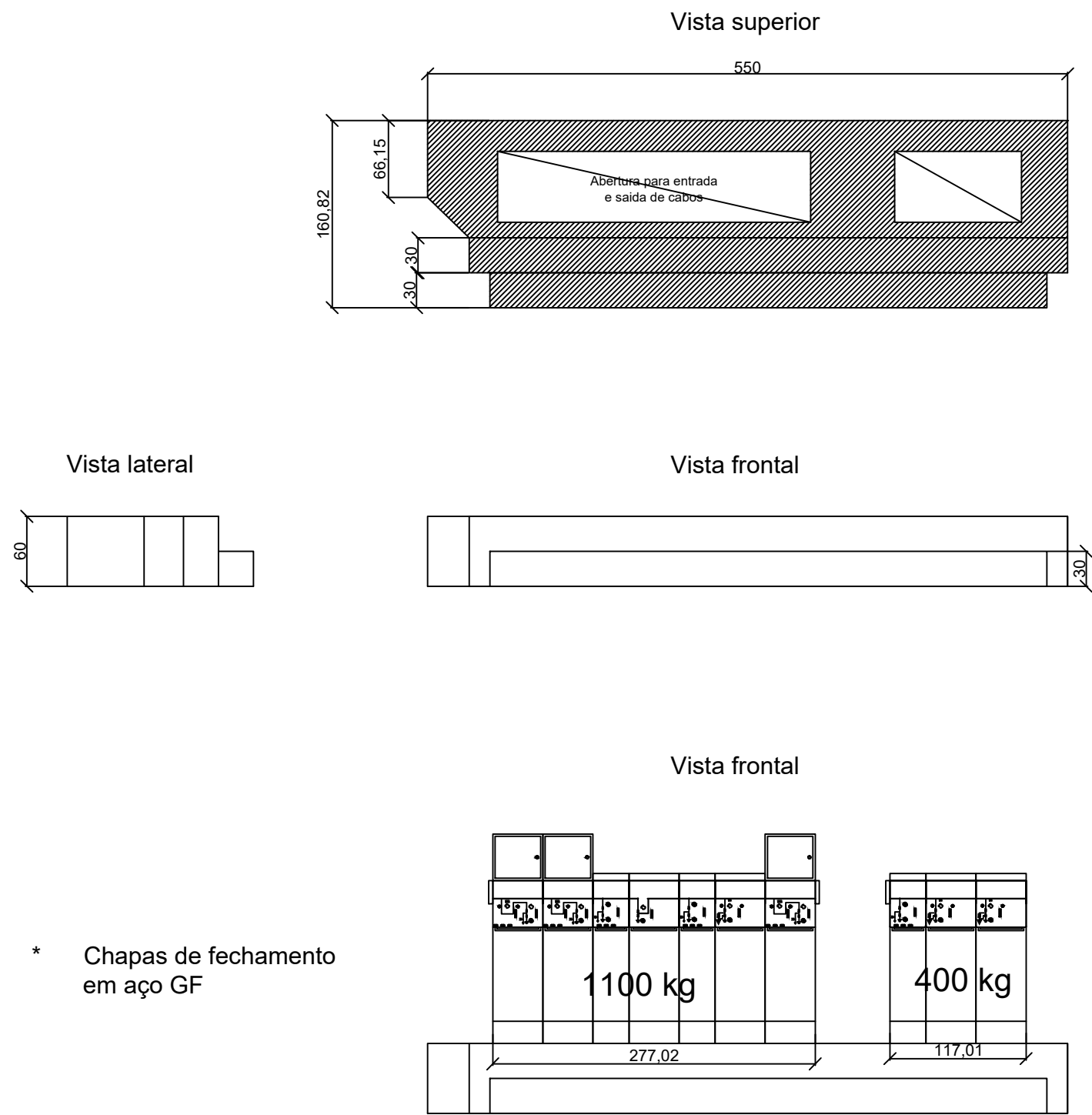


LEGENDA DE COMPONESTES DA SUBESTAÇÃO	
01 - Coluna de saída com disjuntor e relé de proteção Siemens	
02 - Coluna de saída com seccionadora fusível	
03 - Coluna de entrada	
04 - Coluna " TIE"	
05 - Transformador de potência 750 KVA 13.8/0.38kV	
06 - Estrutura metálica sustentação cubículos	
07 - Nobreak 6 kVA 220/220V senoidal dupla conversão	
08 - Banco de baterias	
09 - Quadro de comando nobreak + alarmes	
10 - Porta em Estrutura Metálica com Veneziana Fixa chapeu Chines;	
11 - Eletroduto em aço galvanizado a fogo 4"	



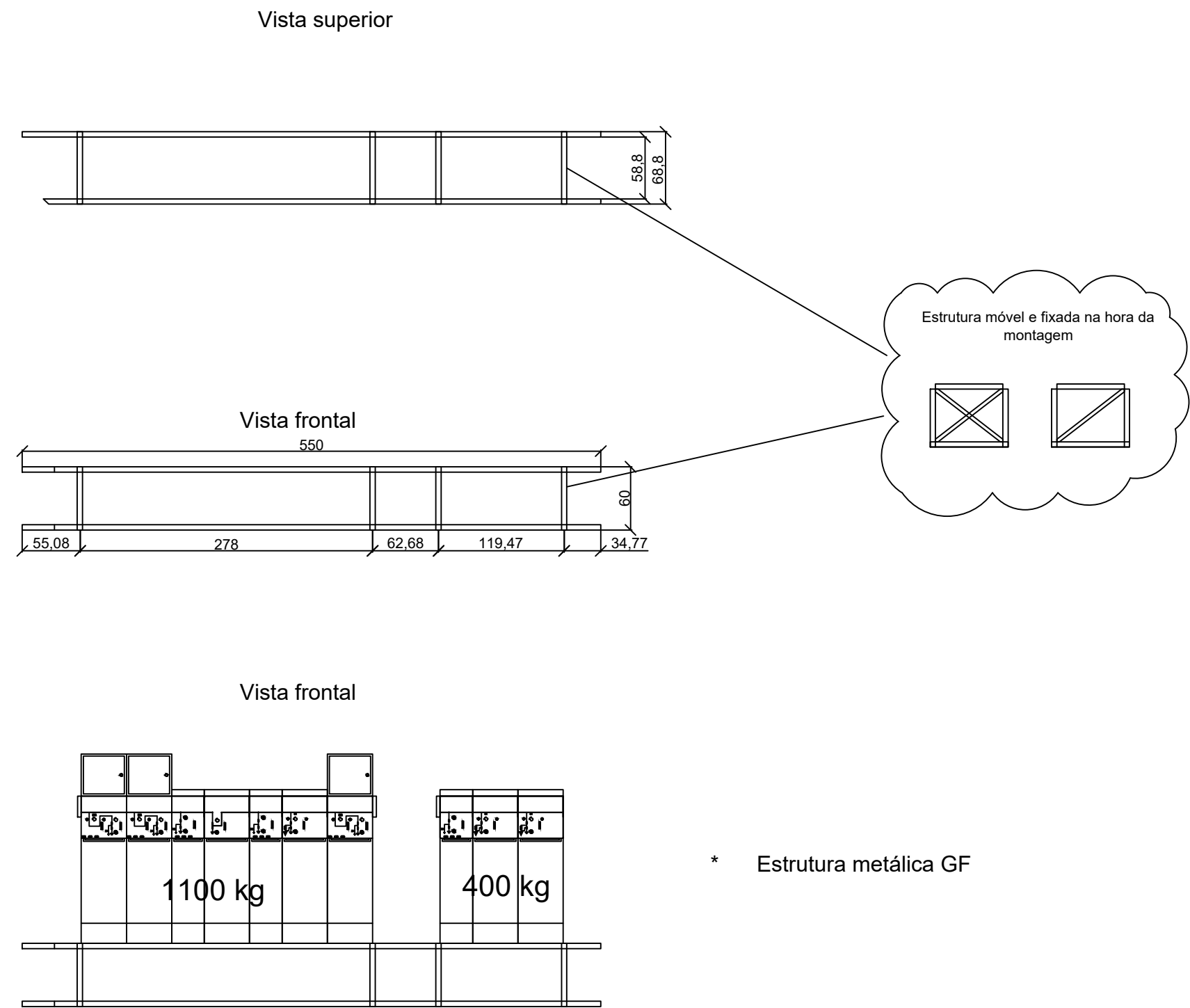
ESTRUTURA DE SUSTENTAÇÃO CUBÍCULOS

Fechamento



* Chapas de fechamento em aço GF

Estrutura interna



* Estrutura metálica GF

DIAGRAMA UNIFILAR
SEM ESCALA

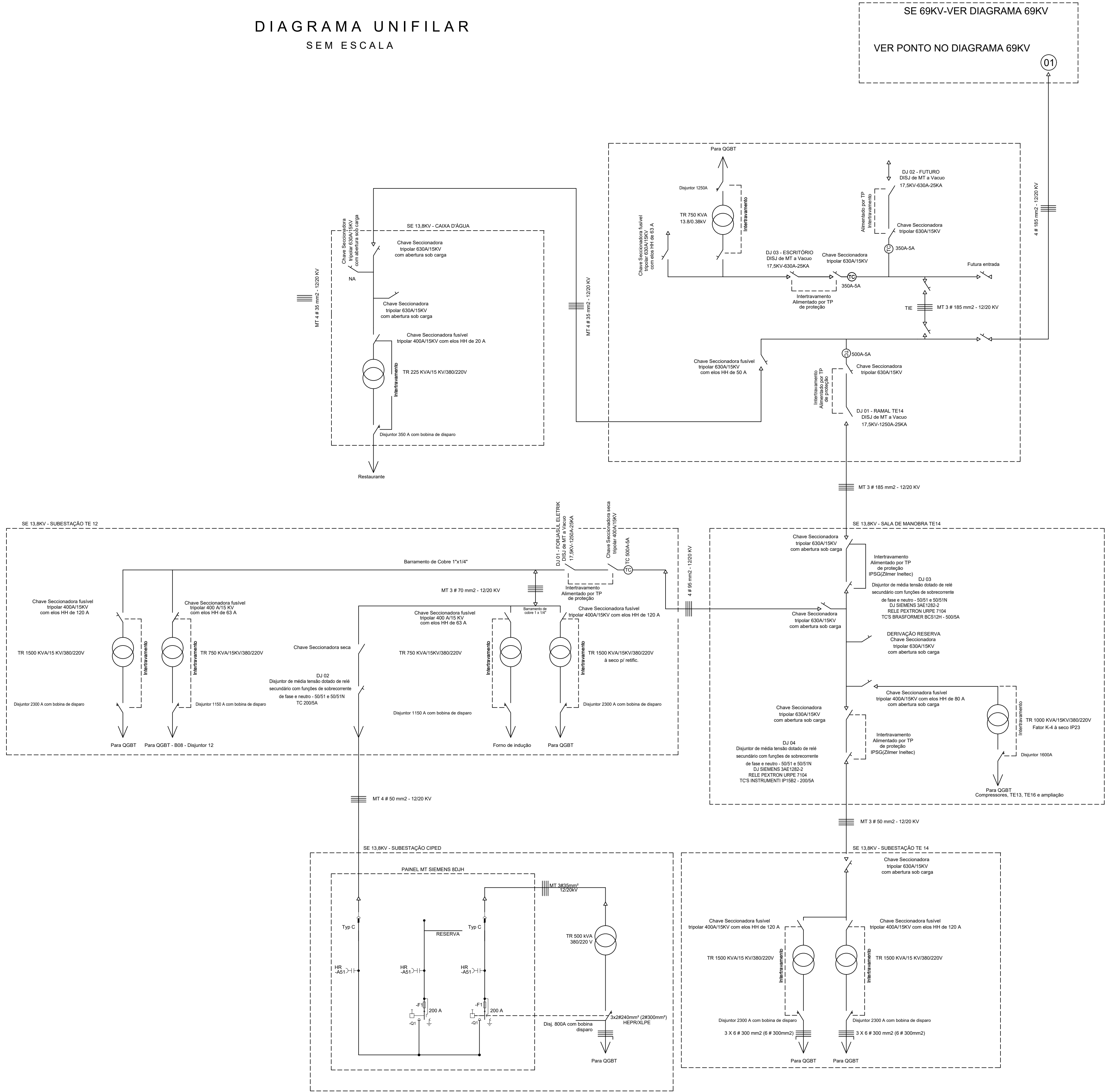


DIAGRAMA UNIFILAR
SEM ESCALA

