

---

**CENTRO UNIVERSITÁRIO UNIFACVEST<sup>1</sup>**  
**CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**LEVI JONATAN DUFFECK MORETTO**

**TCC:**  
**PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS INDUSTRIAIS: ESTUDO DE PROJETO DE PROTEÇÃO E**  
**MODELAGEM APLICADA A UMA SUBESTAÇÃO ABRIGADA EM 23.1 KV**

LAGES  
2020

---

<sup>1</sup> Os argumentos e estrutura do TCC estão nos passos metodológicos do livro de metodologia, p.44 a p.53: RODRIGUES, Renato. Gonçalves, José Correa. **Procedimento de metodologia científica**. 9.ed. Lages, SC. PAPERVEST. 2020. Disponível em Material Acadêmico UNIFACVEST, Biblioteca Física UNIFACVEST ou [prpe@unifacvest.edu.br](mailto:prpe@unifacvest.edu.br).

---

**LEVI JONATAN DUFFECK MORETTO**

**TCC:  
PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS INDUSTRIAIS: ESTUDO DE PROJETO DE PROTEÇÃO E  
MODELAGEM APLICADA A UMA SUBESTAÇÃO ABRIGADA EM 23.1 KV**

Relatório de TCC apresentado ao  
Centro Universitário UNIFACVEST,  
como parte dos requisitos para obtenção  
do título de Bacharel em Engenharia  
Elétrica.

Prof.(a) orientador (a):  
Franciéli Lima de Sá Biasiolo  
Prof.(a) co-orientador (a):  
Silvio Moraes de Oliveira  
Coordenador do Curso:  
Franciéli Lima de Sá Biasiolo.

---

LEVI JONATAN DUFFECK MORETTO

**TCC:**  
**PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS INDUSTRIAIS: ESTUDO DE PROJETO DE PROTEÇÃO E  
MODELAGEM APLICADA A UMA SUBESTAÇÃO ABRIGADA EM 23.1 KV**

Relatório de TCC apresentado ao  
Centro Universitário UNIFACVEST,  
como parte dos requisitos para obtenção  
do título de Bacharel em Engenharia  
Elétrica.

Prof.(a) orientador (a):  
Francieli Lima de Sá Biasiolo  
Prof.(a) co-orientador (a):  
Silvio Moraes de Oliveira  
Coordenador do Curso:  
Francieli Lima de Sá Biasiolo.

Lages, SC 07/07/2020 Nota 10,0  
(data de aprovação)

Francieli Lima de Sá Biasiolo  
(assinatura do orientador- assinatura-digital ou scanner)

Francieli Lima de Sá Biasiolo  
(coordenador do curso de graduação, nome e assinatura-digital ou scanner)

Monografia apresentada ao Centro Universitário Facvest – UNIFACVEST, como requisito necessário para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Levi Jonatan Duffeck Moretto  
NOME DO ALUNO

Proteção de sistemas Elétricos Industriais:

Estudo de Projeto de Proteção e Modelagem Aplicada  
TÍTULO DO TRABALHO a uma subestação Albergade em 23,1KV.

BANCA EXAMINADORA:

Dra. Eng. Eletricista Francieli Lima de Sá Biasiolo  
Titulação e nome do Orientador (a)

Msc. Eng. Silvio Moraes de Oliveira  
Titulação e nome do Co-orientador (a)

Msc. Eng. Leonardo Beringhoff  
Titulação e nome do Avaliador (a).

Francieli Lima de Sá Biasiolo  
Coordenador (a) Prof. (a). Titulação e nome da Coordenador (a).

Lages, 07 de julho de 2020.

*“Nossa maior fraqueza está em desistir.  
O caminho mais certo de vencer é tentar  
mais uma vez.”*

*(Thomas Edison)*

## AGRADECIMENTOS

A Deus pela vida e por iluminar meu caminho concedendo saúde e força.

À minha família por prestar todo apoio necessário para que pudesse chegar até esse grande momento.

Aos meus professores desde o ensino fundamental até o ensino médio por serem a base de tudo, tanto com seus ensinamentos quanto com seus conselhos que ajudaram a desenvolver-me como ser humano.

Aos professores do Curso de engenharia elétrica, em especial à Dra. Francieli Lima de Sá e ao Msc. Silvio Moraes de Oliveira, que além de se esforçarem para transmitir a todos um ensino de qualidade também exercendo a coordenação e liderança para alcançarmos nossos objetivos.

A todos meus amigos e colegas de graduação, em especial Thales Gomes do Carmo e Éverson André Mix pela parceria e ajuda nos momentos de superação.

Enfim, obrigado a todos que de certa forma acabaram contribuindo para que pudesse chegar até esse momento.

# **PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS INDUSTRIAIS**

## **ESTUDO DE PROJETO DE PROTEÇÃO E MODELAGEM APLICADA**

### **A UMA SUBESTAÇÃO ABRIGADA**

Levi Jonatan Duffeck Moretto<sup>1</sup>  
Prof<sup>a</sup>. Dra. Francieli Lima de Sá<sup>2</sup>

#### **RESUMO**

Atualmente os sistemas elétricos estão se tornando cada vez mais complexos, a todo momento surgem novos pontos de consumo de energia conectados à rede com a necessidade de suprir as suas altas demandas, e para isso contam com um sistema de fornecimento de energia capaz de reduzir o tempo de paradas e também garantir a integridade de seus equipamentos e instalações, dessa forma se faz indispensável o estudo de proteção e seletividade para assegurar que esses sistemas possam ter continuidade, qualidade e que os equipamentos que os compõe estejam seguros. Dentro deste contexto o presente trabalho tem como finalidade o estudo de projeto de uma subestação abrigada, abordando a sua modelagem, o dimensionamento da malha de aterramento e o estudo de proteção e seletividade utilizando como premissa o estudo de curto-circuito para a correta seletividade, onde os dispositivos de proteção devem atuar de forma imediata ou no menor espaço de tempo possível em caso de alguma anomalia que ofereça risco as instalações da planta em estudo, ou então acarretar perdas de produtividade. Ainda dentro desse estudo será englobado a coordenação da proteção de média tensão com as proteções instaladas na baixa tensão. O desenvolvimento da pesquisa em si se dará por algumas fases, inicialmente serão apresentados os conceitos sobre dispositivos de proteção e equipamentos elétricos, as principais falhas e como são feitas as suas proteções, após esse embasamento realiza-se o estudo do projeto de forma a garantir que os equipamentos estejam em conformidade com os espaçamentos mínimos, os valores e ajuste dos equipamentos de proteção fiquem coordenados e seletivos e a malha de aterramento forneça condições aceitáveis e reais onde podem aparecer gradientes de potencial elétrico ao longo da superfície.

Palavras chave: curto-circuito, proteção de sistemas elétricos, dispositivos de proteção, Sistemas elétricos de potência.

---

<sup>1</sup> Acadêmico do Curso de Engenharia Elétrica, 10º fase, do Centro Universitário UNIFACVEST.

<sup>2</sup> Professora Doutora Francieli Lima de Sá.

# **PROTECTION OF INDUSTRIAL ELECTRICAL SYSTEMS PROTECTION AND MODELING PROJECT STUDY APPLIED TO A SHELTERED SUBSTATION**

Levi Jonatan Duffeck Moretto<sup>1</sup>  
Prof<sup>ª</sup>. Dra. Francieli Lima de Sá<sup>2</sup>

## **ABSTRACT**

Currently, electrical systems are becoming more and more complex, new energy consumption points connected to the grid are constantly emerging, with the need to meet their high demands, and for that they have a power supply system capable of reducing energy consumption. downtime and also to guarantee the integrity of its equipment and installations, thus it is essential to study protection and selectivity to ensure that these systems can have continuity, quality and that the equipment that comprises them is safe. Within this context, the present work aims to study the design of a sheltered substation, addressing its modeling, the dimensioning of the grounding grid and the study of protection and selectivity using as a premise the study of short-circuit for correct selectivity, where the protection devices must act immediately or in the shortest possible time in the event of any anomaly that may pose a risk to the facilities of the plant under study, or cause losses in productivity. This study will also include the coordination of medium voltage protection with the protections installed in low voltage. The development of the research itself will take place in some phases, initially the concepts of protection devices and electrical equipment will be presented, the main failures and how their protections are made, after this foundation the study of the project is carried out in order to that the equipment is in conformity with the minimum spacing, the values and adjustment of the protective equipment are coordinated and selective and the grounding grid provides acceptable and real conditions where gradients of electrical potential may appear along the surface.

Keywords: short circuit, protection of electrical systems, protection devices, electrical power systems.

---

<sup>1</sup> Acadêmico do Curso de Engenharia Elétrica, 10<sup>º</sup> fase, do Centro Universitário UNIFACVEST.

<sup>2</sup> Professora Doutora Francieli Lima de Sá.



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1- Sistema De Sequência Positiva.....	29
Figura 2.2- Sistema de Sequência Negativa .....	29
Figura 2.3- Sistema de Sequência Zero .....	30
Figura 2.4- Os três Sistemas de Sequência.....	30
Figura 2.5- Resultante de cada fase da soma das componentes de cada fase vetorialmente....	30
Figura 2.6- As três Resultantes colocadas em uma mesma origem .....	31
Figura 2.7- Exemplos de Arquiteturas de Redes .....	33
Figura 2.8- Estrutura básica de um sistema de proteção .....	35
Figura 2.9- Divisão de um sistema elétrico de potência em zonas Primárias de proteção.....	36
Figura 2.10- Esquema Básico de Seletividade Lógica .....	40
Figura 2.11- Coordenograma entre o religador e o elo fusível.....	41
Figura 2.12- Sistema de Distribuição Multi-Atterrado.....	42
Figura 2.13- Curto-circuito trifásico.....	43
Figura 2.14- Circuito equivalente no curto-circuito trifásico .....	43
Figura 2.15- Curto-circuito Bifásico .....	44
Figura 2.16- Modelos em Paralelo no curto-circuito Bifásico .....	44
Figura 2.17- Curto-circuito bifásico terra.....	45
Figura 2.18- Modelos em Série no curto-circuito fase-terra .....	45
Figura 2.19- Modelos em Série no Curto-circuito fase-terra mínimo .....	46
Figura 2.20- Corrente Assimétrica .....	47
Figura 2.21- Sistema IT .....	49
Figura 2.22- Sistema TT.....	50
Figura 2.23- Sistema tipo TN-C .....	50
Figura 2.24- Esquema TN-S.....	50
Figura 2.25- Esquema TN-C-S.....	51
Figura 2.26- Tensão de Contato e Tensão de Passo .....	52
Figura 3.1- Chave Fusível De Isolador De Corpo Único .....	53
Figura 3.2- Curvas Tempo x Corrente – Elos Fusíveis Tipo H.....	55
Figura 3.3- Curva Tempo X Corrente Para Elos Fusíveis Tipo K .....	56
Figura 3.4- Característica tempo × corrente dos elos fusíveis T .....	57
Figura 3.5- Característica de corrente de corte de um fusível típico.....	62
Figura 3.6- Gráfico de tempo × corrente dos fusíveis HH .....	63

Figura 3.7- Para-Raios De Corpo Polimérico.....	65
Figura 3.8- Saturação Dos Transformadores De Corrente .....	71
Figura 3.9- Curva de Magnetização de um Transformador De Corrente.....	72
Figura 3.10- Exemplos De Ligações Dos TPs.....	78
Figura 3.11- relé de sobrecorrente URPE 7104 Pextron .....	87
Figura 3.12- Curva de operação geral de relé digital .....	88
Figura 3.13- Curvas Características IEC para $T_{ms} = 1$ .....	90
Figura 4.1- Princípio de proteção diferencial de transformadores. ....	96
Figura 4.2- Gerador acoplado com outras fontes .....	104
Figura 4.3- Referências de parametrização de proteção de geradores .....	107
Figura 4.4- Esquema unifilar do relé diferencial parcial .....	117
Figura 4.5- Proteção Diferencial de Barramento Simples.....	118
Figura 4.6- Falha do Disjuntor .....	119
Figura 4.7- Referências de Parametrização .....	122
Figura 5.1- DADOS DA CONCESSIONARIA PARA AJUSTES DO RELÉ.....	124
Figura 5.2- Planta de Situação .....	126
Figura 5.3- Planta Baixa da Subestação .....	127
Figura 5.4- Vista Frontal dos postos de medição, proteção e transformação.....	127
Figura 5.5- Vista Frontal dos Cubículos e Gradis .....	127
Figura 5.6- Vista do cubículo de proteção.....	128
Figura 5.7- Vista do cubículo de transformação 1 .....	129
Figura 5.8- Vista do cubículo de medição Celesc .....	130
Figura 5.9- Vista 3D da Subestação .....	130
Figura 5.10- Estudo de Curto-Circuito com o Software ETAP.....	134
Figura 5.11- Coordenograma de Fase com Elo Fusível 65K .....	146
Figura 5.12- Coordenograma de Neutro.....	147
Figura 5.13- Diagrama de Blocos do URPE 7104 .....	148
Figura 5.14- Diagrama Unifilar Simplificado .....	149
Figura 5.15- Esquema de Ligação do Relé Secundário.....	150
Figura 5.16- Coordenograma DJ M01 .....	152
Figura 5.17- Coordenograma DJ M01 .....	153
Figura 5.18- Coordenograma Disjuntor M03 .....	154
Figura 5.19- Coordenograma Disjuntor M04.....	155
Figura 5.20- Coordenograma Disjuntor M05 .....	156

Figura 5.21- Coordenograma Disjuntor M06.....	157
Figura 5.22- Configuração de Wenner no Solo de Duas Camadas .....	158
Figura 5.23- Curva $\rho(a)$ x $a$ dos dados de Campo .....	160
Figura 5.24- Curvas $\rho(a)$ x $a$ para Solos de Duas Camadas .....	160
Figura 5.25- Curva $M(a = h)$ versus $K$ .....	161
Figura 5.26- Representação da estratificação do solo em duas camadas .....	162
Figura 5.27- Curva de Resistividade Aparente.....	163
Figura 5.28- Curto-circuito fase-terra nos secundários dos transformadores.....	164
Figura 5.29- Dados Inseridos e Método Escolhido .....	169
Figura 5.30- Representação do Solo Estratificado no Software ETAP.....	169
Figura 5.31- Resultados de Tensão de Toque e de Passo.....	170
Figura 5.32- Representação em 3D da Malha de Aterramento .....	171

## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1- Características Técnicas – NBR 8124 .....	54
Tabela 3.2- Características Técnicas – Chave HY .....	54
Tabela 3.3- Escolha De Elos Fusíveis K E H.....	57
Tabela 3.4- Coordenação Entre Elos Fusíveis K.....	59
Tabela 3.5- Coordenação para elos fusíveis K e H.....	59
Tabela 3.6- Chave tripolar de abertura em carga ou interruptor seccionador. ....	61
Tabela 3.7- Dimensionamento dos fusíveis de média tensão de alta capacidade de ruptura tipo HH .....	64
Tabela 3.8- Classes De Descarga De Linhas De Transmissão Para Indicação Dos Para-Raios (NBR5424:2011) .....	67
Tabela 3.9- Sinais para representação de correntes nominais e relações nominais.....	69
Tabela 3.10- Relações Nominiais Simples .....	69
Tabela 3.11- Cargas nominais para TCs a 60 Hz e 5 A.....	70
Tabela 3.12- Cargas dos principais aparelhos para TCs.....	70
Tabela 3.13- Tensões secundárias dos TCs.....	73
Tabela 3.14- Níveis de isolamento para $U_{max} \leq 242$ kV .....	74
Tabela 3.15- Características elétricas dos TPs .....	79
Tabela 3.16- Cargas das Bobinas de Aparelhos de Medição e Proteção.....	80
Tabela 3.17- Nível de isolamento e tensões suportáveis .....	80
Tabela 3.18- Potência térmica dos TPs .....	81
Tabela 3.19- Dimensionamento dos Transformadores de Potencial .....	82
Tabela 4.1- Ponto Ansi .....	95
Tabela 5.1- carga instalada .....	125
Tabela 5.2- Demanda prevista da Instalação .....	125
Tabela 5.3- Correntes das cargas instaladas .....	151
Tabela 5.4- Medições de Resistência de Solo em Campo.....	159
Tabela 5.5- Desvios em relação à média .....	159
Tabela 5.6- Cálculos das resistividades.....	159

## LISTA DE QUADROS

Quadro 3.1- Definição das características padrão do relé .....	89
Quadro 4.1- Referências de parametrização de proteção de transformadores .....	101
Quadro 4.2 – Referências para ajustes de proteção de motores .....	114
Quadro 5.1- Dados dos Transformadores.....	132
Quadro 5.2- Dados para definição da carga dos TC's .....	138
Quadro 5.3- Especificação dos TC's .....	139
Quadro 5.4- Total de cargas dos TP's .....	140
Quadro 5.5- Especificação dos TP's.....	140
Quadro 5.6- Características do Disjuntor de média tensão .....	141
Quadro 5.7- Resumo dos Ajustes das Proteções .....	145

## LISTA DE ABREVIATURA E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira De Normas Técnicas
ANSI	American National Standards Institute
BIM	Building Information Modeling
CELESC	Centrais Elétricas De Santa Catarina
ETC	Et Cetera
FCAF	Erro Do Ângulo De Fase
FCR	Fator De Correção De Relação Relativo
GPS	Global Positioning System
GVO	Grande Volume De Óleo
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
IEEE	Instituto De Engenheiros Eletricistas E Eletrônicos
IP	Avaliação De Proteção Internacional
NBI	Nível Básico De Isolamento
NBR	Normas Brasileira Regulamentadora
NEMA	National Electrical Manufacturers Association
PVO	Pequeno Volume De Óleo
RTC	Relação Nominal
RTD	Resistance Temperature Detector
TC	Transformador De Corrente
TCC	Time Current Curves
TP	Transformador De Potencial

## LISTA DE SÍMBOLOS

%	Porcentagem
/	Divisão
∠	Ângulo na Forma Polar
°	Graus
°C	Graus Celsius
A	Ampère
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
cm <sup>2</sup>	Centímetros quadrados
Cos	Cosseno
F	Frequência
Fs	Fator de Sobrecorrente
H1	Polo do Primário do Transformador de Potencial
H2	Polo do Primário do Transformador de Potencial
HP	Horse-power
Hz	Hertz
I	Corrente
Icc	Corrente de Curto-Circuito
j	Imaginário
kA	Quilo-Ampère
kg	Quilograma
kV	Quilovolts
L	Comprimento
ms	Milissegundos
MVA	Mega volts-Ampère
P	Potência
P1	Polo do Primário do Transformador de Corrente
P2	Polo do Primário do Transformador de Corrente
R	Resistência
S	Potência Aparente
s	Segundos
S1	Polo do Secundário do Transformador de Corrente

S2	Polo do Secundário do Transformador de Corrente
sen	Seno
SF <sub>6</sub>	Hexafluoreto de Enxofre
V	Volts
VA	Volts-Ampère
X	Reatância
X1	Polo do Secundário do Transformador de Potencial
X2	Polo do Secundário do Transformador de Potencial
Z	Impedância
ZN	Impedância de Neutro
$\gamma$	Gama
$\pi$	Pi
$\omega$	Ômega (Frequência Angular)
$\Omega$	Ohms



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>23</b>
1.1	OBJETIVOS .....	24
1.1.1	Objetivo Geral .....	24
1.1.2	Objetivos Específicos .....	24
1.2	JUSTIFICATIVA.....	24
1.3	METODOLOGIA .....	25
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO .....	25
<b>2</b>	<b>FILOSOFIA DE PROTEÇÃO.....</b>	<b>27</b>
2.1	CONCEITOS BÁSICOS .....	27
2.1.1	Valor por unidade .....	27
2.1.2	Componentes Simétricas .....	28
2.1.2.1	Sistema de Sequência Positiva .....	29
2.1.2.2	Sistema de Sequência Negativa.....	29
2.1.2.3	Sistema de Sequência Zero.....	29
2.2	ARQUITETURA DE REDES .....	32
2.3	ESTRUTURA DE UM SISTEMA DE PROTEÇÃO .....	34
2.4	REQUISITOS BÁSICOS DE UM SISTEMA DE PROTEÇÃO.....	35
2.5	ZONAS DE ATUAÇÃO .....	36
2.6	TIPOS DE PROTEÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS .....	36
2.6.1	Proteção de Sobrecorrentes .....	36
2.6.1.1	Sobrecargas .....	37
2.6.1.2	Curto-Circuitos .....	37
2.6.2	Proteção de Sobretensões .....	37
2.6.3	Proteção de subtensões .....	37
2.6.4	Proteção de frequência .....	38
2.6.5	Proteção de sobre-excitação .....	38
2.7	SELETIVIDADE.....	38
2.7.1	Seletividade Amperimétrica .....	39
2.7.2	Seletividade Cronológica .....	39
2.7.3	Seletividade Lógica .....	39
2.8	COORDENOGAMA .....	40

2.9	CURTO-CIRCUITO NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA .....	42
2.9.1	Curto-circuito trifásico no sistema radial .....	42
2.9.2	Curto-circuito bifásico no sistema radial.....	43
2.9.3	Curto-circuito bifásico entre condutores de fase e terra no sistema radial.....	44
2.9.4	Curto-circuito fase-terra no sistema radial .....	45
2.9.5	Curto-circuito fase-terra mínimo no sistema radial.....	46
2.9.6	Correntes Assimétricas.....	47
2.10	ATERRAMENTO .....	47
2.10.1	Esquemas de Aterramento.....	48
2.10.2	Malha de Terra .....	51
2.10.3	Projeto do Sistema de Aterramento.....	52
<b>3</b>	<b>DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E MANOBRA.....</b>	<b>53</b>
3.1	CHAVE FUSÍVEL INDICADORA UNIPOLAR.....	53
3.1.1	Elo- fusível .....	55
3.1.2	Critérios de Escolha do Elo Fusível .....	57
3.2	CHAVES SECCIONADORAS .....	60
3.3	FUSÍVEIS LIMITADORES PRIMÁRIOS .....	61
3.4	ESCOLHA DOS FUSÍVEIS LIMITADORES PARA PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES .....	63
3.5	PARA-RAIOS A RESISTOR NÃO LINEAR .....	64
3.5.1	Classificação dos para-raios .....	65
3.5.2	Seleção do Para-Raios .....	66
3.6	TRANSFORMADOR DE CORRENTE (TC) .....	67
3.6.1	Tipos de Transformadores de Corrente .....	68
3.6.2	Características Elétricas .....	68
3.6.2.1	Correntes nominais primárias.....	69
3.6.2.2	Cargas Nominais .....	69
3.6.2.3	Fator de Sobrecorrente .....	71
3.6.2.4	Corrente de Magnetização.....	72
3.6.2.5	Tensão secundária .....	72
3.6.2.6	Fator térmico nominal .....	73
3.6.2.7	Corrente dinâmica nominal .....	73
3.6.2.8	Corrente térmica nominal.....	73
3.6.2.9	Polaridade.....	73

3.6.2.10	Fator térmico de curto-circuito.....	74
3.6.2.11	Frequência Nominal .....	74
3.6.2.12	Tensão Máxima e Níveis de Isolamento .....	74
3.6.2.13	Erros dos Transformadores de Corrente.....	75
3.6.2.14	Classes de exatidão.....	76
3.6.3	Classificação Dos Transformadores De Corrente .....	76
3.6.4	Dados para Especificação de um TC do Tipo Convencional.....	76
3.7	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (TP) .....	77
3.7.1	Critérios para Aplicações dos Transformadores de Potencial.....	81
3.7.1.1	TPs para Serviços de Medição de Faturamento .....	81
3.7.1.2	TPs para Serviços de Proteção .....	82
3.8	DISJUNTORES .....	82
3.8.1	Disjuntores a óleo .....	83
3.8.2	Disjuntores a Sopro Magnético .....	83
3.8.3	Disjuntores a Ar Comprimido .....	84
3.8.4	Disjuntores a Vácuo .....	84
3.8.5	Disjuntores a Gás <b>SF6</b> .....	84
3.8.6	Características Elétricas e Mecânicas dos Disjuntores.....	85
3.8.7	Acionamento dos Disjuntores .....	86
3.9	RELÉS DE PROTEÇÃO.....	86
3.9.1	Relés de Sobrecorrente.....	87
3.9.1.1	Curvas de Operação dos Relés de Sobrecorrente.....	88
3.9.1.2	Unidade Temporizada .....	88
3.9.1.3	Unidade de Tempo Definido .....	90
3.9.1.4	Unidade Instantânea .....	90
3.9.1.5	Aplicação do Relé de Sobrecorrente .....	90
3.9.2	Relé Direcional de Sobrecorrente.....	91
3.9.3	Relé Direcional de Potência .....	91
3.9.4	Relé Diferencial.....	92
3.9.5	Relé de Subtensão .....	92
3.9.6	Relé de sobretensão .....	92
3.9.7	Relé de Bloqueio .....	92
3.9.8	Relé de Distância.....	93
3.9.9	Relé de Frequência .....	93

<b>4</b>	<b>PROTEÇÃO DE EQUIPAMENTOS DO SISTEMA ELÉTRICO INDUSTRIAL.....</b>	<b>94</b>
4.1	PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES .....	94
4.1.1	Proteção por Fusível.....	96
4.1.2	Proteção diferencial.....	96
4.1.3	Proteção de sobrecorrente .....	97
4.1.3.1	Unidade Temporizada de Fase .....	97
4.1.3.2	Unidade Instantânea de Fase .....	98
4.1.3.3	Unidade Temporizada de Neutro .....	99
4.1.3.4	Unidade Instantânea de Neutro .....	99
4.1.4	Proteção de Sobretensão.....	100
4.1.5	Proteção por imagem térmica.....	100
4.1.6	Referências de Parametrização.....	101
4.2	PROTEÇÃO DE GERADORES .....	102
4.2.1	Proteção contra Sobrecarga .....	103
4.2.2	Proteção de Desbalanço.....	103
4.2.3	Proteção contra Curto-circuito externo fase-fase (na rede).....	103
4.2.4	Proteção contra Curto-circuito interno fase-fase (no estator) .....	104
4.2.5	Proteção contra Falha na carcaça do estator.....	104
4.2.6	Proteção contra Falha na carcaça do rotor.....	105
4.2.7	Proteção contra Perda de excitação .....	105
4.2.8	Proteção contra Perda de sincronismo.....	105
4.2.9	Proteção contra Operação como motor .....	106
4.2.10	Proteção contra Variação de tensão e de frequência .....	106
4.2.11	Proteção contra Energização acidental.....	106
4.2.12	Gestão da energia .....	106
4.2.13	Referências de Parametrização.....	107
4.3	PROTEÇÃO DE MOTORES .....	109
4.3.1	Proteção contra Sobrecarga .....	110
4.3.2	Proteção contra Curto-circuito Fase-fase .....	110
4.3.3	Proteção contra Sobreaquecimento .....	111
4.3.4	Proteção por Perda de Carga .....	111
4.3.5	Proteção de Partidas por hora.....	111
4.3.6	Proteção contra Partida Longa e Rotor Bloqueado .....	111

4.3.7	Proteção contra Realimentação e Perda de Alimentação .....	112
4.3.8	Proteção Contra Descargas Atmosféricas .....	112
4.3.9	Proteção contra Variação de velocidade .....	112
4.3.10	Proteção contra Desequilíbrio de Corrente .....	112
4.3.11	Proteção contra Sub e Sobretensão .....	112
4.3.12	Proteção Contra Fuga de Corrente à Terra.....	113
4.3.13	Proteção de Aquecimentos nos Mancais.....	113
4.3.14	Proteção de Perda de Excitação.....	113
4.3.15	Proteção de Perda de Sincronismo .....	113
4.3.16	Referências de parametrização .....	113
4.4	PROTEÇÃO DE BARRAMENTOS .....	116
4.4.1	Proteção de Sobrecorrente.....	116
4.4.2	Proteção diferencial de barramentos .....	117
4.4.3	Função de alívio .....	118
4.4.4	Falha de disjuntor .....	118
4.4.5	Proteção contra Arco .....	119
4.5	PROTEÇÃO DE CAPACITORES.....	119
4.5.1	Proteção Contra Sub e Sobretensões.....	120
4.5.2	Proteção Contra Sobrecorrentes .....	121
4.5.3	Proteção Contracorrentes Transitórias De Energização .....	121
4.5.4	Referências de Parametrizações .....	122
<b>5</b>	<b>ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>124</b>
5.1	LEVANTAMENTO DE DADOS PARA O PROJETO.....	124
5.1.1	Dados da Concessionária.....	124
5.1.2	Carga Instalada e Demanda.....	125
5.1.3	Planta de Situação .....	126
5.2	MODELAGEM DA SUBESTAÇÃO ABRIGADA .....	126
5.3	PROJETO DE PROTEÇÃO E SELETIVIDADE .....	131
5.3.1	Dados Gerais .....	131
5.3.2	Dados Fornecidos pela Concessionária.....	131
5.3.3	Dados da Instalação.....	132
5.3.4	Memorial de Cálculo .....	133
5.3.4.1	Impedância Equivalente do Sistema da Concessionária .....	133

5.3.4.2	Impedância dos Transformadores .....	133
5.3.4.3	Estudo de Curto-circuito .....	133
5.3.4.4	Corrente Nominal Máxima (Trifásica) – ( <b>INOM</b> ) .....	134
5.3.4.5	Corrente Demandada (Trifásica) - (IDEM).....	135
5.3.4.6	Corrente de Magnetização - (IMAG) .....	135
5.3.4.7	Calculando a Corrente de Ponto ANSI.....	136
5.3.4.8	Calculando a Corrente de Ponto NANSI.....	136
5.3.4.9	Escolhendo o Ponto ANSI - (IANSI).....	136
5.3.5	Cálculo dos TC's de Proteção .....	137
5.3.6	Dimensionamento dos TP's de Proteção.....	139
5.3.7	Dimensionamento dos TC's e TP's de medição da Concessionária .....	140
5.3.8	Especificação do Disjuntor de média tensão .....	140
5.3.9	Dimensionamento da chave e elo fusível .....	141
5.3.10	Seleção do Pára-raios .....	141
5.3.11	Dimensionamento do barramento de média tensão da subestação.....	142
5.3.12	Dimensionamento do ramal de ligação subterrâneo em média tensão.....	142
5.3.13	Dimensionamento do Eletroduto junto ao poste .....	142
5.3.14	Ajustes das Funções de Sobrecorrente e Instantâneo.....	142
5.3.15	Ajuste das Funções de ANSI 27, 47, 59 E 60 .....	144
5.3.16	Resumo dos Ajustes das Proteções para ajuste dos Relés.....	145
5.3.17	Coordenograma (gráfico " tempo x corrente") – Fase .....	146
5.3.18	Coordenograma (gráfico "tempo x corrente") – Neutro.....	147
5.3.19	Diagrama de Blocos PEXTRON URPE 7104.....	148
5.3.20	Conclusões e Observações .....	148
5.3.21	Diagrama Unifilar da Instalação.....	149
5.3.22	Projeto Elétrico de Ligação dos Equipamentos.....	150
5.3.23	Parametrização dos disjuntores do centro de distribuição de força de baixa tensão	151
5.3.23.1	Coordenograma disjuntor BT01 M01 .....	152
5.3.23.2	Coordenograma disjuntor BT02 M02 .....	153
5.3.23.3	Coordenograma disjuntor BT03 M03 .....	154
5.3.23.4	Coordenograma disjuntor BT04 M04 .....	155
5.3.23.5	Coordenograma disjuntor BT05 M05 .....	156
5.3.23.6	Coordenograma disjuntor BT06 M06 .....	157
5.4	PROJETO DA MALHA DE ATERRAMENTO .....	158

5.4.1	Estratificação do solo .....	158
5.4.2	Determinação da $\rho_a$ , vista pela Malha.....	162
5.4.3	Dimensionamento do Condutor da Malha.....	164
5.4.4	Dimensionamento do cabo de ligação do BEP na Malha .....	165
5.4.5	Projeto Inicial para o espaçamento.....	165
5.4.6	Cálculo da Resistência da Malha.....	166
5.4.7	Cálculo das tensões permissíveis .....	166
5.4.7.1	Tensão de toque para correntes de curta duração .....	166
5.4.7.2	Tensão de toque para correntes de longa duração .....	167
5.4.7.3	Tensão de passo máxima .....	168
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>172</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>173</b>
	<b>APÊNDICES .....</b>	<b>177</b>
	<b>ANEXO A – TABELA FUNÇÕES ANSI.....</b>	<b>183</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Ao longo da história, o homem foi descobrindo e possuindo o controle de várias fontes de energia para suprir suas necessidades, desde a descoberta do fogo nos primórdios da humanidade até a descoberta da energia elétrica, essa última por sua vez sendo descoberta por Tales de Mileto ao esfregar um âmbar e um pedaço de pele de carneiro. Do âmbar (gr. *élektron*) surgiu o nome eletricidade, a partir daí começou uma crescente nas pesquisas desse fenômeno ao longo dos anos, nessa trajetória podemos destacar vários pesquisadores, entre eles Oersted, Maxwell, Faraday e Hertz.

Segundo Mardegan (2010) no século XIX começa a acontecer uma revolução nesse campo que mudaria por completamente a história e vida da humanidade, em 1879, Thomas Alva Edison aperfeiçoou a lâmpada e inventou geradores, comutadores, soquetes e fusíveis, tudo em corrente contínua, em 1882, foi energizada a primeira usina geradora em CC em Nova York, e em 1886, George Westinghouse e Nicola Tesla inventam a corrente alternada.

De acordo com Mardegan (2010), no início os sistemas não eram aterrados o que acarretava queima de equipamentos, pois as sobretensões transitórias atingiam valores de 5 a 8 vezes maiores que a tensão nominal. Na década de 1950, com o aumento da potência das cargas, a transmissão da energia elétrica teve de ser feita em tensões mais altas, e rebaixadas nos pontos de consumo através de transformadores rebaixadores que tiveram seus tamanhos aumentados devido ao aumento da demanda. Com essa elevação na potência dos transformadores e as tensões nos seus secundários, começaram a surgir faltas por arco em baixa tensão, foi aí que começou a se dar a devida importância em se implementar a proteção e seletividade para quando na ocorrência de um curto-circuito se desligue o dispositivo de proteção na montante à falta.

Ainda de acordo com Mardegan (2010), a partir de 1960 os estudos sobre as faltas ocasionadas pelo arco elétrico começam a se intensificar, e em 1978, o NEC incluiu a seção 230-95, que falava da falta através do arco em baixas tensões, e destacava a importância de se aterrar os sistemas com mais de 1000 ampères e com tensão entre fase e terra superior a 150 V.

Nos dias atuais os sistemas elétricos estão se tornando cada vez mais complexos, devido ao crescimento econômico dos países surgem constantemente novas unidades de geração e linhas de transmissão, ainda são desenvolvidos novos equipamentos elétricos com variados tipos de funcionamento, além disso está os sistemas de geração distribuída conectados à rede crescem a cada dia, assim se faz indispensável o estudo de proteção e seletividade para garantir que esses sistemas possam ter continuidade, qualidade e que os equipamentos que os compõem estejam seguros. Contudo a avanço tecnológico também trouxe benefícios para o setor de



proteção, uma vez que os dispositivos de proteção foram se modernizando tornou-se possível também uma melhor otimização dos sistemas de proteção através de dispositivos inteligentes, estimulando as empresas a implantarem melhorias em seus sistemas.

## **1.1 Objetivos**

### **1.1.1 Objetivo Geral**

A finalidade deste trabalho é entender e realizar o estudo de um sistema de proteção e a modelagem de uma subestação abrigada aplicada a uma indústria, e conhecer os critérios para a correta aplicação na coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção pré-definidos de uma planta industrial.

### **1.1.2 Objetivos Específicos**

Compreender e identificar as melhores formas de coordenação e seletividade para sistemas elétricos industriais.

Realizar um estudo de caso para um sistema elétrico industrial, com seus níveis de curto-circuito máximos utilizados como premissas para o dimensionamento dos equipamentos de proteção e da malha de aterramento.

Definir os ajustes dos dispositivos de proteção pré-definidos, com auxílio dos dados nominais dos equipamentos elétricos e verificar a correta seletividade e coordenação através do coordenograma.

Fazer a inserção da modelagem utilizando software BIM ao projeto de subestação abrigada em estudo, assim como apresentar as suas principais vantagens e desvantagens.

## **1.2 Justificativa**

A corrente de curto-circuito em um sistema elétrico pode causar a modificação dos sistemas de funcionamento, cada projeto de instalação tem suas peculiaridades e devem ser feitos estudos e cálculos com métodos distintos, fazer a simulação destes valores é importante no planejamento, projeto e exploração das instalações e redes elétricas tentando se evitar ao máximo os danos aos sistemas elétricos, assim como perda de recursos e tempo. O estudo e os cálculos dos valores da corrente de curto-circuito são muito importantes para determinar o

poder de corte dos disjuntores e fusíveis, prever os esforços térmicos e eletrodinâmicos provocados pela passagem de corrente, regular as proteções, entre outros (Creder, 2016; Roeper, 1990).

Desta forma, o estudo de coordenação e seletividade se faz imprescindível para um sistema elétrico industrial, tanto economicamente como também por trazer segurança para as instalações e para as pessoas, além disso dentro de um projeto cabe destacar a importância da modelagem BIM (Building Information Modeling), que traz inúmeras vantagens, como agilidade no processo de correções de falhas no projeto, uma vez feita numa vista essa correção é feita automaticamente em todas as outras, facilita a detecção de falhas antes da execução por dar uma visualização antecipada e precisa do projeto, melhor implementação de técnicas na execução, entre outras.

### **1.3 Metodologia**

A presente pesquisa tem característica qualitativa em parte, onde serão explicados os principais fenômenos que ocorrem em um sistema elétrico e como é feito as suas respectivas proteções, em um segundo momento terá uma abordagem quantitativa, uma vez que serão feitos levantamentos de dados e apresentar por meios de números os cálculos referentes aos ajustes necessários para os dispositivos de proteção operarem coordenados e seletivos. O embasamento teórico provém de livros de autores conhecidos como João Mamede Filho e Cláudio Mardegan, além de revistas, artigos, guias como o guia de treinamentos de proteção de redes elétricas da Schneider Electric, e pesquisa de campo com a consulta ao diagrama unifilar da planta em estudo para o levantamento de dados e utilizando softwares para o desenvolvimento do projeto, entre eles, o Excel e o Etap 12.6.0 para o desenvolvimento dos coordenogramas e o Revit para a modelagem BIM, para o desenvolvimento do projeto foram respeitadas todas as normas e padrões estabelecidos pelos órgãos fiscalizadores referentes a área como IEC (Comissão Eletrotécnica Internacional), IEEE (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos), ANSI (American National Standards Institute), assim como as NBRs (Normas Brasileiras Regulamentadoras).

### **1.4 Estrutura do Trabalho**

A estrutura desse trabalho divide-se em seis capítulos, especificando:

No capítulo 1 é abordada a introdução do trabalho, abordando uma breve síntese do que se trata o tema, a motivação do trabalho e os objetivos dele.

O capítulo 2 traz uma revisão bibliográfica do tema, abordando o funcionamento de um sistema de proteção, as arquiteturas de redes, seletividade, os dispositivos de proteção de um sistema elétrico industrial e seu funcionamento.

O capítulo 3 traz uma perspectiva sobre os principais componentes de manobra e proteção constituintes de um sistema elétrico industrial, assim como suas respectivas características e seus critérios de dimensionamento.

O capítulo 4 aborda os tipos de falhas nos equipamentos constituintes de um sistema elétrico industrial, como é feita a detecção dessas falhas e os métodos empregados para atenuar seus efeitos, e ainda os tipos de cálculos necessários para o ajuste dos dispositivos destinados à proteção desses equipamentos.

O capítulo 5 traz um estudo de caso, onde será feito o projeto de uma subestação com modelagem em software BIM, a realização do estudo de proteção e seletividade e o dimensionamento da malha de aterramento assim como o dimensionamento dos componentes aplicando as premissas apresentadas no decorrer deste trabalho alcançando os objetivos apresentados com a apresentação do coordenograma da instalação, a apresentação da modelagem do objeto de estudo e os potenciais de toque e passo da malha de aterramento.

Por fim, o capítulo 6 apresenta as conclusões do trabalho, apresentando a sua importância e os resultados obtidos.

## 2 FILOSOFIA DE PROTEÇÃO

### 2.1 Conceitos Básicos

Antes de fazer uma inserção maior nos estudos de proteção devemos entender alguns conceitos básicos para facilitar o entendimento do sistema. Entre esses conceitos destaca-se o valor por unidade e componentes simétricas.

#### 2.1.1 Valor por unidade

Segundo Mardegan (2012) um valor por unidade (PU) pode ser dito como a relação entre dois números, um sendo real e outro sendo tomado como base. Esse método é utilizado para simplificar os cálculos, ter uma melhor precisão e avaliar a influência de cada equipamento no sistema. Esse conceito baseia-se na definição de duas grandezas elétricas, tensão e potência, a partir daí calcula-se a impedância e corrente.

$$\text{Valor PU} = \frac{\text{Valor Atual}}{\text{Valor de Base}} \quad (2.1)$$

O número obtido é um número puro, e um valor em % é correspondente a um valor em PU x 100.

O cálculo das grandezas elétricas em PU é feito pelas seguintes expressões.

$$I \text{ PU} = \frac{\text{Corrente em (A)}}{\text{Corrente Base (A)}} \quad (2.2)$$

$$Z \text{ PU} = \frac{\text{Impedância em (A)}}{\text{Corrente Base (A)}} \quad (2.3)$$

$$S \text{ PU} = \frac{\text{Potência em (MVA)}}{\text{Potência Base (MVA)}} \quad (2.4)$$

$$V \text{ PU} = \frac{\text{Tensão em (V)}}{\text{Tensão Base (V)}} \quad (2.5)$$

A impedância base é oriunda da fórmula para o cálculo de potência e resulta em:

$$Z \text{ Base} = \frac{KV^2_{BASE}}{MVA_{BASE}} \quad (2.6)$$

Antes de iniciar os cálculos de curto-circuito é importante passar os valores para PU, quando a impedância é da em % é necessário a mudança de base, da base do equipamento  $Z_E$  para a base do sistema  $Z_S$ . (MARDEGAN, 2012)

$$Z_{Spu} = Z_{Epu} * \frac{MVA_S}{MVA_E} * \frac{KV^2_E}{KV^2_S} \quad (2.7)$$

O valor da corrente de base é calculado pela seguinte equação.

$$I_{BASE} = \frac{MVA_{BASE} * 10^3}{\sqrt{3} KV_{BASE}} = \frac{MVA_{BASE}}{\sqrt{3} KV_{BASE}} \quad (2.8)$$

Os valores adotados para esses cálculos normalmente são encontrados nas placas dos equipamentos, Potência e Tensão de entrada da instalação, conhecendo-se  $MVA_{BASE}$  e  $KV_{BASE}$  pode-se calcular outras grandezas como impedância e corrente base. Vale ressaltar que o valor de potência base não muda com a relação de transformação, mas o valor da tensão muda. A potência base adotada comumente é 100 MVA.

### 2.1.2 Componentes Simétricas

Em seu funcionamento normal simétrico e equilibrado uma rede trifásica pode ser analisada similar à uma rede monofásica equivalente, caracterizada pelas tensões fase-neutro, as correntes de fase e as impedâncias da rede. Porém, quando houver qualquer assimetria essa simplificação não será mais possível. O método das componentes simétricas consiste em conduzir o sistema real a uma sobreposição de três redes monofásicas independentes. (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008)

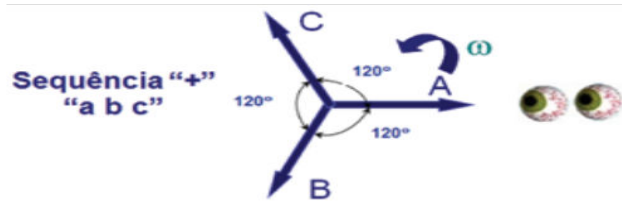
Mardegan (2012, pg.31) ainda descreve:

Fortescue estudou e concluiu que qualquer sistema não simétrico/desequilibrado poderia ser decomposto em três sistemas, um denominado de sequência positiva, um denominado de sequência negativa e outro denominado de sequência zero, de forma que a soma dos fasores correspondentes de cada fase resulta no valor da grandeza daquela fase.

### 2.1.2.1 Sistema de Sequência Positiva

Esse sistema é constituído de três fasores de módulos iguais e defasados de  $120^\circ$  entre si. Esses fasores giram com uma frequência angular  $\omega$  ( $\omega = 2\pi f$ ) em sentido anti-horário de maneira que um observador sendo colocado em qualquer posição “vê” os vetores passarem na ordem “a b c” (ou “b c a” ou “c a b”). (MARDEGAN, 2012)

Figura 2.1- Sistema De Sequência Positiva

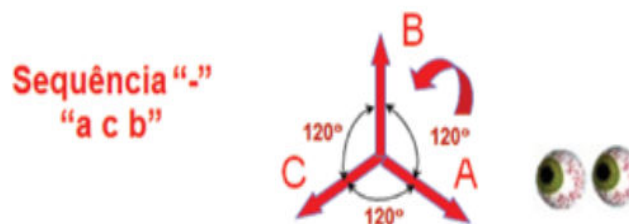


Fonte: Mardegan (2012)

### 2.1.2.2 Sistema de Sequência Negativa

É semelhante ao sistema de sequência positiva, pois é composta de três fasores de módulos iguais e defasados em  $120^\circ$ , porém eles giram com uma frequência angular  $\omega$  ( $\omega = 2\pi f$ ) em sentido horário de maneira que um observador sendo colocado em qualquer posição “vê” os vetores passarem na ordem “a c b” (ou “c b a” ou “b a c”). (MARDEGAN, 2012)

Figura 2.2- Sistema de Sequência Negativa



Fonte: Mardegan (2012)

### 2.1.2.3 Sistema de Sequência Zero

É composto por três fasores de módulos iguais com defasagem angular de  $0^\circ$  entre si. Esses fasores giram com uma frequência angular  $\omega$  ( $\omega = 2\pi f$ ) no sentido anti-horário de modo a serem vistos os três fasores passarem juntos por um observador colocado em qualquer posição. (MARDEGAN, 2012)

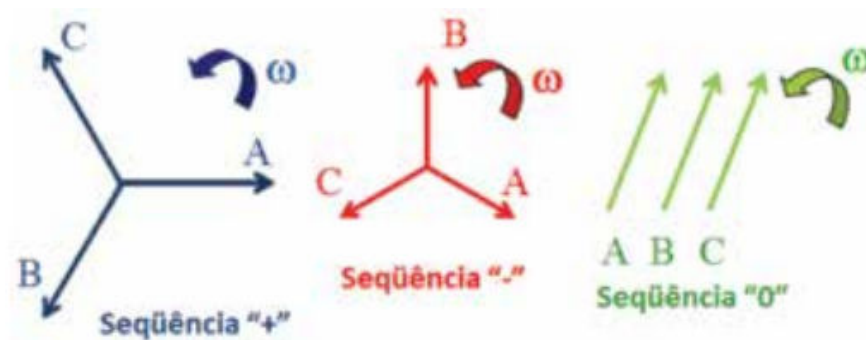
Figura 2.3- Sistema de Sequência Zero



Fonte: Mardegan (2012)

A decomposição de circuitos de sequência em três sistemas (sequência positiva, negativa e zero) apresentados a seguir são simétricos e equilibrados.

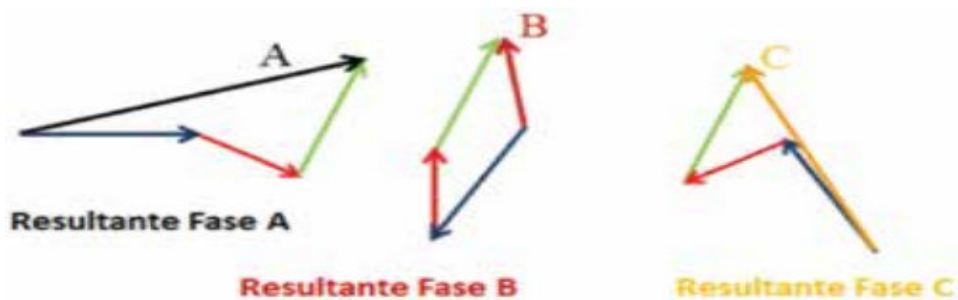
Figura 2.4- Os três Sistemas de Sequência



Fonte: Mardegan (2012)

A seguir podemos perceber pela figura 2.5 a resultante de cada fase quando somada suas componentes vetorialmente, e pela figura 2.6 quando essas resultantes são colocadas em uma mesma origem. O sistema resultante não é simétrico e equilibrado. Assim, o que Fortescue quis mostrar, de fato, é que este último sistema, que não é nem simétrico e equilibrado, pode ser decomposto nos três sistemas, um de sequência positiva, um de sequência negativa e outro de sequência zero. (MARDEGAN, 2012)

Figura 2.5- Resultante de cada fase da soma das componentes de cada fase vetorialmente



Fonte: Mardegan (2012)

Figura 2.6- As três Resultantes colocadas em uma mesma origem



Fonte: Mardegan (2012)

“O operador “a” é definido como sendo um vetor de módulo unitário e ângulo de  $120^\circ$ , de forma que quando multiplica outro vetor qualquer rotaciona este vetor em  $120^\circ$ , sem alterar o seu módulo.” (MARDEGAN, 2012, pg.33)

Forma polar  $a = 1 \angle 120^\circ$

Forma trigonométrica  $a = 1 [\cos(120^\circ) + j \sin(120^\circ)]$

Forma cartesiana  $a = a = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}$

Forma exponencial  $a = 1 \times e^{j120^\circ}$

Segundo Mardegan (2012) sendo as equações das componentes simétricas:

$$I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} \quad (2.9)$$

$$I_b = I_{b0} + I_{b1} + I_{b2} \quad (2.10)$$

$$I_c = I_{c0} + I_{c1} + I_{c2} \quad (2.11)$$

Quando aplicado o operador “a” nessas equações resulta em:

$$I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} \quad (2.12)$$

$$I_b = I_{a0} + a^2 I_{a1} + a I_{a2} \quad (2.13)$$

$$I_c = I_{a0} + a I_{a1} + a^2 I_{a2} \quad (2.14)$$

Essas equações de síntese podem ainda ser escritas na forma matricial como:



$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Fazendo-se a inversão da matriz obtém-se as equações de análise.

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

O conjunto dessas equações podem ser escritas como:

$$I_{a0} = \frac{1}{3} (I_a + I_b + I_c) \quad (2.17)$$

$$I_{a1} = \frac{1}{3} (I_a + aI_b + a^2I_c) \quad (2.18)$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3} (I_a + a^2I_b + aI_c) \quad (2.19)$$

Essas equações também valem para a tensão.

Equação de Síntese:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

Equação de Análise:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

## 2.2 Arquitetura de redes

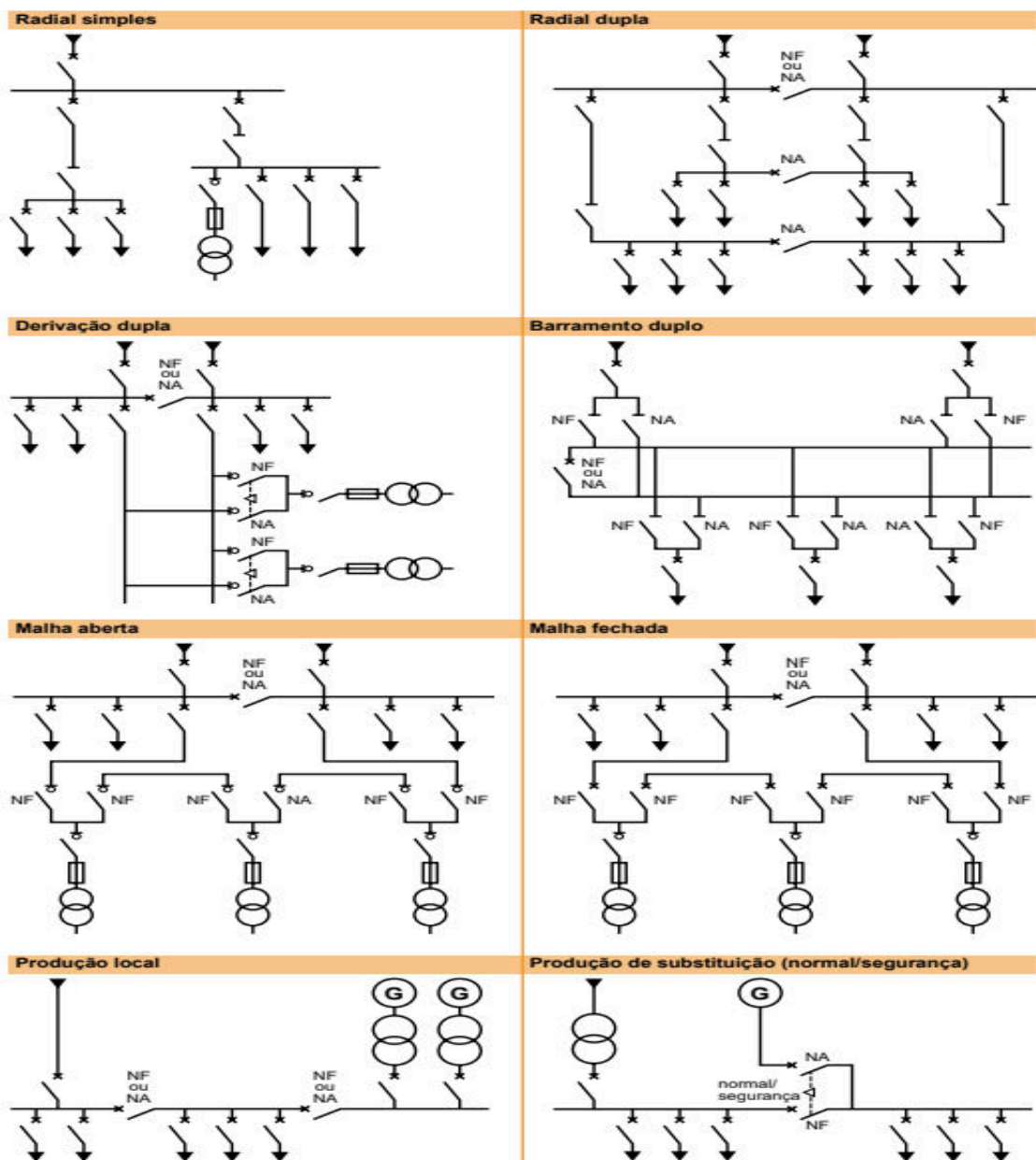
De acordo com o guia de proteção da Schneider (2008, p. 4) “a solução de proteção de um sistema elétrico depende de sua arquitetura e de seu modo de operação”.

A escolha do sistema a ser adotado se baseará no critério técnico-econômico. Entre as opções disponíveis estão:

- Redes com arquitetura radial: radial simples, radial dupla, em derivação dupla, ou em alimentação dupla com barramentos duplos.
- Em malha: malha aberta ou em malha fechada.
- Produção interna de energia: com grupos de produção local ou com grupos de substituição.

A seguir são apresentados exemplos das arquiteturas de redes por meio da Figura 2.7.

Figura 2.7- Exemplos de Arquiteturas de Redes



Fonte: Adaptado de Schneider Eletric (2008).

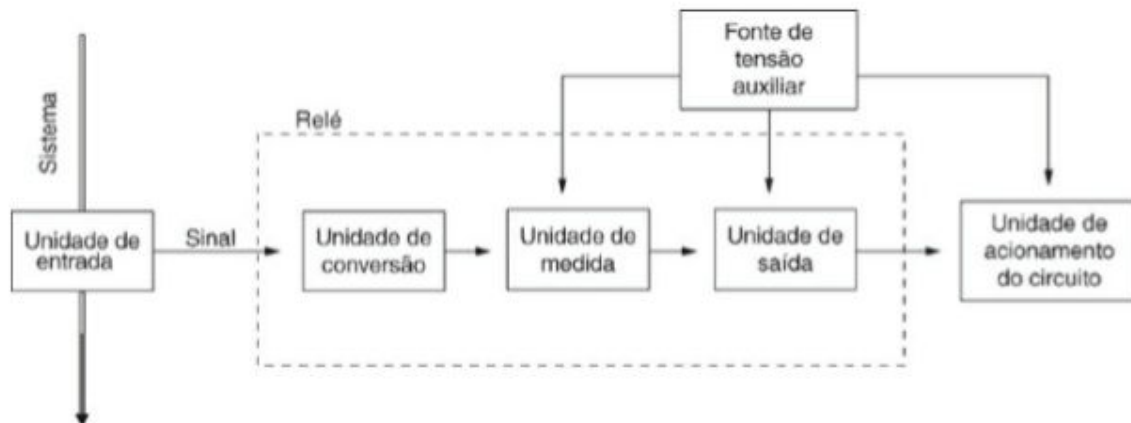
### 2.3 Estrutura de um sistema de proteção

De acordo com Mamede Filho e Mamede (2017) quando falamos em proteção no âmbito de redes elétricas, existem vários fenômenos envolvidos que podem acarretar danos irreparáveis ao sistema, entre eles, o curto-circuito é o mais frequente, além de sobrecargas e as sub e sobretensão originárias de descargas atmosféricas ou de manobras. A principal função de um sistema de proteção é assegurar a desconexão de todo sistema elétrico submetido a qualquer anormalidade que o faça operar fora dos limites previstos ou de parte dele. Em segundo lugar, o sistema de proteção tem a função de fornecer as informações necessárias aos responsáveis por sua operação, de modo a facilitar a identificação dos defeitos e a sua consequente recuperação. A estrutura básica de um sistema de proteção consiste basicamente em:

- Unidade de entrada; constituídas de transformadores de potencial ou corrente, fornece sinais para a unidade de conversão do relé e ainda funciona como isolador elétrico.
- Unidade de conversão de sinal; existe na proteção por relés secundários e faz a modulação do sinal para o adequado funcionamento dos mesmos.
- Unidade de medida; recebe os sinais de unidade de conversão e os compara com os valores armazenados nela, e se estiverem fora dos valores ajustados comunica a unidade de saída.
- Fonte de tensão auxiliar; pode ser uma bateria ou circuito interno, tem a função de fornecer energia às unidades do sistema.
- Unidade de saída; aciona um contato auxiliar por uma bobina ou chave semicondutora.
- Unidade de acionamento; é montada no corpo do elemento de desconexão do sistema que pode ser um disjuntor ou interruptor e é formada de uma bobina de espiras grossas, é característica da proteção por relés secundários, uma vez que na de relés primários o acionamento ocorre pela unidade de entrada.

Este esquema de funcionamento de proteção com suas unidades pode ser visto na Figura 2.8 a seguir:

Figura 2.8- Estrutura básica de um sistema de proteção



Fonte: Mamede Filho e Mamede (2017).

## 2.4 Requisitos Básicos de um Sistema de Proteção

Para Mamede Filho e Mamede (2017) um projeto de proteção deve garantir algumas propriedades para ter um bom desempenho, entre eles:

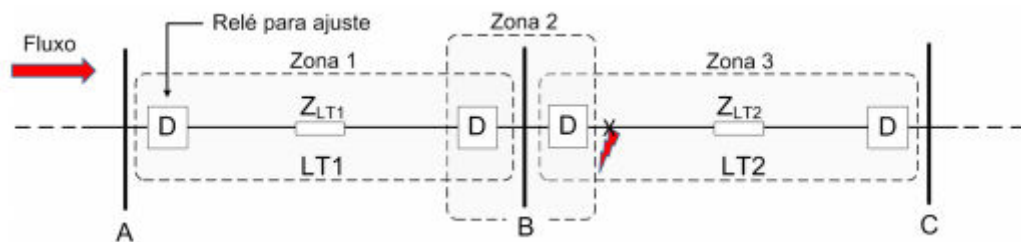
- Seletividade: Por meio da qual somente o elemento de proteção mais próximo do defeito desconecta a parte defeituosa do sistema elétrico.
- Zonas de atuação: Durante uma anomalia no sistema, o elemento de proteção deve ser capaz de definir se aquela ocorrência está dentro ou fora da zona protegida. Se estiver nos limites da zona protegida o elemento de proteção deve atuar, caso contrário o relé não deve ser sensibilizado, se o for, deve ter bloqueado o seu sistema restritor de atuação.
- Velocidade: a velocidade de atuação deve ser a de menor valor possível, reduzindo ou mesmo eliminando as avarias no sistema protegido, reduzindo também o tempo de afundamento da tensão durante as ocorrências nos sistemas de potência e permitindo a ressincronização dos motores.
- Sensibilidade: consiste na capacidade de o elemento de proteção reconhecer com precisão a faixa e os valores indicados para a sua operação e não operação.
- Confiabilidade: é a propriedade de o elemento de proteção cumprir com segurança e exatidão as funções que lhe foram confiadas.
- Automação: onde o elemento de proteção deve operar automaticamente quando for solicitado pelas grandezas elétricas que o sensibilizam e retornar sem auxílio humano.

Além desses aspectos, outras propriedades fundamentais para o bom desempenho são os relés não sensibilizarem pelas sobrecargas e sobretensões momentâneas, oscilações de corrente, tensão e frequência ocorridas naturalmente no sistema, desde que consideradas normais pelo projeto. Os relés devem ser dotados de bobinas e circuitos de pequeno consumo de energia e ter suas características inalteradas para diferentes configurações do sistema elétrico. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2017)

## 2.5 Zonas de Atuação

De acordo com RUSH (2011) a proteção é organizada em zonas para limitar a extensão do sistema de potência que é desconectado quando ocorre uma falta. Esse princípio é mostrado na Figura 2.9. Idealmente, as zonas de proteção devem ser sobrepostas, para que nenhuma parte do sistema de potência fique desprotegida.

Figura 2.9- Divisão de um sistema elétrico de potência em zonas Primárias de proteção.



Fonte: Frazão (2019).

## 2.6 Tipos de proteção dos sistemas elétricos

Para que um sistema de proteção opere com confiabilidade é preciso um conjunto de proteções adequadas a cada tipo de evento que possa ocorrer no sistema elétrico. A seguir serão apresentados os principais tipos de proteções para os eventos mais comuns.

### 2.6.1 Proteção de Sobrecorrentes

Sobrecorrentes são os eventos mais comuns nas instalações elétricas, e causam os maiores desgaste e redução de vida útil aos equipamentos. Elas podem ser classificadas em dois níveis, sobrecargas e curto-circuitos. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2017)

### **2.6.1.1 Sobrecargas**

Segundo Mamede Filho e Mamede (2017, p.26) “São variações moderadas da corrente que flui no sistema elétrico. Se ocorrerem limitadas no seu módulo e no tempo, não prejudicam os componentes elétricos do sistema.”

Essas sobrecargas podem ser permitidas no projeto do sistema elétrico, como no caso de partida de motores e na magnetização de transformadores, porém se os limites permitidos forem ultrapassados o equipamento deve ser retirado de operação. Essa proteção é feita por meio de relés térmicos e relés eletromecânicos, eletrônicos e digitais com temporizações moderadas. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2017)

### **2.6.1.2 Curto-Circuitos**

São variações extremas de corrente que flui pelo sistema elétrico, devem ser limitados seu módulo e tempo para não causar danos aos equipamentos, os equipamentos de manobra como disjuntores devem possuir características como, capacidade de interrupção, que é a capacidade máxima de corrente que o equipamento é capaz de interromper, e também devem prover de capacidade de fechamento em curto-circuito, esta deve ter o mesmo valor de capacidade de interrupção ou ainda maior em casos específicos. Os dispositivos mais utilizados para esse tipo de proteção são os fusíveis, e nos sistemas de potência os relés eletromecânicos, digitais e eletrônicos graduados de temporizações muito pequenas. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2013)

### **2.6.2 Proteção de Sobretensões**

As sobretensões podem aparecer por meio de descargas atmosféricas, chaveamento e curto-circuitos monopolares, se a tensão super 110 % da tensão nominal os relés de sobretensão, atuação instantânea e temporizada, devem ter os seus dispositivos adequados de proteção atuando sobre os disjuntores. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2013)

### **2.6.3 Proteção de subtensões**

Esse tipo de proteção tem como objetivo proteger as máquinas elétricas como geradores e motores, pois podem ser danificados com as quedas de tensões. Os sistemas elétricos toleram

tensões em níveis de até 80% do valor nominal por período de aproximadamente 2 s. A proteção deve atuar para valores inferiores. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2013)

#### **2.6.4 Proteção de frequência**

Variações na frequência não afetam a integridade dos equipamentos, mas por sua vez geram consequências na qualidade do fornecimento de energia elétrica. Os sistemas elétricos operam normalmente em 60 Hz, valor esse que não deve superar 62 Hz, tendo como tempo limite até esse valor 2 segundos, quanto às subfrequências estas não dever ter valores menores que 58 Hz, caso contrário deve ter atuação dos sistemas de proteção.

#### **2.6.5 Proteção de sobre-excitação**

Mamede Filho e Mamede (2013, p.32) descrevem esse tipo de proteção da seguinte forma.

Esse tipo de proteção detecta e registra níveis de indução muito elevados, gerados por uma elevação de tensão e/ou eventos de subfrequência. Níveis de indução muito elevados conduzem à saturação dos núcleos de ferro, ocasionando perdas excessivamente elevadas por correntes parasitas e uma elevação inadmissível do nível de temperatura da máquina. A proteção de sobre-excitação é chamada a operar nessas circunstâncias, normalmente caracterizada por sistemas ilhados ou sistemas com baixo nível de curto-circuito. A proteção por sobre-excitação é determinada a partir do quociente entre a tensão máxima do sistema e da frequência a que está submetido.

### **2.7 Seletividade**

De acordo com Mardegan (2012, p.364)

O objetivo maior de um estudo de seletividade é determinar os ajustes dos dispositivos de proteção, de forma que, na ocorrência de um curto-circuito, opere apenas o dispositivo mais próximo da falta, isolando a menor porção do sistema elétrico, no menor tempo possível e ainda protegendo os equipamentos e o sistema. Historicamente, a seletividade apareceu no começo da década de 1950.

Assim compreende-se como seletividade quando o dispositivo de proteção à montante mais próximo da falta atue isolando a menor porção do sistema e protegendo o sistema no menor tempo possível.

### 2.7.1 Seletividade Amperimétrica

Para Mardegan (2012, p.365)

A seletividade Amperimétrica é aquela que é utilizada quando existe uma impedância muito grande entre os pontos em que se está fazendo a seletividade. Neste caso, a corrente de falta vista pelo dispositivo de proteção à montante é muito maior que aquela vista pelo dispositivo de proteção instalado à jusante. Enquadram-se aqui os dispositivos instantâneos instalados no primário de transformadores.

### 2.7.2 Seletividade Cronológica

Mardegan (2012, p.365) descreve: “A seletividade cronológica é aquela realizada aplicando intervalos de tempo entre os dispositivos de proteção situados à jusante e à montante, de forma que se garanta que eles irão operar de forma seletiva e coordenada.”

### 2.7.3 Seletividade Lógica

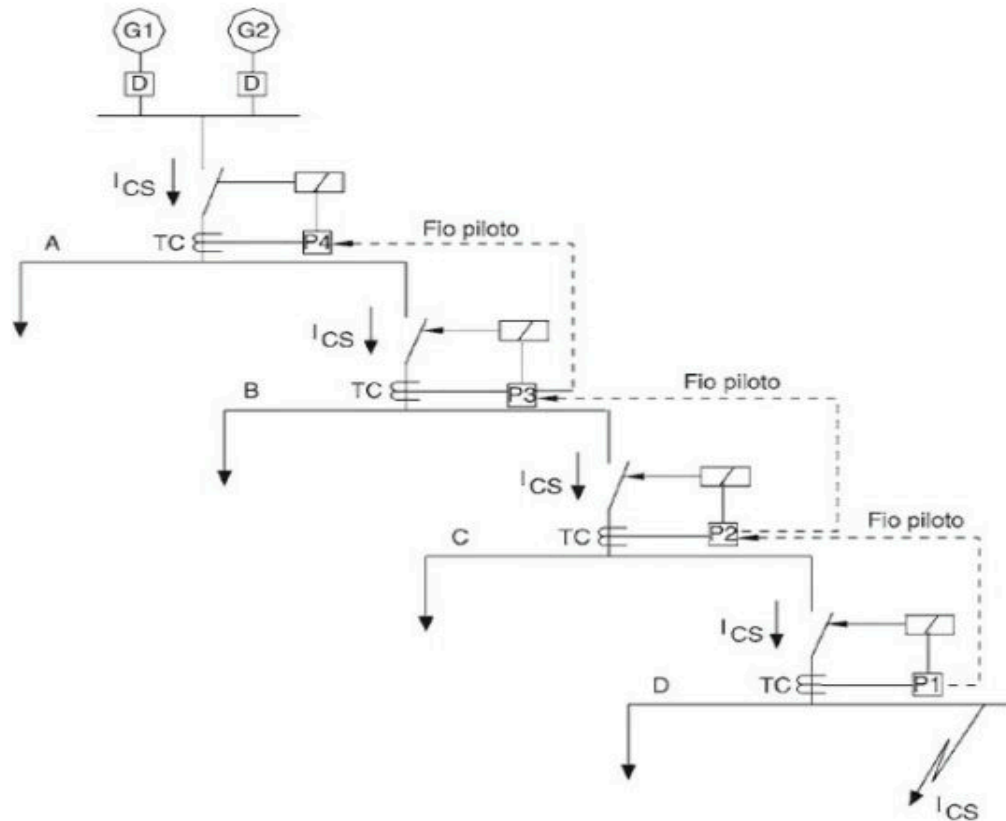
Segundo Mamede Filho e Mamede (2013, p.69)

A seletividade lógica é um sistema lógico que combina um esquema de proteção de sobrecorrente com um esquema de comunicação utilizando fio piloto ou outro meio equivalente de forma a obter uma proteção com intervalos de tempo extremamente reduzidos, porém seletivos.

Ainda segundo Mamede Filho e Mamede (2013) ela elimina inconvenientes da seletividade cronológica e Amperimétrica, nesse sistema cada relé se conecta a outro por meio de um fio piloto que conduz um sinal lógico de bloqueio. Considerando a Figura 2.10 como exemplo, quando ocorre a falta de curto-circuito na barra D, por exemplo, a proteção P1 comanda o disjuntor a que está associada em um tempo de 100 ms antes enviando um sinal de bloqueio para a proteção seguinte à montante P2, que ao receber esse sinal ordena o bloqueio de P3, que ordena o bloqueio de P4, assim garantindo a seletividade do sistema. Se no caso a proteção P1 viesse a falhar, então a abertura do dispositivo de proteção de retaguarda seria solicitada a atuar, ou seja, a proteção P2, após o tempo de duração da ordem de bloqueio de P1, cerca de 150 a 200 ms. Se a falta ocorre na barra C P1 não recebe informação das demais, pois P2 envia diretamente para a primeira a montante no caso P3, que ordena o bloqueio de P4, e então P2 faz atuar o dispositivo de abertura no tempo de 100 ms acrescido do tempo de abertura do disjuntor.



Figura 2.10- Esquema Básico de Seletividade Lógica



Fonte: Mamede Filho e Mamede (2013)

Existem dois tipos de proteções a serem implementados nesse tipo de seletividade:

- Ajuste de tempo de Proteção; elimina a atuação intempestiva da proteção resultante da partida de motores de indução e da energização de transformadores. O tempo indicado de 50 ms para a proteção mais próxima à carga e de 100 ms para a proteção imediatamente a montante, deve ser considerado para correntes acima dos valores das correntes de partida dos motores e energização dos transformadores.
- Ajuste de tempo da seletividade lógica; é o tempo que deve ser ajustado na proteção que emite a ordem de bloqueio, ou seja, a proteção mais próxima à carga, cujo valor típico é de 200 ms. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2013)

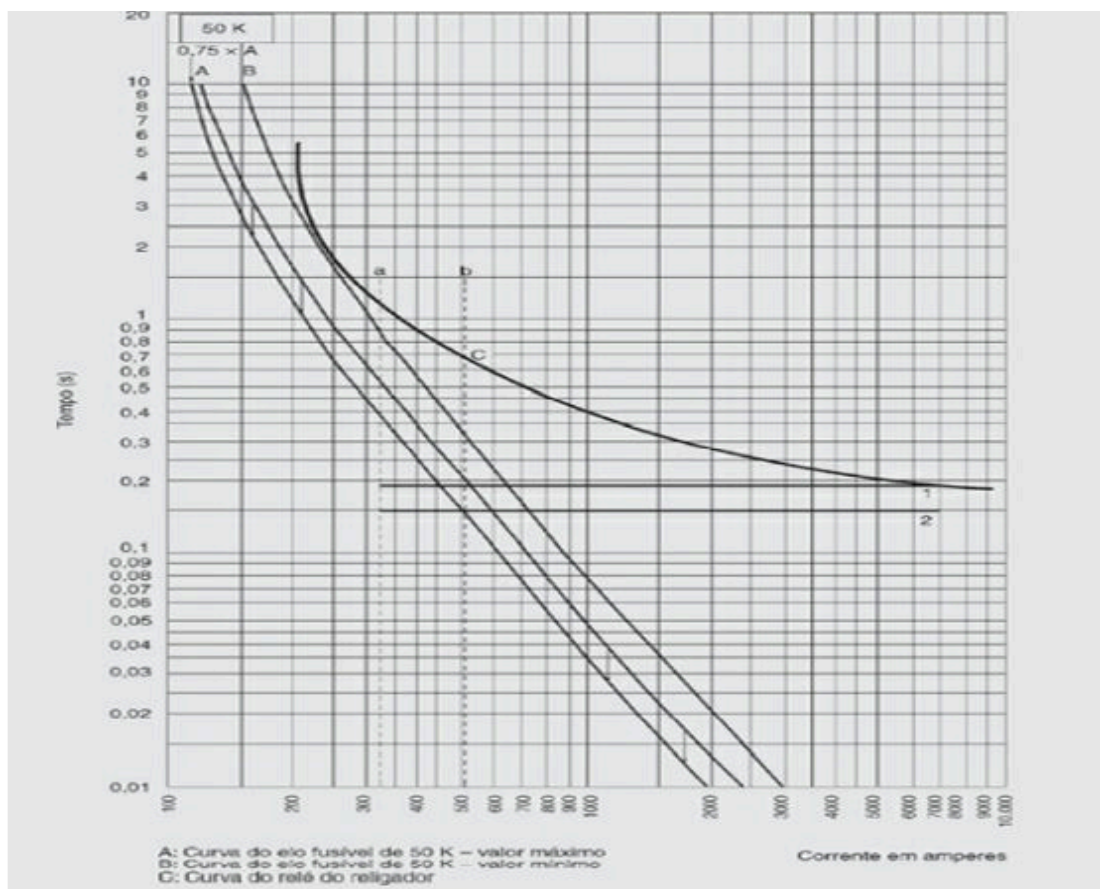
## 2.8 Coordenograma

Também conhecido como folha de seletividade, vários softwares no mercado podem fazer a sua plotagem, porém é indispensável saber seu funcionamento, sendo que é apresentado em escala bilogarítmica.

Para que se possa fazer um estudo de seletividade, é importante primeiro conhecer a folha de verificação gráfica de seletividade (em inglês conhecida como TCC – Time Current Curves). A seletividade é feita em um papel em escala bilogarithmica, em que são plotadas as curvas para a verificação gráfica. A escala de tempo vai usualmente de 0.1 s a 1000 s. A escala de corrente vai normalmente de 0.5 A a 10000 A, podendo ainda ser multiplicada por 10 ou por 100. Assim, nas folhas, os espaçamentos (1 a 10, 10 a 100, 100 a 1000 e 1000 a 10000) se repetem na forma de décadas. O espaçamento de cada década é fixo, ou seja, a distância entre 1 e 10 é a mesma daquela entre 10 e 100, 15 e 150, 200 e 2000, etc.). A Figura 1 apresenta um “pedaço” da folha de seletividade mostrando os espaçamentos normalmente anotados. (MARDEGAN, 2012, P.364)

Esse “mapa” traz um gráfico tempo x corrente entre dois ou mais dispositivos de proteção, a Figura 2.11 traz um exemplo de um coordenograma aplicado na seletividade entre religador e um elo-fusível.

Figura 2.11- Coordenograma entre o religador e o elo fusível.



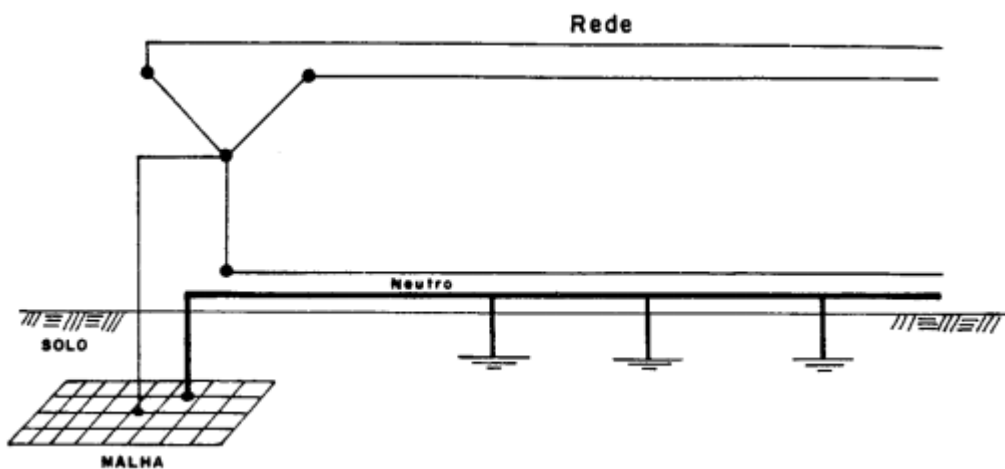
Fonte: Mamede Filho e Mamede (2013)

## 2.9 Curto-Circuito nos Sistemas de Distribuição de Energia

O sistema radial é o mais simples, barato e menos eficiente, nesse sistema a energia flui em apenas um sentido. O mais sofisticado é o anel, que tem como característica suprir o consumidor com mais de uma alternativa, de modo a manter a continuidade dos serviços. O sistema radial simples é o sistema em que se enquadra o estudo de caso desse trabalho, nele os cálculos de curto-circuitos são simples, bastando para tanto obter-se o equivalente de Thévenin com a impedância acumulada desde a geração até o ponto de defeito. (KINDERMANN, 1997)

No sistema radial simples o alimentador é composto por três fios e tem uma corrente de curto-circuito fase-terra muito pequena, principalmente no final do alimentador devido a tensão de contato. O sistema radial multi-aterrado é constituído de quatro fios, sendo três fases e um cabo neutro multi-aterrado que acompanha a rede desde a subestação, esse sistema é adotado para dar mais sensibilidade ao neutro pois a corrente de curto-circuito fase-terra tem vários caminhos de retorno diminuindo a impedância de oposição ao curto.

Figura 2.12- Sistema de Distribuição Multi-Aterrado

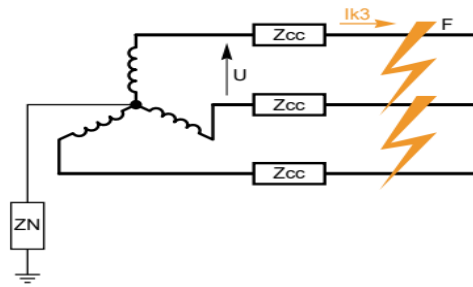


Fonte: Kindermann (1997)

### 2.9.1 Curto-circuito trifásico no sistema radial

O curto-circuito como o próprio nome sugere é o evento que ocorre entre as três fases simultaneamente. Abaixo podemos ter uma melhor percepção por meio da Figura 2.13.

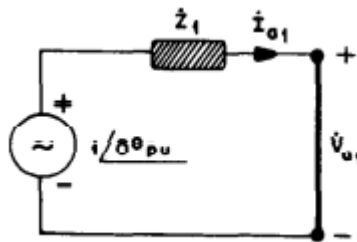
Figura 2.13- Curto-circuito trifásico



Fonte: Schneider (2008)

Segundo Kindermann (1997, pg. 190) “como as correntes de curto-circuito são balanceadas somente o modelo de sequência positiva é considerado.”

Figura 2.14- Circuito equivalente no curto-circuito trifásico



Fonte: Kindermann (1997)

Portanto o valor da corrente em módulo de qualquer fase é:

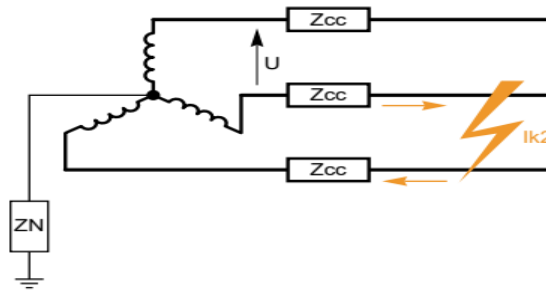
$$I_{cc3\phi} = \frac{1}{|Z_1|} * I_{base} \quad (2.22)$$

Onde  $\dot{Z}$  é a impedância de sequência positiva acumulada desde o gerador até o ponto de defeito.

## 2.9.2 Curto-circuito bifásico no sistema radial

Esta espécie de curto-circuito ocorre quando existe o contato entre duas fases simultaneamente.

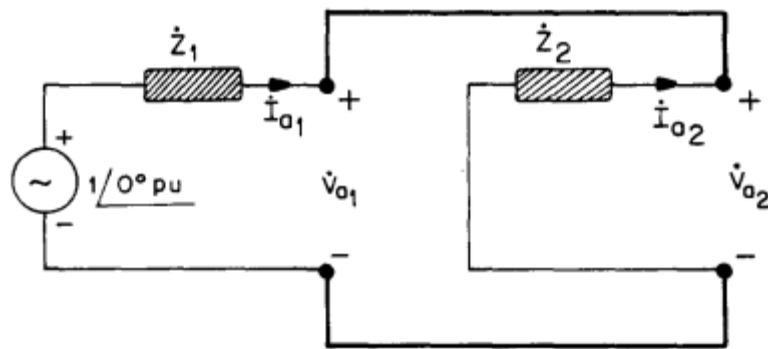
Figura 2.15- Curto-circuito Bifásico



Fonte: Schneider (2008)

Kindermann (1997, p.192) descreve “O sistema de distribuição geralmente está longe do gerador. Pode-se então considerar que a impedância de sequência positiva  $\dot{Z}_1$  é igual a igual a impedância de sequência negativa  $\dot{Z}_2$ .”

Figura 2.16- Modelos em Paralelo no curto-circuito Bifásico



Fonte: Kindermann (1997)

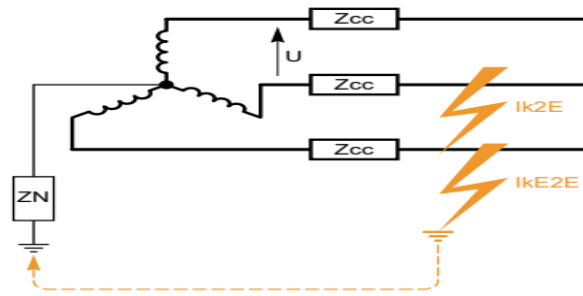
Não há necessidade de especificar a fase em curto-circuito, portanto a expressão usada para determinação do mesmo se dá por:

$$I_{cc2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{cc3\phi} = 0,866 I_{cc3\phi} \quad (2.23)$$

### 2.9.3 Curto-circuito bifásico entre condutores de fase e terra no sistema radial

Esse Tipo de curto-circuito ocorre quando duas fases entram em contato com a terra juntas.

Figura 2.17- Curto-circuito bifásico terra



Fonte: Schneider (2008)

De acordo com o guia de proteção da Schneider Electric (2008) “em caso de falha espontânea distante das fontes, o valor da corrente de curto-circuito bifásico à terra é:

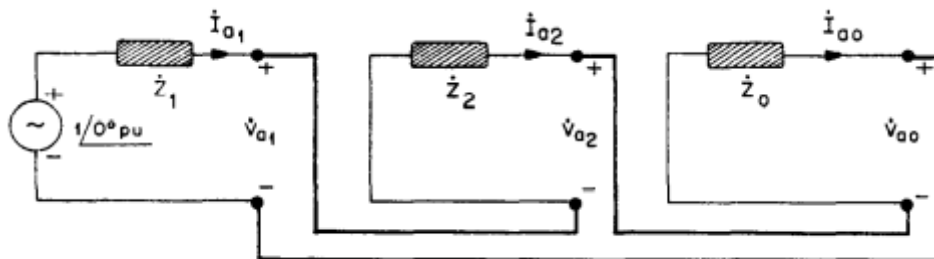
$$I_{kE2E} = \frac{\sqrt{3}U}{(Z_d + 2Z_0)} \quad (2.24)$$

#### 2.9.4 Curto-circuito fase-terra no sistema radial

Este ocorre quando há o contato de um condutor de fase com a terra.

Como apresentado por Kindermann (1997, pg.194) podemos ver a seguir os modelos nesse caso conectados em série.

Figura 2.18- Modelos em Série no curto-circuito fase-terra



Fonte: Kindermann (1997)

Onde  $Z_0$  é a impedância de sequência zero, acumulada até o ponto de defeito.

$$\begin{aligned} Z_1 &= Z_2 \\ i_{a1} &= i_{a0} = i_{a1} = \frac{1}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{1}{2Z_1 + Z_0} \end{aligned}$$

Pelo Teorema de Fortescue, tem-se:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{a1} &= \dot{I}_{a0} + \dot{I}_{a1} + \dot{I}_{a2} \\ \dot{I}_a = 3 \dot{I}_{a1} &\quad \therefore \quad \dot{I}_a = \frac{3}{2\dot{Z}_1 + \dot{Z}_0} \end{aligned}$$

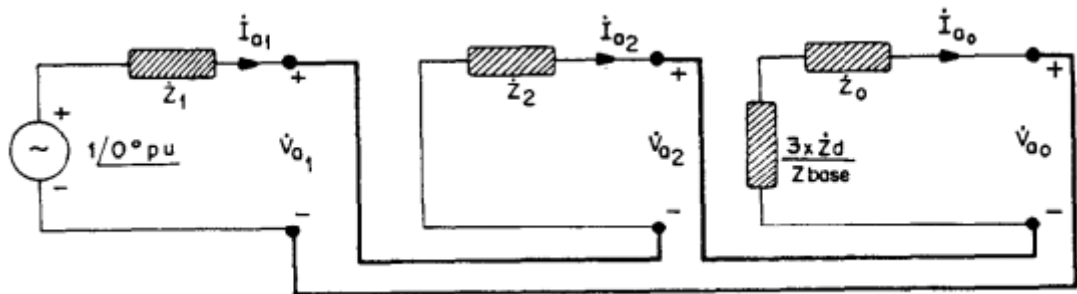
Sem especificar a fase o módulo da corrente de curto-circuito fase-terra é:

$$I_{cc1\phi} = \frac{3}{|2\dot{Z}_1 + \dot{Z}_0|} * I_{base} \quad (2.25)$$

### 2.9.5 Curto-circuito fase-terra mínimo no sistema radial

Devido ao surgimento de arco-elétrico e uma impedância no local de defeito a corrente de curto-circuito fase-terra é pequena produzindo pouca sensibilidade para a operação da proteção, o que causa uma preocupação dos técnicos em calculá-la. Os modelos de cada sequência são conectados em série com a impedância de defeito anexada na sequência zero. (Kindermann, 1997)

Figura 2.19- Modelos em Série no Curto-circuito fase-terra mínimo



Fonte: Kindermann (1997)

O valor da corrente em módulo é o da expressão (2.26).

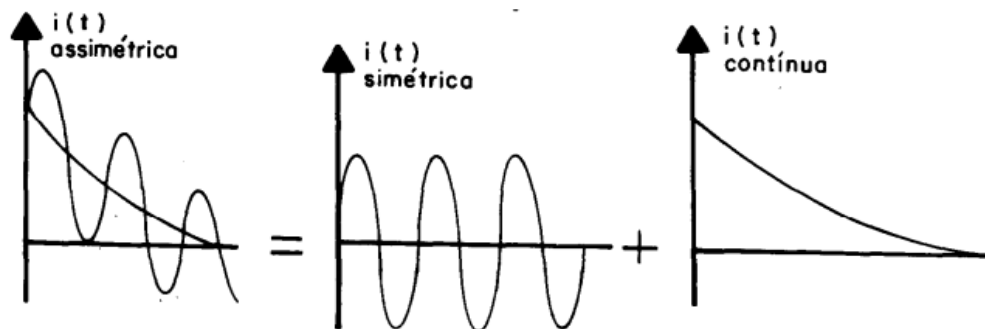
$$I_{cc1\phi} = \frac{3}{|2\dot{Z}_1 + \dot{Z}_0 + \frac{3\dot{Z}_d}{Z_{base}}|} * I_{base} \quad (2.26)$$

Como  $\dot{Z}_d$  é um problema de difícil solução, uma das primeiras recomendações foi feita nos Estados Unidos em adotar um valor de resistência elétrica igual a  $\frac{40}{3}\Omega$ , esse valor foi adotado no Brasil durante vários anos, mas por características distintas dos solos das diversas regiões as concessionárias de energia elétrica adotaram valores próprios de impedância no local de defeito, a CELESC (Centrais Elétricas de Santa Catarina), por exemplo, usa o valor de  $\frac{100}{3}\Omega$  para calcular o curto-circuito fase-terra mínimo.

### 2.9.6 Correntes Assimétricas

Como a distribuição está longe do gerador síncrono o efeito variação da reatância interna do gerador síncrono é desconsiderado pois a impedância acumulada até o ponto de curto-circuito é enorme. Dessa maneira, não se leva em consideração a variação da corrente simétrica devido ao período sub-transitório e transitório. A corrente assimétrica é a verdadeira corrente de curto-circuito, é composta da corrente simétrica senoidal e da componente contínua servindo de base para o correto dimensionamento de equipamentos de interrupção de correntes de curto-circuito, tais como disjuntores, religadores e chave-fusível. Como mostra a figura a seguir, a corrente simétrica é a corrente de curto-circuito formada pela corrente alternada obtida pelo cálculo das correntes de curto-circuito através das componentes simétricas.

Figura 2.20- Corrente Assimétrica



Fonte: Kindermann (1997)

### 2.10 Aterramento

Creder (2016) descreve o aterramento como a ligação de estruturas ou instalações com a terra a fim de estabelecer referência para a rede elétrica e permitir que fluam para a terra correntes elétricas diversas, tais como:



- correntes de raios;
- descargas eletrostáticas;
- correntes de filtros, supressores de surtos e pára-raios de linha;
- correntes de faltas (defeitos) para a terra.

Por definição existem dois tipos de aterramento:

- Aterramento funcional: onde o aterramento de um condutor vivo (ativo) que pode ser o condutor neutro possibilita o correto funcionamento da instalação.
- Aterramento de proteção: nesse o aterramento de um condutor tem como objetivo prevenir contra choque e contatos diretos a partes energizada dos equipamentos por meio da conexão das massas dos equipamentos a uma malha de terra. (FLEURY E GUEDES, 2015)

De acordo com Mamede Filho e Mamede (2013) o condutor de aterramento proporciona uma redução de aproximadamente 40% no valor das sobretensões por descargas induzidas. Para a proteção de faltas à terra utiliza-se alguns sistemas de aterramento, como: o solidamente aterrado, o aterrado por resistor de alta resistência e o aterrado por um resistor de baixa resistência. O sistema solidamente aterrado libera mais energia dissipada durante a falta do que um por baixa resistência quanto por um de resistência de alto valor (MARDEGAN, 2012).

### 2.10.1 Esquemas de Aterramento

Segundo o guia de proteções Schneider Electric (2008) o aterramento do neutro em sistemas de média e alta tensão pode ser feito de cinco formas, de acordo com o tipo (capacitivo, resistivo, indutivo) e o valor (zero ao infinito) da impedância  $Z_N$  de conexão entre neutro e terra:

- Neutro isolado, isto é, sem conexão de aterramento intencional,  $Z_N = \infty$ .
- Aterramento por resistência, é conectada intencionalmente entre o ponto neutro e a terra uma resistência com valor mais ou menos elevado.
- Aterramento por reatância, uma reatância é intercalada voluntariamente entre o ponto neutro e a terra, geralmente, com valor baixo.
- Aterramento por reatância de compensação, destinada a compensar a capacitância da rede, uma reatância ajustada na capacitância fase-terra total da rede é intercalada entre o ponto neutro e a terra de modo que, na presença de uma fuga à terra, a corrente na falha fique próxima de zero.
- Neutro Diretamente Aterrado, o neutro é ligado diretamente à terra.  $Z_N = 0$ .

A classificação dos tipos de aterramento em baixa tensão, segundo Kindermann e Campagnolo (1995) a classificação pode ser feita através de letras:

A primeira letra especifica a situação da alimentação em relação à terra.

T - A fonte de alimentação tem ponto diretamente aterrado;

I - As partes vivas da fonte de alimentação em relação à terra são isoladas ou aterradas por uma impedância elevada.

A segunda letra diz respeito à situação das massas das cargas ou equipamentos em relação à terra.

T - Massas aterradas com terra próprio, independente da fonte;

N - Massas ligadas ao ponto aterrado da fonte;

I - Massa isolada, ou seja, não aterrada.

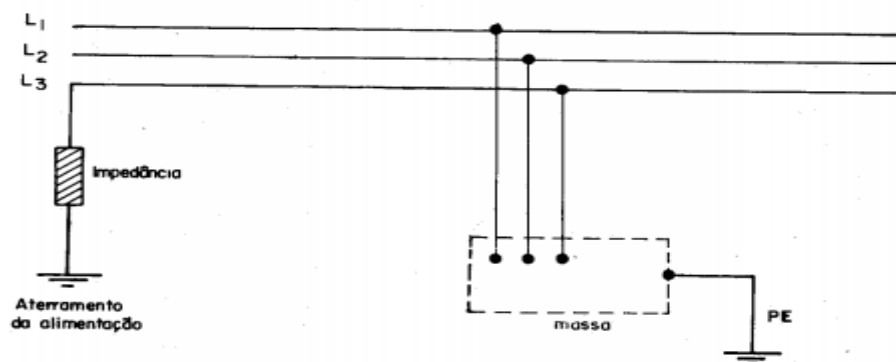
As outras letras indicam a forma de aterramento da assa do equipamento usando o sistema de aterramento da fonte.

S - Separado, ou seja, o aterramento da massa é feito com um fio (PE) separado do neutro.

C - Comum, ou seja, o aterramento da massa do equipamento é feito usando o fio neutro (PEN).

No esquema de aterramento IT não existe aterramento da fonte ou é feito por impedância considerável e a massa do equipamento tem aterramento próprio.

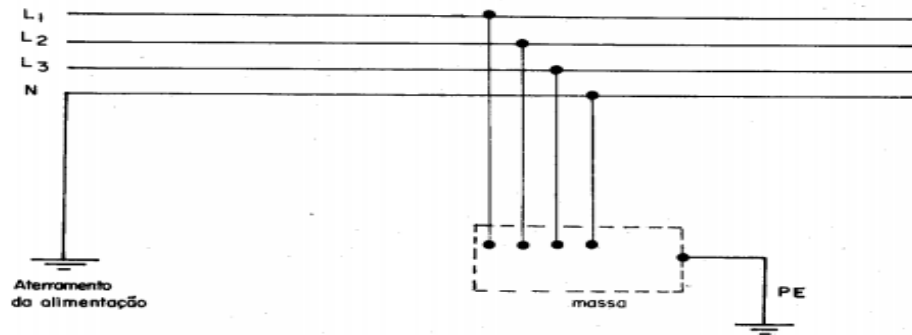
Figura 2.21- Sistema IT



Fonte: Adaptado de Kindermann e Campagnolo (1995)

No esquema TT tanto a fonte quanto a massa da carga têm aterramento próprio.

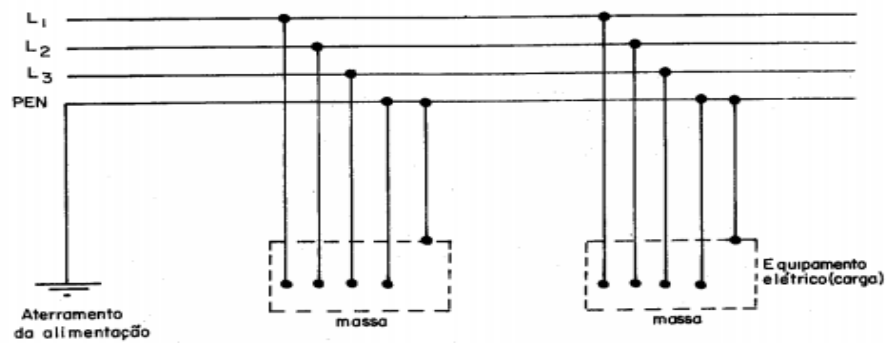
Figura 2.22- Sistema TT



Fonte: Adaptado de Kindermann e Campagnolo (1995)

No sistema TN-C a fonte é aterrada (T) e aterramento do equipamento é conectado ao neutro (C).

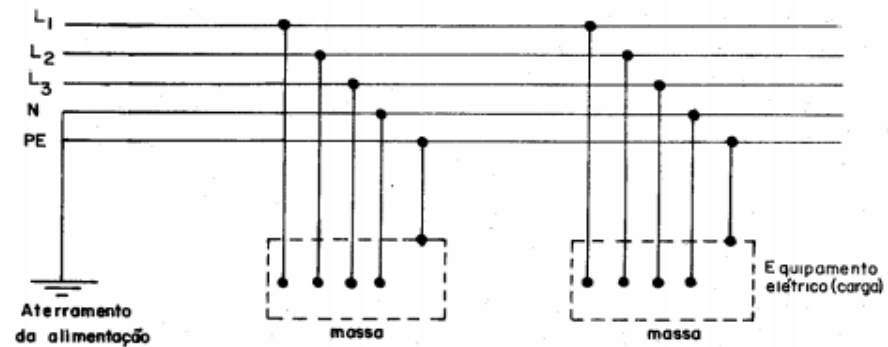
Figura 2.23- Sistema tipo TN-C



Fonte: Adaptado de Kindermann e Campagnolo (1995)

No sistema TN-S a fonte é aterrada (T) e o aterramento do equipamento usa um fio separado (S) do neutro.

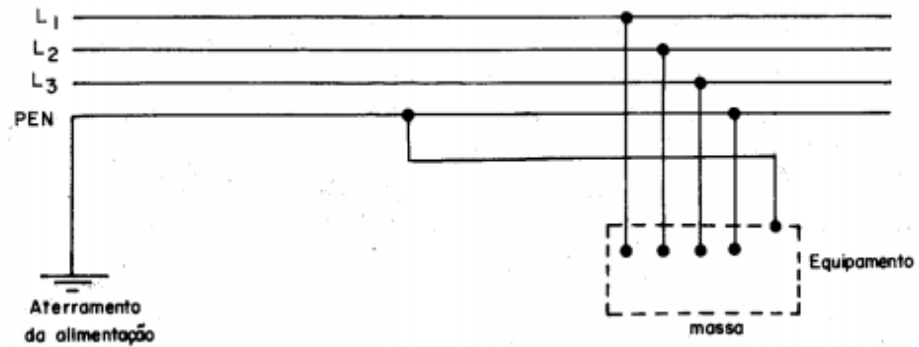
Figura 2.24- Esquema TN-S



Fonte: Adaptado de Kindermann e Campagnolo (1995)

No esquema de aterramento TN-C-S a fonte é aterrada (T) e o equipamento tem seu aterramento usando um fio separado (S), mas que após uma distância é conectado ao neutro (C).

Figura 2.25- Esquema TN-C-S



Fonte: Adaptado de Kindermann e Campagnolo (1995)

### 2.10.2 Malha de Terra

A malha de terra é um dos itens mais importantes no âmbito das proteções de sistemas elétricos.

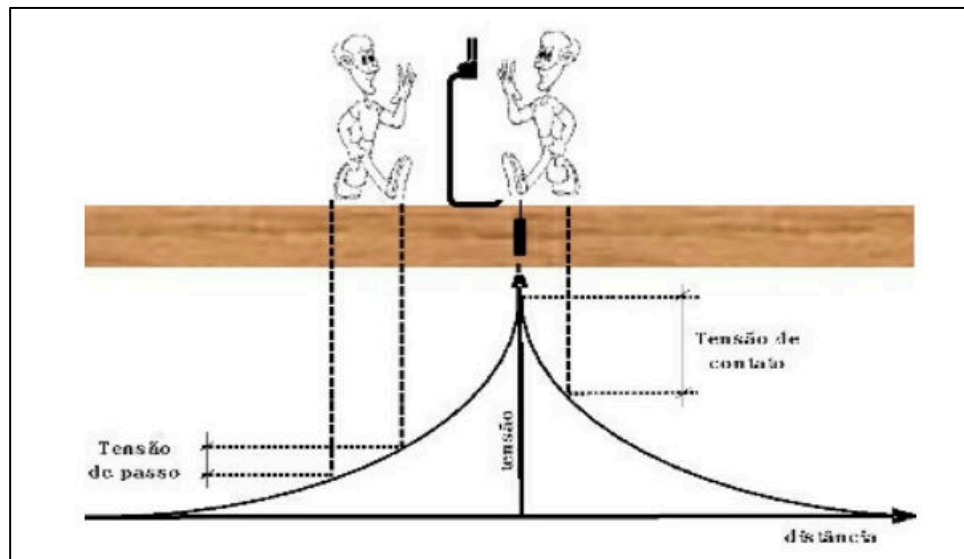
Do ponto de vista da proteção contra choques elétricos, o objetivo de uma malha de terra é proporcionar uma superfície equipotencial no solo onde estão colocados os componentes da instalação elétrica e onde as pessoas estão pisando. Esta superfície irá garantir que quando uma corrente circular pela malha de aterramento, seja ela proveniente de uma falha ou de uma descarga atmosférica não aparecerá diferença de potencial entre diferentes pontos acessíveis à pessoa. (FLEURY; GUEDES, 2015, p.16)

O projeto de malha busca dar condições aceitáveis e reais onde podem aparecer gradientes de potencial elétrico ao longo da superfície que estão instalados os equipamentos elétricos. Para definir esses limites, duas variáveis são levadas em consideração.

- Tensão de passo: a tensão produzida por uma corrente elétrica de uma falha que circula na malha de terra refletindo na superfície onde está instalado o equipamento. Essa diferença é verificada na distância de 1 metro que é correspondente ao valor de um passo humano em média.
- Tensão de contato: é a tensão que surge entre as partes simultaneamente acessíveis, quando ocorre uma falha de isolamento no equipamento. (FLEURY; GUEDES, 2015)

A Figura 2.26 ilustra como ocorre esses tipos de tensões.

Figura 2.26- Tensão de Contato e Tensão de Passo



Fonte: Fleury e Guedes (2015)

### 2.10.3 Projeto do Sistema de Aterramento

Para Kindermann e Campagnolo (1995) um projeto de aterramento tem como objetivo aterrar todos os pontos, massas e equipamentos ao sistema de aterramento a se dimensionar.

Para a execução desse tipo de projeto deve-se seguir as seguintes etapas:

- Definir o local de aterramento;
- Providenciar várias medições no local;
- Fazer a estratificação do solo nas suas respectivas camadas;
- Definir o tipo de aterramento;
- Calcular a resistividade aparente do solo para o tipo de aterramento escolhido;
- Dimensionar o sistema de aterramento, levando em conta a sensibilidade dos relés e os limites de segurança pessoal, isto é, da fibrilação ventricular do coração.

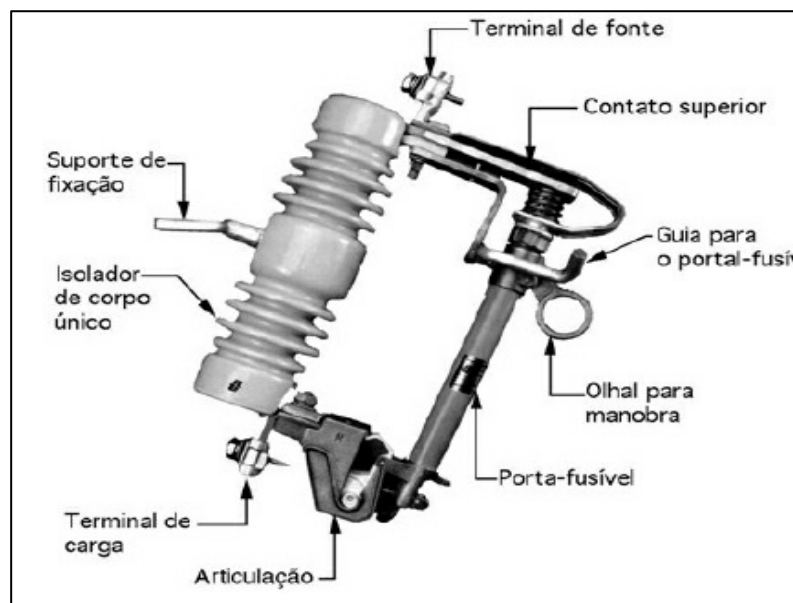
### 3 DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E MANOBRA

#### 3.1 Chave Fusível Indicadora Unipolar

Para Barros e Gedra (2010) é também conhecida como chave matthews, tem a função normal de seccionador e de proteção de curto-circuito através do elo fusível, é instalada no poste da concessionária diretamente no ramal de alimentação da subestação e funciona como retaguarda de proteção do disjuntor geral da subestação.

As chaves fusíveis são fabricadas em vários modelos e para diferentes níveis de tensão e corrente, são compostas de um isolador, um gancho da ferramenta de abertura em carga, uma articulação, um cartucho ou porta fusível e um terminal superior. (MAMEDE FILHO,2018)

Figura 3.1- Chave Fusível De Isolador De Corpo Único



Fonte: Mamede Filho (2018)

Estas chaves fusíveis não devem ser operadas em carga, a menos que seja feita por meio de uma ferramenta chamada load buster, mas respeitando a limitação dessa ferramenta. Esses tipos de chaves são padronizados pela NBR 8124 – Chave Fusível de Distribuição, e são classificados quanto ao tipo em função do modelo de base, sendo existentes do tipo A, B e C. O porta-fusível das chaves fusíveis deve ter adicionalmente características, como Rigidez dielétrica transversal de 5 kV/mm, tensão suportável longitudinal de 1 kV/mm e absorção de água em 24 horas. (MAMEDE FILHO,2018)

Tabela 3.1- Características Técnicas – NBR 8124

Tipo	Base		Porta- fusível			Tensão Suportável Nominal			
	Tensão Máxima do Equipamento kV	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	Capacidade de Interrupção		Impulso Atmosférico (Valor de crista)		Frequência Industrial a seco e sob chuva	
				Assimétrica (A)	Simétrica (A)	(1)	(2)	(1)	(2)
<b>A</b>	15	100	50	1250	900	95	110	30	35
<b>B</b>			100	4000	2800				
<b>C</b>			200	10000	7100				
<b>A</b>	38	100	50	1250	900	125	140	36	42
<b>B</b>			100	4000	2800				
<b>C</b>			100	6300	4500				
				5000	3500	150	165	60	42

(1) à terra e entre polos

(2) entre contatos abertos

Fonte: Mamede Filho (2018)

No caso de sistemas acima de 69 kV as chaves fusíveis devem ter características como as abordadas na figura abaixo.

Tabela 3.2- Características Técnicas – Chave HY

Características	Valores
Tensão Nominal	69 kV
Tensão Máxima de Serviço	72,5 kV
Tensão aplicada a seco, 1 min à frequência industrial	175 kV
Tensão de Impulso, onda plena (valor de crista)	350 kV
Corrente nominal do curto-circuito	200 A
Corrente nominal do cartucho	200A
Capacidade de interrupção assimétrica	4,5 kA 2,5 kA
Capacidade de interrupção simétrica	355 MVA 190MVA

Fonte: Mamede Filho (2018)

### 3.1.1 Elo- fusível

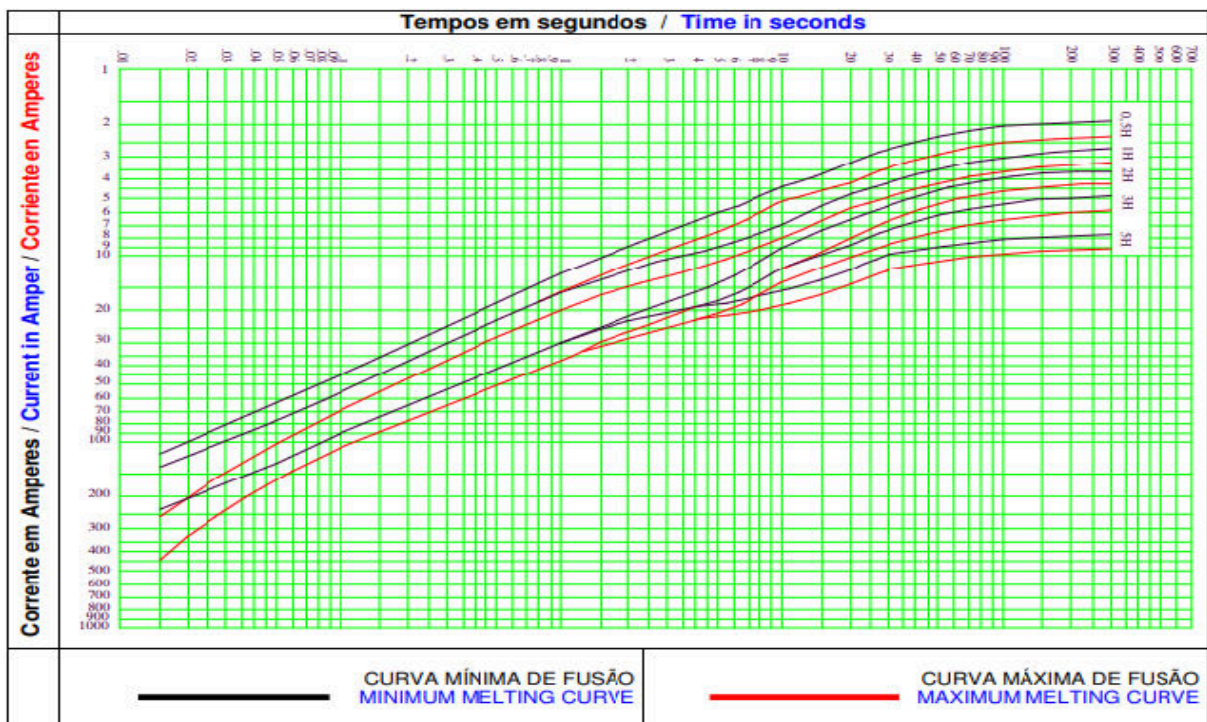
Esse elemento está instalado no interior do cartucho da chave fusível, e sua fusão não determina que haja interrupção da corrente elétrica no circuito, pois nos sistemas de média tensão o arco elétrico continua fluindo entre os terminais. Podem ser do tipo botão ou argola e são compostos pelo elemento fusível, um tubinho isolante de proteção em volta desse elemento e o rabicho com diâmetro de acordo com a corrente nominal do fusível. (MAMEDE FILHO,2018)

O elemento fusível é construído de um material que não tem suas propriedades alteradas com a passagem de corrente ou com o tempo de utilização, mas a uma elevada corrente acaba fundindo e rompendo num tempo inversamente proporcional à corrente. (MAMEDE FILHO,2018)

São fabricados e utilizados em função das suas características tempo  $\times$  corrente. (MAMEDE FILHO; MAMEDE,2017)

- Elo fusível do tipo H: são usados para proteção primária de transformadores de distribuição, pois apresentam um tempo de atuação lento para correntes alta, sendo conhecido como elos fusíveis de alto surto.

Figura 3.2- Curvas Tempo x Corrente – Elos Fusíveis Tipo H

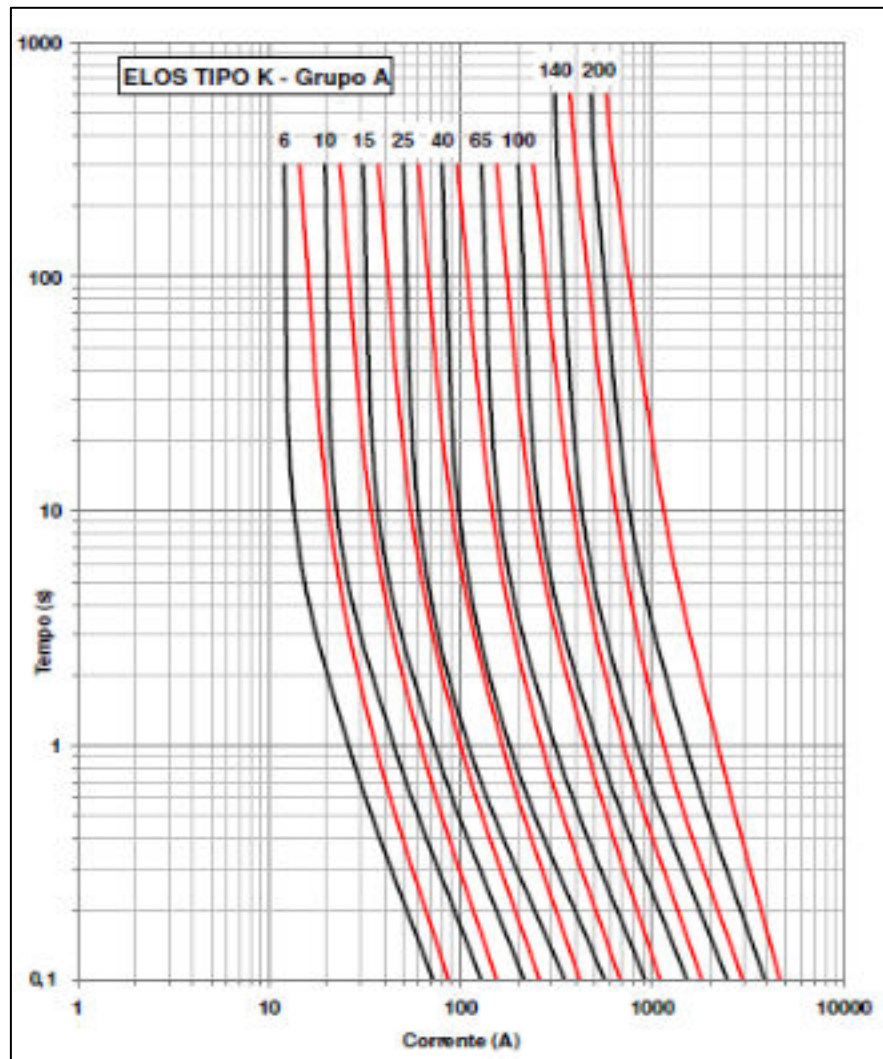


Fonte: Delmar (2006).



- Elo fusível do tipo K: é muito utilizado na proteção de redes aéreas de distribuição urbanas e rurais, são considerados fusíveis de atuação rápida, comercialmente existem de 6 a 200 A ou 6 a 200 K.

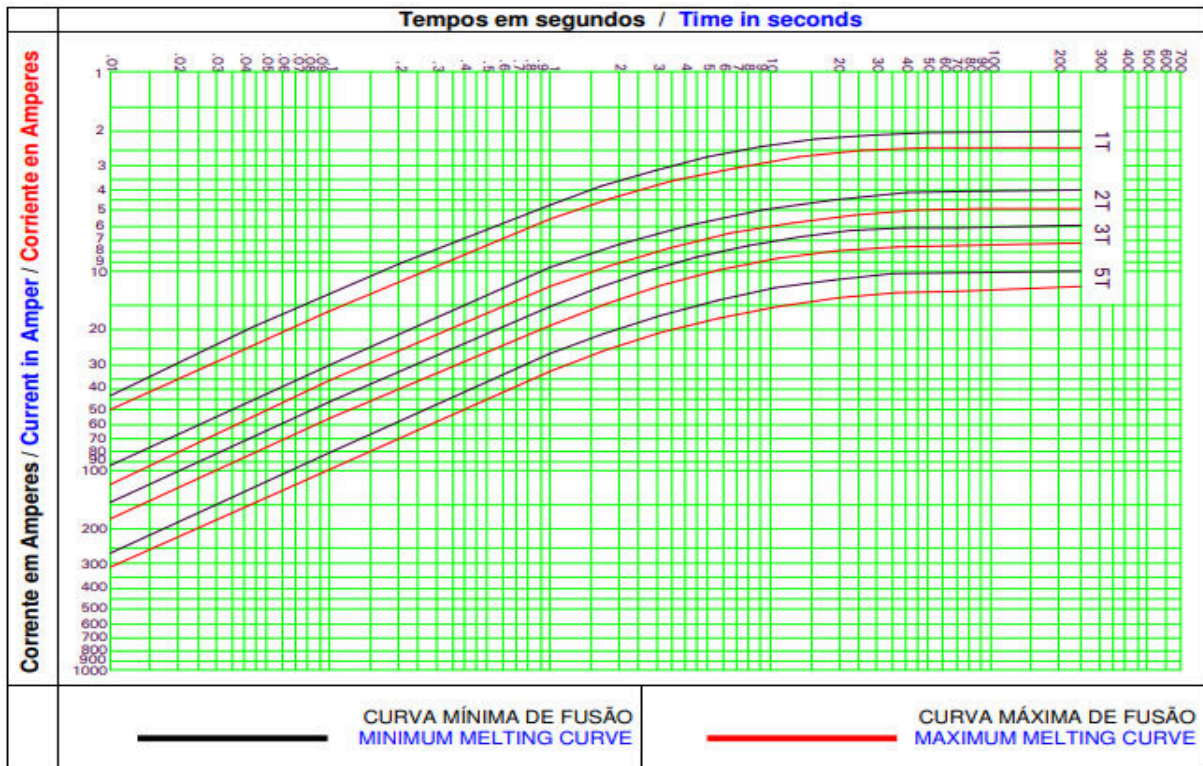
Figura 3.3- Curva Tempo X Corrente Para Elos Fusíveis Tipo K



Fonte: Norma ETD 007.01.43 Fecoergs.

- Elo fusível tipo T: são considerados fusíveis de atuação lenta sendo destinados à proteção de alimentadores de distribuição e seus ramais correspondentes.

Figura 3.4- Característica tempo × corrente dos elos fusíveis T



Fonte: Delmar (2006)

### 3.1.2 Critérios de Escolha do Elo Fusível

Para que se escolha adequadamente o elo fusível e a chave destinada à proteção de um determinado transformador, a norma técnica N-321.0002 (2016) da Celesc recomenda a seguinte tabela:

Tabela 3.3- Escolha De Elos Fusíveis K E H

Potência de Transformação (kVA)	Tensão Nominal			
	13.8 kV		23.1 kV	
	Chave (A)	Elos (H,K)	Chave (A)	Elos (H,K)
30	100	2H	100	1H
45	100	3H	100	2H
75	100	5H	100	3H
112,5	100	6K	100	5H
150	100	6K	100	5H
225	100	8K	100	6K
300	100	12K	100	8K
400	100	15K	100	10K
500	100	20K	100	12K

600	100	25K	100	15K
750	200	30K	200	20K
1000	200	40K	200	25K
1500	200	65K	200	40K
2000		Nota 4	200	50K
2300		Nota 4	200	50K
2500		Nota 4	200	65K
<b>&gt; 2500</b>		Nota 4		Nota 4

NOTAS:

- 1) Acima de 3000 kVA a Celesc Definirá o valor do elo, através do estudo de proteção. Os valores apresentados para este nível de potência de transformação são orientativos;
- 2) Os elos fusíveis deverão seguir as especificações padrão da CELESC nas E313.0015 e E-313.0048;
- 3) As chaves fusíveis e facas deverão seguir as especificações padrão da Celesc nas E313.0013, E-313.0014 e E-313.0048.
- 4) Acima de 65K a Celesc D definirá a proteção pelo estudo de proteção apresentado.

Fonte: Norma técnica N-321.0002 Celesc (2016)

Por regra geral o tempo máximo total de interrupção do elo protetor não deve exceder 75% do tempo mínimo de fusão do elo protegido dando margem de segurança variações de temperaturas ambientes e preaquecimento pela corrente de carga.

Como critério de coordenação entre elos fusíveis deve-se obedecer a algumas regras:

- O elo fusível protegido deve coordenar com o elo fusível protetor, para o maior valor da corrente de curto-circuito ocorrida no ponto de instalação do elo fusível protetor.
- Os elos fusíveis do tipo H não devem ser utilizados nos ramais primários dos alimentadores. São próprios para proteção dos transformadores de distribuição.
- Reduzir ao mínimo o número de elos fusíveis nos alimentadores.
- Deve-se reduzir também ao mínimo os tipos de elos fusíveis.
- A corrente nominal do elo fusível deve obedecer às Equações (3.1) e (3.2).

$$I_{ne} \geq 1,5 \times I_{mc} \quad (3.1)$$

$$I_{ne} \leq \frac{I_{ft}}{4} \quad (3.2)$$

$I_{ne}$  - corrente nominal do elo fusível, sendo:

– elos fusíveis preferenciais: 6-10-15-25-40-65-100-140-200 K;

– elos fusíveis não preferenciais: 8-12-20-30-50-80 K;

$I_{mc}$  - corrente de carga máxima do alimentador;

$I_{ft}$  - corrente de curto-circuito fase e terra.

- Escolher os elos fusíveis de acordo com as tabelas de coordenação 3.3 e 3.4. Para que se possam aplicar as tabelas de coordenação é necessário saber a posição relativa dos elementos fusíveis protegidos e protetores.

Tabela 3.4- Coordenação Entre Elos Fusíveis K

		<b>Elo fusível protegido</b>												
		12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200	
<b>Fusível Protetor</b>	6K	350	510	650	840	1.060	1.340	1.700	2.200	2.800	3.900	5.800	9.200	
	8K	210	440	650	840	1.060	1.340	1.700	2.200	2.800	3.900	5.800	9.200	
	10K		300	540	840	1.060	1.340	1.700	2.200	2.800	3.900	5.800	9.200	
	12K			320	710	1.050	1.340	1.700	2.200	2.800	3.900	5.800	9.200	
	15K				430	870	1.340	1.700	2.200	2.800	3.900	5.800	9.200	
	20K					500	1.100	1.700	2.200	2.800	3.900	5.800	9.200	
	25K						600	1.350	2.200	2.800	3.900	5.800	9.200	
	30K							850	1.700	2.800	3.900	5.800	9.200	
	40K								1.100	2.200	3.900	5.800	9.200	
	50K									1.450	3.500	5.800	9.200	
	65K										2.400	5.800	9.200	
	80K											4.500	9.200	
	100K												2.000	9.100
	140K													4.000

Fonte: Mamede Filho (2018)

Tabela 3.5- Coordenação para elos fusíveis K e H

		<b>Elo fusível protegido</b>											
		-	10	12	15	20	30	40	50	65	80	100	140
<b>Protetor</b>	1	280	510	650	840	1.060	1.340	1.700	2.200	2.800	3.900	5.800	
	2	45	450	650	840	1.060	1.340	1.700	2.200	2.800	3.900	5.800	
	3	45	450	650	840	1.060	1.340	1.700	2.200	2.800	3.900	5.800	
	5	45	450	650	840	1.060	1.340	1.700	2.200	2.800	3.900	5.800	

Fonte: Mamede Filho (2018)

### 3.2 Chaves Seccionadoras

Esses dispositivos são destinados a realizar manobras de circuitos elétricos sem cargas em subestações, isolando disjuntores, transformadores de medida e de proteção e barramentos, também podem desempenhar funções como transferir cargas entre barramentos da subestação, isolar equipamentos para serviços de manutenção e realizar by-pass entre religadores e disjuntores. . (MAMEDE FILHO, 2018)

Segundo Barros e Gedra (2010) estando com seus contatos fechados e em condições de operação normais devem manter a condução da corrente nominal, inclusive de curto-circuito, sem sobreaquecimento. Basicamente o seccionador é uma extensão do condutor que se desloca quando acionado abrindo e fechando, através dos contatos fixo e móvel. Normalmente seu controle é feito de forma manual, através de alavanca ou bastão ou varão, em exceção para subestações com tensão superior a 69 KV podem ser encontradas com acionamento manual ou motorizado acionado por comando elétrico através de botoeiras.

L&B CAPACITAÇÃO E TREINAMENTO (2008) diz que os seccionadores podem ser:

Tripolar comando único, cada faca é munida de um isolador, para a sustentação do contato fixo e outro para sustentação do braço de acionamento (varão), um eixo rotativo, que quando acionado através de alavanca manual, bastão, (varão provoca o fechamento ou abertura simultânea das três facas contato móvel em alta tensão elas podem ser com controle manual ou motorizado).

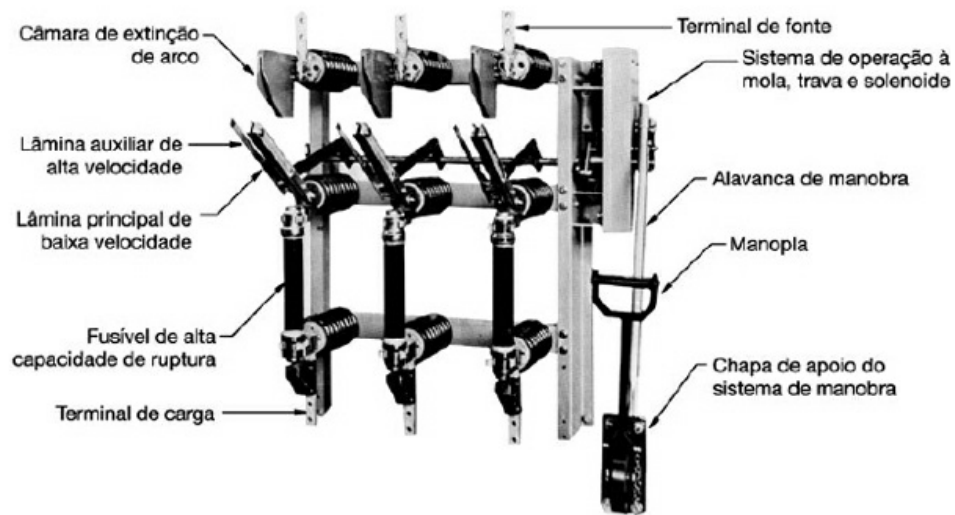
Já o Seccionador interruptor tripolar de media tensão, possui um dispositivo destinado a abrir e fechar um circuito sob carga é projetado para ser instalado em ambiente abrigado, ou seja, em cubículos, o arco elétrico é extinto dentro de uma câmara os contatos são acionados com auxílio de molas para acelerar a abertura e o fechamento. Seccionador com abertura em carga.

Segundo Mamede Filho (2018) esses equipamentos devem ter características mecânicas de modo que, nenhuma fuga de corrente passe entre os terminais, as bases devem ter um terminal de aterramento de seção  $16mm^2$  no mínimo, as chaves não devem ser acionadas por gravidade, vento ou vibrações, devem possuir dispositivos de bloqueio de operação nas posição aberta ou fechada, quando manobrada deve ser possível identificar a sua posição pela distância de abertura visível ou pela posição dos contatos, e os contatos auxiliares só devem sinalizar a posição de abertura da chave quando seus contatos estiverem com abertura de no mínimo 80%.

Para Mamede Filho (2018) as características elétricas que essas chaves devem possuir como características são:

- Tensão Nominal, esta deve ser igual à máxima tensão de operação para o sistema que será instalada.
- Corrente Nominal, aquela que deve ser conduzida continuamente sem exceder os limites de temperatura previstos por norma.
- Nível de Isolamento, a tensão suportável quando da ocorrência de impulsos de manobra ou atmosféricos.
- Solicitações de Curto-circuito, as seccionadoras devem possibilitar a passagem dessas correntes até que a proteção de retaguarda atue.
- Coordenação de valores nominais em função da corrente suportável de curta duração, valor eficaz e valor da crista de corrente suportável conforme NBR 6935.
- Capacidade de Interrupção, esses dispositivos devem abrir e fechar circuitos onde podem ocorrer elevadas correntes de magnetização como de energização de transformadores (sem carga) e banco de capacitores.

Tabela 3.6- Chave tripolar de abertura em carga ou interruptor seccionador.



Fonte: Mamede Filho (2018)

### 3.3 Fusíveis limitadores primários

Os fusíveis limitadores primários são amplamente utilizados para a proteção de transformadores de força, potencial e para motores de média tensão, são acoplados a um seccionador interruptor, e sua principal função é proteger os equipamentos contra correntes de

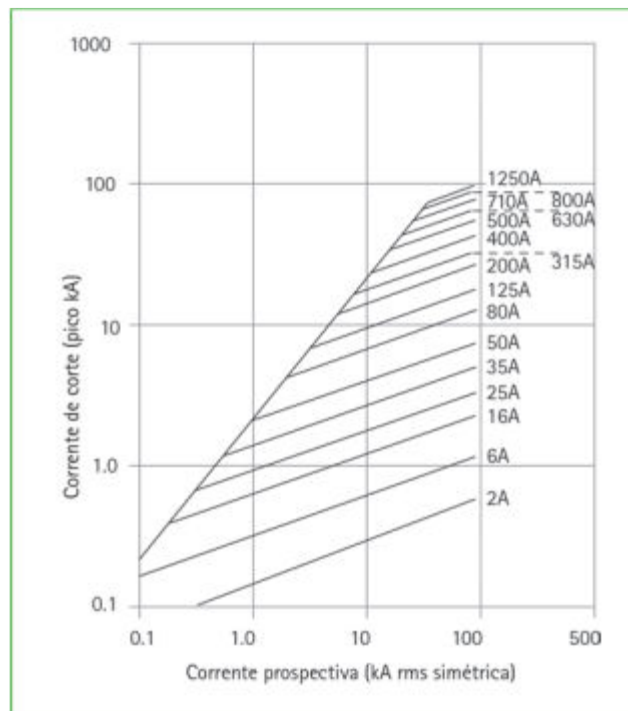
curto-circuito, em geral, muito altas. Na sua característica construtiva é composto pelos contatos, o seu corpo cerâmico, o meio extintor de arco formado geralmente por areia de quartzo, o condutor fusível e um pino precursor que permite a abertura da chave interruptora. (MAMEDE FILHO,2018)

O tempo “pré-arco” é o tempo requerido para derretimento do elemento fusível depende da magnitude de corrente, nesse momento ocorre a vaporização do elemento e a fusão entre o vapor e o pó de enchimento, conduzindo para uma extinção rápida do arco. Entre as características dos fusíveis está a cut-off, nela o fusível interrompe a corrente de curto-circuito antes de chegar ao valor máximo, no primeiro quarto do semiciclo do curto-circuito, interrompendo o aumento de corrente pelo derretimento do elemento fusível, subsequentemente indo a zero durante o período de arco. (RUSH, 2011)

Rush (2011, pg.340) descreve;

É possível usar essa característica durante a fase de projeto de forma a utilizar equipamentos à jusante do fusível com características nominais de curto mais baixas, que seria o caso se o corte for ignorado. Isso pode diminuir os custos, mas apropriada documentação e controle da manutenção são necessários para assegurar que apenas a reposição de fusível de característica muito similar seja usada ao longo da vida da instalação em questão, caso contrário pode surgir problemas de segurança.

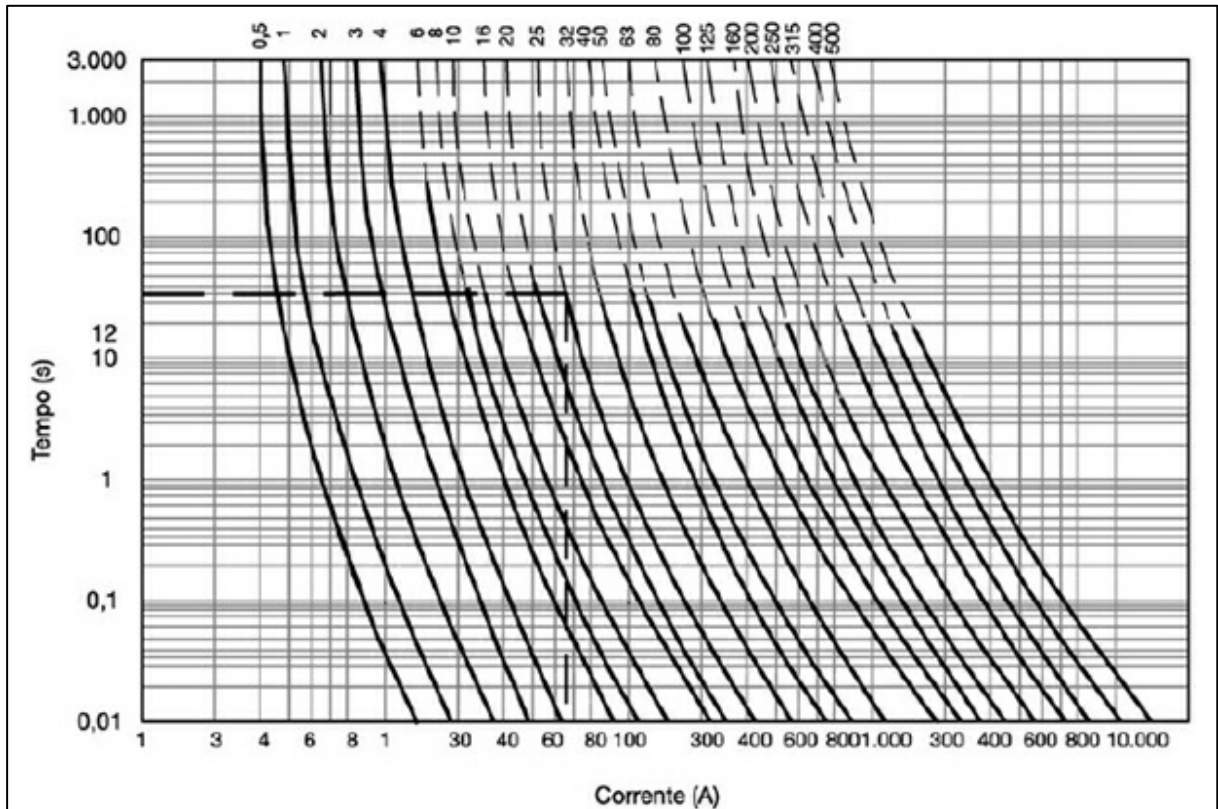
Figura 3.5- Característica de corrente de corte de um fusível típico



Fonte: Rush (2011)

O tempo de operação do fusível se dá em duas partes: o tempo da corrente de falta para derreter o elemento, conhecido como tempo pré-arco e o tempo levado para o arco produzido dentro do fusível se extinguir e isolar o circuito, conhecido como tempo de arco. (RUSH, 2011)

Figura 3.6- Gráfico de tempo × corrente dos fusíveis HH



Fonte: Mamede Filho (2018)

### 3.4 Escolha dos Fusíveis Limitadores para Proteção de Transformadores

Segundo Mamede Filho (2018) quando aplicado à proteção de um transformador é aconselhável que a determinação da corrente nominal do fusível seja feita para um valor igual a 150% da corrente nominal do mesmo. Porém, deve ser levada em consideração a corrente de magnetização do transformador no momento da ligação desse equipamento, já que o seu valor é muito elevado e tempo curto, cerca de 3 a 10 ms.

No sistema de proteção é necessário que haja seletividade entre as proteções secundárias e os fusíveis limitadores, para conseguir essa seletividade com outras proteções a montante e a jusante, utiliza-se o fusível mínimo que corresponde a 150% da corrente nominal do transformador. A tabela da CELESC a seguir apresenta as correntes nominais dos fusíveis limitadores para proteção dos transformadores sem atuarem na energização do transformador.



Tabela 3.7- Dimensionamento dos fusíveis de média tensão de alta capacidade de ruptura tipo HH

POTÊNCIA DE TRANSFORMAÇÃO (KVA)	TENSÃO NOMINAL	
	13.8 KV	23.1kV
	CORRENTE NOMINAL DOS FUSÍVEIS HH (A)	
75	6	4
112,5	8	6
150	10	6
225	16	10
300	25	16
500	32	20
750	50	32
1000	63	40
1500	100	63
2000	125	75
2500	160	100

NOTA:

- 1) Para utilização de fusíveis HH, exige-se no mínimo 03 peças reserva por tipo de fusível no momento da energização.
- 2) Para aplicação em subestações compartilhadas observar a obrigatoriedade da utilização do fusível HH.
- 3) Valores aplicáveis para transformadores à óleo ou secos.

Fonte: Norma Técnica N-321.0002 Celesc (2016)

### 3.5 Para-Raios a Resistor Não Linear

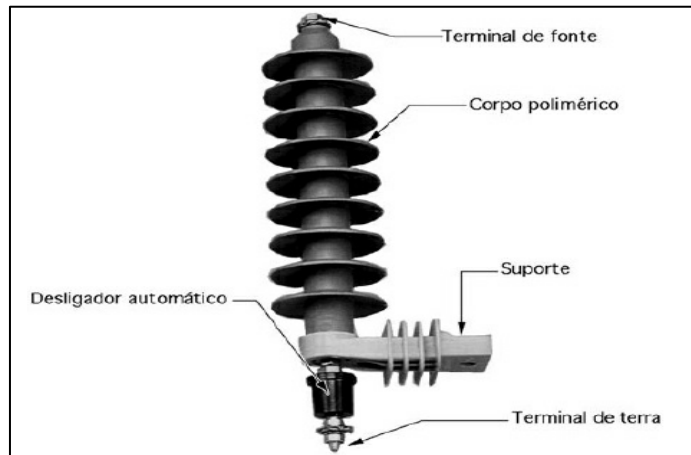
Os para-raios são elementos muito comuns na proteção de subestações de potência e transformadores.

A proteção dos equipamentos elétricos contra as descargas atmosféricas é obtida por para-raios que utilizam as propriedades de não linearidade dos elementos de que são fabricados para conduzir as correntes de descarga associadas às tensões induzidas nas redes e em seguida interromper as correntes subsequentes, isto é, aquelas que sucedem às correntes de descarga após a sua condução à terra. (MAMEDE FILHO, 2018, pg.1)

Existem dois elementos com as características de não linearidade, o carboneto de silício e o óxido de zinco. O para-raios de carboneto de silício utiliza o carboneto de silício (SiC) como resistor não linear e têm em série com este um centelhador formado por vários gaps (espaços vazios). Em geral esse dispositivo é formado pelo resistor não linear, o corpo de porcelana, um centelhador série, um desligador automático, protetor contra sobrepressão e uma mola de compressão. O para-raios a óxido de zinco usa como resistor não linear o óxido de zinco (ZnO) e, ao contrário dos para-raios a carboneto de silício, não possuem centelhadores série. São

constituídos pelo resistor não linear, um corpo polimérico ou de porcelana e podem possuir um contador de descarga.

Figura 3.7- Para-Raios De Corpo Polimérico



Fonte: Mamede Filho e Mamede (2018)

Estes equipamentos são aplicados para proteção de eventos de sobretensões no sistema, essas sobretensões podem ter origens:

- Temporária: tem curta duração e é proveniente de defeitos monopulares, perda de carga por abertura do disjuntor, fenômenos de ferrossonância. E efeito ferrante.
- Sobretensão de Manobra: é proveniente da operação de um equipamento de manobra como resultado de um defeito ou outra causa, em determinado ponto do sistema, envolvendo as três fases ou uma fase e a terra.
- Sobretensão Atmosférica: esta é motivada por uma descarga atmosférica envolvendo as fases do sistema ou uma das fases e terra, esta descarga pode ser diretamente na rede ou ainda quando ocorre nas proximidades da mesma e induz determinada tensão nos condutores de fase.

### 3.5.1 Classificação dos para-raios

Para Mamede Filho (2018, pg.38)

Os para-raios podem ser classificados de acordo com os seguintes parâmetros, com base na NBR 5424:2011.

- Classe estação: 20, 15, 10 kA (serviço leve) e 10 kA (serviço pesado).
- Classe distribuição: 5 kA séries A e B.

- Classe secundária: 1,5 kV.

Segundo a NBR 5424:2011 – Guia de Aplicação de Para-raios de Resistor Não Linear em Sistema de Potência, pode-se acrescentar:

- Em sistemas de até 230 kV, os para-raios de resistor não linear de 10 kA asseguram os melhores níveis de proteção. Em seguida, vêm os para-raios das classes de 5 kA, série A, e, por fim, os para-raios de 5 kA, série B.
- Como regra geral, os para-raios de 10 kA são aplicados a sistemas acima de 69 kV e a subestações de sistemas de tensões mais baixas, consideradas suficientemente importantes para justificar melhor proteção.
- Os para-raios de 5 kA, série A são usados em sistemas de transmissão abaixo de 69 kV. Os para-raios de 5 kA série B são usados na proteção de transformadores de distribuição.

Os para-raios de classe secundária são fabricados para tensão de até 660 V e têm pouca utilização em sistemas industriais, cabendo mais especificamente à entrada de consumidores de baixa tensão de algumas concessionárias de energia elétrica.

Quanto ao nível de isolamento a norma NBR 6939 estabelece para os equipamentos elétricos três faixas de tensão máxima e nos quais devem estar em operação os para-raios.

- Faixa de isolamento A

É aquela superior a 1 kV e igual ou inferior a 36,2 kV. É característica dos sistemas elétricos de média tensão.

- Faixa de isolamento B

É aquela igual ou superior a 72,5 kV e igual ou inferior a 242 kV. É característica dos sistemas elétricos de alta tensão.

- Faixa de isolamento C

É aquela superior a 362 kV.

### 3.5.2 Seleção do Para-Raios

Para a seleção dos para-raios segundo Mamede Filho (2018) utiliza-se alguns conceitos da NBR 5424:2011 como base para os procedimentos de escolha buscando a melhor proteção do equipamento a se proteger. Entre os itens de destaque nesse quesito estão:

- O cálculo da distância entre os para-raios e o equipamento a ser Protegido.
- A máxima tensão fase e terra à frequência industrial, que pode ocorrer no ponto de instalação dos para-raios.
- O valor da tensão nominal, deve ser escolhido com base na máxima tensão para a terra decorrente de defeitos no sistema.

- Classe de aplicação, estimar a intensidade da maior corrente de descarga do para-raios bem como a sua forma de onda.
- Determinar as tensões suportáveis nominais de impulso da isolação a ser protegida.
- Determinar as sobretensões com taxa de crescimento lenta.
- Determinar as sobretensões com taxa de crescimento rápida.
- Determinar as descargas decorrentes de surtos de manobra de linhas de transmissão e energização de banco de capacitores.
- Selecionar a classe de descarga de linhas de transmissão obtido a partir da Tabela extraída da NBR 5424:2011 que classifica a classe de descarga da linha de transmissão correspondente à tensão do sistema.

Tabela 3.8- Classes De Descarga De Linhas De Transmissão Para Indicação Dos Para-Raios (NBR5424:2011)

<b>Classe de descarga de linhas de transmissão</b>	<b>Faixa aproximada de tensões máximas dos sistemas (valor eficaz)</b>	<b>Comprimento aproximado da linha</b>	<b>Impedância de surto aproximado</b>	<b>Fator de sobretensão aproximado</b>
-	<b>kV</b>	<b>Km</b>	<b><math>\Omega</math></b>	-
1	$\leq 245$	300	450	3
2	$\leq 300$	300	400	3
3	$\leq 420$	360	350	3
4	$\leq 525$	420	325	2
5	$\leq 765$	480	300	2

Fonte: Mamede Filho (2018)

### 3.6 Transformador de Corrente (TC)

Conforme o guia de proteção de redes elétricas SCHNEIDER ELECTRIC (2008, pg.19) “a função de um sensor de corrente de fase é fornecer a seu enrolamento secundário uma corrente proporcional à corrente do primário medida. Isto é utilizado tanto na medição quanto na proteção.”

Basicamente na sua forma mais simples possuem um primário, geralmente de poucas espiras, e um secundário, no qual a corrente nominal transformada é, na maioria dos casos, igual a 5 A. Essa transformação é feita por meio do fenômeno de conversão eletromagnética e converte as altas correntes do primário em pequenas correntes secundárias, segundo uma relação de transformação. Se for aplicado nos terminais primários de um TC cuja relação de transformação

nominal é de 20 circular uma corrente de 100 A, obtém-se no secundário a corrente de 5 A, ou seja:  $100/20 = 5$  A. (MAMEDE FILHO, 2018)

### 3.6.1 Tipos de Transformadores de Corrente

Segundo a ABNT NBR 6856 (2015) entre os tipos de transformadores encontrados estão:

- Transformador de corrente auxiliar: usualmente inserido no circuito secundário de um outro transformador, destinado a alterar a sua relação nominal ou melhorar seu fator de segurança
- Transformador de corrente de múltipla relação: no qual várias relações são obtidas conectando seções do enrolamento primário em série ou em paralelo ou por meio de derivações do enrolamento secundário
- Transformador de corrente tipo janela com núcleo separável: nesse a parte do núcleo é separável ou basculante, para facilitar o enlaçamento do condutor primário
- Transformador de núcleo único: tem um único núcleo magnético, para um enrolamento secundário
- Transformador de corrente de vários enrolamentos primários: tem vários enrolamentos primários distintos e isolados separadamente
- Transformador de corrente de vários núcleos: tem vários enrolamentos secundários isolados separadamente e montados cada um em seu próprio núcleo, enlaçados por um único enrolamento primário
- Transformador de corrente residual: transformador ou grupo de três transformadores de corrente, ligados de modo a transformar somente a corrente residual
- Transformador de corrente tipo barra: cujo enrolamento primário é constituído por uma barra, montada permanentemente através do núcleo do transformador
- Transformador de corrente tipo bucha: transformador de corrente tipo janela projetado para ser instalado sobre uma bucha de um equipamento elétrico

### 3.6.2 Características Elétricas

Os transformadores de corrente apresentam características peculiares e todas aqui apresentadas tem como objetivo ajudar na escolha dos TCs adequados para o projeto em estudo por meio das tabelas e equações respectivas a cada requisito básico e pelas normas referentes aplicadas no Brasil como, ABNT, ANSI, IEC E IEEE.

### 3.6.2.1 Correntes nominais primárias

Estas devem ser compatíveis com a corrente de carga do circuito primário. A NBR 6856 representa as correntes nominais e relações nominais conforme a tabela 3.7, e as relações padronizadas pela tabela 3.8.

Tabela 3.9- Sinais para representação de correntes nominais e relações nominais

Sinal	Função
:	Representar relações nominais
-	Separar correntes nominais e relações nominais de enrolamentos diferentes
×	Separar correntes nominais e relações nominais obtidas por religação em série ou em paralelo
/	Separar correntes nominais e relações nominais obtidas por derivações secundárias
//	Separar correntes nominais e relações nominais obtidas por derivações primárias

Fonte: Adaptado da NBR 6856 (2015)

Tabela 3.10- Relações Nominais Simples

Corrente Nominal	Relação Nominal	Corrente Nominal	Relação Nominal	Corrente Nominal	Relação Nominal	Corrente Nominal	Relação Nominal
5	1:1	60	12:1	400	80:1	2500	500:1
10	2:1	75	15:1	500	100:1	3000	600:1
15	3:1	100	20:1	600	120:1	4000	800:1
20	4:1	125	25:1	800	160:1	5000	1.000:1
25	5:1	150	30:1	1000	200:1	6000	1.200:1
30	6:1	200	40:1	1200	240:1	8000	1.600:1
40	8:1	250	50:1	1500	300:1	-	-
50	10:1	300	60:1	2000	400:1	-	-

Fonte: Adaptado da NBR 6856 (2015)

### 3.6.2.2 Cargas Nominais

Segundo Mamede Filho (2018) os transformadores de corrente devem ser especificados de acordo com a carga que será ligada no seu secundário, essa carga secundária nominal é a impedância ligada aos terminais secundários do TC, cujo valor corresponde à potência para a exatidão garantida, sob corrente nominal. A fórmula que expressa essa capacidade é:

$$Z_s = \frac{P_{tc}}{I_s^2} \quad (3.3)$$

Tabela 3.11- Cargas nominais para TCs a 60 Hz e 5 A

Designação	Resistência	Indutância	Potência	Fator de	Impedância
	$\Omega$	mH	Nominal VA	Potência -	$\Omega$
<b>C2,5</b>	0,09	0,116	2,5	0,9	0,1
<b>C5,0</b>	0,18	0,232	5,0	0,9	0,2
<b>C12,5</b>	0,45	0,580	12,5	0,9	0,5
<b>C25</b>	0,50	2,300	25,0	0,5	1,0
<b>C50</b>	1,00	4,600	50,0	0,5	2,0
<b>C100</b>	2,00	9,200	100,0	0,5	4,0
<b>C200</b>	4,00	18,400	200,0	0,5	8,0

Fonte: Mamede Filho (2018)

Para Mamede Filho (2018) a carga dos aparelhos que deve ser ligada aos transformadores de corrente deve ser dimensionada na escolha do TC de carga padronizada compatível. Tanto quando for destinado à medição ou à proteção deve utilizada a seguinte equação.

$$C_{tc} = \sum C_{ap} + L_c \times Z_c \times I_s^2 \quad (VA) \quad (3.4)$$

$\Sigma C_{ap}$  – soma das cargas correspondentes dos aparelhos considerados, em VA;

$I_s$  – corrente nominal secundária, normalmente igual a 5 A;

$Z_c$  – impedância do condutor, em  $\Omega/m$ ;

$L_c$  – comprimento do fio condutor, em m.

Tabela 3.12- Cargas dos principais aparelhos para TCs

Aparelhos	Consumo aproximado (VA)	
	Eletromecânico	Digital
Amperímetros registradores	15 a 5	0,15 a 3,5
Amperímetros indicadores	3,5 a 15	1,0 a 2,5
Wattímetros registradores	5 a 12	0,15 a 3,5
Wattímetros indicadores	6 a 10	1 a 2,5
Medidores de fase registradores	15 a 20	2,5 a 5
Medidores de fase indicadores	7 a 20	2,5 a 5
Relés de fase indicadores	25 a 40	2,5 a 6,5
Relés de distância	10 a 15	2,0 a 8
Relés diferenciais de corrente	8 a 15	2,0 a 8
Medidor de kW - kWh	2,2	0,94
Medidor de kVA <sub>rh</sub>	2,2	0,94

Fonte: Mamede Filho (2018)

### 3.6.2.3 Fator de Sobrecorrente

Também chamado de fator de segurança, deve ser multiplicado pela corrente nominal primária do TC para se obter a máxima corrente no seu circuito primário até o limite de sua classe de exatidão. A NBR 6856 especifica que esse fator para serviço de proteção seja 20 vezes a corrente nominal, por conta do nível de saturação, não se deve utilizar transformadores de proteção em serviço de medição e vice-versa. A equação a seguir expressa o fator de sobrecorrente em função da relação entre a carga nominal do TC e a carga ligada ao seu secundário. (MAMEDE FILHO, 2018)

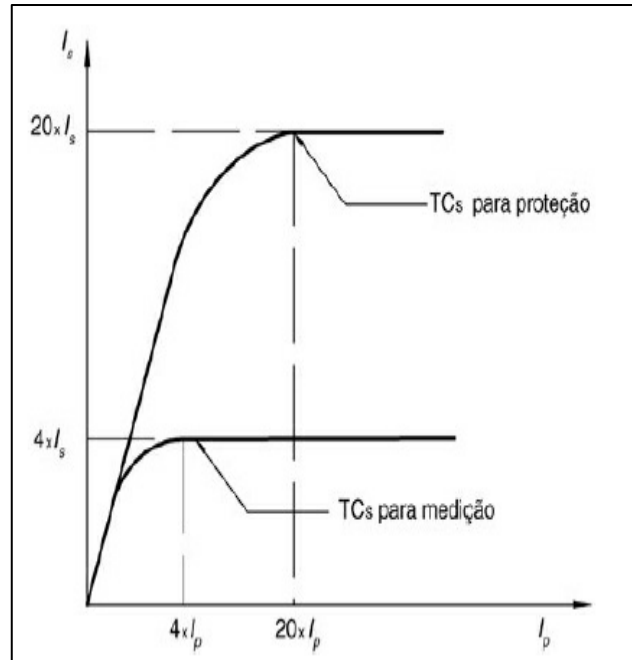
$$F_1 = \frac{C_n}{C_s} \times F_s \quad (3.5)$$

$C_s$  – carga ligada ao secundário, em VA;

$F_s$  – fator de sobrecorrente nominal ou de segurança;

$C_n$  – carga nominal, em VA.

Figura 3.8- Saturação Dos Transformadores De Corrente



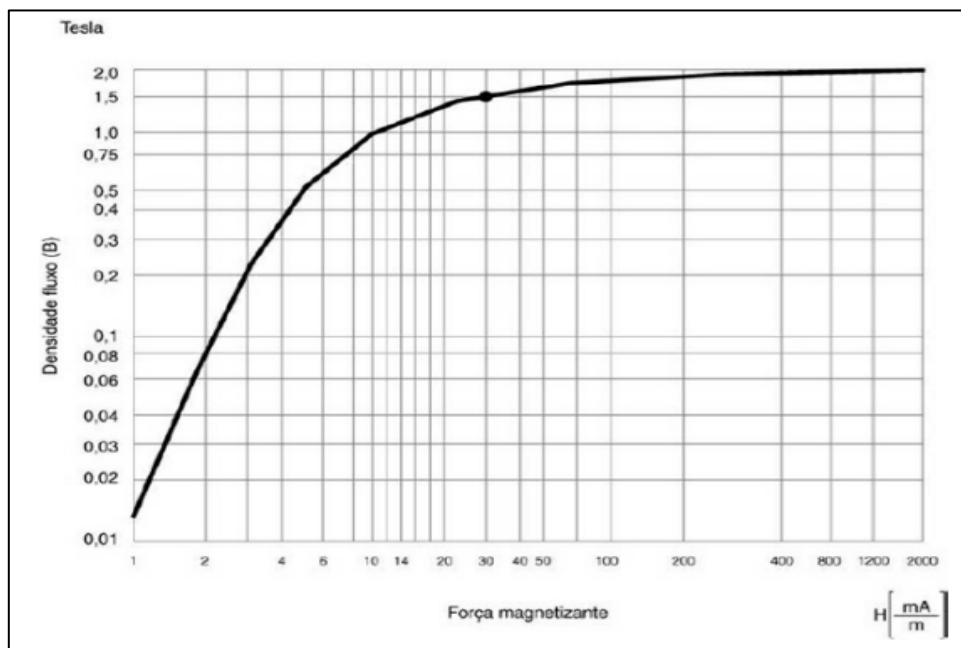
Fonte: Mamede Filho (2018)



### 3.6.2.4 Corrente de Magnetização

É a corrente de magnetização dos transformadores de corrente e permite calcular a tensão induzida no seu secundário e a corrente magnetizante correspondente. A figura a seguir traz a curva de magnetização, onde a tensão obtida no joelho da curva é aquela correspondente a uma densidade de fluxo B igual a 1,5 tesla (T), a partir da qual o transformador de corrente entra em saturação. O fluxo magnético representa o número de linhas de força, emanando de uma superfície magnetizada ou entrando na mesma superfície. (MAMEDE FILHO, 2018)

Figura 3.9- Curva de Magnetização de um Transformador De Corrente.



Fonte: Mamede Filho e Mamede (2018)

### 3.6.2.5 Tensão secundária

Segundo Mamede Filho (2018, pg.194) “A tensão nos terminais secundários dos transformadores de corrente está limitada pela saturação do núcleo”. A tensão nominal pode ser obtida pela seguinte equação:

$$V_s = F_s \times Z_c \times I_s \quad (3.6)$$

$F_s$  – fator de sobrecorrente, padronizado em 20.

$Z_c$  - Impedância da carga

$I_s$  – Corrente Nominal Secundária

Tabela 3.13- Tensões secundárias dos TCs

Carga	Tensão secundária	TC normalizado	
		Classe A	Classe B
VA	V		
<b>C25</b>	10	A10	B10
<b>C5</b>	20	A20	B20
<b>C12,5</b>	50	A50	B50
<b>C25</b>	100	A100	B100
<b>C50</b>	200	A200	B200
<b>C100</b>	400	A400	B400
<b>C200</b>	800	A800	B800

Fonte: Mamede Filho (2018)

### 3.6.2.6 Fator térmico nominal

Segundo Mardegan (2012, pg.152) “Traduz a sobrecarga de corrente que o TC suporta permanentemente. Os fatores térmicos nominais conforme a ABNT NBR 6856 são 1, 1.2, 1.3, 1.5 e 2.”

### 3.6.2.7 Corrente dinâmica nominal

Segundo Mamede Filho (2018, pg.197):

É o valor de impulso da corrente de curto-circuito assimétrica que circula no primário do transformador de corrente e que este pode suportar, por um tempo estabelecido de meio ciclo, estando os enrolamentos secundários em curto-circuito, sem que seja afetado mecanicamente, em virtude das forças eletrodinâmicas desenvolvidas.

### 3.6.2.8 Corrente térmica nominal

É o valor eficaz da corrente primária de curto-circuito simétrico que o TC pode suportar por um tempo igual a 1 s, estando com o enrolamento secundário em curto-circuito, sem que exceda os limites de elevação de temperatura especificados por norma. (MAMEDE FILHO, 2018)

### 3.6.2.9 Polaridade

A polaridade indica a direção instantânea relativa das correntes primárias e secundárias, o TC pode ter polaridade subtrativa quando a corrente tem direção de P1 para P2 no primário e

no sentido de S1 para S2, no secundário, caso contrário, diz-se que o TC tem polaridade aditiva. (MARDEGAN, 2012; MAMEDE FILHO, 2018)

### 3.6.2.10 Fator térmico de curto-circuito

Mamede Filho (2018, pg.197) descreve como “a relação entre a corrente térmica nominal e a corrente primária nominal, valor eficaz.” Pode ser dado pela Equação (3.7).

$$F_{Tcc} = \frac{I_{ter}}{I_{np}} \quad (3.7)$$

$I_{ter}$  – corrente térmica do TC, em A;

$I_{np}$  – corrente nominal primária, em A.

### 3.6.2.11 Frequência Nominal

É a frequência para qual o equipamento foi projeto para operar. A frequência nominal no Brasil é 60 Hz.

### 3.6.2.12 Tensão Máxima e Níveis de Isolamento

As tensões e níveis de isolamento que os transformadores suportam são dados a seguir.

Tabela 3.14- Níveis de isolamento para  $U_{max} \leq 242$  kV

<b>Tensão máxima do equipamento (kV)</b>	<b>Tensão suportável à frequência industrial durante 1 min (kV)</b>	<b>Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (kV crista)</b>
<b>kV</b>	<b>kV ef</b>	<b>kV ef</b>
0,6	4	-
1,2	10	30
7,2	20	40/ 60
15	34	95 / 110
24,2	50	125 / 150
36,2	70	150 / 170 / 200
72,5	140	350
145	230 / 275	550
242	360 / 395	850 / 950
362	450	950 / 1.050 / 1175

Fonte: Mamede Filho e Mamede (2018)

### 3.6.2.13 Erros dos Transformadores de Corrente

- Erro de relação de transformação: segundo Mamede Filho (2018) surge quando a corrente primária não corresponde exatamente ao produto da corrente lida no secundário pela relação de transformação nominal. Fator pelo qual deve ser multiplicada a relação nominal de um transformador para instrumentos, a fim de se obter a sua relação real em uma dada condição de funcionamento. O erro de relação de transformação pode ser corrigido pelo fator de correção de relação relativo FCR obtido através da Equação (3.8).

$$F_{CR} = \frac{I_s + I_e}{I_s} \quad (3.8)$$

$I_s$  – corrente secundária de carga, em A;

$I_e$  – corrente de excitação referida ao secundário, em A, fornecida pelo fabricante.

Para se obter a verdadeira relação de transformação sem erro aplica-se:

$$F_{CR} = \frac{RTC_R}{RTC} \quad (3.9)$$

$RTC_R$  – relação de transformação de corrente real;

$RTC$  – relação de transformação de corrente nominal.

O Fator de Correção de Relação (FCR) deve ser multiplicada pela relação nominal de um transformador para instrumentos, a fim de se obter a sua relação real em uma dada condição de funcionamento.

Para se encontrar o erro percentual aplica-se:

$$\varepsilon_P = \frac{RTC \times I_s - I_P}{I_P} \times 100\% \quad (3.10)$$

$I_P$  – corrente primária que circula no TC

- Erro do Ângulo de Fase (FCAF): Fator pelo qual a leitura ou o registro de um instrumento de medição, ligado aos terminais do TC deve ser multiplicado para corrigir o erro introduzido pela defasagem da corrente secundária, ou da tensão

secundária, em relação aos valores primários, devido ao ângulo de fase dos transformadores. (FRONTIN *et al.*, 2017)

#### **3.6.2.14 Classes de exatidão**

As classes de exatidão dos transformadores de corrente são padronizadas por norma, e expressa o erro esperado do transformador de corrente, levando em conta o erro de relação de transformação e o erro de defasamento entre as correntes primária e secundária. (MAMEDE FILHO, 2018)

Segundo a ABNT os transformadores de corrente de medição se enquadram em uma das seguintes classes de exatidão, 0,3- 0,6 -1,2 -3,0, e pelas normas ANSI, as classes de exatidão são 0,3 – 0,6 – 1,2. Os transformadores de corrente de proteção se enquadram nas classes de exatidão 5 e 10 pela ABNT e 10 pela ANSI.

Os transformadores de corrente de medição são designados pela classe de exatidão e pela carga secundária padronizada, como por exemplo, 0,3C25. Os transformadores de corrente destinados à proteção são designados colocando em ordem a classe de exatidão, a classe quanto à reatância e a tensão secundária, pela ABNT da seguinte forma: 10B50. Pela ANSI, por exemplo, 0,3B2.

### **3.6.3 Classificação Dos Transformadores De Corrente**

Os transformadores de corrente são classificados em dois tipos:

- Transformadores de Corrente para Serviço de Medição.
- Transformadores de Corrente para Serviço de Proteção.

Segundo a NBR 6856 (2015) os transformadores de corrente para serviço de proteção, quanto a sua impedância interna, se subdividem em duas classes:

Classe A: transformador de corrente que possui alta impedância interna.

Classe B: transformador de corrente que possui baixa impedância interna.

### **3.6.4 Dados para Especificação de um TC do Tipo Convencional**

Segundo a NBR-6856 (2015) para especificar de um transformador de corrente, ou para outras consultas aos fabricantes deste tipo de equipamento, devem, no mínimo, serem indicadas as características abaixo listadas.

- Corrente(s) Primária(s) Nominal(is) e Relação(ões) Nominal(is).
- Relação nominal (RTC)
- Tensão Máxima do Equipamento e Níveis de Isolamento.
- Frequência Nominal.
- Carga(s) Nominal(is).
- Exatidão.
- Número de Núcleos para Proteção e Medição.
- Fator Térmico Nominal.
- Corrente Suportável Nominal de Curta Duração.
- Valor de crista da corrente suportável.
- Classe de isolamento.
- Tipo de aterramento do sistema.
- Uso: interior (indoor) ou exterior (outdoor).

### 3.7 Transformador de Potencial (TP)

O transformador de potencial é constituído por dois enrolamentos, primário e secundário, acoplados por um circuito magnético; as conexões podem ser feitas entre fase-fase ou fase-terra. A sua função é fornecer em seu secundário uma tensão proporcional àquela aplicada no primário, normalmente essa tensão refletida no secundário é 100, 100/3, 110, 110/3, 115 ou  $115/\sqrt{3}$  V. (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008; MAMEDE FILHO, 2018)

Conforme Mamede Filho (2018), existem dois tipos de transformadores de potencial:

- Transformador de Potencial do Tipo Indutivo: funcionam com base na conversão eletromagnética entre os enrolamentos primário e secundário, reduzindo a tensão aplicada no primário para o secundário, o limite construtivo desse tipo construtivo vai até a tensão de 138 kV.

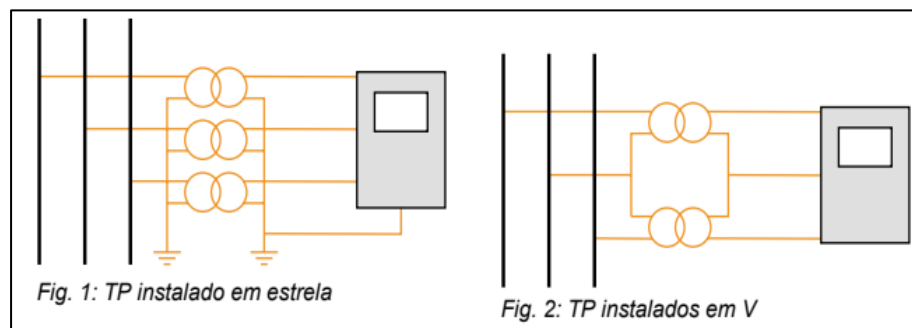
Segundo a NBR 6855 (2009), existem três grupos de ligação,

- grupo 1: projetado para ligação entre as fases até 34,5kV e suporta 10% de sobrecarga.
- grupo 2: projetados para ligação entre fase e neutro em sistemas diretamente aterrados.
- grupo 3: projetados para ligação entre fase e neutro onde não tenha garantia de um aterramento eficaz.

➤ Transformador de Potencial do Tipo Capacitivo: são construídos para tensões iguais ou acima de 138 kV e utilizam de dois conjuntos de capacitores que servem para fornecer um divisor de tensão e permitir a comunicação através do sistema Carrier. O divisor capacitivo é ligado entre fase e terra, cujas células que formam o condensador são ligadas em série e o conjunto é imerso no interior de um invólucro de porcelana. Uma derivação intermediária alimenta um grupo de medida de média tensão contendo transformador de potencial indutivo ligado na derivação intermediária, um reator de compensação ajustável para controlar as quedas de tensão e a defasagem no divisor capacitivo, um dispositivo de amortecimento dos fenômenos de ferorrressonância e um “gap” que limita a tensão no ponto T para um valor suportável pelo capacitor C2.

De acordo com o guia de proteção de redes elétricas (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008) esses dispositivos podem ser conectados na rede em forma de estrela ou em delta. A norma técnica da Celesc N-321.0002 (2016) orienta que “o transformador de potencial de proteção deverá ser instalado imediatamente antes da chave seccionadora de isolamento do disjuntor, de modo a manter este equipamento sempre energizado independentemente da abertura desta chave.”

Figura 3.10- Exemplos De Ligações Dos TPs



Fonte: Adaptado de Schneider Electric (2008)

Os transformadores de potencial tem identificados nos terminais de ligação primário e secundário letras convencionadas que indicam a polaridade para a qual foram construídos, sendo empregadas as letras, com seus índices H1 e H2 , X1 e X2 , respectivamente, para designar os terminais primários e secundários dos transformadores de potencial. A maioria dos transformadores de potencial tem polaridade subtrativa, ou seja, quando a onda de tensão tem direção H1 para H2 no primário e de X1 para X2 no secundário.

Segundo Mamede Filho (2018) os transformadores de potencial apresentam dois erros ao reproduzir no secundário a tensão a que está submetido no primário:

- O erro de Relação de transformação, onde a tensão primária não corresponde exatamente ao produto da tensão lida no secundário pela relação de transformação de potencial nominal.
- Erro de Ângulo de Fase, é o ângulo  $\gamma$  que mede a defasagem entre a tensão vetorial primária e a tensão vetorial secundária de um transformador de potencial.

O erro de relação de transformação e o erro de defasamento angular entre as tensões primária e secundária determinam o fator de correção de transformação, esse erro esperado é chamado de classe de exatidão e deve ser multiplicado pelo valor de leitura de aparelhos de medida. Para se determinar a classe de exatidão do TP são realizados ensaios a vazio e em carga sob tensão nominal, a 90% da tensão nominal e a 110% da tensão nominal. A NBR 685 aponta as seguintes classes de exatidão: 0,3 – 0,6 – 1,2, existindo ainda TPs da classe de exatidão 0,1. Essa mesma norma ainda diz que o TP deve manter a sua exatidão a vazio e para todas as cargas instaladas em seu secundário. (MAMEDE FILHO, 2018)

A soma das cargas que são acopladas a um transformador de potencial deve ser compatível com a carga nominal deste equipamento padronizada pela NBR 6855. Circuitos muito longos podem ocasionar erros de medida a esses equipamentos devido à queda de tensão, para cálculos do fator de correção de relação de carga total e do ângulo de defasagem, deve-se levar em consideração a reatância indutiva dos condutores secundários de alimentação das cargas.

A NBR 6855 designa um TP, colocando em ordem a classe de exatidão e a carga nominal, como, por exemplo, 0,3P200. As normas ANSI e IEEE C57-13 especificam o TP colocando em ordem a classe de exatidão e a letra correspondente à carga nominal. Assim, um TP 0,3P200 designado pela NBR 6855 leva a seguinte designação na norma ANSI: 0,3Z.

Tabela 3.15- Características elétricas dos TPs

Designação		P. Ap. VA	Características a 60Hz e 120 V				Características a 60Hz e 66,3 V		
			F.P -	R Ohm	L mH	Z Ohm	R Ohm	L mH	Z Ohm
ABNT	ANSI								
P12,5	W	12,5	0,10	115,2	3.402	1.152	38,4	1.014	384
P25	X	25	0,70	403,2	1.092	576	134,4	364	192
P75	Y	75	0,85	163,2	268	192	54,4	89,4	64
P200	Z	200	0,85	61,2	101	72	20,4	33,6	24
P400	ZZ	400	0,85	30,6	50	36	10,2	16,8	12

Fonte: Mamede Filho (2018)



Tabela 3.16- Cargas das Bobinas de Aparelhos de Medição e Proteção

Aparelhos	Potência ativa	Potência reativa	Potência total
	W	var	VA
Medidor kWh	2,0	7,9	8,1
Medidor kvarh	3,0	7,7	8,2
Wattímetro	4,0	0,9	4,1
Motor de conjunto de demanda	2,2	2,4	3,2
Autotransformador de defasamento	3,0	13,0	13,3
Voltímetro	7,0	0,9	7,0
Frequencímetro	5,0	3,0	5,8
Fasímetro	5,0	3,0	5,8
Sincronoscópio	6,0	3,0	6,7
Cossifímetro			12,0
Registrador de frequência			12,0
Emissores de pulso			10,0
Relógios comutadores			7,0
Totalizadores			2,0
Emissores de valores medidos			2,0

Fonte: Mamede Filho e Mamede (2018)

Os transformadores de potencial devem suportar as tensões de ensaio previstas na Tabela 3.9 da NBR 6835.

Tabela 3.17- Nível de isolamento e tensões suportáveis

Tensão máxima do equipamento	Tensão suportável de impulso atmosférico		Tensão suportável nominal à frequência industrial durante 1 minuto	Tensão suportável nominal de impulso atmosférico	
	B	A		B	A
	kV <sub>ef</sub>	kV <sub>cr</sub>		kV <sub>ef</sub>	kV <sub>cr</sub>
0,6	-	-	4	-	-
1,2	-	-	10	-	-
7,2	30	60	20	33	66
15	95	110	36	105	121
25,8	125	150	60	138	165
38	150	200	80	165	220
48,3	250	250	95	275	275
72,5	325	350	140	357	385

Fonte: Mamede Filho e Mamede (2018)

Esses dispositivos devem suportar descargas parciais no interior do vazio ou entre as paredes que envolvem impurezas e bolhas no interior da massa isolante originárias do encapsulamento dos enrolamentos. A potência que o TP pode suprir continuamente, sem que sejam excedidos os limites de temperatura nominais é conhecida como potência térmica nominal e não deve ser menor que 1,33 vez a carga nominal mais elevada, relativamente à classe de exatidão. (MAMEDE FILHO, 2018)

Tabela 3.18- Potência térmica dos TPs

	Potência térmica	
	Grupos 1 e 2	Grupo 3
	VA	VA
<b>P12,5</b>	18	50
<b>P25</b>	36	100
<b>P75</b>	110	300
<b>P200</b>	295	800
<b>P400</b>	590	1600

Fonte: Mamede Filho e Mamede (2018)

### 3.7.1 Critérios para Aplicações dos Transformadores de Potencial

Segundo Mamede Filho (2018) os transformadores de potencial devem ser especificados suas características diferentemente para aplicação nos serviços de medição e de proteção.

#### 3.7.1.1 TPs para Serviços de Medição de Faturamento

- Faixa de operação da tensão:  $(0,9 \text{ a } 1,1) \times V_n$
- Classe de exatidão:
  - Erro de relação de tensão: varia entre  $-0,3\%$  e  $+0,3\%$  para classe 0,30.
  - Erro de ângulo de fase (minutos): varia entre  $-15'$  e  $+15'$  para classe 0,30.
- Fator de potência: 0,60 a 1,0.
- Carga secundária: pode variar entre 0% e 100% da nominal, a fator de potência entre 0,6 e 1,0 mantendo a classe de exatidão como anteriormente especificada.

### 3.7.1.2 TPs para Serviços de Proteção

- Faixa de operação da tensão:  $(0,05 \text{ a } 1,9) \times V_n$
- Classe de exatidão:
  - Erro de relação de tensão: nunca superior a 3%; nas aplicações práticas utiliza-se entre  $-0,6\%$  e  $+0,6\%$  para classe 0,60.
  - Erro de ângulo de fase (minutos): varia entre  $-31,2'$  e  $+31,2'$  para classe 0,60.
- Fator de potência: 0,80
- Carga secundária: pode variar entre 10% e 100% da nominal, a fator de potência 0,80, mantendo a classe de exatidão como anteriormente especificada.

Além desses critérios abordados sobre esses equipamentos, algumas concessionárias disponibilizam tabelas, que serve como base para o dimensionamento de transformadores de medição em média tensão, a tabela a seguir da Celesc mostra o critério de escolha de um TP de medição.

Tabela 3.19- Dimensionamento dos Transformadores de Potencial

<b>MEDIÇÃO EM MÉDIA TENSÃO</b>		
<b>TRANSFORMADORES DE POTENCIAL</b>		
<b>TENSÃO NOMINAL (V)</b>	<b>RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO</b>	
	<b>LIGAÇÃO COM 02 TP</b>	<b>LIGAÇÃO COM 03 TP</b>
<b>13.200</b>	$13.200/110 = 120$	-
<b>13.800</b>	$13.800/115 = 120$	$13.800R3/115 = 70$
<b>23.100</b>	$23.000/115 = 200$	$23.000R3/115 = 120$

Fonte: Adaptado da Norma Técnica N-321.0002 CELESC (2016)

## 3.8 Disjuntores

Segundo Sato e Freitas (2015) a principal função dos disjuntores é interromper os curtos-circuitos da forma mais rápida possível, a fim de não danificar os equipamentos e instalações elétricas pelas correntes de elevadas intensidades. Também podem ser usados para interromper correntes de circuitos operando a plena carga ou a vazio, e a retornar à energização desses circuitos em condições de operação normal ou em falta. (MAMEDE FILHO, 2018)

De acordo com Mamede Filho (2018, pg.325):

Os disjuntores sempre devem ser instalados acompanhados da aplicação dos relés respectivos, que são os elementos responsáveis pela detecção das correntes, tensões, potência etc. do circuito que, após analisadas por sensores previamente ajustados, podem enviar ou não a ordem de comando para a sua abertura. Um disjuntor instalado sem os relés correspondentes transforma-se apenas numa excelente chave de manobra, sem qualquer característica de proteção.

Na interrupção da corrente elétrica o disjuntor tem a função de extinguir o arco elétrico, esse fenômeno é formado pela passagem da corrente elétrica através do ar ou do seu meio isolante entre o contato móvel e fixo na abertura do disjuntor devido a ionização do isolante entre eles, a formação desse arco tem elevada energia térmica e acústica provocando a queima dos materiais nas proximidades, para evitar que a cada abertura os contatos se danifiquem os disjuntores possuem um sistema de extinção de arco elétrico, sendo a tecnologia empregada nessa extinção que define o tipo de disjuntor. (BARROS; GEDRA, 2010)

### **3.8.1 Disjuntores a óleo**

Esses disjuntores utilizam óleo isolante como o elemento de extinção do arco elétrico, existem dois tipos de disjuntores a óleo, grande volume de óleo (GVO) e pequeno volume de óleo (PVO), o que os diferencia são as quantidades do óleo utilizado, o tamanho físico e alguns detalhes construtivos. Nesse sistema o óleo é injetado com uma temperatura e rigidez dielétrica maior diretamente no ponto de formação do elétrico, ou seja, no ponto superior do contato móvel no momento de abertura do disjuntor. (BARROS;GEDRA, 2010)

### **3.8.2 Disjuntores a Sopro Magnético**

São disjuntores que utilizam força eletromagnética para conduzir o arco elétrico a uma câmara de extinção, onde o arco é dividido, deionizado, resfriado e finalmente extinto, uma bobina é introduzida no caminho do arco para limitar a corrente elétrica, formando um campo eletromagnético, que com a ajuda de um sopro de ar comprimido (conseguida através do acionamento de um pistão), direciona o arco para dentro de uma câmara de amianto (câmara corta arco), onde o mesmo é fracionado e extinto. (MAMEDE FILHO, 2018; L&B CAPACITAÇÃO E TREINAMENTO, 2008)

### 3.8.3 Disjuntores a Ar Comprimido

Estes disjuntores são utilizados em subestações instaladas a tensões iguais ou superiores a 230 kV e utilizam o ar sob alta pressão para resfriar e extinguir o arco elétrico, Possuem um vaso com ar sob pressão de cerca de 200 kg/cm<sup>2</sup> que comunica com a câmara de extinção onde estão os contatos fixo e móvel e uma determinada quantidade de ar comprimido sob pressão aproximada de 20 kg/cm<sup>2</sup>. Usam duas técnicas para extinção do arco, uma onde o arco é extinto através do sopro unidirecional do ar conduzido até a região dos contatos pelo interior do próprio dispositivo que os contém, já na segunda técnica o ar é levado à região do arco de maneira semelhante, porém o seu escape se dá pelo interior das hastes que contém os contatos fixo e móvel, separando a trajetória do arco em duas direções diametralmente opostas. (MAMEDE FILHO, 2018)

### 3.8.4 Disjuntores a Vácuo

São especialmente utilizados em instalações em que a frequência de manobra é intensa, e utilizam uma câmara de vácuo apoiada em suas extremidades por isoladores cerâmicos para cada polo como elemento de extinção do arco sendo extremamente eficientes para interromper correntes em média tensão, para tensões muito elevadas necessitam aperfeiçoamento na tecnologia de sua fabricação. (MAMEDE FILHO, 2018)

Esses disjuntores começaram a ser comercializados na década de 1970, têm alta eficiência na extinção do arco, pois no vácuo não há decomposição dos gases, e as câmaras hermeticamente fechadas eliminam o efeito do meio ambiente, mantendo o dielétrico permanente, dessa forma garantindo longa vida útil ao equipamento pois não ocorre a queima e oxidações nos contatos. (BARROS;GEDRA, 2010)

### 3.8.5 Disjuntores a Gás SF<sub>6</sub>

Esses disjuntores utilizam o gás nobre hexafluoreto de enxofre (SF<sub>6</sub>) como meio de extinção do arco elétrico, esse gás tem características peculiares, não é inflamável, inodoro, altamente dielétrico e inerte até 5000°C, seu peso específico é 6,14 g/l e tem estrutura molecular simétrica e estável. Em sua estrutura o disjuncto a SF<sub>6</sub> possui câmaras fechadas com gás injetado sobre pressão que entra entre os contatos fixo e móvel no movimento de abertura e fechamento

extinguindo o arco elétrico e assim ocasionando desgaste mínimo dos contatos e diminuindo em consequência custos de manutenção. (BARROS;GEDRA, 2010)

Segundo Rush (2011, p.343):

Em muitos países, disjuntores usando gás SF<sub>6</sub> como extintor de arco são preferidos em relação aos VCBs e aos disjuntores a ar e a óleo. Muitos tipos de cubículos de manobras dispõem o uso de disjuntores isolados a vácuo ou a SF<sub>6</sub> de acordo com a necessidade do consumidor. Categorias de 31,5 kA rms a 36 kV e 40 kA a 24 kV são típicas. Disjuntores isolados a SF<sub>6</sub> também têm vantagens de confiabilidade e intervalos de manutenção quando comparados com disjuntores a óleo e ar e possuem tamanhos similares aos disjuntores a vácuo para a mesma faixa de operação.

### 3.8.6 Características Elétricas e Mecânicas dos Disjuntores

Segundo a NBR 7118 , as regulamentações das características elétricas e mecânicas dos disjuntores são:

- Corrente Nominal: valor de corrente permanente (em ampères) que o disjuntor é capaz de conduzir sem comprometer a estrutura dos contatos.
- Tensão Nominal: valor de tensão (em kV) que o disjuntor foi projetado para operar.
- Capacidade Dinâmica ou Instantânea: capacidade do disjuntor de suportar o valor de crista inicial da corrente de curto-circuito assimétrica.
- Corrente de Interrupção ou Ruptura: corrente máxima (em kA) que o disjuntor é capaz de interromper com segurança. Deve ser maior que a máxima corrente de curto-circuito trifásica ou fase-terra calculada no ponto de instalação.
- Corrente de Fechamento: corrente máxima admitida pelo equipamento para fechar o circuito.
- Corrente de Disparo: as correntes de disparo devem ser menores do que as correntes de curto-circuito na zona de proteção do equipamento.
- Temporização: intervalo de tempo que deve possibilitar a coordenação com outros equipamentos de proteção do sistema.
- Nível Básico de Isolamento (NBI): nível de isolamento (em kV) contra impulso do equipamento.

### 3.8.7 Acionamento dos Disjuntores

O acionamento dos disjuntores podem ter origem de comando manual através dos botões no próprio disjuntor, comando elétrico feito através de uma manopla ou botoeiras de comando em um painel de comando e ainda podem ser acionados automaticamente através de um relé de proteção parametrizados e instalado para atuar em decorrência de uma anomalia sem intervenção profissional. (BARROS;GEDRA, 2010)

Após receber um desses sinais de comando os disjuntores utilizam de um sistema que pode ser um sistema solenoide, ar comprimido, hidráulico ou de molas carregadas para impulsionar os contatos fixo e móvel. No sistema de molas, duas molas são carregadas manualmente através de uma alavanca ou por meio de um motor para deixar em condições de operação, uma mola serve para ligar o disjuntor e outra para desligar, quando acionadas utilizam o princípio da energia armazenada para ceder energia a um sistema de fechamento ultrarrápido dos contatos fixo e móvel ao mesmo tempo e transferir essa energia para o carregamento simultâneo da mola de abertura, assim a atuação desses dois sistemas é intertravado, isto é, quando uma mola está carregada a outra está descarregada. (BARROS;GEDRA, 2010; MAMEDE FILHO, 2018)

### 3.9 Relés de Proteção

A utilização de relés na proteção de sistemas de potência se deu inicialmente por meio de relés eletromecânicos a mais de 100 anos, estes tem sido sucessivamente substituídos por relés estáticos, digitais e numéricos, que a cada mudança trazem reduções em tamanho e melhorias em funcionalidades. (RUSH, 2011)

Os relés digitais são gerenciados por microprocessadores específicos a este fim, onde sinais de entrada das grandezas e parâmetros digitados são controlados por um software que processa a lógica da proteção através de algoritmos. O relé digital pode simular um relé ou todos os relés existentes num só equipamento, produzindo também outras funções, tais como, medições de suas grandezas de entradas e/ou associadas, proteção, supervisão de rede, transmissão de sinais, religamento dos disjuntores, identificação do tipo de defeito, oscilografia e sincronização de tempo via GPS. Estes relés são mais versáteis e poderosos que os relés eletromecânicos ou eletrônicos convencionais, possuem maior flexibilidade e auto checagem.

Existem dois tipos de relé de proteção:

- Relé primário: pode ser conectado diretamente ao circuito que protegem e não necessitam de fonte auxiliar.
- Relé secundário: amplamente empregados nas instalações de médio e grande porte. Possuem custos mais elevados, necessitam de transformadores redutores e alimentação auxiliar CC ou CA.

Atualmente no mercado existem vários tipos de relés com as mais variadas funções, a simbologia para indicar as funções dos relés de proteção é dado por meio de normas, a norma ANSI C37-2 usa um sistema numérico para várias funções, onde as funções são acrescidas por letras sendo necessária ampliação da função. A IEC 60617 usa símbolos gráficos. A lista completa com todas as funções pela norma ANSI pode ser conferida no anexo A. Como o foco desse trabalho é proteção em média tensão apresentamos as características de alguns dos principais relés e suas respectivas funções encontrados nesses sistemas com o foco no relé de sobrecorrente que é o aplicado no estudo de caso.

### 3.9.1 Relés de Sobrecorrente

O item 5.2 da norma ABNT NBR 14039-2005 especifica que “Em uma subestação com capacidade instalada maior que 300 kVA, a proteção geral na média tensão deve ser realizada exclusivamente por meio de um disjuntor acionado através de relés secundários com as funções 50 e 51, fase e neutro (onde é fornecido o neutro).”

O relé usado para a subestação do estudo de caso desse trabalho possui as funções ANSI 50, 51, 50N, 51N e 51GS, como pode ser visto na figura 3.13.

Figura 3.11- relé de sobrecorrente URPE 7104 Pextron



Fonte: Pextron (2018)

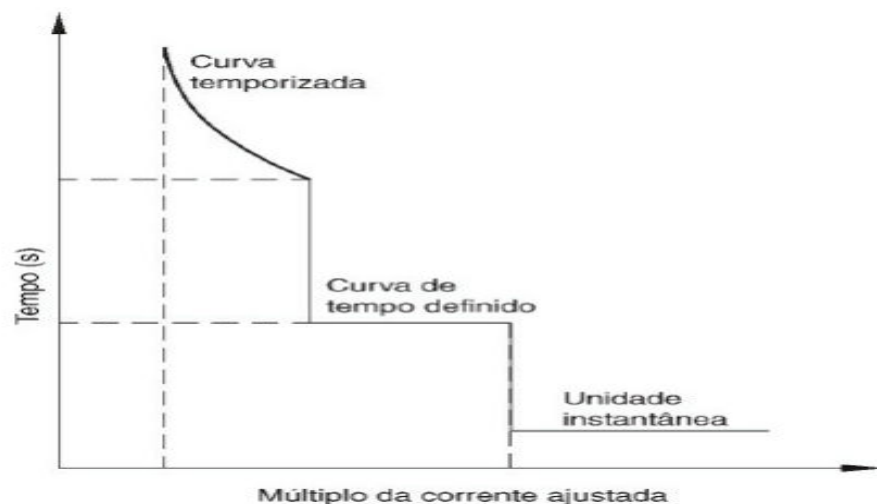


Em geral o funcionamento básico de um relé de sobrecorrente digital é simples: ao receber a corrente dos transformadores de corrente de linha através de seus terminais, a mesma é reduzida por transformadores de corrente instalados internamente que modulam o seu valor para a entrada do conversor analógico/digital; esse conversor transforma a corrente em valores digitais que serão devidamente analisados pelo processador em relação aos valores ajustados no relé armazenados em memória não volátil. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2017)

### 3.9.1.1 Curvas de Operação dos Relés de Sobrecorrente

Em geral a atuação dos relés de sobrecorrente se baseiam em três curvas de operação para fase e neutro, curva temporizada, curva de tempo definido e a unidade instantânea. Como as funções são trifásicas, o relé atua quando pelo menos uma das correntes de fase atinge o valor ajustado. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2017)

Figura 3.12- Curva de operação geral de relé digital



Fonte: Mamede Filho (2018)

### 3.9.1.2 Unidade Temporizada

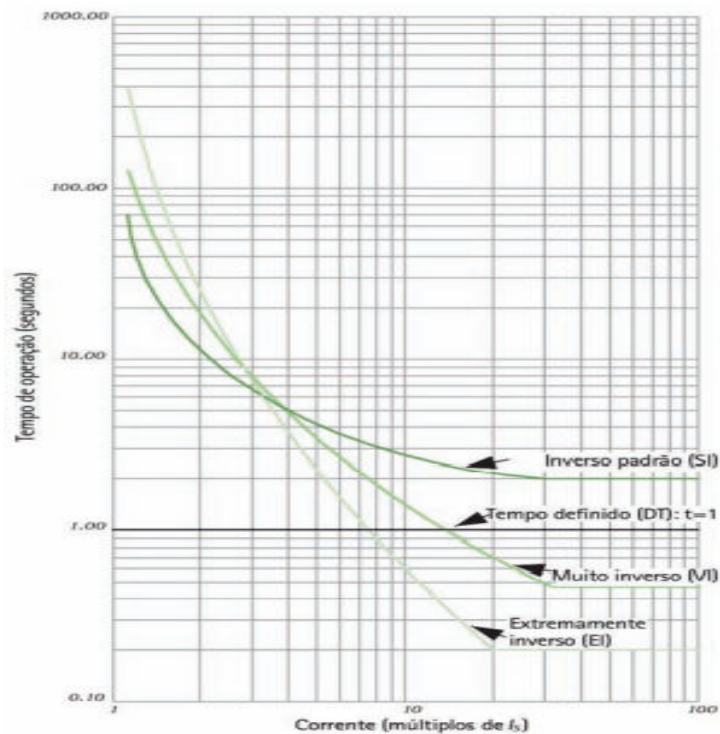
A temporização da unidade de sobrecorrente é obtida por meio de curvas características tempo x corrente dadas por equações que algumas normas apresentam para esses relés, entre elas, IEC, IEEE e também pelas funções  $I \times T$  e  $I^2 \times T$ . De acordo com a tabela abaixo podemos verificar cada tipo de curva característica para cada norma ou função e suas equações. (MARDEGAN, 2012; MAMEDE, 2017).

Quadro 3.1- Definição das características padrão do relé

NORMA	NOME DA CURVA	EQUAÇÃO
IEC	Normal Inversa (SI)	$T = \frac{0,14}{\left(\frac{I_{ma}}{I_s}\right)^{0,02} - 1} \times T_{ms}$
	Muito Inversa (VI)	$T = \frac{13,5}{\left(\frac{I_{ma}}{I_s}\right) - 1} \times T_{ms}$
	Extremamente Inversa (EI)	$T = \frac{80}{\left(\frac{I_{ma}}{I_s}\right)^2 - 1} \times T_{ms}$
	Inversa Longa	$T = \frac{120}{\left(\frac{I_{ma}}{I_s}\right) - 1} \times T_{ms}$
	Inversa Curta	$T = \frac{0,05}{\left(\frac{I_{ma}}{I_s}\right)^{0,04} - 1} \times T_{ms}$
IEEE	Moderadamente Inversa (MI)	$T = \left( \frac{0,0515}{\left(\frac{I_{ma}}{I_s}\right)^{0,02} - 1} + 0,1140 \right) \times T_{ms}$
	Muito inversa (VI)	$T = \left( \frac{19,61}{\left(\frac{I_{ma}}{I_s}\right)^2 - 1} + 0,491 \right) \times T_{ms}$
	Extremamente inversa (EI)	$T = \left( \frac{28,2}{\left(\frac{I_{ma}}{I_s}\right)^2 - 1} + 0,1217 \right) \times T_{ms}$
I x T		$T = \frac{60}{\left(\frac{I_{ma}}{I_s}\right)} \times T_{ms}$
I <sup>2</sup> x T		$T = \frac{540}{\left(\frac{I_{ma}}{I_s}\right)^2} \times T_{ms}$
<b>Ima = Sobrecorrente Máxima Admitida.</b> <b>Is = Corrente de Ajuste do Relé</b> <b>Tms = Ajuste do multiplicador de tempo</b>		

Fonte: Do Autor (2020)

Podemos notar pelo gráfico tempo x corrente a seguir um exemplo com algumas dessas curvas baseadas na norma IEC. Nas curvas de tempo inverso quanto maior a corrente, menor será o tempo de atuação do relé, por isso são conhecidas por essa definição.

Figura 3.13- Curvas Características IEC para  $T_{ms} = 1$ .

Fonte: Rush (2011)

### 3.9.1.3 Unidade de Tempo Definido

Segundo Mamede (2017, pg.130) “Nos relés digitais, a unidade de tempo definido possui um temporizador ajustável. Assim, quando a corrente no relé atinge a corrente ajustada na unidade de tempo definido, o relé conta o tempo programado e gera um pulso de disparo nos seus bornes.”

### 3.9.1.4 Unidade Instantânea

A unidade instantânea é utilizada para proteção contra curto-circuitos e pode operar a partir do valor da corrente ou pelo valor da corrente de pico. O tempo de atuação para a unidade instantânea é aproximadamente zero, e ocorre assim que a corrente ultrapassa o limite ajustado.

### 3.9.1.5 Aplicação do Relé de Sobrecorrente

De acordo com Rush (2011) para uma correta aplicação de relés de sobrecorrente deve-se ter em mãos a corrente de falta que pode fluir em cada ramo da rede. Os dados necessários para o estudo do ajuste do relé são:

- O diagrama unifilar do sistema elétrico de potência a ser analisado, mostrando o tipo e a capacidade dos dispositivos de proteção bem como os transformadores de corrente associados;
- As impedâncias em ohms, por cento, ou por unidade, de todos os transformadores, máquinas girantes e alimentadores;
- Os valores máximos e mínimos das correntes de curto-circuito que supostamente fluirão por cada dispositivo de proteção;
- A corrente de carga máxima por meio dos dispositivos de proteção;
- Os requisitos das correntes de partida de motores assim como os tempos de partida e rotor travado/bloqueado dos motores de indução;
- Características de energização, suportabilidade térmica e dano do transformador;
- Curvas de decremento mostrando a taxa de queda da corrente de falta suprida pelos geradores;
- Curvas de desempenho dos transformadores de corrente.

### **3.9.2 Relé Direcional de Sobrecorrente**

O relé direcional de corrente tem a finalidade de reconhecer em que sentido está fluindo a corrente numa determinada parte do sistema. Caso a corrente esteja fluindo num sentido inverso ao normal e ultrapasse um valor pré ajustado, o relé direcional envia ao disjuntor um sinal de disparo, proporcionando uma proteção seletiva de extrema utilidade nos sistemas de potência. A função ANSI desses relés é o número 67. (MARDEGAN, 2012; MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2017)

### **3.9.3 Relé Direcional de Potência**

O relé direcional de potência tem a finalidade de reconhecer em que sentido está fluindo a potência numa determinada parte do sistema. Caso a potência esteja fluindo num sentido inverso ao normal, o relé direcional envia ao disjuntor um sinal de disparo, proporcionando uma proteção seletiva de extrema utilidade nos sistemas de potência. A função ANSI desses relés é o número 32, sendo que já existem relés 32P, 32Q E 32. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2017)

### **3.9.4 Relé Diferencial**

São relés que operam quando a diferença da corrente de entrada em relação à corrente de saída ultrapassa um valor preestabelecido ou ajustado. A função ANSI do relé diferencial é o 87 podendo receber uma letra adicional como 87T (diferencial de transformador), 87B (diferencial de barra), 87G (diferencial de gerador), 87M (diferencial de motor), etc. Operam dentro de sua zona de proteção (entre os TCs de entrada e saída) em qualquer direção. Existem dois tipos básicos de relés diferenciais, o relé diferencial amperimétrico onde um relé de sobrecorrente instantâneo é conectado operando de forma diferencial, e o relé diferencial percentual constituído de uma bobina de operação e uma bobina de restrição dividida em duas metades. (MARDEGAN, 2012)

### **3.9.5 Relé de Subtensão**

A função ANSI do relé de subtensão é o número 27, esses relés operam quando a tensão do sistema cai abaixo do valor ajustado. (MARDEGAN, 2012)

### **3.9.6 Relé de sobretensão**

A função ANSI do relé de sobretensão é o número 59, esses relés operam quando a tensão do sistema ultrapassa o valor ajustado. (MARDEGAN, 2012)

### **3.9.7 Relé de Bloqueio**

São relés que não possuem polarização, recebem sinais de desligamento de outros relés e atuam sobre o disjuntor. Bloqueiam o religamento do disjuntor no caso de falta, pois o disjuntor somente pode ser religado após este relé ser resetado e, assim, somente será religado por pessoa especializada e autorizada. Normalmente, apenas os relés de sobrecorrente são direcionados para este relé (50, 51, 50/51, 50/51N, 67, 87). O número ANSI para esta função é o 86. (MARDEGAN, 2012)

### **3.9.8 Relé de Distância**

Um relé de distância pode ter esta função desempenhada por um relé de impedância (ou ohm), admitância (ou mho – contrário de ohm), reatância ou relés poligonais. Quando há uma falta em uma linha, a impedância da linha vista pelo relé muda e depende da distância onde foi a falta. A função ANSI que representa o relé de distância é o número 21. A polarização desse relé é por corrente e tensão. (MARDEGAN, 2010)

### **3.9.9 Relé de Frequência**

Esses relés operam quando a frequência ultrapassa ou abaixa de um valor pré-ajustado. A função ANSI desse tipo de relé se dá pelo número 81. São aplicados em sistemas em que possa haver perda parcial de geração e em sistemas onde possa haver a necessidade de rejeição de cargas com o objetivo de descartar cargas para recuperar a frequência do sistema. (MARDEGAN, 2012)

## 4 PROTEÇÃO DE EQUIPAMENTOS DO SISTEMA ELÉTRICO INDUSTRIAL

### 4.1 Proteção de Transformadores

Transformador é um equipamento de operação estática que através da indução eletromagnética transfere energia de um circuito para um ou mais circuitos mantendo a mesma frequência, porém com tensões e correntes diferentes. O enrolamento primário recebe a energia do sistema supridor, e o enrolamento secundário transfere esta energia para o sistema de distribuição, descontando as perdas internas referentes a esta transformação. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2018)

Os transformadores podem estar sujeitos a curto-circuito nos enrolamentos, sobreaquecimento e circuito aberto, como na prática não há proteção contra circuito aberto, e a proteção térmica controla basicamente alarmes e bancos de ventiladores devemos nos preocupar com a proteção contra curto-circuito interno e proteção de retaguarda contra faltas externas. (CAMINHA, 1977)

Segundo Frazão (2019) as falhas que podem acometer um transformador são divididas em duas categorias: internas e externas.

- Faltas internas: contaminação do óleo, deterioração do isolamento, superaquecimento, rompimento do enrolamento
- Faltas externas: descarga atmosférica, sobrecarga do sistema, curto-circuito.

Para Mardegan (2010) quando falamos em proteção de transformadores precisamos considerar alguns pontos importantes.

- Ponto Inrush: É a corrente de energização do transformador, circula apenas no primário por isso as proteções diferenciais e de terra devem ter certas precauções. Em geral o tempo de duração da corrente inrush é decrescente e o valor adotado como referência para proteção de sobrecorrente é de 100 ms ou 0,1s. Para transformadores abaixadores com Delta no primário o valor da corrente adotado em estudos de seletividade são os seguintes:

Transformadores a Óleo < 1.0 MVA

$$I_{INRUSH} = 10 \times I_n \quad (4.1)$$

Transformadores a Óleo > 1.0 MVA

$$I_{INRUSH} = 8 \times I_n \quad (4.2)$$

Transformadores a Seco = Todos

$$I_{INRUSH} = 14 \times I_n \quad (4.3)$$

Quando há mais de um transformador em um mesmo sistema podemos ter a soma da corrente Inrush maior que a corrente de curto-circuito, como não pode ser maior as concessionários recomendam algumas recomendações no cálculo desses casos, no caso da CELESC através da N-321.0002 (2016, p.43), a mesma orienta que “Caso exista mais de um transformador considerar a corrente de magnetização do maior transformador acrescida das correntes nominais dos demais”, como visto na seguinte equação;

$$I_{inrush} = I_n \text{ Trafo maior potência} + \text{Soma das IN dos outros Trafos} \quad (4.4)$$

- Suportabilidade Térmica: Define o limite térmico do transformador, e depende da norma em que é fabricado. O tempo máximo de duração desse fenômeno é dado conforme a impedância de acordo com a tabela 3 da NBR 12454.

Tabela 4.1- Ponto Ansi

<b>Z %</b>	<b>Ponto ANSI (A)</b>	<b>Tempo máximo de duração</b>
<b>4,00</b>	25 x In (Trafo)	2,00
<b>5,00</b>	20 x In (Trafo)	3,00
<b>6,00</b>	16,6 x In (Trafo)	4,00
<b>7,00</b>	14,3 x In (Trafo)	5,00

Fonte: Adaptado da NBR 12454

A Corrente de fase ANSI pela norma NBR 5356-1993 é calculada pela equação:

$$IST = 100/Z\% \times I_n \quad (4.5)$$

Se IST for maior que 25×In então considera-se IST= 25×In.

Para a corrente de Neutro considera-se um terço da corrente de fase.

- Suportabilidade Térmica Deslocada: Devido à conexão dos transformadores, a corrente de falta à terra no secundário vista pelo primário, em pu, pode ser menor. Assim, a suportabilidade térmica do transformador deve ser deslocada para se garantir a sua proteção.



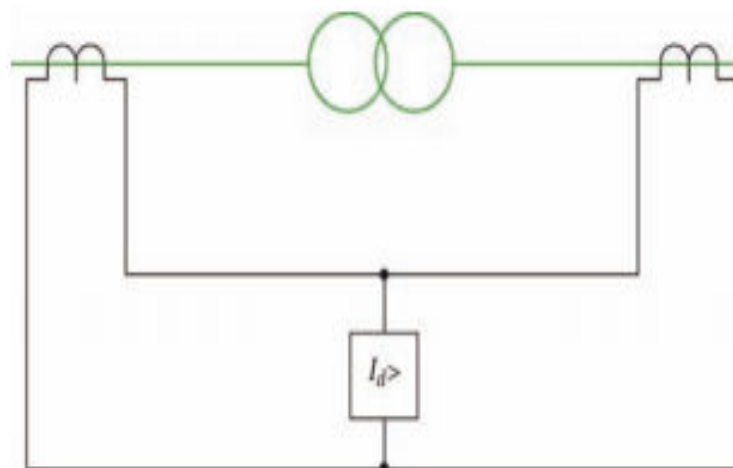
#### 4.1.1 Proteção por Fusível

Os fusíveis são as proteções mais empregadas na proteção de transformadores, sendo utilizadas para transformadores com potência inferior a 7,5 MVA na tensão nominal igual ou inferior a 138 kV. Os fusíveis possuem atuação monopolar e não se fundem de forma simultânea, por isso são associados a esse esquema uma chave de aterramento rápido acionada pelos elementos de proteção inerentes do transformador, tais como relé de gás, relé de pressão etc., bem como a proteção diferencial de sobrecorrente. Esse tipo de proteção está aplicada principalmente a transformadores de áreas de distribuição, redes subterrâneas de distribuição e subestação de consumidor.

#### 4.1.2 Proteção diferencial

Os esquemas para falta a terra restrita baseiam-se inteiramente no princípio de Kirchhoff, o qual estabelece que a soma das correntes fluindo num nó da rede é zero. Um sistema diferencial pode ser organizado para cobrir o transformador por completo, em virtude da alta eficiência de operação do transformador, e da proximidade da equivalência entre Amperes e espiras desenvolvida nos enrolamentos primários e secundários. Os transformadores de corrente nos lados primários e secundários são interligados para formar um sistema de circulação de corrente.

Figura 4.1- Princípio de proteção diferencial de transformadores.



Fonte: Rush (2011)

Segundo Rush (2011, pg.277),

Ao aplicar os princípios de proteção diferencial aos transformadores, várias considerações devem ser feitas, tais como:

- a. correção de eventual rotação de fase nos enrolamentos do transformador (correção de fase);
- b. os efeitos da variedade de arranjos de enrolamentos e aterramento (filtro de correntes de sequência zero);
- c. correção para possível desequilíbrio nos sinais dos transformadores de corrente de ambos os lados dos enrolamentos (correção de relação);
- d. o efeito da sobrecorrente de magnetização durante a energização;
- e. a eventual ocorrência de sobrefluxo.

### 4.1.3 Proteção de sobrecorrente

Os relés de sobrecorrente quando utilizados na proteção de transformadores de potência devem ser ajustados com base nos seguintes procedimentos:

#### 4.1.3.1 Unidade Temporizada de Fase

De acordo com Mamede Filho e Mamede (2017) a corrente de ajuste é dada pela seguinte equação:

$$I_{atf} = \frac{K_f \times I_{nt}}{RTC} \quad (4.6)$$

Onde:

$I_{atf}$  – corrente de ajuste do tape da unidade temporizada de fase, em A.

$K_f$  – fator de sobrecarga admissível que pode variar entre 1,10 e 1,50.

$I_{nt}$  – corrente nominal do transformador, em A.

$RTC$  – relação de transformação de corrente do transformador de corrente da proteção.

Logo, a corrente de acionamento vale:

$$I_{actf} = I_{atf} \times RTC \quad (4.7)$$

$I_{actf}$  – corrente de acionamento da unidade temporizada de fase.

Para determinar o tempo de atuação da unidade temporizada de fase deve-se selecionar o índice da curva do relé através do múltiplo da corrente:

$$M = \frac{I_m}{I_{ajt} \times RTC} \quad (4.8)$$

$I_m$  – corrente máxima permitida, que pode ser a corrente de sobrecarga, a corrente de partida do motor ou a corrente de curto-circuito.

Para a proteção de sobrecorrente instalada no secundário do transformador, o tempo de atuação deve ser superior ao tempo de partida do motor.

#### 4.1.3.2 Unidade Instantânea de Fase

Inicialmente deve-se determinar a relação entre a reatância e a resistência do ponto de geração até os terminais do transformador e partir daí obtém-se o fator de assimetria  $F_a$ .

$$F_a = \frac{X}{R} \quad (4.9)$$

Com esse valor determina-se a corrente de curto-circuito assimétrica, valor eficaz:

$$I_{cas} = F_a \times I_{cs} \quad (4.10)$$

Sabendo-se a corrente de curto-circuito assimétrica e a corrente de acionamento pode-se obter o fator  $F$ , que é a relação entre as mesmas.

$$F = \frac{I_{cas}}{I_{actf}} \quad (4.11)$$

$I_{actf}$  – corrente de acionamento da unidade temporizada de fase, em A.

Logo, o valor da corrente de ajuste da unidade instantânea de fase vale:

$$I_{aif} = F \times I_{atf} \quad (4.12)$$

O valor de  $F$  deve ser 60 a 90% do calculado, para obter a corrente de acionamento da unidade instantânea de fase aplica-se a seguinte equação:

$$I_{acif} = I_{aif} \times RTC \quad (4.13)$$

Essa corrente deve ser superior à corrente de magnetização do transformador.

#### 4.1.3.3 Unidade Temporizada de Neutro

A corrente de acionamento da unidade temporizada do relé de sobrecorrente de neutro deve ser superior à corrente de desequilíbrio do sistema. A corrente de ajuste pode ser dada pela equação:

$$I_{atn} = \frac{K_n \times I_{nt}}{RTC} \quad (4.14)$$

Onde:

$I_{atn}$  – corrente de ajuste do tape da unidade temporizada de neutro, em A.

$K_n$  – fator de desequilíbrio de corrente admissível que pode variar entre 0,10 e 0,30.

$I_{nt}$  – corrente nominal do transformador, em A.

$RTC$  – relação de transformação de corrente do transformador de corrente da proteção.

Para determinar o tempo de atuação da unidade temporizada de neutro deve-se selecionar o índice da curva do relé através do múltiplo da corrente:

$$M = \frac{I_{cft}}{I_{ajn} \times RTC} \quad (4.15)$$

$I_{cft}$  – corrente de curto-circuito fase e terra.

Com o valor de M e o índice selecionado da curva de atuação, determina-se o tempo de ajuste da unidade temporizada de neutro.

#### 4.1.3.4 Unidade Instantânea de Neutro

Inicialmente deve-se determinar a relação entre a reatância e a resistência do ponto de geração até os terminais do transformador e partir daí obtém-se o fator de assimetria  $F_a$ .

$$F_a = \frac{X}{R} \quad (4.16)$$

Com esse valor determina-se a corrente de curto-circuito assimétrica, valor eficaz:

$$I_{cas} = F_a \times I_{cft} \quad (4.17)$$

Sabendo-se a corrente de curto-circuito fase-terra e a corrente de acionamento pode-se obter o fator F, que é a relação entre as mesmas.

$$F = \frac{I_{cas}}{I_{actn}} \quad (4.18)$$

$I_{actn}$  – corrente de acionamento da unidade temporizada de neutro, em A.

$I_{cas}$  – corrente de curto-circuito assimétrica, em A.

Logo, o valor da corrente de ajuste da unidade instantânea de neutro vale:

$$I_{ain} = F \times I_{atn} \quad (4.19)$$

O valor de F deve ser 60 a 90% do calculado, para obter a corrente de acionamento da unidade instantânea de neutro aplica-se a seguinte equação:

$$I_{acin} = I_{ain} \times RTC \quad (4.20)$$

#### 4.1.4 Proteção de Sobretensão

Mamede Filho e Mamede (2017, pg.320) escrevem acerca desse tipo de proteção, que:

Os para-raios instalados do lado da fonte e do lado da carga são proteções adequadas contra sobretensões resultantes das descargas atmosféricas do tipo indireto. Já para proteção contra descargas atmosféricas diretas, normalmente são utilizadas haste do tipo Franklin ou cabos para-raios instalados sobre o transformador. Para a proteção contra as sobretensões sustentadas, internas ao sistema elétrico, devem ser utilizados relés de sobretensão, função 59. Normalmente a proteção por sobretensão é ajustada para 1,10 a 1,15 da tensão nominal do sistema no qual o transformador está operando. Já o tempo de ajuste de disparo dessa proteção geralmente pode variar entre 1,5 e 2 s.

#### 4.1.5 Proteção por imagem térmica

Para manter o controle da temperatura a fim de evitar reduzir o tempo de vida útil do transformador e danos precoces das isolações são utilizados dois tipos de relés de proteção relacionados à temperatura do transformador, função 49:

- Proteção através de relés secundários: Utiliza normalmente um relé microprocessado do tipo multifunção, que funciona pelo princípio da imagem térmica, função 49RMS, utilizando a corrente de carga suprida pelo transformador. Deve ser conectado ao secundário do transformador de corrente de medição.
- Proteções intrínsecas: São as proteções inseridas no corpo do transformador durante a sua fabricação, são destinados a fornecer sinais de alerta, trip e controle de ventiladores se alcançar os valores de limites térmicos do equipamento, entre as principais proteções intrínsecas do tipo térmico estão: o indicador de temperatura do topo do óleo, função 26; o indicador de temperatura do enrolamento, função 49; o dispositivo de imagem térmica com resistor sensor e o relé de temperatura do tanque. Entre as proteções intrínsecas do tipo mecânica estão: relé acumulador de gás ou relé de Buchholz, função 63; relé detector de gás; relé de súbita pressão, função 63A; relé de súbita pressão de óleo; válvula de explosão; válvula de alívio de pressão; indicador de pressão do óleo; indicador magnético de nível de óleo, função 71; e a barreira ou parede corta-fogo.

#### 4.1.6 Referências de Parametrização

Quadro 4.1- Referências de parametrização de proteção de transformadores

Falha	Dispositivo de proteção adaptado	Código ANSI	Indicações de regulagem
<b>Sobrecarga</b>			
	Termostato: monitoração da temperatura do dielétrico (transformador com isolação líquida)	26	Alarme 95°C; trip 100°C
	Monitoração da temperatura dos enrolamentos (transformador tipo seco)	49 RMS	Nível de alarme = 100% do aquecimento Nível de trip = 120% do aquecimento Constante de tempo na faixa de 10 a 30 minutos
	Disjuntor de baixa tensão		Nível $\geq I_n$
<b>Curto-circuito</b>			
	Fusível		Escolha do calibre segundo o método do equipamento relacionado

	Sobrecorrente de fase instantânea	<b>50</b>	Nível alto > $I_{cc}$ a jusante
	Sobrecorrente com tempo definido	<b>51</b>	Nível baixo < $5 I_n$ Temporização $\geq T_a$ jusante + 0,3 segundo
	Sobrecorrente com tempo inverso	<b>51</b>	Nível baixo com tempo inverso seletivo com a jusante, aprox. $3 I_n$
	Diferencial de porcentagem	<b>87T</b>	Inclinação = 15% + extensão da regulagem Nível mín. 30%
	Buchholz ou detecção gás e pressão	<b>63</b>	Lógica
<b>Fuga à terra</b>			
	Sobrecorrente da carcaça do tanque	<b>51G</b>	Nível > 20 A Temporização 0,1 segundo
	Fuga à terra	<b>51N/51G</b>	Nível $\leq 20\%$ $I_{m\acute{a}x}$ fuga à terra e > 10% calibre TC (se 3TC e restrição H2) Temporização 0,1 segundo, se o sistema é aterrado Temporização em função da seletividade se o aterramento estiver no transformador
	Diferencial de fuga à terra restrita	<b>64REF</b>	Nível 10% $I_n$ Sem temporização
	Fuga à terra com ponto neutro	<b>51G</b>	Nível < $I_{permanente}$ resistência de limitação
	Deslocamento de tensão de neutro	<b>59N</b>	Nível aprox. 10% de $V_{r\acute{s}d}$ máximo
<b>Sobrefluxo</b>			
	Controle de fluxo	<b>24</b>	Nível > $1,05 U_n/f_n$ Temporização: tempo constante 1 hora

Fonte: Adaptado De Schneider Electric (2008)

## 4.2 Proteção de Geradores

Segundo o guia de proteções da Schneider Electric (2008, pg.550);

O funcionamento de um gerador pode ser alterado tanto pelas falhas próprias à máquina, quanto pelos distúrbios da rede na qual está conectado. Um sistema de proteção de gerador tem, portanto, um duplo objetivo: proteger a máquina e proteger a rede. Considera-se aqui que os referidos geradores são máquinas síncronas (alternadores).

Para Mamede Filho e Mamede (2018) é numerosa a lista de fatores que podem causar falhas nas unidades de geração, podendo, no entanto, ser resumida nos seguintes itens:

- Falhas construtivas e de materiais: falha nos materiais isolantes e não isolantes, envelhecimento precoce ou não dos enrolamentos, introdução de corpos estranhos no interior do gerador, o que ocorre na presença de ambientes poluídos.
- Origem externa: sobrecargas contínuas, curtos-circuitos nas linhas de transmissão, rejeição de carga, sobretensões de origem atmosférica, sobretensões por manobra no sistema de potência, perda de excitação, desequilíbrio de carga entre as fases, sobrevelocidade causada por perda de carga, perda de sincronismo, vibração do eixo do conjunto máquina primária-gerador, temperatura externa elevada, deficiência do meio refrigerante, instalação do gerador em superfície inadequada.
- Origem interna: curto-circuito no rotor, curto-circuito no estator, curto-circuito nos terminais.
- Origem nos equipamentos agregados: curto-circuito nos transformadores de corrente, curto-circuito nos transformadores de potencial, curto-circuito no transformador elevador, curto-circuito no serviço auxiliar, defeito na máquina primária.

#### **4.2.1 Proteção contra Sobrecarga**

“Os dispositivos de proteção de sobrecarga do gerador são sobrecorrente com tempo inverso (ANSI 51), sobrecarga térmica (ANSI 49RMS), e supervisão da temperatura (ANSI 49T).” (SHNEIDER ELECTRIC, 2008, pg.56)

#### **4.2.2 Proteção de Desbalanço**

“A proteção é assegurada, por uma detecção do componente de sequência negativa da corrente com tempo inverso ou definido (ANSI 46).” (SHNEIDER ELECTRIC, 2008,pg.56)

#### **4.2.3 Proteção contra Curto-circuito externo fase-fase (na rede)**

Segundo o guia de proteções da Schneider Electric (2008, pg.56) esse tipo de proteção deve considerar que:

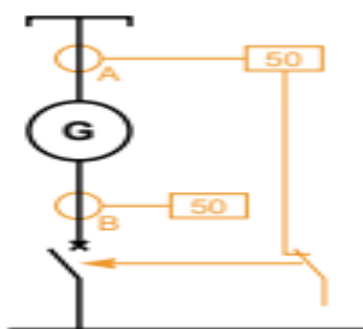


Se o valor da corrente de curto-circuito for decrescente no tempo e na faixa da corrente nominal (ou até mais baixo) em regime permanente, uma simples detecção de corrente pode não ser suficiente. Este tipo de falha é detectado efetivamente por uma proteção de sobrecorrente com restrição de tensão (ANSI 51V), cujo nível aumenta com a tensão. A operação é temporizada. Quando a máquina for equipada com um sistema de manutenção da corrente de curto-circuito em aproximadamente  $3 I_n$ , é recomendada a utilização de uma proteção de sobrecorrente fase (ANSI 51). Outra solução é utilizar uma proteção de subimpedância temporizada (ANSI 21G); ela pode também servir de back-up (ANSI 21B, back-up) para a proteção de sobrecorrente.

#### 4.2.4 Proteção contra Curto-circuito interno fase-fase (no estator)

O guia de proteções da Schneider Electric (2008) prescreve que a proteção diferencial (ANSI 87G) de alta impedância ou de porcentagem fornece uma solução sensível e rápida. Quando o gerador funciona em paralelo com uma outra fonte, uma proteção direcional sobrecorrente de fase direcional (ANSI 67) pode detectar falhas internas. Para certos casos a proteção contra curto-circuito interno fase-fase pode ser realizada por proteção de sobrecorrente instantânea (A), validada quando o disjuntor do gerador é aberto, com sensores de corrente no lado do ponto neutro, com regulagem inferior à corrente nominal, e uma proteção de sobrecorrente instantânea (B), com sensores de corrente no lado do disjuntor, com regulagem superior à corrente de curto-circuito do gerador como pode ser visto pela figura a seguir:

Figura 4.2- Gerador acoplado com outras fontes



Fonte: Schneider Electric (2008)

#### 4.2.5 Proteção contra Falha na carcaça do estator

De acordo com o guia de proteções da Schneider Electric (2008) para fazer esse tipo de proteção deve-se analisar como o neutro está conectado:

Se o neutro estiver aterrado no ponto neutro do gerador, será utilizada uma proteção de fuga à terra (ANSI 51G) ou uma proteção diferencial de fuga à terra restrita (ANSI 64REF).

Se o neutro estiver aterrado na rede e não no ponto neutro do gerador, será detectada a falha na carcaça por uma proteção de fuga à terra no disjuntor do gerador.

Se o neutro for impedante no ponto neutro do gerador, será utilizada uma proteção de falha na carcaça do estator 100% (ANSI 64G), que é a associação das funções de deslocamento de tensão de neutro, que protege 80% dos enrolamentos (ANSI 59N), e de subtensão ponto neutro do harmônico de 3ª ordem (H3), que protege 20% dos enrolamentos do lado do neutro (ANSI 27TN).

Se o neutro for isolado, a proteção contra falhas na carcaça será assegurada por um dispositivo de monitoração de isolamento. Este dispositivo opera por detecção de tensão residual (ANSI 59N) ou por injeção de corrente contínua entre neutro e terra.

#### **4.2.6 Proteção contra Falha na carcaça do rotor**

“Quando o circuito de excitação for acessível, a falha na carcaça será monitorada por um controlador permanente de isolamento.” (SHNEIDER ELECTRIC, 2008, pg.56)

#### **4.2.7 Proteção contra Perda de excitação**

A perda de excitação é detectada por uma proteção direcional de sobrepotência reativa temporizada (ANSI 32Q) para as redes de potência elevada ou por uma proteção de subimpedância (ANSI 40) para as redes em operação independente com geradores ou, se for acessível, por uma monitoração direta da corrente no circuito de excitação (ANSI 40DC).

#### **4.2.8 Proteção contra Perda de sincronismo**

A proteção contra a perda de sincronismo de um gerador baseia-se no princípio da proteção de distância de modo a verificar a ocorrência de instabilidade transitória. A proteção é assegurada por uma proteção específica de perda de sincronismo (ANSI 78PS). (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008; FRAZÃO, 2019)

#### **4.2.9 Proteção contra Operação como motor**

“É detectada por um relé que avalia a potência ativa reversa (ANSI 32P) absorvida pelo gerador.” (SHNEIDER ELECTRIC, 2008, pg.57)

#### **4.2.10 Proteção contra Variação de tensão e de frequência**

Segundo o guia de proteções da Schneider Electric (2008, pg.57);

As variações de tensão são monitoradas, de um lado, por uma proteção de sobretensão e de subtensão (ANSI 59 e 27) e, de outro, por uma proteção de sobrefrequência e de subfrequência (ANSI 81H e 81L). Estas proteções são temporizadas, pois os fenômenos não requerem uma ação instantânea, como também é necessário deixar às proteções da rede e aos reguladores de tensão e de velocidade o tempo de reagir. O controle de fluxo (ANSI 24) pode detectar um sobrefluxo.

#### **4.2.11 Proteção contra Energização acidental**

A partida de um gerador é monitorada por uma proteção de energização acidental (ANSI 50/27). Esta proteção utiliza simultaneamente uma proteção de sobrecorrente instantânea e uma proteção de subtensão, a proteção de subtensão é temporizada para evitar um trip intempestivo em caso de falha trifásica; uma outra temporização autoriza a partida do gerador sem presença de corrente antes do acoplamento. (SHNEIDER ELECTRIC, 2008)

#### **4.2.12 Gestão da energia**

“Uma gestão apropriada da distribuição dos fluxos de potência ativa é possível pela utilização da proteção direcional de subpotência ativa (ANSI 37P), que fornece controle adequado dos trips de disjuntores de fonte e de carga.”(SHNEIDER ELECTRIC, 2008, pg.57)

### 4.2.13 Referências de Parametrização

Figura 4.3- Referências de parametrização de proteção de geradores

Falhas	Dispositivo de proteção adaptado		Código ANSI	Indicação de regulagem
<b>Falhas ligadas à máquina tracionante</b>				
<b>Sobrecarga</b>	Sobrecorrente		<b>51</b>	Nível In, curva com tempo inverso
	Sobrecarga térmica		<b>49RMS</b>	Segundo as características de funcionamento do gerador: aquecimento máximo 115 a 120%
	Supervisão de temperatura		<b>49T</b>	Depende da classe térmica do gerador
<b>Operação como motor</b>	Direcional de sobrepotência ativa		<b>32P</b>	Nível 5% (turbina) a 20% (diesel) de Sn Temporização de alguns segundos
<b>Variação de velocidade</b>	Detecção mecânica de sobrevelocidade, subvelocidade		<b>12, 14</b>	Nível $\pm 5\%$ da velocidade nominal Temporização de alguns segundos
<b>Falhas da rede de alimentação</b>				
<b>Curto-circuito externo</b>	Com manutenção da corrente em 3 In	Sobrecorrente	<b>51</b>	Nível 2 In Temporização seletiva com proteção a jusante
	Sem manutenção da corrente em 3 In	Sobrecorrente com restrição de tensão	<b>51V</b>	Nível 1,2 In Temporização seletiva com proteção a jusante
		Subimpedância (back-up)	<b>21B</b>	Aproximadamente 0,3 Zn Temporização seletiva com proteção a jusante
<b>Energização acidental</b>	Energização acidental		<b>50/27</b>	Nível de corrente = 10% In gerador Nível de tensão = 80% Un Tempo de inibição em queda de tensão = 5 segundos Tempo mínimo de aparecimento de corrente após o aparecimento da tensão = 250 ms
<b>Falhas internas no gerador e seu comando</b>				
<b>Curto-circuito fase-fase</b>	Diferencial de alta impedância		<b>87G</b>	Nível 5 a 15% In Sem temporização
	Diferencial de porcentagem		<b>87G</b>	Inclinação 50%, nível 5 a 15% In Sem temporização
			<b>67</b>	Nível In

	Direcional de sobrecorrente de fase		Temporização segundo a seletividade em relação às outras fontes	
<b>Desbalanço</b>	Desbalanço / corrente de sequência negativa	<b>46</b>	Nível 15% In Temporização de alguns segundos	
<b>Falha na carcaça do estator</b>	Se o neutro for aterrado no estator do gerador	Fuga à terra	<b>51G</b> Nível 10% Imáx. fuga à terra Temporização seletiva com proteção a jusante	
		Diferencial de fuga à terra restrita	<b>64REF</b> Nível 10% In Sem temporização	
	Se o neutro for impedante no estator do gerador	Falha na carcaça do estator 100%	<b>64G/59N</b>	Nível V <sub>rsd</sub> = 30% de V <sub>n</sub> Temporização 5 segundos
			<b>64G/27TN</b>	Nível adaptativo = 15% V <sub>rsd</sub> harmônico de 3ª ordem
		Fuga à terra do lado do disjuntor do gerador	<b>51N/51G</b>	Nível 10 a 20% Imáx. fuga à terra Temporização na faixa de 0,1 segundo
	Se o neutro for aterrado na rede	Sobretensão residual se o gerador estiver desacoplado	<b>59N</b>	Nível V <sub>rsd</sub> = 30% de V <sub>n</sub> Temporização de alguns segundos
	Se o neutro for isolado	Deslocamento da tensão de neutro	<b>59N</b>	Nível V <sub>rsd</sub> = 30% de V <sub>n</sub> Temporização de alguns segundos
<b>Falha na carcaça do rotor</b>	Controlador permanente de isolamento			
<b>Perda de excitação</b>	Direcional de sobrepotência reativa	<b>32Q</b>	Nível 30% de S <sub>n</sub> Temporização de alguns segundos	
	Medição de impedância	<b>40</b>	X <sub>a</sub> = 0,15 Z <sub>n</sub> , X <sub>b</sub> = 1,15 Z <sub>n</sub> , X <sub>c</sub> = 2,35Z <sub>n</sub> Temporização círculo Z <sub>n</sub> : 0,1 segundo Temporização círculo X <sub>d</sub> : seletiva com proteção a jusante	
<b>Perda de sincronismo</b>	Perda de sincronismo	<b>78PS</b>	Relação das áreas: temporização de 0,3 segundos Inversão de potência: 2 voltas, duração 10 segundos entre 2 inversões de potência	

<b>Regulação de tensão</b>	Sobretensão	<b>59</b>	Nível 110% Un Temporização de alguns segundos
	Subtensão	<b>27</b>	Nível 80% Un Temporização de alguns segundos
<b>Regulação de frequência</b>	Sobrefrequência	<b>81H</b>	Nível + 2 Hz de frequência nominal
	Subfrequência	<b>81L</b>	Nível – 2 Hz de frequência nominal
<b>Aquecimento dos mancais</b>	Supervisão da temperatura	<b>38</b>	Segundo as especificações do fabricante
<b>Gestão da energia</b>	Direcional de subpotência ativa	<b>37P</b>	Segundo a aplicação

Fonte: Schneider Electric (2008)

### 4.3 Proteção de Motores

De acordo com a Schneider Electric (2008), os motores são afetados por falhas relacionadas à carga rotativa, falhas da alimentação e pelas falhas internas no motor.

➤ Falhas ligadas à carga tracionada:

- Sobrecarga: quando a potência é elevada acima da potência nominal, há sobrecorrente no motor provocando elevação de temperatura.
- Partidas muito longas e muito frequentes: partidas muito frequentes ou muito longas devido à insuficiência do conjugado do motor comparado com o conjugado da carga, o aquecimento será previsível e deverá ser evitado.
- Bloqueio: parada brusca da rotação devido a uma causa qualquer ligada à mecânica tracionada, o motor absorve a corrente de partida e permanece bloqueado em velocidade zero aquecendo rápido devido à falta de ventilação.
- Perda de carga: o desarme de bomba ou a ruptura de acoplamento provocam a operação sem carga do motor, o que não causa nenhuma consequência nefasta direta para o motor, mas acaba danificando a bomba.

➤ Falhas da alimentação

- Perda de alimentação: nesse caso o motor funciona como gerador quando a inércia da carga tracionada for elevada.
- Queda de tensão: ocorre sobreaquecimento devido a diminuição do conjugado e da velocidade do motor

- Desbalanço: o desbalanço causa o aparecimento de correntes de sequência negativa, que provocam perdas muito elevadas, logo um aquecimento rápido do rotor.
  - Quando a tensão é realimentada após a interrupção da alimentação do motor, este último mantém uma tensão remanente, que pode levar a uma sobrecorrente na partida e até mesmo uma ruptura mecânica na transmissão.
- Falhas internas no motor
- Curto-circuito fase-fase: Conforme a posição do enrolamento na falha provoca sérios danos.
  - Falha de carcaça do estator: a amplitude da corrente de falha depende do regime de neutro da rede de alimentação e da posição da falha no enrolamento.
  - Falha na carcaça do rotor (para os motores com rotor bobinado): A perda de isolamento do rotor pode provocar um curto-circuito entre espiras .
  - O aquecimento dos mancais por desgaste ou falha de lubrificação.
  - Perda de excitação: esta falha afeta os motores síncronos; o motor opera em modo assíncrono e seu rotor submete-se a um aquecimento elevado.
  - Perda de sincronismo: esta falha provém de variação brusca de carga ou falha na rede de alimentação ou perda de excitação.

#### **4.3.1 Proteção contra Sobrecarga**

As sobrecargas são monitoradas por proteção de sobrecorrente com tempo definido (ANSI 51), por proteção de sobrecarga térmica (ANSI 49RMS) que envolve sobreaquecimento devido à corrente, ou por supervisão de temperatura (ANSI 49T). (SCHNEIDER ELCTRIC, 2008)

#### **4.3.2 Proteção contra Curto-circuito Fase-fase**

O curto-circuito é detectado pela proteção de sobrecorrente de fase temporizada ANSI 50 e 51. Se o dispositivo de interrupção for um contator, este será associado a fusíveis para assegurar a proteção contra curtos-circuitos, se for um disjuntor deve-se ajustá-lo para permitir a partida do motor. Para motores grandes, é utilizada uma proteção diferencial de alta

impedância ou de porcentagem (ANSI 87M). Como alternativa, por adaptação apropriada das conexões do lado do ponto neutro e pela utilização de 3 transformadores de corrente somadores, uma simples proteção de sobrecorrente (ANSI 51) pode ser utilizada para fornecer uma detecção sensível e estável das falhas internas. (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008)

### **4.3.3 Proteção contra Sobreaquecimento**

Os motores elétricos podem sofrer aquecimento anormal em seus enrolamentos, dessa forma utiliza-se relés de imagem térmica e dispositivos térmicos como detectores térmicos bimetalícos ou termostatos e detectores de térmicos a termistor que se mostram sensíveis ao nível de temperatura máxima que o motor pode atingir. Em geral a função que representa esse tipo de proteção é a ANSI 49 e ANSI 49S e ANSI 49T.

### **4.3.4 Proteção por Perda de Carga**

Segundo o guia de proteções da Schneider Electric (2008, pg.51) “É detectado por uma proteção de sobrecorrente com tempo definido (ANSI 37), que é reinicializado quando a corrente é anulada na parada do motor.”

### **4.3.5 Proteção de Partidas por hora**

A função ANSI 66 é sensível ao número de partidas em um período de tempo ou ao tempo entre estas partidas. A Norma NEMA recomenda para motores de médio e grande porte que devem suportar duas partidas a frio e uma a quente por hora, porém para o correto ajuste deve-se consultar o “datasheet” do motor. (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008; MARDEGAN, 2012)

### **4.3.6 Proteção contra Partida Longa e Rotor Bloqueado**

A função ANSI 48- 51LR assegura estas duas proteções. Para a partida longa a temporização é regulada em um valor superior à duração normal da partida. Para o rotor bloqueado, a proteção é ajustada depois do tempo de partida uma corrente superior a um nível com temporização. (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008)



#### **4.3.7 Proteção contra Realimentação e Perda de Alimentação**

A perda de alimentação é detectada pela função ANSI 32P e remanência do motor é detectada pela função ANSI 27R que permite a realimentação quando a tensão estiver abaixo de seu ajuste. (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008)

#### **4.3.8 Proteção Contra Descargas Atmosféricas**

Para Mamede Filho e Mamede (2017, pg.389) “A proteção adequada contra surtos de tensão é o uso de para-raios de sobretensão atmosférica instalado próximo ao ponto de conexão da rede com o motor.”

#### **4.3.9 Proteção contra Variação de velocidade**

De acordo com o guia de proteções da Schneider Electric (2008, pg.51):

A proteção adicional pode ser fornecida pela medição direta da velocidade de rotação por detecção mecânica no eixo da máquina. A proteção de subvelocidade (ANSI 14) detecta uma queda de velocidade ou uma velocidade zero após uma sobrecarga mecânica ou após um bloqueio de rotor. A proteção de sobrevelocidade (ANSI 12) detecta um aumento de velocidade após um tracionamento pela carga ou uma perda de sincronismo pelos motores síncronos.

#### **4.3.10 Proteção contra Desequilíbrio de Corrente**

É realizado por meio da função 46, o desequilíbrio maior ocorre quando o motor perde uma fase. (MARDEGAN, 2012)

#### **4.3.11 Proteção contra Sub e Sobretensão**

A proteção pode ser realizada através de relés de subtensão temporizados para atuarem com um tempo superior ao tempo de partida do motor. Para motores de serviço não essencial menores que 1500 HP são utilizados relés monofásicos e relé trifásico para os maiores. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2017; CAMINHA,1977)

#### **4.3.12 Proteção Contra Fuga de Corrente à Terra**

A proteção de fuga à terra, definida na função 51GS, é sensibilizada pela corrente que energiza a carcaça do motor em decorrência de uma falha na isolação. A fuga de corrente utiliza uma conexão residual realizada através de um transformador de corrente do tipo janela ou toroidal, envolvendo as três fases. O ajuste no relé é feito para 10% da corrente nominal do motor. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2017)

#### **4.3.13 Proteção de Aquecimentos nos Mancais**

Segundo o guia de proteções da Schneider Electric (2008, pg.52) “A temperatura dos mancais é medida utilizando sensores RTDs (ANSI 38). “

#### **4.3.14 Proteção de Perda de Excitação**

Para Caminha (1977, pg. 128) “É usada se o motor não tem proteção de sincronismo e regulador de tensão automático; é feita por relés de subcorrente temporizado, colocados no campo.”

#### **4.3.15 Proteção de Perda de Sincronismo**

Segundo Caminha (1977, pg.127) “ todos os motores síncronos partindo em carga devem poder removê-la, bem como a excitação, em caso de perda de sincronismo, e reaplicá-la quando permissível.”

#### **4.3.16 Referências de parametrização**

Segundo Mamede Filho e Mamede (2017) e Schneider Electric (2008) as referências servem para orientar o projetista para os principais ajustes das diferentes funções de proteção dos motores elétricos:

Quadro 4.2 – Referências para ajustes de proteção de motores

<b>Falha</b>	<b>Dispositivo de proteção adaptado</b>	<b>Código ANSI</b>	<b>Indicações de regulagem</b>
<b>Falhas ligadas à carga tracionada</b>			
<b>Sobrecarga</b>	Sobrecorrente de fase com tempo inverso	<b>50/51</b>	50= Regulagem que permita a partida 51= $1,15 \times I_n$ Temporização: 0,15 s.
	Sobrecarga térmica	<b>49RMS</b>	Segundo as características de funcionamento do motor (constante de tempo na faixa de 10 a 20 minutos)
	Sensores de temperatura RTDs	<b>49T</b>	Depende da classe térmica do motor
<b>Partidas longas</b>	Nível de corrente temporizado	<b>48</b>	$2,5\% \times I_n$ Temporização: tempo de partida + 2 s.
<b>Rotor bloqueado</b>	Nível de corrente temporizado	<b>51LR</b>	Nível: $2,5 I_n$ Temporização: 0,5 a 1 segundo
<b>Partidas muito frequentes</b>	Contagem do número de partidas	<b>66</b>	Segundo o fabricante do motor
<b>Perda de carga</b>	Subcorrente de fase	<b>37</b>	Nível na faixa de 70% da corrente absorvida Temporização: 1 segundo
<b>Variação de velocidade</b>	Deteção mecânica de sobrevelocidade, subvelocidade	<b>12,14</b>	Nível $\pm 5\%$ da velocidade nominal Temporização de alguns segundos.
<b>Falhas da alimentação</b>			
<b>Perda de alimentação</b>	Direcional de potência ativa	<b>32P</b>	Nível 5% de $S_n$ Temporização: 1 segundo
<b>Sobretensão</b>	Sobretensão	<b>59</b>	Tensão: $1,1 \times V_n$ Temporização: 1,0 s.
<b>Queda de tensão</b>	Subtensão de sequência positiva	<b>27D</b>	Nível de 0,75 a 0,80 $U_m$ Temporização na faixa de 1 segundo
<b>Desbalanço</b>	Desbalanço / corrente de sequência negativa	<b>46</b>	Tempo definido: para 20% de desequilíbrio= $T_{partida} + 1,5$ s;

			Tempo inverso: para 10% de desequilíbrio = $T_{partida} + 0,30$ s.
<b>Direção de rotação</b>	Direção de rotação das fases	<b>47</b>	Tensão: $< 20$ a $25\% \times V_n$ Temporização: 0,15 s.
<b>Realimentação</b>	Subtensão remanente	<b>27R</b>	Nível $< 20$ a $25\% U_n$ Temporização na faixa de 0,1 segundo
<b>Falhas internas do motor</b>			
<b>Curto-circuito fase-fase</b>	Fusíveis		Calibre que permita partidas consecutivas
	Sobrecorrente com tempo definido		<b>50/51</b> Nível $> 1,2 I_{partida}$ , temporização na faixa de 0,1 segundo (DT)
	Proteção diferencial		<b>87M</b> Inclinação 50%, nível 5 a 15% $I_n$ , sem temporização
<b>Falha na carcaça do estator</b>	Se neutro aterrado	Se neutro isolado	<b>51N/51 G</b> 51G – proteção contra falta e carcaça: corrente: $0,10 \times I_{cft}$ temporização: 0,10 s. 51N - proteção temporizada de neutro: $0,2 \times I_n$ Temporização: 0,15 s.
	Se neutro isolado	Rede com baixa capacitância Deslocamento da tensão de neutro	<b>59N</b> Tensão: $0,30 \times V_n$ Temporização: 0,25 s.
		Capacitância elevada Direcional de fuga à terra	<b>67N</b> Nível mínimo em função do sensor
<b>Falha na carcaça do rotor</b>	Controlador permanente de isolação		
<b>Aquecimento dos mancais</b>	Medição de temperatura	<b>38</b>	Segundo as indicações do fabricante
<b>Falhas específicas do motor síncrono</b>			

<b>Perda de excitação</b>	Direcional de sobrepotência reativa	<b>32Q</b>	Nível 30% de Sn Temporização: 1 segundo
	Subimpedância	<b>40</b>	Subimpedância: $X_a = 0,15 \times Z_n$ ; $X_b = 1,15 \times Z_n$ ; $X_c = 2,35 \times Z_n$ Temporização: 0,10 s.
<b>Perda de sincronismo</b>	Perda de sincronismo	<b>78PS</b>	Temporização: 0,30 s

Fonte: Mamede Filho e Mamede (2017) e Schneider Electric (2008)

#### 4.4 Proteção de Barramentos

Segundo Mardegan (2012) os barramentos ficam na entrada da planta e na entrada de painéis, por isso deve-se fazer uma proteção eficiente para não colocar em risco a integridade de todo o sistema, pois dependendo do tempo disponível para recolocar o sistema em operação, as consequências podem ter alto impacto, na segurança e na operacionalidade do sistema.

Os defeitos nos barramentos têm as seguintes origens; rompimento de isolamento, objetos caídos sobre a subestação, esquecimento da retirada dos cabos de aterramento e ferramentas após os serviços de manutenção sobre as barras, falhas nos dispositivos de bloqueio das chaves de aterramento utilizadas nos serviços de manutenção, falhas ou inexistência de um Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas – SPDA, presença de animais sobre os barramentos, contaminação de poluentes ambientais, tais como maresia, poeira de resíduos industriais etc. (MAMEDE FILHO, 2018)

##### 4.4.1 Proteção de Sobrecorrente

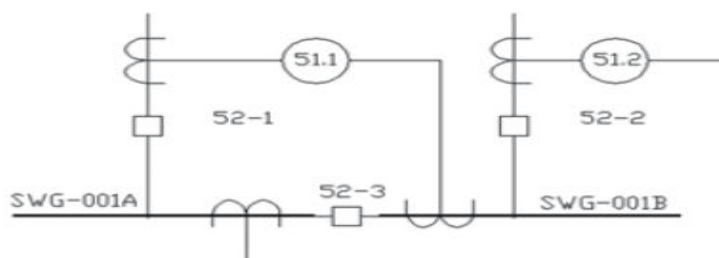
Função 50: Esta função tem por objetivo eliminar a falta instantaneamente, é raramente utilizada, pois para falta em uma das saídas, desligam-se todos os circuitos.

Função 51: Esta função é a mais utilizada em plantas industriais e tem o objetivo de eliminar a falta de forma temporizada. O ajuste de pick-up deve permitir a circulação da carga de demanda e a temporização deve ser ajustada de forma a ficar seletiva com as proteções situadas a jusante permitindo ainda a partida de motores com a planta em operação. (MARDEGAN, 2012)

Em algumas plantas, em que há “ties” (disjuntores de interligação) entre barras, pode ser usada a proteção diferencial parcial, que nada mais é que um relé de sobrecorrente utilizado para a função diferencial, porém atua de forma temporizada. Nesse esquema de proteção utiliza-se um relé a menos, pois normalmente tem-se um relé de sobrecorrente no “tie” e outro na entrada ganhando assim um intervalo de coordenação em torno de 300 ms no tempo da seletividade cronológica, nesse sistema são necessários 3 TCs a mais. (MARDEGAN, 2010)

É recomendado que o sinal de trip do relé diferencial parcial atue desligando os disjuntores de entrada e interligação e também, num relé de bloqueio, que em paralelo deve desligar também o disjuntor de entrada e a interligação. Algumas filosofias desligam também todos os disjuntores de saída da referida barra, principalmente quando problemas de reaceleração de motores são iminentes. (MARDEGAN, 2012, pg.333)

Figura 4.4- Esquema unifilar do relé diferencial parcial



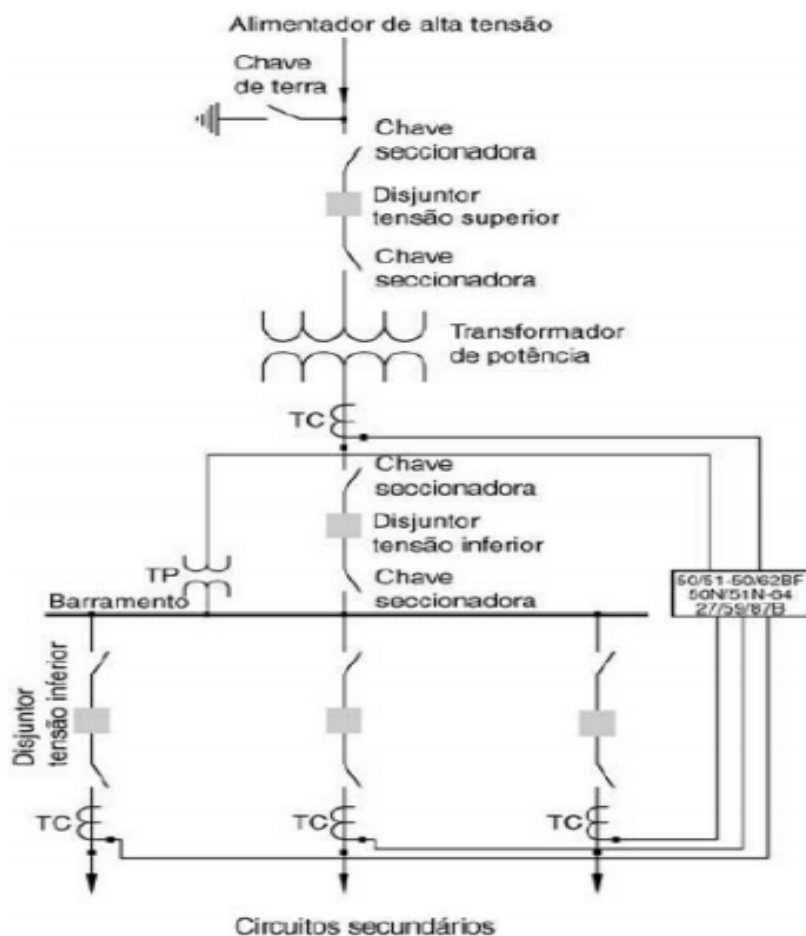
Fonte: Mardegan (2010)

#### 4.4.2 Proteção diferencial de barramentos

A proteção diferencial é feita por meio da função ANSI 87B e se baseia na soma vetorial das correntes que entram e saem do barramento para cada fase, se o barramento não estiver em falha, esta soma é zero; quando o barramento está em falha, esta soma não é zero e dispara instantaneamente os disjuntores das alimentações do barramento. (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008)

Para diferenciar faltas na barra e nos alimentadores, utilizam-se TCs na(s) entrada(s) e saída(s) de modo a definir a zona de proteção, esse tipo de proteção deve atuar independentemente da seletividade e os valores de ajuste são definidos apenas na primeira vez, na implantação do sistema verificando se os ajustes estão consistentes tendo cuidado com os erros dos TCs que podem operar, devido ao não balanceamento de correntes, para faltas externas. Dessa forma, um resistor de estabilização é muitas vezes utilizado e, portanto, sempre devem ser consultados os respectivos manuais dos fabricantes do relé. (MARDEGAN, 2012)

Figura 4.5- Proteção Diferencial de Barramento Simples



Fonte: Mamede Filho (2018)

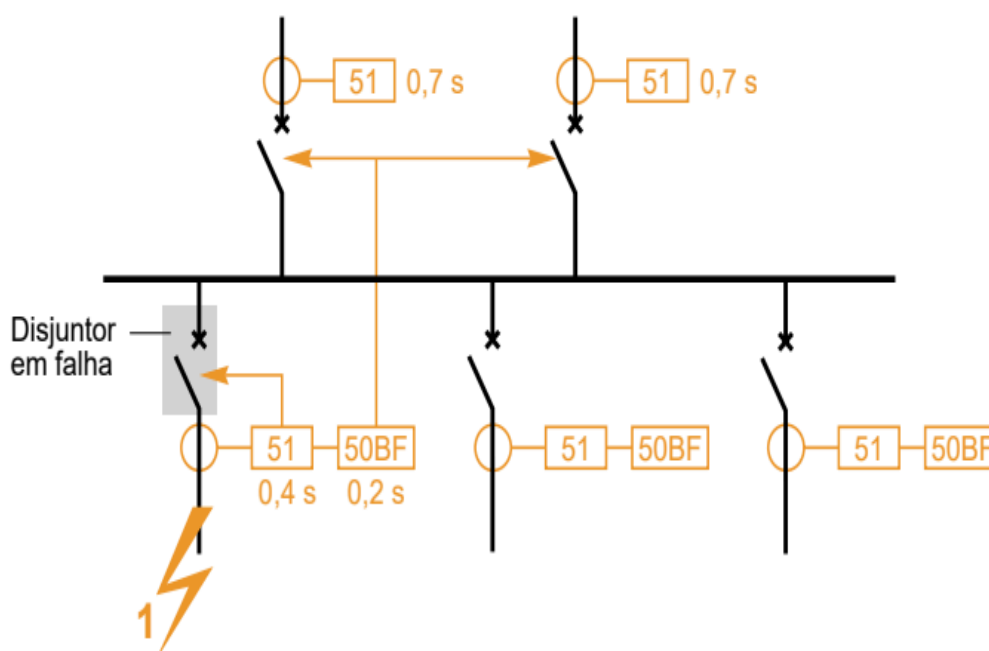
#### 4.4.3 Função de alívio

A função de alívio é utilizada quando o déficit de potência disponível em comparação com a demanda de potência, provoca uma queda anormal da tensão e da frequência, os alimentadores podem ser desconectados para recuperar o equilíbrio desejado das potências. Os critérios de alívio escolhidos podem ser; subtensão (ANSI 27), subfrequência (ANSI 81L) e taxa de variação de frequência (ANSI 81R). (SCHNEIDER ELECTRIC, 2008)

#### 4.4.4 Falha de disjuntor

“A função de falha do disjuntor (break failure) (ANSI 50BF) é destinada a detectar a falha de um disjuntor que não se abre quando é enviada uma ordem de trip: os disjuntores adjacentes de entradas são disparados.”(SCHNEIDER ELECTRIC, 2008, pg.43)

Figura 4.6- Falha do Disjuntor



Fonte: Schneider Electric (2008)

Neste exemplo quando ocorre uma falha no ponto 1, se o disjuntor falhar ele envia um comando de trip, sendo a proteção de falha do disjuntor mais rápida que a ação pela seletividade cronométrica a montante: 0,6 s no lugar de 0,7 s.

#### 4.4.5 Proteção contra Arco

Esse tipo de proteção requer relés sensíveis à luz, cujas captações luminosas podem normalmente ser feitas por fibra sensora ou por sensor pontual, esses relés podem ser programados para operarem somente por luz ou luz e sobrecorrente constituindo excelente proteção para as pessoas, equipamentos e sistema, diminuindo o tempo para recolocar o sistema em marcha, o que agrega grande valor operacional. Para os ajustes dessa proteção os catálogos/manuais dos fabricantes sempre devem ser consultados. (MARDEGAN, 2012)

#### 4.5 Proteção de Capacitores

Segundo Mardegan (2012) as principais proteções de um banco de capacitores são as seguintes:

- De sobrecorrente para falta na barra e/ou circuito do banco;



- De sobrecorrente para faltas nas unidades do banco;
- De sobretensões permanentes nas unidades restantes devido à falha de unidades individuais;
- De sobretensão na barra do banco de capacitores;
- De surto de tensão do sistema;
- Descarga de corrente de unidades paralelas;
- De corrente inrush devido ao chaveamento;
- De arcos sobre a estrutura do capacitor;

#### 4.5.1 Proteção Contra Sub e Sobretensões

Para Mamede Filho (2018) A proteção mais utilizada contra sobretensões por descargas atmosféricas tem sido os para-raios a resistor não linear e secundariamente os gaps, tais como os descarregadores de chifre. O banco de capacitores ligado na configuração estrela aterrada tem assegurada a sua autoproteção contra surtos de tensão devido à redução da frente de onda, uma vez que a probabilidade de ocorrência descargas diretas sobre os seus terminais é pouca, desde que tenha a potência mínima dada pela equação (4.21).

$$P_{mbc} = \frac{2 * \pi * F * V_n^2}{0,80 * V_{imp} - \sqrt{0,666} * V_n} \text{ (KVar)} \quad (4.21)$$

$V_n$  = tensão nominal trifásica do banco de capacitores, em kV .

$V_{imp}$  = tensão suportável de impulso, em kV .

F= Frequência

A proteção contra sub e sobretensões de origem interna do banco de capacitores pode ser obtida por meio de relés digitais, funções 27 e 59, cujos ajustes típicos da tensão e tempos de resposta de correntes podem ser assim definidos:

Ajuste do nível de subtensão, função 27: 90% da tensão nominal.

Ajuste do tempo de resposta da função 27 do relé: 2 s.

Ajuste do nível de sobretensão, função 59: 110% da tensão nominal.

Ajuste do tempo de resposta da função 59 do relé: 3 s.

#### 4.5.2 Proteção Contra Sobrecorrentes

Os bancos de capacitores instalados na baixa tensão normalmente são protegidos por fusíveis dos tipos diazed ou NH ou por disjuntores, sendo recomendado cada capacitor componente de um banco ser protegido individualmente contra curto-circuito interno, a fim de se evitar a ruptura de sua caixa metálica.

Os bancos de capacitores instalados em média tensão podem ser protegidos contra sobrecorrentes por meio de fusíveis tipo K ou T em elos fusíveis do tipo expulsão, instalados no interior de cartucho provido de mola que acelera a atuação do mesmo na presença de correntes de defeito. Para ter um sistema de proteção de banco de capacitores deve-se conhecer algumas limitações operativas ;

Os capacitores devem suportar 110% da sua tensão nominal eficaz. b)

Os capacitores devem suportar 1,70 vez da tensão de pico referente à tensão nominal eficaz, incluindo as tensões harmônicas e excluindo os transitórios.

Os capacitores devem suportar até 180% da corrente nominal, valor eficaz, incluindo a corrente na frequência fundamental e as correntes harmônicas.

Os capacitores devem suportar 135% da potência nominal reativa

A proteção de banco de capacitores também pode ser realizada por relés de sobrecorrente digitais ligados a transformadores de corrente e atuam sobre disjuntores que manobram todo o banco de capacitores. Além do alto desempenho, nesse tipo de proteção é fornecido funções de proteção contra sobretensões, sobrecorrentes, proteção de falha de disjuntor (funções 50BF/62BF) e ainda indica e dá o alarme se estiver ocorrendo algum defeito no barramento do banco de capacitores.

#### 4.5.3 Proteção Contracorrentes Transitórias De Energização

Segundo Mardegan (2012, pg.321):

Na energização de um banco de capacitores, ocorre um transitório eletromagnético que se traduz pelo aumento dos valores de corrente e de frequência. Os valores atingidos nesse transitório e sua duração dependem do instante em que está passando a tensão, da capacitância, da indutância do circuito, da carga inicial do capacitor no instante da energização e dos amortecimentos promovidos pelas resistências do circuito.

Ainda de acordo com Mardegan (2012) devem ser analisados algumas informações sobre a corrente inrush de banco de capacitores:

- Quando o banco de capacitores está descarregado, sua impedância é praticamente nula e assim os valores de corrente podem atingir valores expressivos.
- Quando existe um banco único na barra, a corrente inrush deste banco é menor que a corrente de curto-circuito no ponto de instalação do banco de capacitores.
- Quando um capacitor é chaveado, estando um outro já energizado na mesma barra (conhecido como chaveamento “back to back”), as correntes de energização tendem a ser ainda maiores, considerando que a contribuição de corrente do banco já conectado na barra é limitada apenas pela indutância dos capacitores e dos barramentos.
- Quando um banco é chaveado “back to back”, a corrente inrush poderá exceder o valor da corrente de curto-circuito no ponto onde está o banco de capacitores.
- Normalmente a corrente inrush máxima suportada por um banco de capacitores é de  $100 \times I_n$ . Deve-se consultar sempre o fabricante e verificar qual a norma de fabricação do capacitor para certificar este valor.
- A forma de onda não é senoidal e aparece uma onda de alta frequência sobreposta à senóide da onda de tensão.
- A duração do transitório normalmente varia da ordem de uma fração de ciclo a alguns ciclos da frequência do sistema.

#### 4.5.4 Referências de Parametrizações

A tabela a seguir traz valores referenciais para parametrização de algumas funções e os tipos de falhas ocorridas no banco de capacitores, devendo ser definidos de acordo com a aplicação específica.

Figura 4.7- Referências de Parametrização

Falhas	Dispositivo de proteção adaptado	Código ANSI	Indicações de regulação
<b>Sobrecarga</b>			
	Sobretensão	<b>59</b>	Nível $\leq 110\%$ de UN
	Sobrecarga térmica	<b>49 RMS</b>	Nível $\leq 1,3 I_n$ Constante de tempo na faixa de 10 minutos
	Sobrecorrente temporizada	<b>51</b>	Nível $\leq 1,3 I_n$ , curva IDMT

<b>Curto-circuito</b>			
	Sobrecarga temporizada	<b>51</b>	Nível na faixa de 10 In Temporização na faixa de 0,1 segundo (DT)
<b>Falha na carcaça</b>			
	Fuga à terra temporizada	<b>51N/51G</b>	Nível $\leq 20\%$ I máx. de fuga à terra Nível $\geq 10\%$ calibre dos TCs se alimentados por 3 TCs e restrição H2 Temporização na faixa de 0,1 segundo (DT)
<b>Curto-circuito de componente do capacitor</b>			
	Sobrecorrente temporizada	<b>51</b>	Nível na faixa de 1 ampère, segundo a aplicação Temporização na faixa de 1 segundo (DT)

Fonte: Schneider Electric (2008)


## 5 ESTUDO DE CASO

O estudo de caso deste trabalho trata-se de um projeto de uma subestação abrigada alimentada em 23.1 kV, será apresentado os dados para a confecção do projeto, onde será feita a modelagem, o estudo de proteção e seletividade, e o projeto da malha de aterramento.

### 5.1 Levantamento de dados para o projeto

#### 5.1.1 Dados da Concessionária

Figura 5.1- Dados Da Concessionaria Para Ajustes Do Relé

		<b>DADOS PARA CÁLCULO DE AJUSTES DE RELÉ SECUNDÁRIO</b>		
CONSUMIDOR:	LEVI JONATAN DUFFECK MORETTO			
ENDEREÇO:	RUA ACY AVIANO VARELA XAVIER			
SUBESTAÇÃO:	LVR-B2			
LOCAL PROTEÇÃO DA CELESC:	LVR07			
EQUIPAMENTO DE PROTEÇÃO DA CELESC				
EQUIPAMENTO:	RELÉ			
MODELO:	FASE: COOPER RL ESV 2712/FXB NEUTRO: COOPER RL ESV 2712/FXB			
TIPO:	COOPER RL ESV 2712/FXB			
TENSÃO:	23 KV			
	NEUTRO	FASE		
CORRENTE DE DISPARO:	40,000/40,000 (A)	300,000/300,000 (A)		
NÚMERO DE OPERAÇÕES RÁPIDAS:	-	-		
CURVA DE OPERAÇÃO RÁPIDA:	-	-		
NÚMERO DE OPERAÇÕES LENTAS:	2	2		
CURVA DE OPERAÇÃO LENTA:	IEC NI (0,40)/IEC NI (0,40)	IEC NI (0,10)/IEC NI (0,10)		
CORRENTES DE CURTO NO PONTO DE CONEXÃO DO CONSUMIDOR				
FASE TERRA	FASE TERRA MÍNIMO	FASE TERRA ASSIMÉTRICA	TRIFÁSICA	TRIFÁSICA ASSIMÉTRICA
1276 A	290 A	1322 A	1819 A	1834 A
IMPEDÂNCIA ACUMULADA NO PONTO DE CONEXÃO				
RO	XO	R1	X1	
1,071 pu	3,030 pu	0,841 pu	1,094 pu	
IMPEDÂNCIA DE FALTA				40 ohms
<b>Observações:</b>				
CURVA DE TEMPO X CORRENTE DA PROTEÇÃO DA CELESC EM ANEXO				
MVA base: 100 MVA				
KVA base: 23 kV				
I base: 2510 A				
Z base: 5,29 ohms				
<b>FORNECIDO POR:</b>	<b>MATRÍCULA:</b>	<b>DATA:</b>	<b>FONE:</b>	
XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXX	05/04/2020	XXXXXXXXXXXX	

Fonte: Celesc (2020)

### 5.1.2 Carga Instalada e Demanda

Tabela 5.1- carga instalada

TAG	SETOR	EQUIPAMENTO	P(KW)	POTÊNCIA TR (KVA)	FP (COS)	S (KVA)	TIPO DE CARGA
TR-1	FORJARIA 1	FORNO INDUÇÃO INDUCTOTHERM	800	1000	0,92	869,57	Capacitiva Trifásica
TR-2	FORJARIA 2	FORNO INDUÇÃO RADYNE	800	1000	0,85	941,18	Capacitiva Trifásica
TR-3	FORJARIA 1 /CORTE	CARGAS EM GERAL	580,3	750	0,85	682,71	----- -----
TR-4	FORJARIA 2	CARGAS EM GERAL	379,5	750	0,83	457,23	----- -----
TR-5	SOLDA	CARGAS EM GERAL	305	750	0,86	354,65	----- -----
TR-6	FORJARIA 1	FORNO INDUÇÃO RADYNE	400	500	0,8	500	Capacitiva Trifásica

Fonte: Éverson Mix (2020)

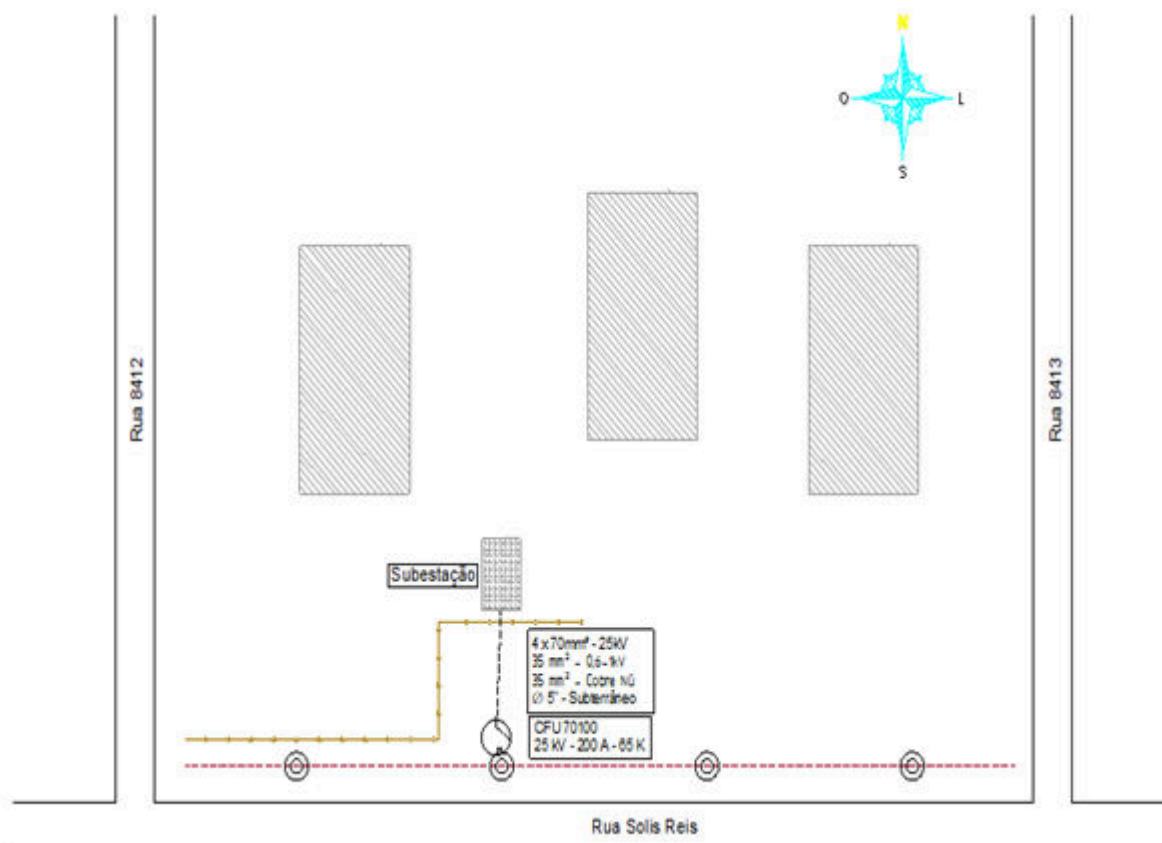
Tabela 5.2- Demanda prevista da Instalação

Potência Instalada	4750 kW
Fator de Demanda de acordo com a norma N-321.0002- CELESC. Produção de forjados de aço; Ramo 2831.	43,10
Demanda Total	2050 kW

Fonte: Do Autor (2020)

### 5.1.3 Planta de Situação

Figura 5.2- Planta de Situação

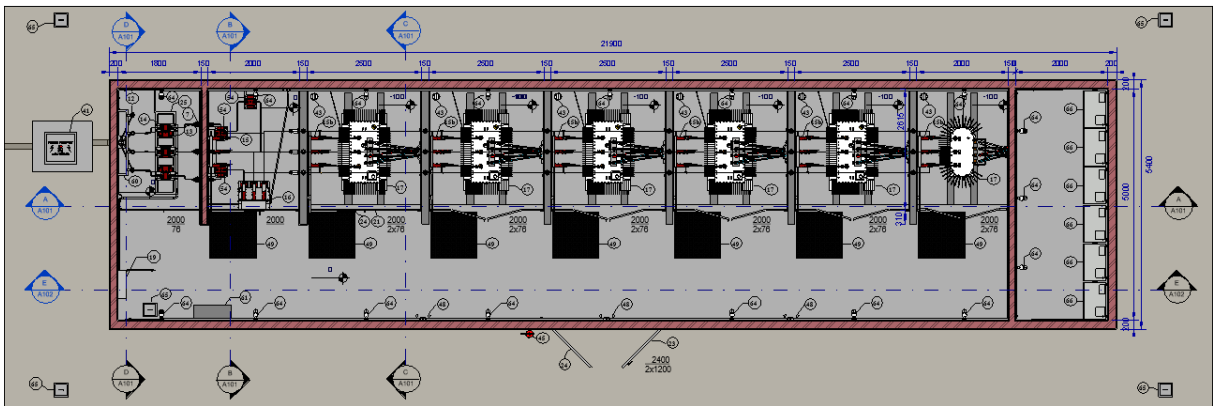


Fonte: Do Autor (2020)

### 5.2 Modelagem da Subestação Abrigada

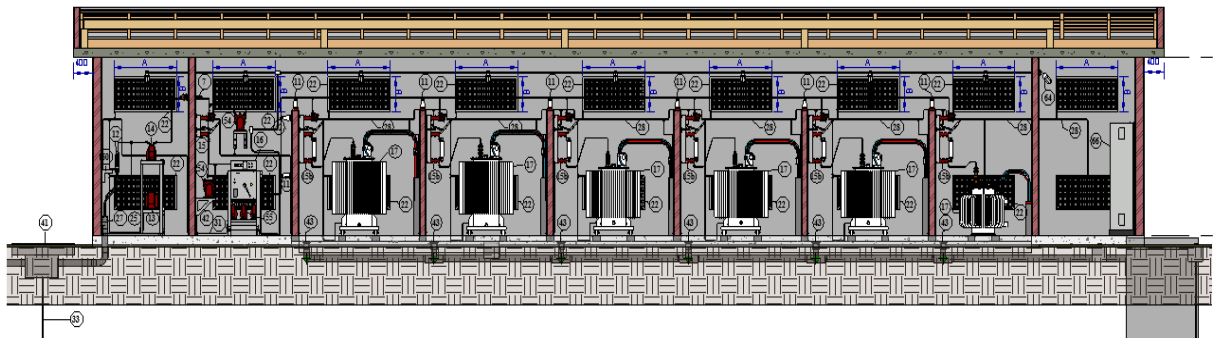
A modelagem da subestação foi realizado com software BIM e todo o detalhamento pode ser conferido nos apêndices com as pranchas do projeto completo, a seguir podemos ver uma prévia das vistas do projeto.

Figura 5.3- Planta Baixa da Subestação



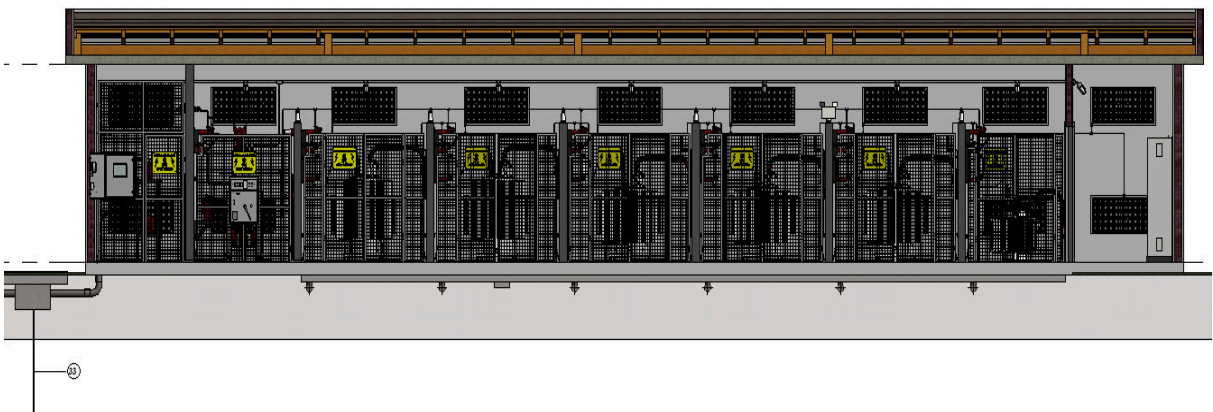
Fonte: Do Autor (2020)

Figura 5.4- Vista Frontal dos postos de medição, proteção e transformação.



Fonte: Do Autor (2020)

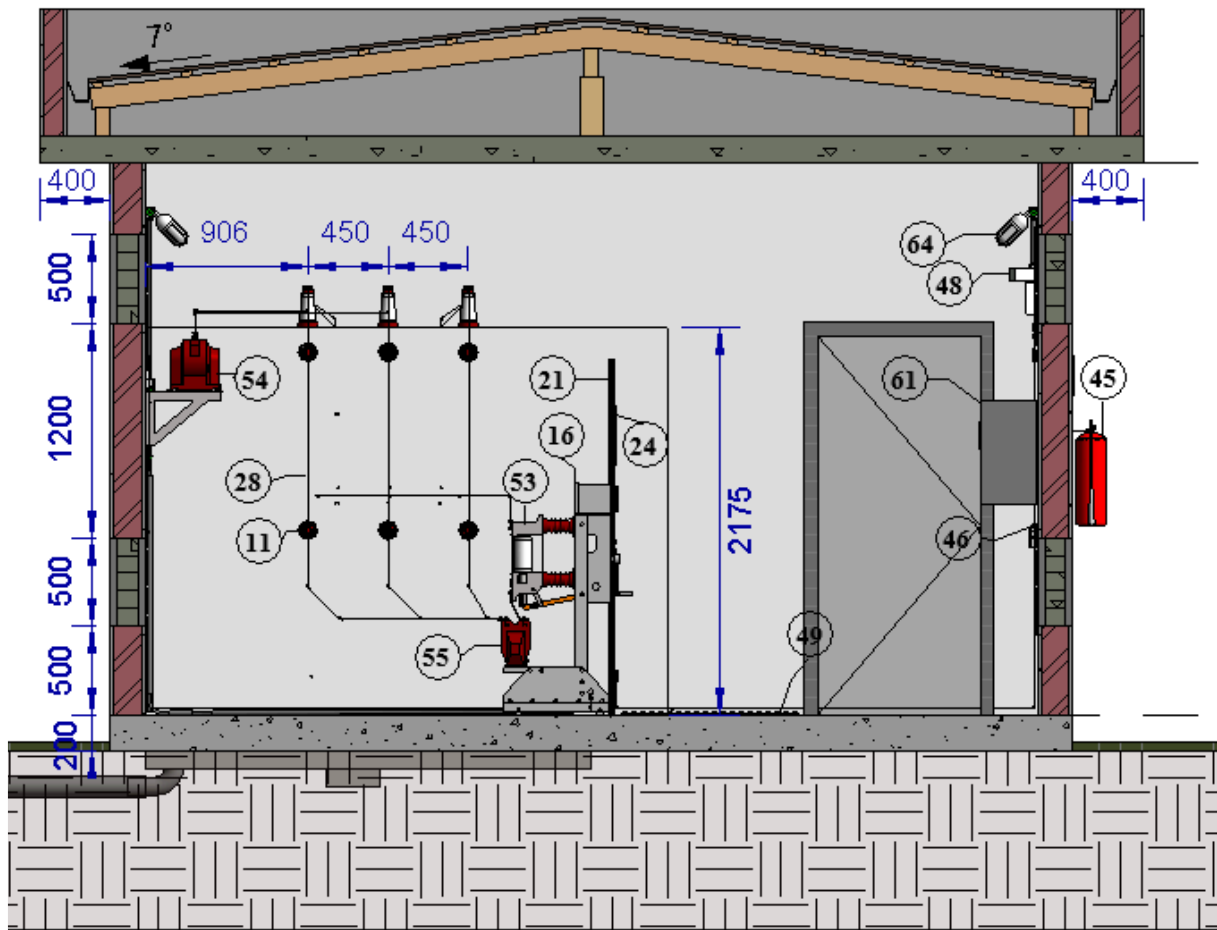
Figura 5.5- Vista Frontal dos Cubículos e Gradis



Fonte: Do Autor (2020)

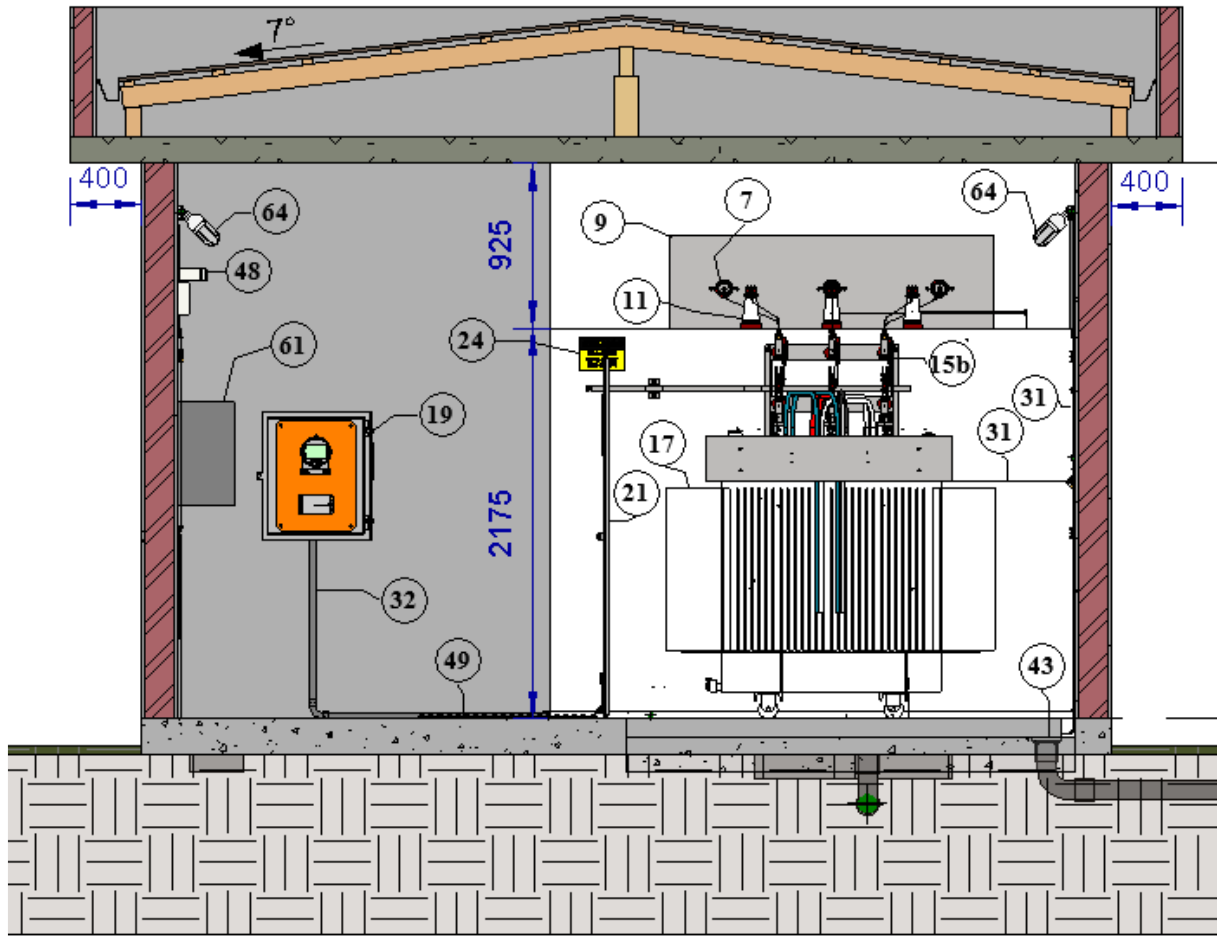


Figura 5.6- Vista do cubículo de proteção



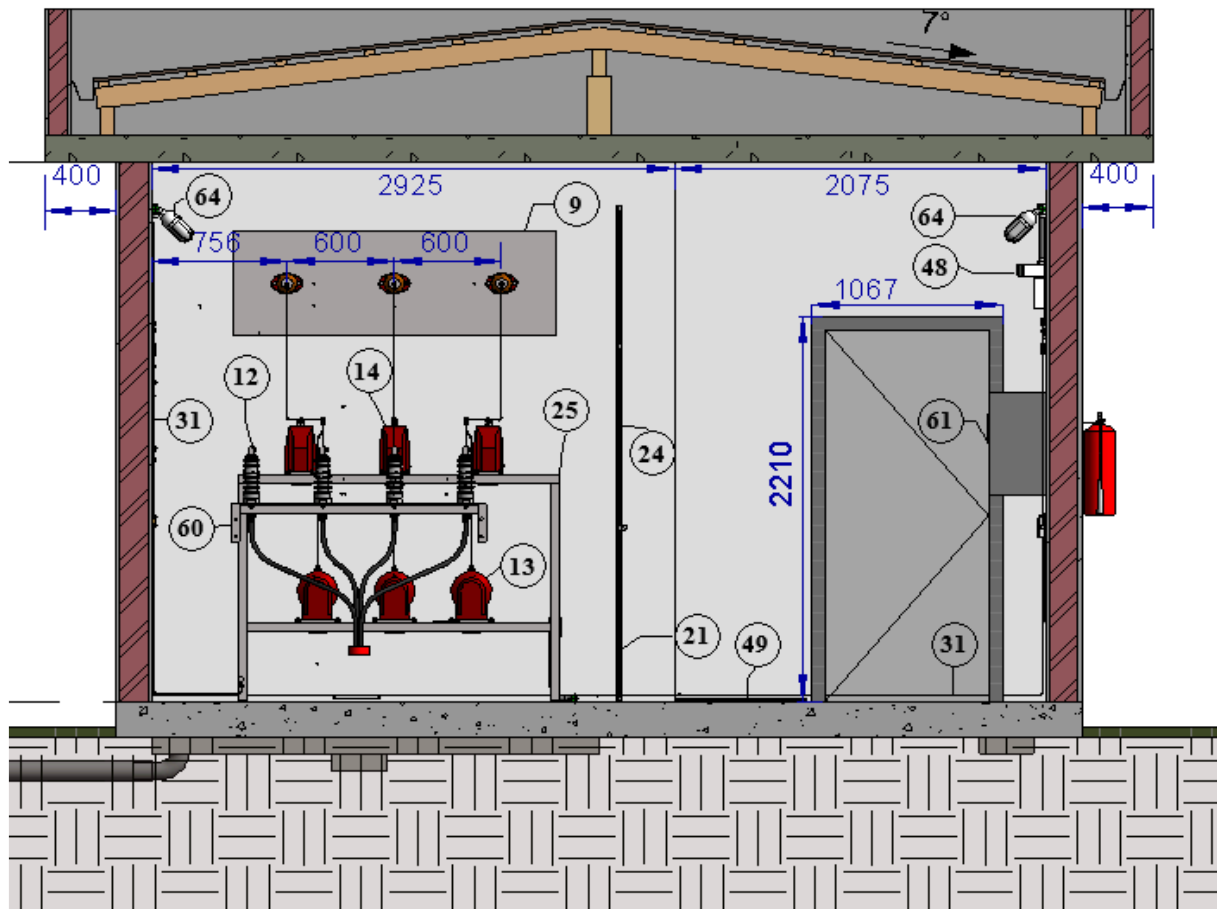
Fonte: Do Autor (2020)

Figura 5.7- Vista do cubículo de transformação 1



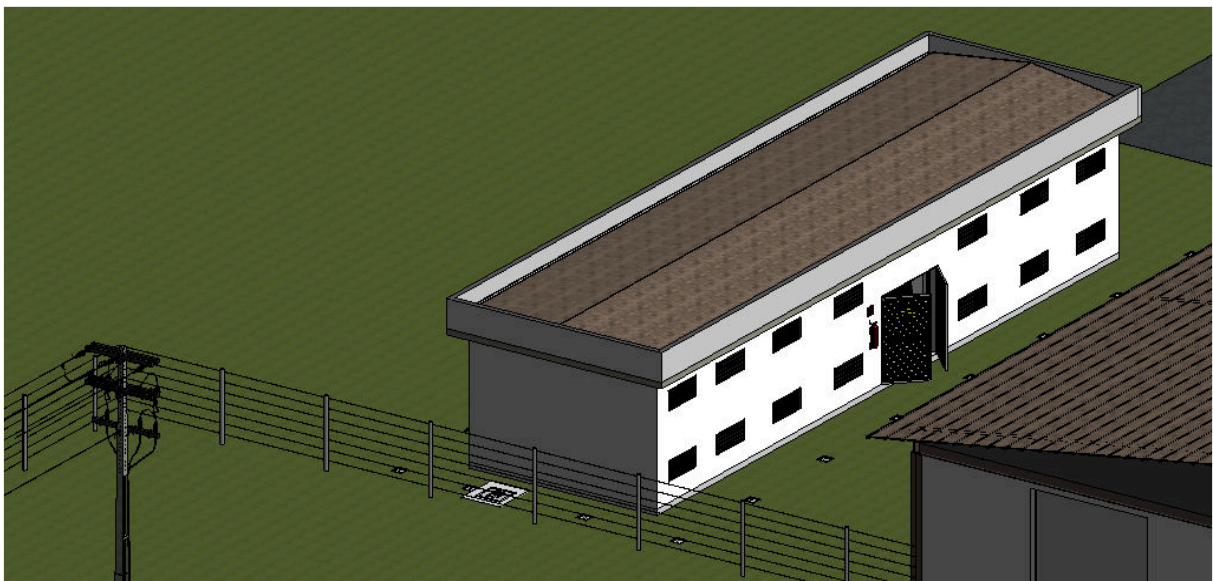
Fonte: Do Autor (2020)

Figura 5.8- Vista do cubículo de medição Celesc



Fonte: Do Autor (2020)

Figura 5.9- Vista 3D da Subestação



Fonte: Do Autor (2020)

### 5.3 Projeto de Proteção e Seletividade

O objetivo deste estudo é adequar os ajustes dos dispositivos de proteção do sistema elétrico de média tensão do consumidor, atendendo aos requisitos mínimos exigidos pela CELESC, de modo a obter-se a efetiva proteção, coordenação e seletividade com o sistema de distribuição da concessionária.

#### 5.3.1 Dados Gerais

Proprietário: Unifacvest

Endereço: Rua Solis Reis, 107

Empreendimento: Galpão Industrial

Poste de Interligação: N° D5-06 (804)

Alimentador LVR- B2

#### 5.3.2 Dados Fornecidos pela Concessionária

**Tensão de Fornecimento:** 23.100,00 V

Níveis de Curto - Circuito do Local	Simétrica (A)	Assimétrica (A)
Icc trifásico - (Icc 3F)	1.819	1.834
Icc bifásico - (Icc 2F)	1.575	1.577
Icc fase-terra ( Zn= 0 Ohms)	1.276	1.322
Icc ft ( 40 Ohms)	290	

#### Relé De Sobrecorrente Do Alimentador (Fase) Da Concessionária

Função	50/51	
Fabricante	COOPER	
Tipo	RL ESV 2712/FXB	
Corrente Temporizada	300	A
Curva	0,1	(NI)
Corrente Instantânea	1260	A

### Relé De Sobrecorrente Do Alimentador (Neutro) Da Concessionária

Função	50/51	
Fabricante	COOPER	
Tipo	RL ESV 2712/FXB	
Corrente Temporizada	40	A
Curva	0,4	(NI)
Corrente Instantânea	Bloqueada	A

### 5.3.3 Dados da Instalação

#### ➤ Potência Instalada (KVA)

Vamos a calcular a proteção para o Barramento no primário dos Trafos, refletindo para o secundário.

Quadro 5.1- Dados dos Transformadores

TRANSFORMADORES		TIPO	POTÊNCIA KVA	Z (%)	VNS (F-F)
TAG	FABRICANTE				
TR01	WEG	ÓLEO	1000	5	460
TR02	WEG	ÓLEO	1000	5	660
TR03	WEG	ÓLEO	750	5	380
TR04	WEG	ÓLEO	750	5	380
TR05	WEG	ÓLEO	750	5	380
TR06	WEG	ÓLEO	500	5	460

Fonte: Do Autor (2020)

**TOTAL 4.750,00 KVA**

**Demanda Prevista TOTAL 2.050,00 KW**

**Fator de Potência Previsto (FP) 92,00**

### 5.3.4 Memorial de Cálculo

#### 5.3.4.1 Impedância Equivalente do Sistema da Concessionária

Para encontrarmos a impedância equivalente do sistema da concessionária dividimos a tensão de fornecimento pela corrente de curto-circuito pela raiz de três, através da seguinte equação:

$$Z_{cc} = \frac{\text{Tensão de Fornecimento}}{\sqrt{3} * I_{cc}3F} \quad (5.1)$$

O que nos resulta em: **7,33 Ohms**

#### 5.3.4.2 Impedância dos Transformadores

A impedância dos transformadores pode ser calculada a partir da seguinte equação:

$$Z_{Trafo} = \frac{(\text{Tensão de Fornecimento})^2 \times Z_{\%trafo}}{\text{Potência do Trafo}} \quad (5.2)$$

Aplicando nos transformadores obtemos:

Transformador T1	<b>26,68 Ohms</b>
Transformador T2	<b>26,68 Ohms</b>
Transformador T3	<b>35,57 Ohms</b>
Transformador T4	<b>35,57 Ohms</b>
Transformador T5	<b>35,57 Ohms</b>
Transformador T6	<b>53,36 Ohms</b>

#### 5.3.4.3 Estudo de Curto-circuito

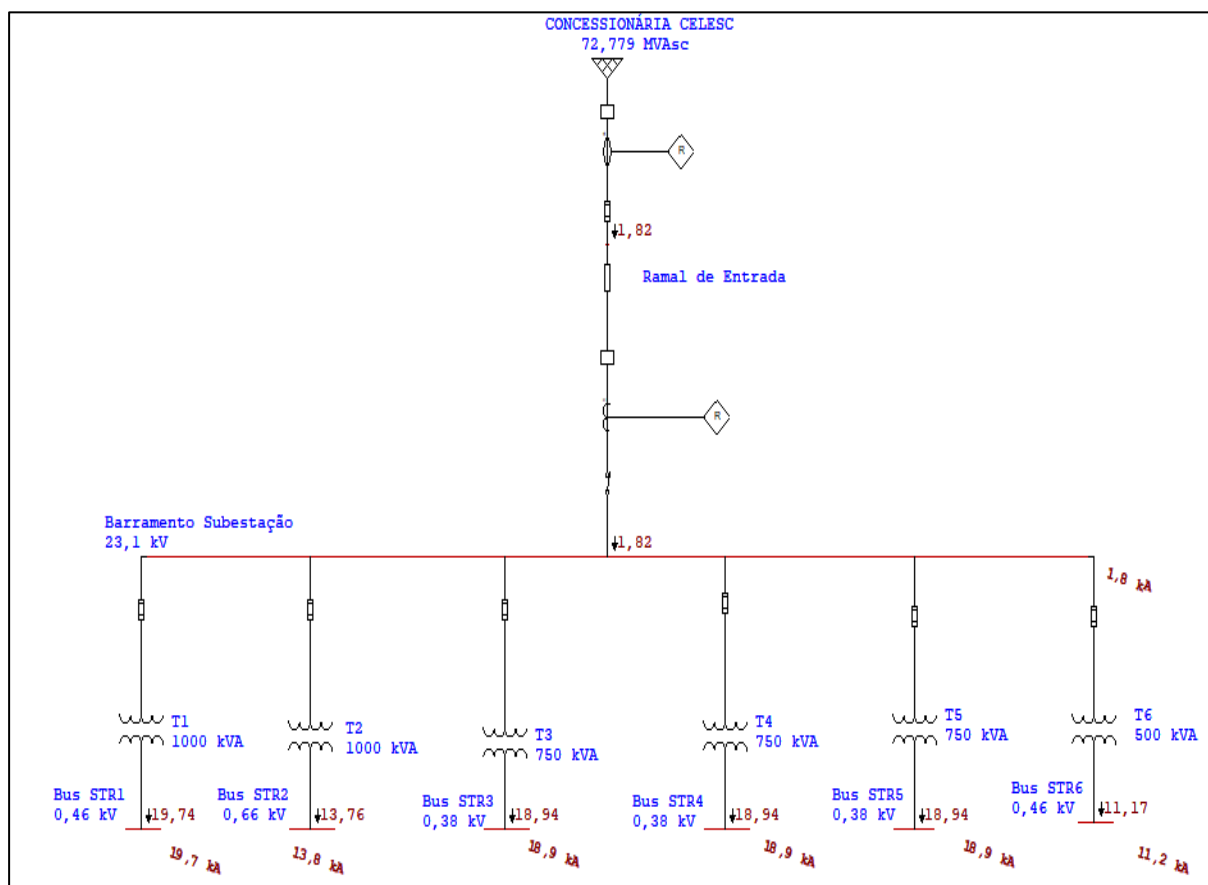
Como podemos ver no capítulo 1, o curto circuito é dado pela relação entre a tensão da fonte pela impedância da linha, assim podemos calcular através da seguinte equação:

$$I_{cctrafo} = \frac{\text{Tensão de fornecimento}}{\sqrt{3} * (Z_{cc} + Z_{trafo})} \quad (5.3)$$

Assim resultando:

	PRIMÁRIO (A)	SECUNDÁRIO(A)
ICC Transformador T1	392,14 A	19692,25 A
ICC Transformador T2	392,14 A	13724,90 A
ICC Transformador T3	310,88 A	18898,23 A
ICC Transformador T4	310,88 A	18898,23 A
ICC Transformador T5	310,88 A	18898,23 A
ICC Transformador T6	219,75 A	11035,27 A

Figura 5.10- Estudo de Curto-Circuito com o Software ETAP



Fonte: Do Autor (2020)

Como podemos verificar os cálculos de Curto-Circuito são convergentes com os cálculos realizados por meio do software.

#### 5.3.4.4 Corrente Nominal Máxima (Trifásica) – ( $I_{NOM}$ )

Para encontrarmos a corrente nominal de cada transformador dividimos a potência do mesmo pela Tensão de fornecimento, pela seguinte equação:

$$I_{NOM} = \frac{\text{Potência de Trafo}}{\sqrt{3} * \text{Tensão de Fornecimento}} \quad (5.4)$$

Obtemos assim:

	INom (A)	Imag individual dos Trafos	
		Fator de Inrush	Inrush (A)
INom Transformadores T1	25,0 A	8	200,19
INom Transformadores T2	25,0 A	8	200,19
INom Transformadores T3	18,8 A	8	150,14
INom Transformadores T4	18,8 A	8	150,14
INom Transformadores T5	18,8 A	8	150,14
INom Transformadores T6	12,5 A	8	100,09

INom Total = **118,9 A**

#### 5.3.4.5 Corrente Demandada (Trifásica) - (IDEM)

Para encontrarmos a corrente de demanda usamos a equação a seguir:

$$I_{DEM} = \frac{\text{Demanda Prevista}}{\sqrt{3} * \text{Tensão de Fornecimento} * F.P.} \quad (5.5)$$

O que nos resulta: **55,69 A**

#### 5.3.4.6 Corrente de Magnetização - (IMAG)

De acordo com a norma técnica N-321.0002 da Celesc a corrente de magnetização dos transformadores à óleo, até 2000kVA deve ser considerada 8 x In, com tempo de 0,1 segundos e para transformadores com isolamento e encapsulamento em epóxi igual a 14 x In com tempo de duração da ordem de 0,1s. Acima de 2000kVA deve ser informado pelo fabricante. Caso existe mais de um transformador considerar a corrente de magnetização do maior transformador acrescida das correntes nominais dos demais;

$$I_{MAG} = (\text{In Trafo maior potência} \times \text{Fator de Inrush}) + \text{Soma das IN dos outros Trafos} \quad (5.6)$$

$I_{MAG} =$  **294,02 A**



### 5.3.4.7 Calculando a Corrente de Ponto ANSI

Para a corrente de ponto ANSI de fase a equação 4.5 será aplicada:

$$I_{ansi} = I_{Nom\ Trafo} \times (100 / \% \text{ Trafo})$$

	Corrente ANSI
Iansi-Trafo 01 =	500,46 A
Iansi-Trafo 02 =	500,46 A
Iansi-Trafo 03 =	375,35 A
Iansi-Trafo 04 =	375,35 A
Iansi-Trafo 05 =	375,35 A
Iansi-Trafo 06 =	250,23 A

### 5.3.4.8 Calculando a Corrente de Ponto NANSI

Como visto no capítulo 4 o ponto Nansi é um terço do ponto ANSI.

$$I_{nansi} = I_{ansi} - \text{Trafo} / 3$$

	Corrente NANSI
Inansi-Trafo 01 =	166,82 A
Inansi-Trafo 02 =	166,82 A
Inansi-Trafo 03 =	125,12 A
Inansi-Trafo 04 =	125,12 A
Inansi-Trafo 05 =	125,12 A
Inansi-Trafo 06 =	83,41 A

### 5.3.4.9 Escolhendo o Ponto ANSI - (IANSI)

A curva de atuação do relé temporizado da fase deverá ficar “abaixo” do ponto ANSI do transformador de menor potência e o tempo de duração foi definido conforme a tabela 4.1.

$I_{ANSI-Fase} =$	<b>250,23 A</b>	Tempo ANSI (s)
$I_{ANSI-Neutro} =$	<b>83,41 A</b>	3,0

### 5.3.5 Cálculo dos TC's de Proteção

#### ➤ Critério do fator de sobrecorrente

Para o dimensionamento dos Transformadores de corrente consideramos em um primeiro caso o fator térmico de sobrecorrente, como os TC's de proteção possuem esse fator em 20 vezes a corrente nominal, podemos resolver da forma a seguir:

$$I_{n_p} = \frac{I_{cc}3F}{20} \quad (5.7)$$

O que resulta em: **91,70 A**

#### ➤ Critério da Sensibilidade

Outro critério a ser levado em consideração é a sensibilidade do TC, onde a menor corrente de partida que o mesmo fará a medição deve ser maior que 10% da corrente primária do TC, ou seja;

$$I_{P_{menor}} \geq 0,1 \times I_{n_p} \quad (5.8)$$

Como a corrente de neutro é a menor corrente, aplicando a relação acima, obtemos:

$$I_{n_p} \leq \frac{19}{0,1}$$

$I_{n_p}$  deve ser menor ou igual a **190 A**.

#### ➤ Verificação de Icc máximo (Ith)

Pela verificação de Icc máximo o  $I_{n_p} \times 80$  deve ser maior que a Icc máxima na barra considerando 10 kA, podemos então aplicar a seguinte equação:

$$I_{n_p} = \frac{I_{ccMáximo}}{80} \quad (5.9)$$

Aplicando a equação temos que  $I_{n_p}$  deve ser maior que **125 A**.

Levando em consideração os três critérios acima podemos verificar que a corrente nominal do primário deve estar acima de 125 A pelo critério de  $I_{cc}$  máximo e ser menor que 190 A pelo critério de sensibilidade, portanto adotando valor comercial do primário do TC podemos defini-lo sendo de: **150:5**

➤ **Tensão Secundária Do TC**

A tensão secundária do TC é dada pela equação:

$$V_s = \frac{I_{cc} 3F_{máx}}{RTC} \times Z_{carga} \quad (5.10)$$

A impedância da carga é dada pela equação:

$$Z_{carga} = 2 \times Z_{fiação} + Z_{relé} + Z_{TC} \quad (5.11)$$

Abaixo estão os dados coletados para encontrar a impedância da carga:

Quadro 5.2- Dados para definição da carga dos TC's

<b>Distância entre relé e TC's</b>	<b>1,00</b>	<b>m</b>
<b>Secção Transversal do cabo</b>	<b>4,00</b>	<b>mm<sup>2</sup></b>
<b>Z condutor de Acordo com o Fabricante</b>	<b>4,95</b>	<b>Ω</b>
<b>Consumo do Relé</b>	<b>0,30</b>	<b>VA</b>
<b>Corrente Nominal</b>	<b>5,00</b>	<b>A</b>
<b>Z burden do TC</b>	<b>0,50</b>	<b>Ω</b>

Fonte: Do Autor (2020)

A impedância do TC é 0,2 vezes o Zburden;

Logo temos:

$$Z_{TC} = 0,2 \times 0,50 = \mathbf{0,1\Omega}$$

A impedância do cabo é calculado pela seguinte equação:

$$Z_{cabo} = \frac{Z_{condutor} \times Dist\grave{a}ncia}{1000} \quad (5.12)$$

Aplicando os valores temos: **0,00495  $\Omega$**

A imped\ancia do rel\e Pextron URPE 7104 de acordo com o manual do fabricante para neutro e fase \e:

$$\begin{aligned} Z_{fase} &= 0,007 \text{ Ohms} \\ Z_{neutro} &= 0,021 \text{ Ohms} \\ Z_{REL\grave{E}} &= Z_{fase} + 3x Z_{neutro} = \mathbf{0,070 \text{ Ohms}} \end{aligned}$$

Agora aplicando as imped\ancias parciais encontradas na equa\c3o 5.9:

$$Z_{carga} = 2 \times 0,00461 + 0,070 + 0,1 = \mathbf{0,180 \Omega}$$

Aplicando na equa\c3o 5.8 encontramos ent\ao a tens\ao secund\aria do TC:

$$V_s = \frac{1819}{30} \times 0,180 = \mathbf{10,91 V}$$

### ➤ ESPECIFICA\c3O DOS TC's

Quadro 5.3- Especifica\c3o dos TC's

Rela\c3o do TC	Prim\ario	Secund\ario
TC	150	5
RTC	30	
Precis\ao do TC	10B	50

Fonte: Do Autor (2020)

### 5.3.6 Dimensionamento dos TP's de Prote\c3o

Ser\ao utilizados dois TP's exclusivos para prote\c3o com liga\c3o do tipo 1, e um exclusivamente para a alimenta\c3o dos elementos constituintes do sistema de alimenta\c3o dos rel\es e bobina de abertura do disjuntor tamb\em com liga\c3o tipo 1.

Quadro 5.4- Total de cargas dos TP's

<b>Total de cargas ligadas ao TP de alimentação</b>	
<b>Potência de carga do Nobreak</b>	<b>250 VA</b>
<b>Potência do contator de transferência de carga</b>	<b>10 VA</b>
<b>Potência dos Blocos Autônomos</b>	<b>200 VA</b>
<b>Total</b>	<b>1010VA</b>
<b>Total de cargas ligadas aos TP's de Proteção</b>	
<b>Potência do TST trifásico</b>	<b>5VA</b>

Fonte: Do Autor (2020)

### ➤ ESPECIFICAÇÃO DOS TP's

Quadro 5.5- Especificação dos TP's

<b>Relação do TP</b>	<b>V Primário</b>	<b>V Secundário</b>
	<b>23100</b>	<b>220</b>
<b>RTP</b>	<b>105</b>	
<b>Potência Nominal do TP</b>	<b>75 VA</b>	
<b>Potência Térmica</b>	<b>1000 VA</b>	
<b>Exatidão do TP</b>	<b>0,3 P 75</b>	

Fonte: Do Autor (2020)

### 5.3.7 Dimensionamento dos TC's e TP's de medição da Concessionária

De acordo com a tabela 06 da norma N-321.0002 da Celesc os seguintes dispositivos foram selecionados.

**TC: 100 x 200/5**

**TP: 23000R3/115 = 120**

### 5.3.8 Especificação do Disjuntor de média tensão

Avaliando por meio do item 3.8.6 apresentado nesse trabalho podemos aplicar o seguinte disjuntor:

Quadro 5.6- Características do Disjuntor de média tensão

Disjuntor Beghin		MAF 24.6
Corrente nominal (A)		630
Tensão nominal (kV)		24
Capacidade nominal de interrupção (MVA)		350
Capacidade de interrupção em curto-circuito (kA)		10
Nível básico de impulso (NBI) (kV)		125
Corrente de fechamento (crista) (kA)		25
Corrente de curta duração por 1 seg. (kA)		10
Tensão de ensaio à frequência industrial (kV)		50
Tempo (ms)	Abertura	70
	Fechamento	100
	Arco a 100% da c.i.n	12-15
Carregamento das molas (seg.)		6
Contatos auxiliares		6A+ 6F
Comando		frontal

Fonte: Adaptado de Beghin (2014)

### 5.3.9 Dimensionamento da chave e elo fusível

A escolha da chave e do elo fusível adequados foi realizada pela Tabela 3.3, como a potência de transformação está acima de 2500 kVA a nota 4 orienta que acima de 65K a Celesc D definirá a proteção pelo estudo de proteção apresentado, porém pela análise de estudo de seletividade como sugestão a seguinte configuração atenderia:

**CHAVE : 200 A**

**ELO: 65 K**

### 5.3.10 Seleção do Para-raios

Seguindo o item 5.11.2 da norma N-321.0002 da Celesc o Para-raios deverão apresentar as seguintes características:

**Resistores não lineares a óxido metálico em série (ZnO), sem centelhador, tensão nominal dos para-raios de 21kV sendo a corrente nominal de descarga de 10kA em corpo e suporte poliméricos.**

O condutor de interligação dos para-raios deverá ser cabo de cobre nu 35mm<sup>2</sup>.

### **5.3.11 Dimensionamento do barramento de média tensão da subestação**

Pela tabela 07A da norma N-321.0002 da Celesc o seguinte barramento com vergalhão de cobre maciço deverá ser utilizado: **5/8 polegadas ou 15,8 mm/ 394A.**

### **5.3.12 Dimensionamento do ramal de ligação subterrâneo em média tensão**

Seguindo a tabela 02A da norma N-321.0002 da Celesc o ramal de ligação o ramal que atenderia a instalação seria utilizando condutor de cobre, 50 mm<sup>2</sup> para fase e 25 mm<sup>2</sup> para neutro, porém prevendo um possível aumento de carga os condutores deverão ter uma bitola acima do especificado, sendo assim:

**FASE: 70 mm<sup>2</sup>**

**NEUTRO: 35 mm<sup>2</sup>**

### **5.3.13 Dimensionamento do Eletroduto junto ao poste**

Seguindo a tabela 03 da norma N-321.0002 da Celesc, o eletroduto foi especificado na seguinte bitola.

**Eletroduto: 5 polegadas**

### **5.3.14 Ajustes das Funções de Sobrecorrente e Instantâneo**

#### **➤ Sensor de Fase**

Para o ajuste temporizado de fase a norma técnica N-321.0002 da Celesc recomenda até no máximo 1,3 x a corrente de demanda contratada.

$$\text{Temporizado} = \frac{I_{\text{DEM}} \times 1,3}{\text{RTC}} \quad \mathbf{2,41 \text{ A}}$$

Faixa de ajuste do relé de acordo com o manual : (0,25 a 16,0 A) x TC

Ajuste do relé: **2,40**

Temporizado x TC: **72,00 A**

Dial de Tempo: **0,1** Curva: **EI**

Para o ajuste Instantâneo de fase a norma técnica N-321.0002 da Celesc recomenda até no máximo até 1,4 x a corrente de magnetização.

$$\text{Instantâneo} = \frac{I_{\text{mag}} \times 1,3}{\text{RTC}} \quad \mathbf{13,72 \text{ A}}$$

Faixa de ajuste do relé de acordo com o manual: (0,25 a 100 A) x TC

Ajuste do relé: **13,7**

Temporizado x TC: **411,00 A**

#### ➤ Sensor de Neutro

Para o ajuste temporizado de Neutro divide-se o ajuste temporizado de fase por três .

$$\text{Temporizado} = \frac{I \text{ partida de fase (temporizado)}}{3} \quad \mathbf{0,80 \text{ A}}$$

Faixa de ajuste do relé de acordo com o manual: (0,15 a 6,5 A) x TC

Ajuste do relé: **0,8**

Temporizado x TC: **24,00 A**

Dial de Tempo: **0,4** Curva: **NI**

Para o ajuste Instantâneo de Neutro utiliza-se a corrente instantânea de fase dividida por três.

$$\text{Instantâneo} = \frac{I \text{ partida de fase (Instantâneo)}}{3} \quad \mathbf{4,57 \text{ A}}$$

Faixa de ajuste do relé de acordo com o manual: (0,25 a 100 A) x TC

Ajuste do relé: **4,55**

Temporizado x TC: **136,5 A**



### 5.3.15 Ajuste das Funções de ANSI 27, 47, 59 E 60

#### ➤ Função 27

De acordo com o item 2.6.3 o ajuste deve ser feito em 80% da tensão nominal, portanto:

$23.1 \text{ kV} \times 0.8 = 18.48 \text{ kV}$  no Primário

Temporização: 2 segundos

#### ➤ Função 47

Para inversão de fase o ajuste será de tempo definido com ajuste em 0,1 segundos.

#### ➤ Função 59

De acordo com o item 2.6.2 o ajuste deve ser feito em 110% da tensão nominal, portanto:

$23.1 \text{ kV} \times 1.1 = 25.41 \text{ kV}$  no Primário

Temporização: 2 segundos

#### ➤ Função 60

O ajuste dessa função será baseado no que diz o fabricante, ou seja, o relé atuará para um desequilíbrio de 20 % entre fases. Assim o ajuste fica:

$V_n \times 0.2 = 23.1 \text{ kV} \times 0.2 = 4.62 \text{ kV}$  no primário

Temporização: 2 segundos

### 5.3.16 Resumo dos Ajustes das Proteções para ajuste dos Relés

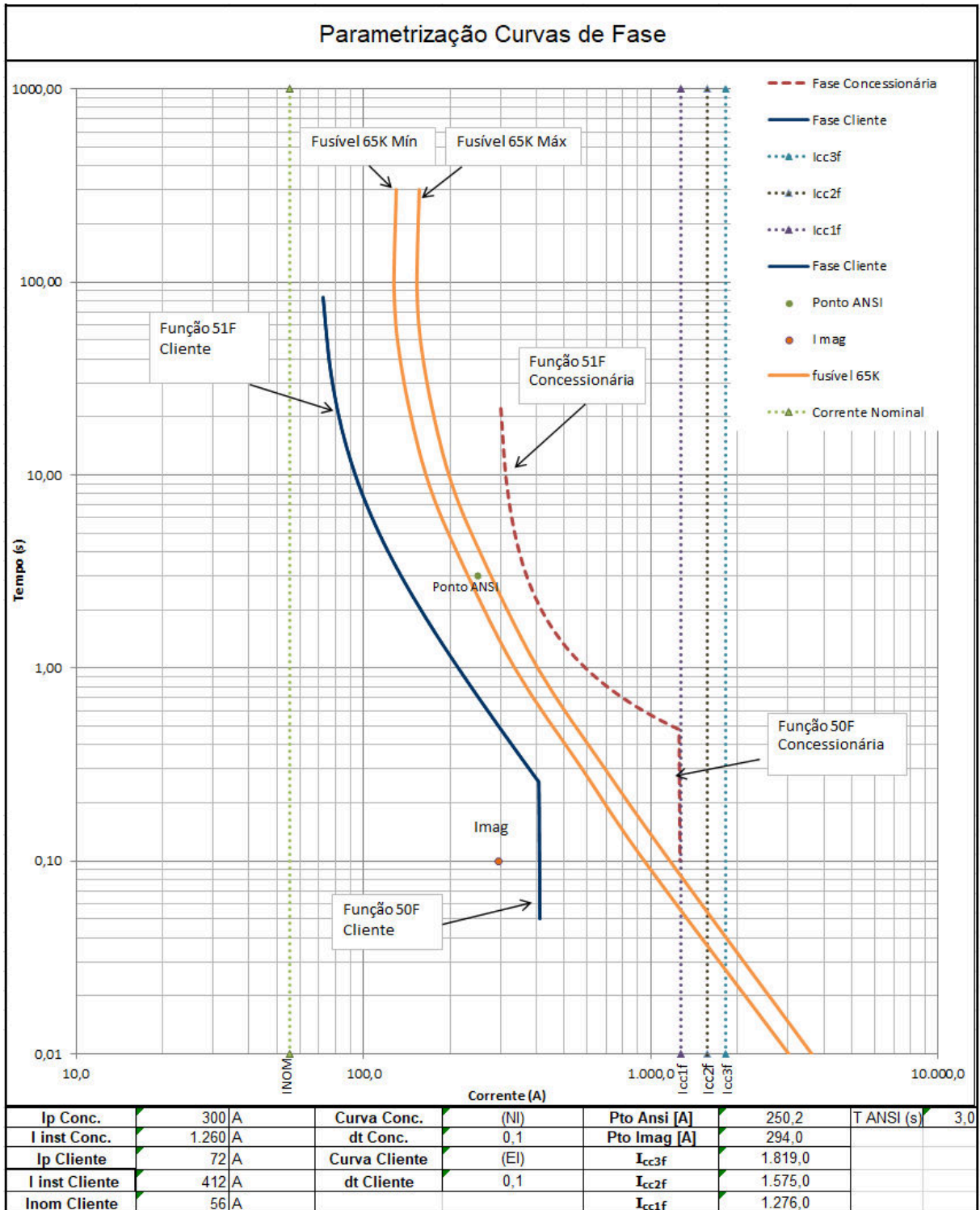
Quadro 5.7- Resumo dos Ajustes das Proteções

PARÂMETRO	DESCRIÇÃO	AJUSTES	
		Primário	Secundário
ANSI 50/51	Relé de sobrecorrente de fase	Primário	Secundário
RTC	Relação de transformação	30	
I partida	I partida temporizada	72 (A)	2,4 (A)
Curva	Tipo de curva de atuação	IEC - EI	
D.T.	Dial de tempo	0,10 (s)	
I def.	I partida definida	-	-
T def.	Tempo de partida definido	-	
I instant.	I partida instantânea	411,00 (A)	13,70 (A)
ANSI 50N/51N	Relé de sobrecorrente de neutro	Primário	Secundário
RTC	Relação de transformação	30	
I partida	I partida temporizada	24,00 (A)	0,80 (A)
Curva	Tipo de curva de atuação	IEC - NI	
D.T.	Dial de tempo	0,40 (s)	
I def.	I partida definida	-	-
T def.	Tempo de partida definido	-	
I instant.	I partida instantânea	136,50 (A)	4,55 (A)
ANSI 27	Relé de subtensão	Primário	Secundário
RTP	Relação de transformação	105	
V<<	Tensão de pick-up	18,48 (kV)	176,00 (V)
T def.	Tempo de retardo definido	2,00 (s)	
ANSI 59	Relé de sobretensão	Primário	Secundário
RTP	Relação de transformação	105	
V>>	Tensão de pick-up	25,41 (kV)	242,00 (V)
T def.	Tempo de retardo definido	2,00 (s)	
ANSI 47	Relé por Inversão de Fase	Ajuste	
T def.	Tempo de retardo definido	0,1 (s)	
ANSI 60	Relé de Desequilíbrio de Tensão	Primário	Secundário
RTP	Relação de transformação	105	
V<<	Partida da unidade de desequilíbrio de tensão	4,62 (kV)	44 (V)
T def.	Tempo de retardo definido	2,00 (s)	

Fonte: Do Autor (2020)

5.3.17 Coordenograma (gráfico "tempo x corrente") – Fase

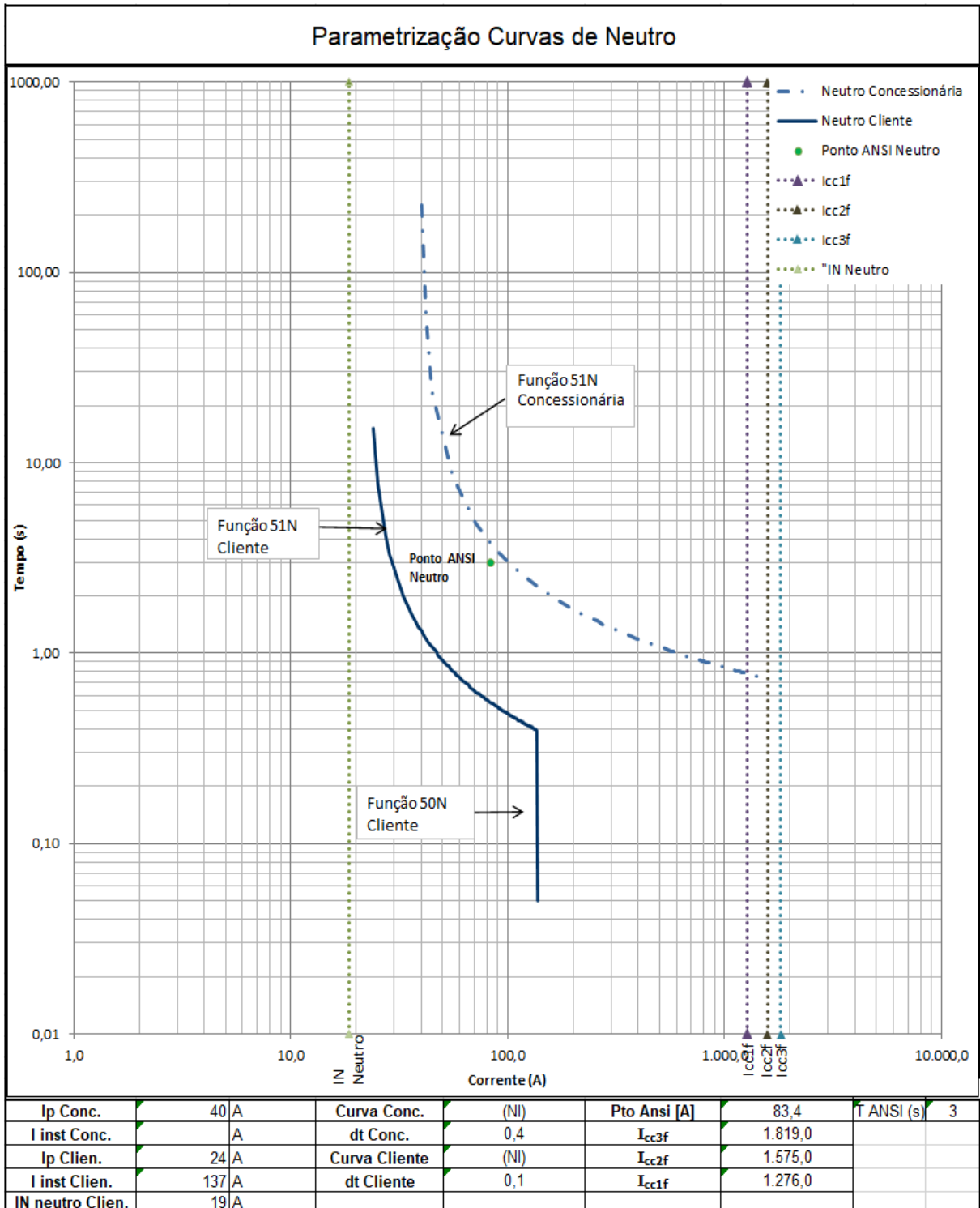
Figura 5.11- Coordenograma de Fase com Elo Fusível 65K



Fonte: Do Autor (2020)

5.3.18 Coordenograma (gráfico "tempo x corrente") – Neutro

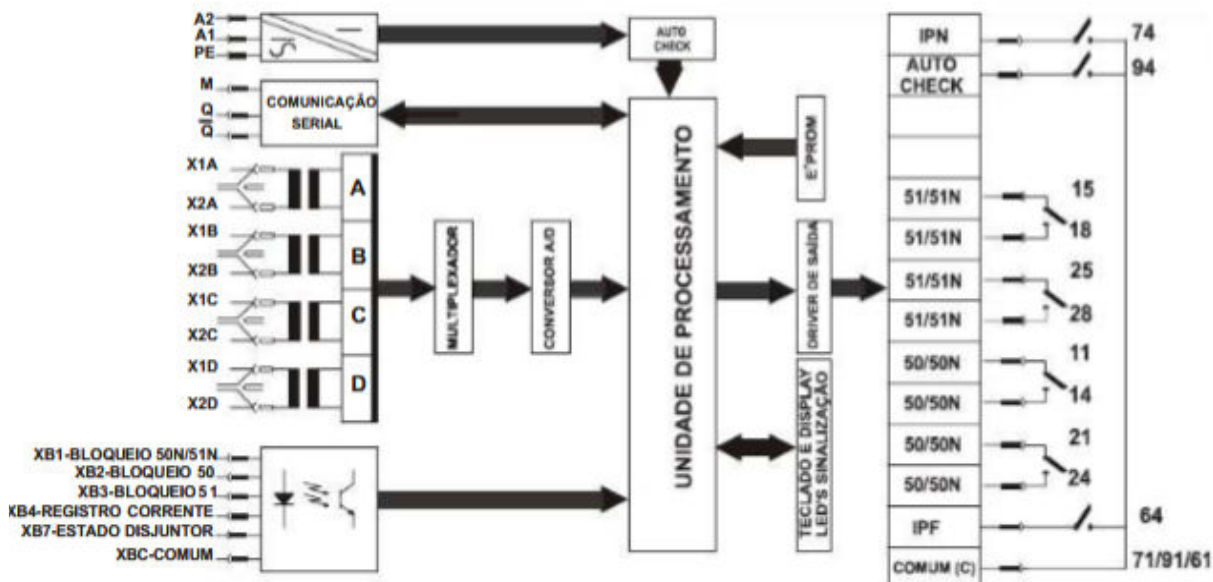
Figura 5.12- Coordenograma de Neutro



Fonte: Do Autor (2020)

### 5.3.19 Diagrama de Blocos PEXTRON URPE 7104

Figura 5.13- Diagrama de Blocos do URPE 7104



Fonte: Pextron (2018)

### 5.3.20 Conclusões e Observações

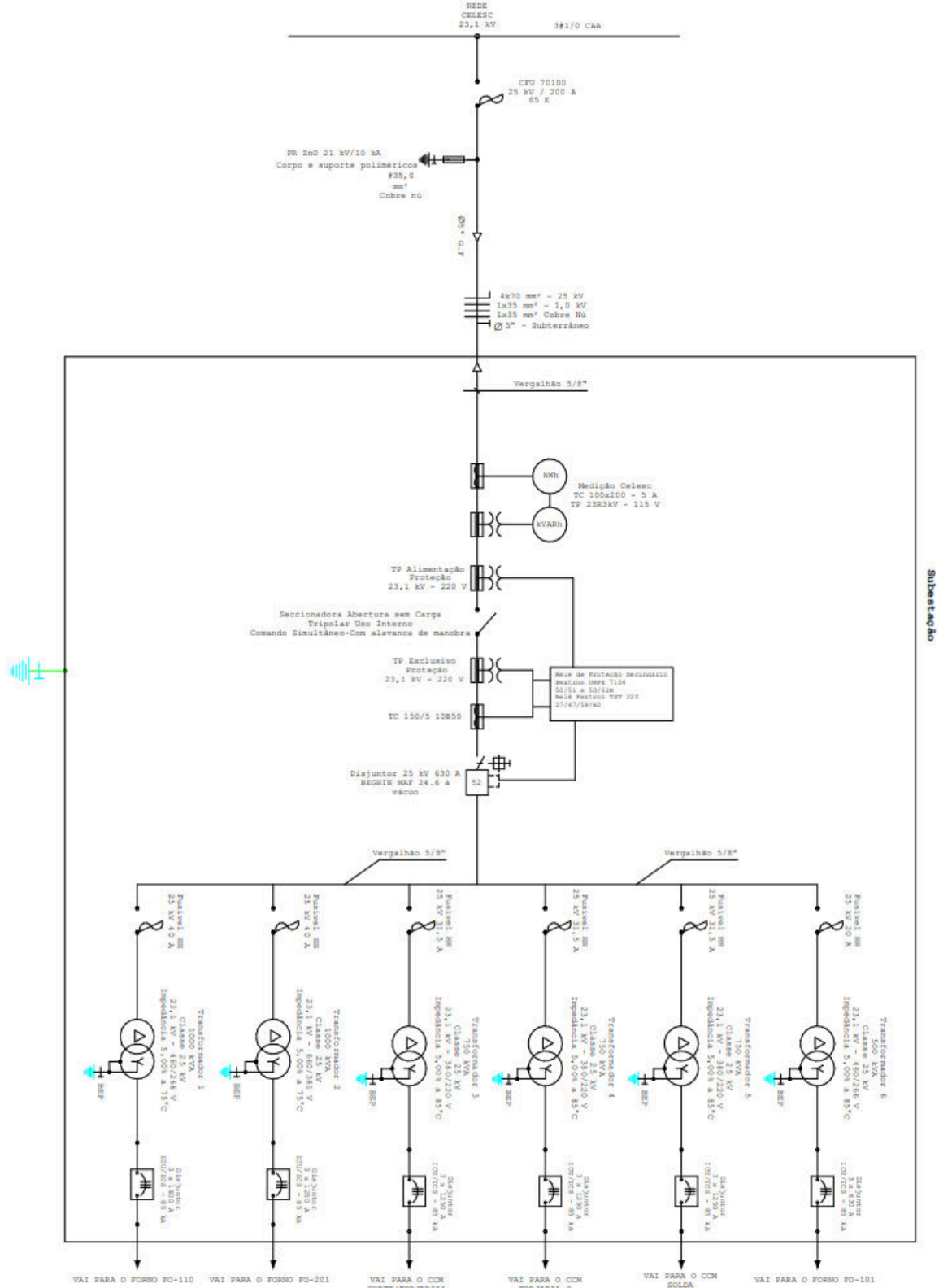
Analisando os gráficos, pode-se constatar que de fato, a coordenação das proteções está eficaz, pois para qualquer valor de corrente (desde a corrente de partida até a corrente máxima de curto-circuito) o relé do consumidor atuará antes do relé da CELESC, para as proteções de fase e neutro.

Obs.: As funções do relé não utilizadas deverão ser desabilitadas conforme as orientações do fabricante. Deverão ser instalados fusíveis de proteção dimensionados conforme a Tabela 3.7 para todos os transformadores conforme indicado abaixo:

- Transformador 01 – 1000 kVA - Fusível tipo HH 40A
- Transformador 02 – 1000 kVA - Fusível tipo HH 40A
- Transformador 03 – 750 kVA - Fusível tipo HH 31,5A
- Transformador 04 – 750 kVA - Fusível tipo HH 31,5A
- Transformador 05 – 750 kVA - Fusível tipo HH 31,5A
- Transformador 06 – 500 kVA - Fusível tipo HH 20 A

### 5.3.21 Diagrama Unifilar da Instalação

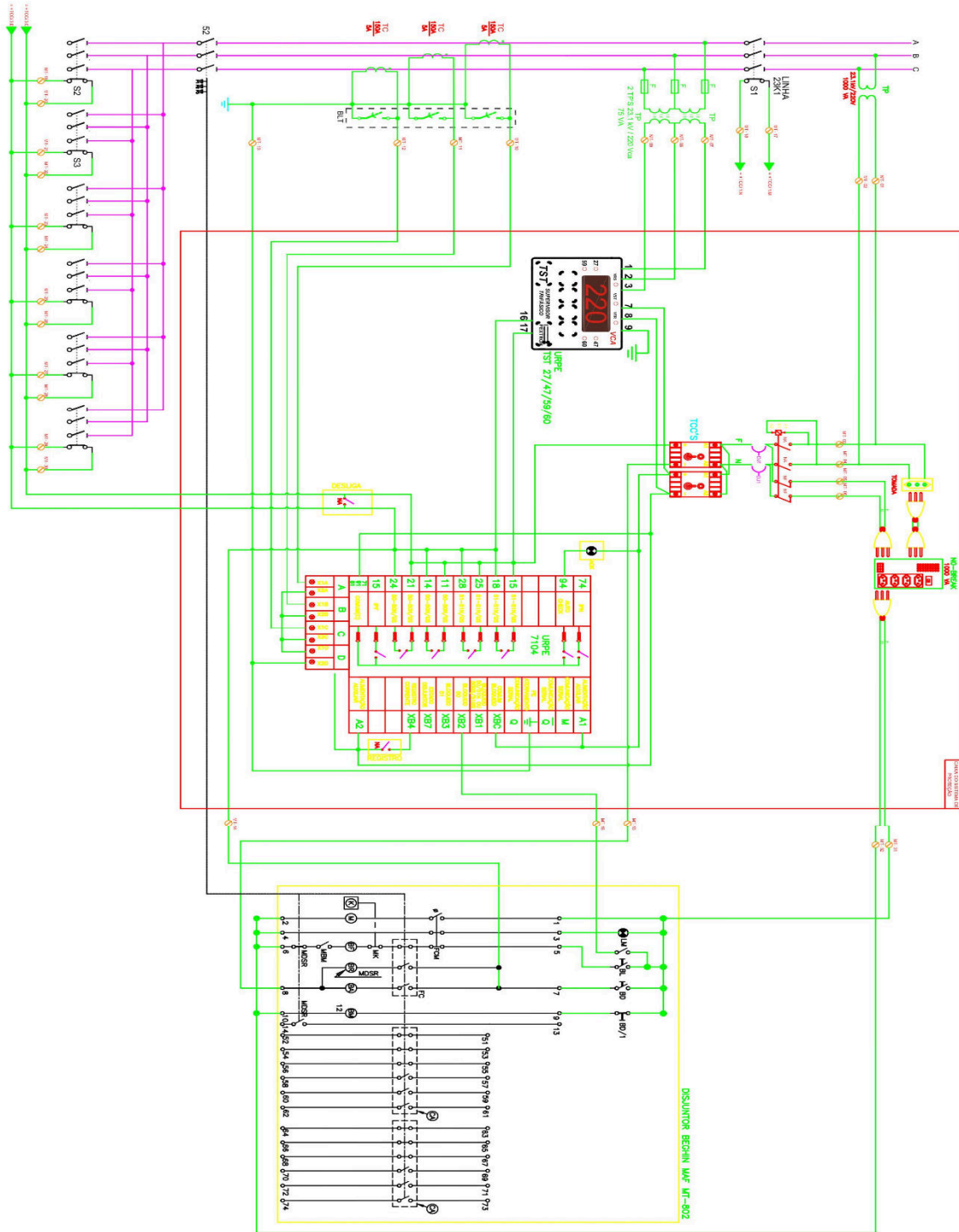
Figura 5.14- Diagrama Unifilar Simplificado



Fonte: Do Autor (2020)

### 5.3.22 Projeto Elétrico de Ligação dos Equipamentos

Figura 5.15- Esquema de Ligação do Relé Secundário



Fonte: Do Autor (2020)

### 5.3.23 Parametrização dos disjuntores do centro de distribuição de força de baixa tensão

A parametrização dos disjuntores de baixa tensão dos quadros gerais baseia-se na corrente da carga instalada a jusante desses equipamentos, onde os ajustes foram realizados levando em consideração a coordenação com os dispositivos de proteção à montante, o ajuste de instantâneo foi bloqueado em todos os casos e ficando esta função a cargo do ajuste de tempo definido de 0,3 segundos para criar seletividade com os disjuntores a jusante, pois sem esse ajuste para qualquer curto-circuito nas saídas causaria a operação do disjuntor de centro de distribuição de força desligando toda a barra. Os ajustes de temporizada foram executados levando em conta as correntes de carga instalada, os dados podem ser conferidos na tabela abaixo.

Tabela 5.3- Correntes das cargas instaladas

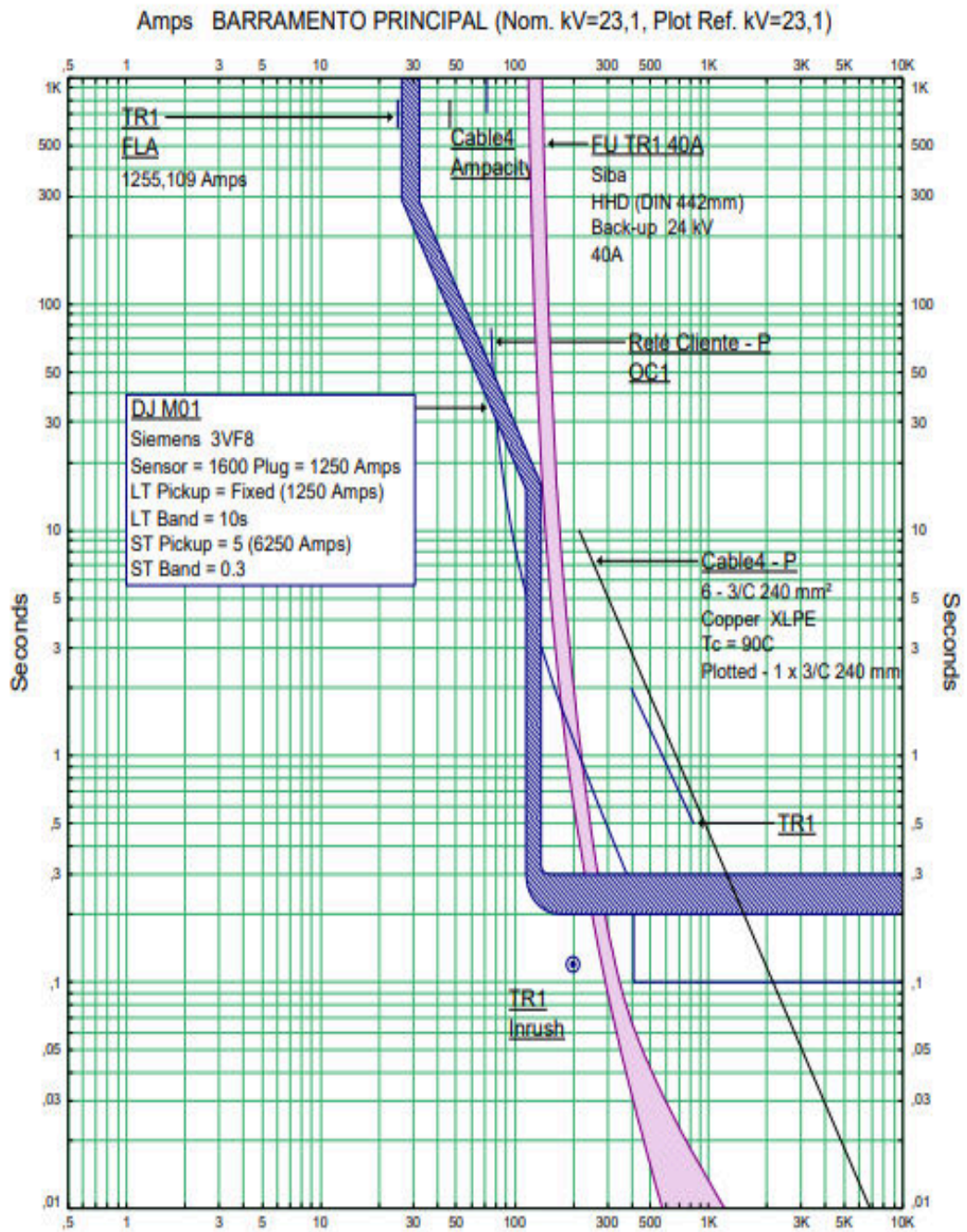
<b>TAG</b>	<b>EQUIPAMENTO</b>	<b>P (KW)</b>	<b>TENSÃO (V)</b>	<b>FP (COS)</b>	<b>S (KVA)</b>	<b>Corrente (A)</b>
<b>TR-1</b>	<b>FORNO INDUÇÃO INDUCTOTHERM</b>	<b>800</b>	<b>460</b>	<b>0,92</b>	<b>869,57</b>	<b>1091</b>
<b>TR-2</b>	<b>FORNO INDUÇÃO RADYNE</b>	<b>800</b>	<b>660</b>	<b>0,85</b>	<b>941,18</b>	<b>823</b>
<b>TR-3</b>	<b>CARGAS EM GERAL</b>	<b>580,3</b>	<b>380</b>	<b>0,96</b>	<b>604,48</b>	<b>918</b>
<b>TR-4</b>	<b>CARGAS EM GERAL</b>	<b>379,5</b>	<b>380</b>	<b>0,96</b>	<b>395,31</b>	<b>600</b>
<b>TR-5</b>	<b>CARGAS EM GERAL</b>	<b>305</b>	<b>380</b>	<b>0,96</b>	<b>317,71</b>	<b>482</b>
<b>TR-6</b>	<b>FORNO INDUÇÃO RADYNE</b>	<b>400</b>	<b>460</b>	<b>0,8</b>	<b>500</b>	<b>627</b>

Fonte: Do Autor (2020)



### 5.3.23.1 Coordenograma disjuntor BT01 M01

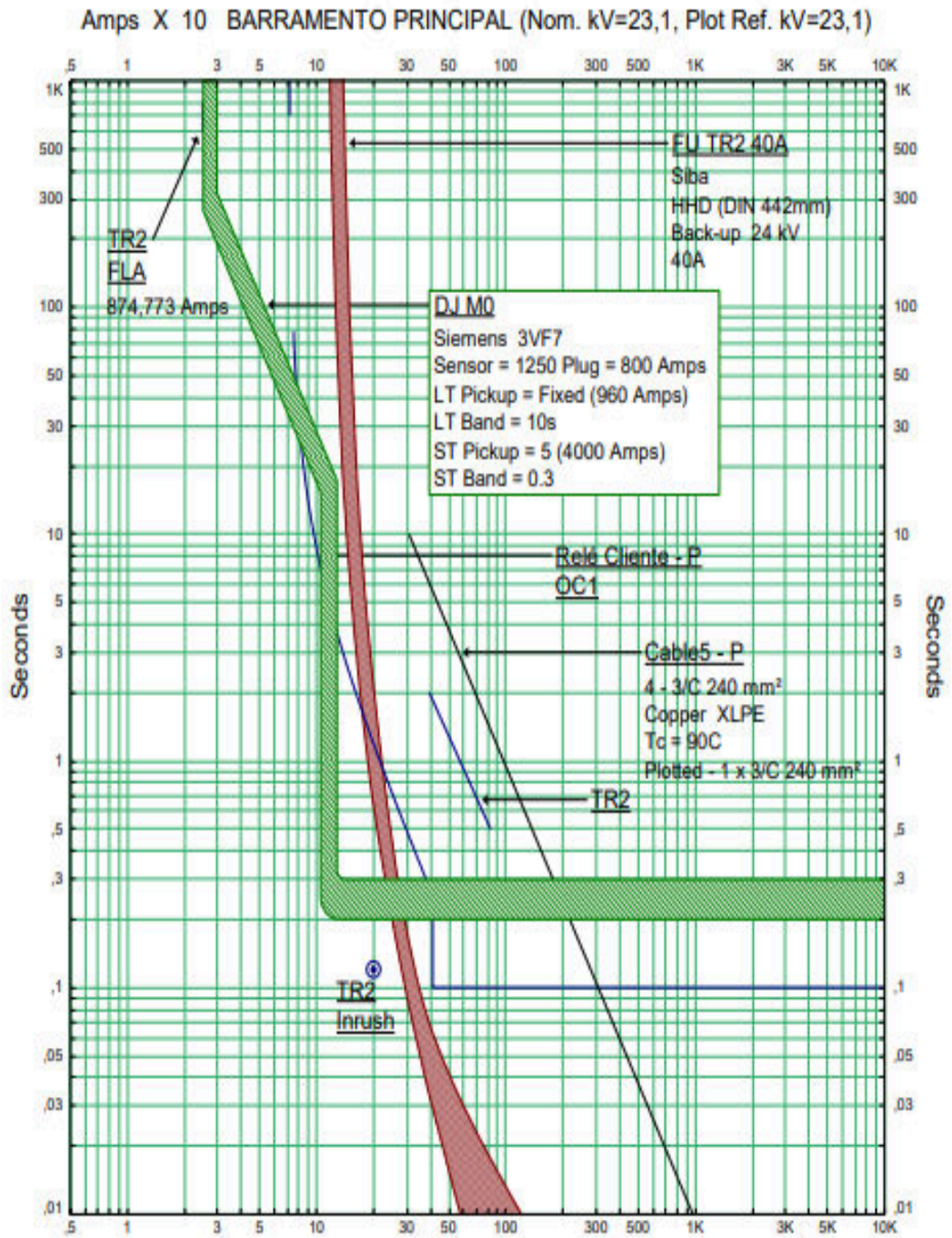
Figura 5.16- Coordenograma DJ M01



Fonte: Do Autor (2020)

5.3.2.3.2 Coordenograma disjuntor BT02 M02

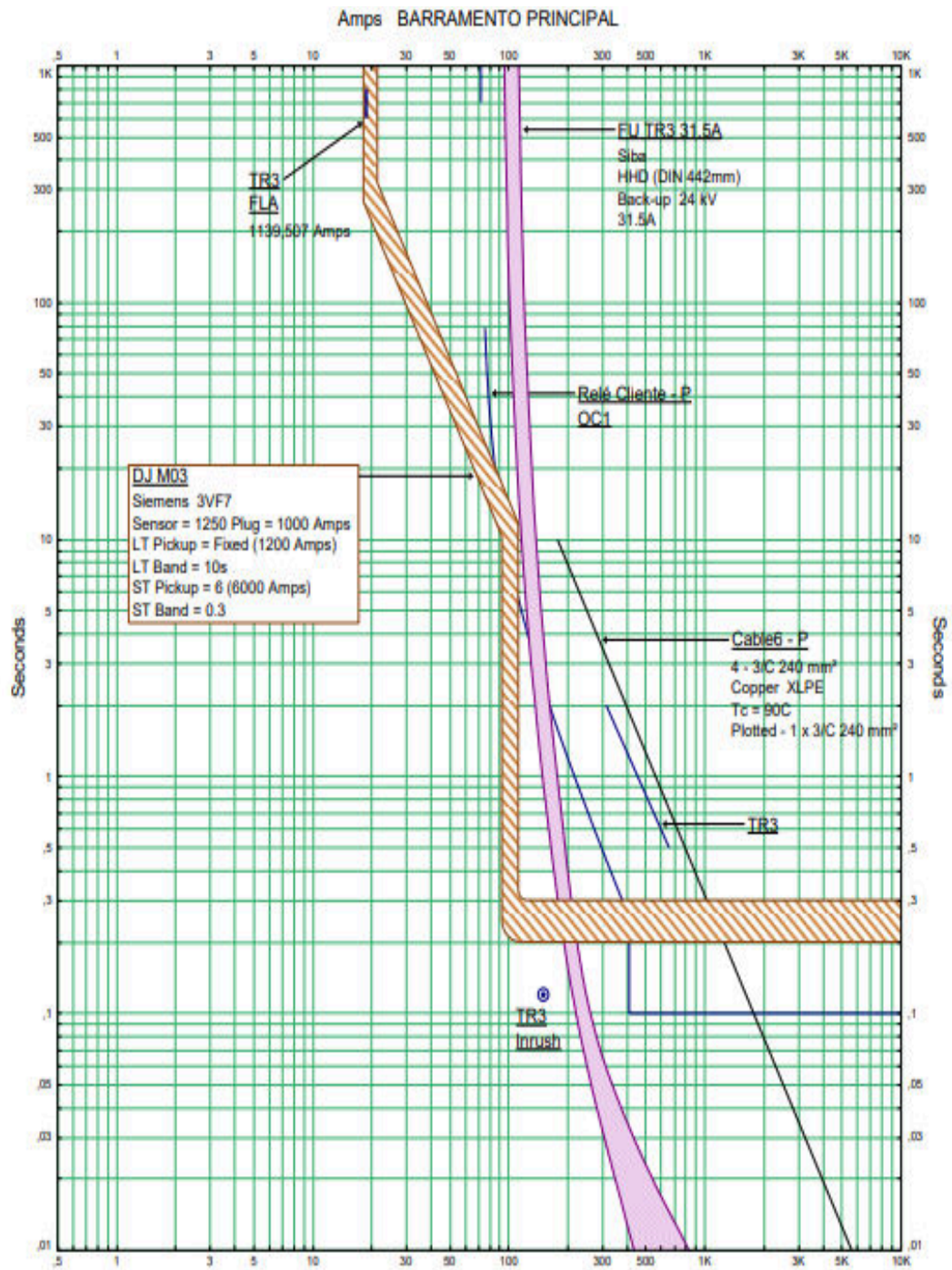
Figura 5.17- Coordenograma DJ M01



Fonte: Do Autor (2020)

### 5.3.23.3 Coordenograma disjuntor BT03 M03

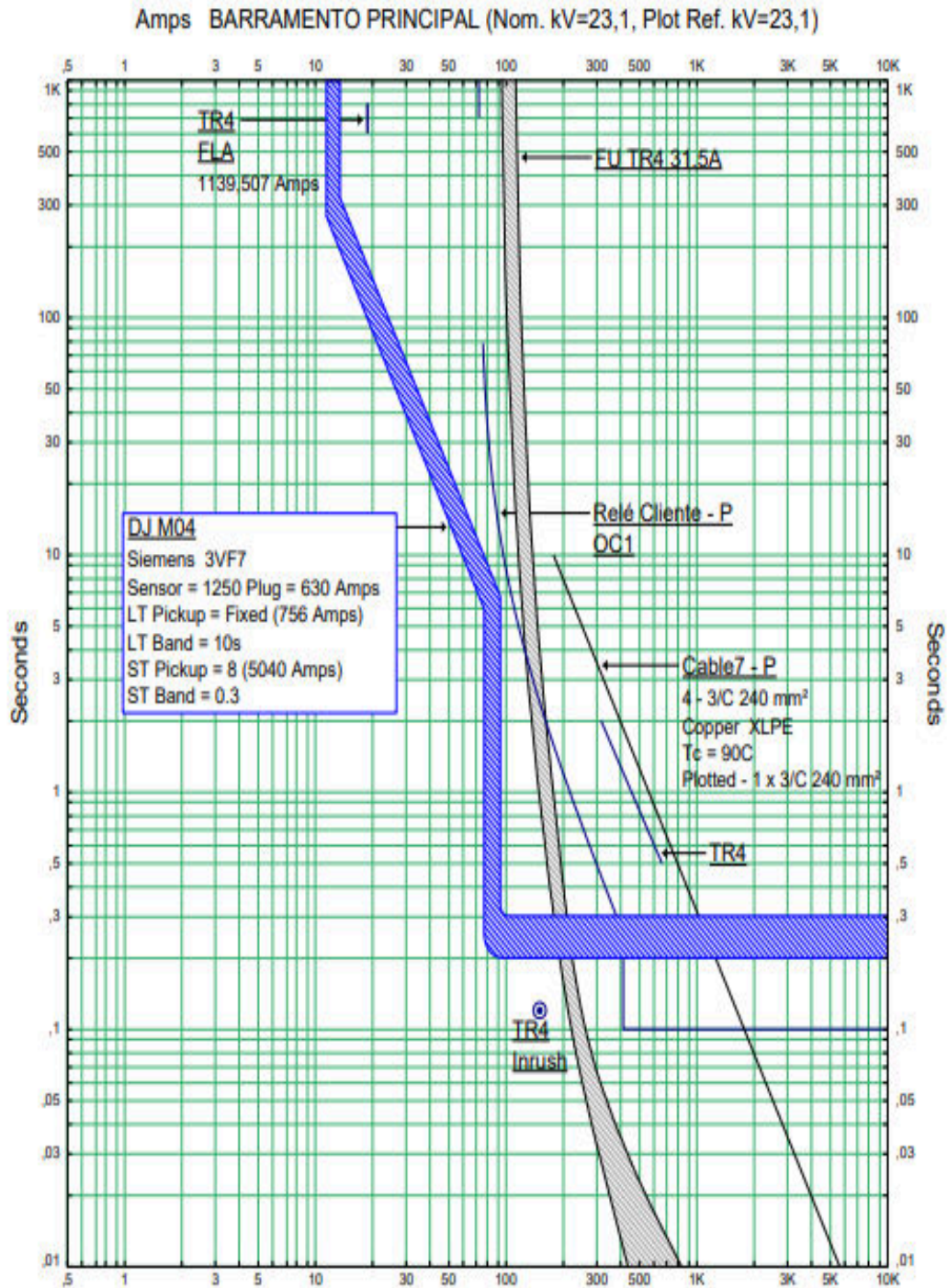
Figura 5.18- Coordenograma Disjuntor M03



Fonte: Do Autor (2020)

### 5.3.23.4 Coordenograma disjuntor BT04 M04

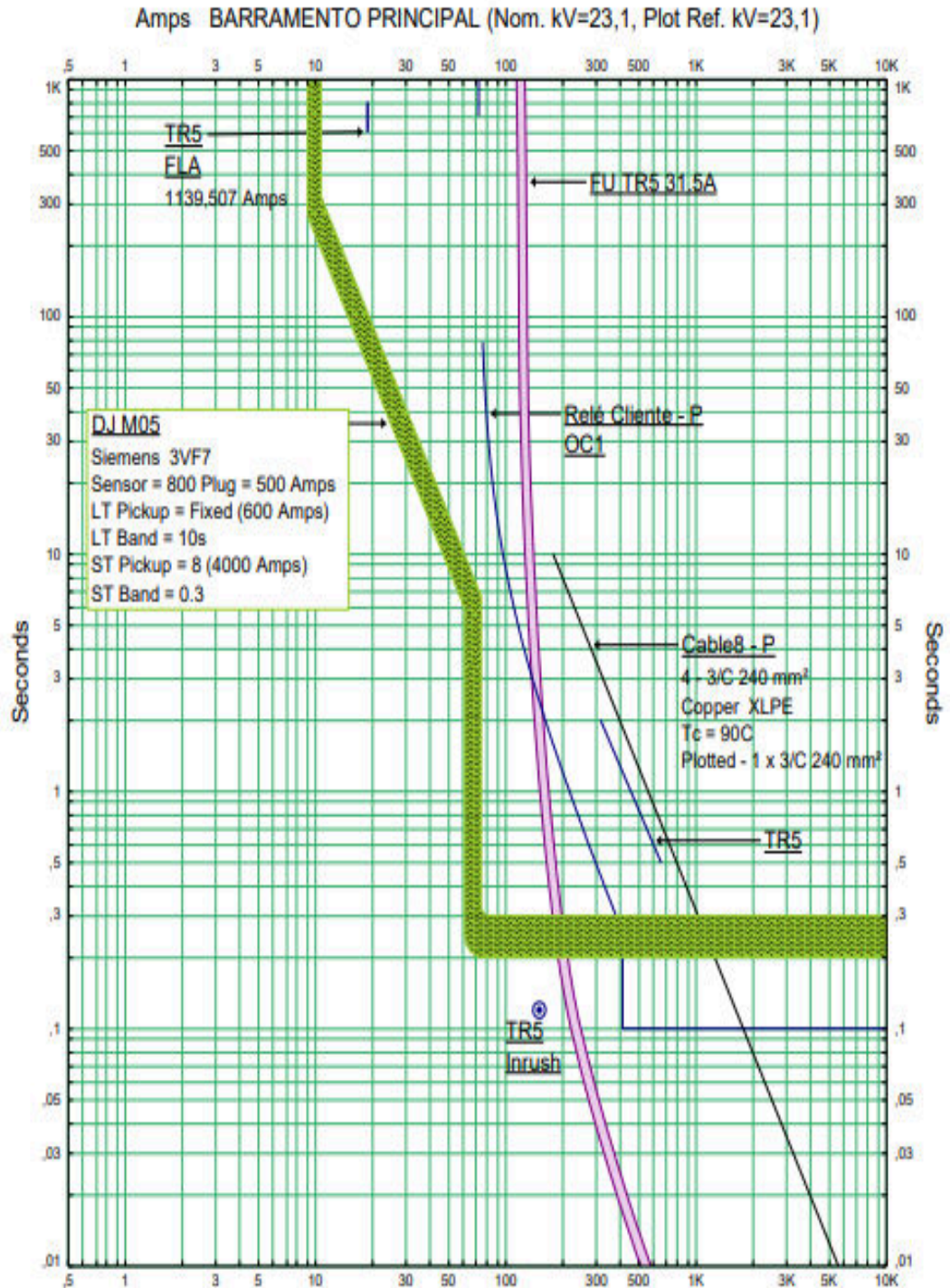
Figura 5.19- Coordenograma Disjuntor M04



Fonte: Do Autor (2020)

5.3.23.5 Coordenograma disjuntor BT05 M05

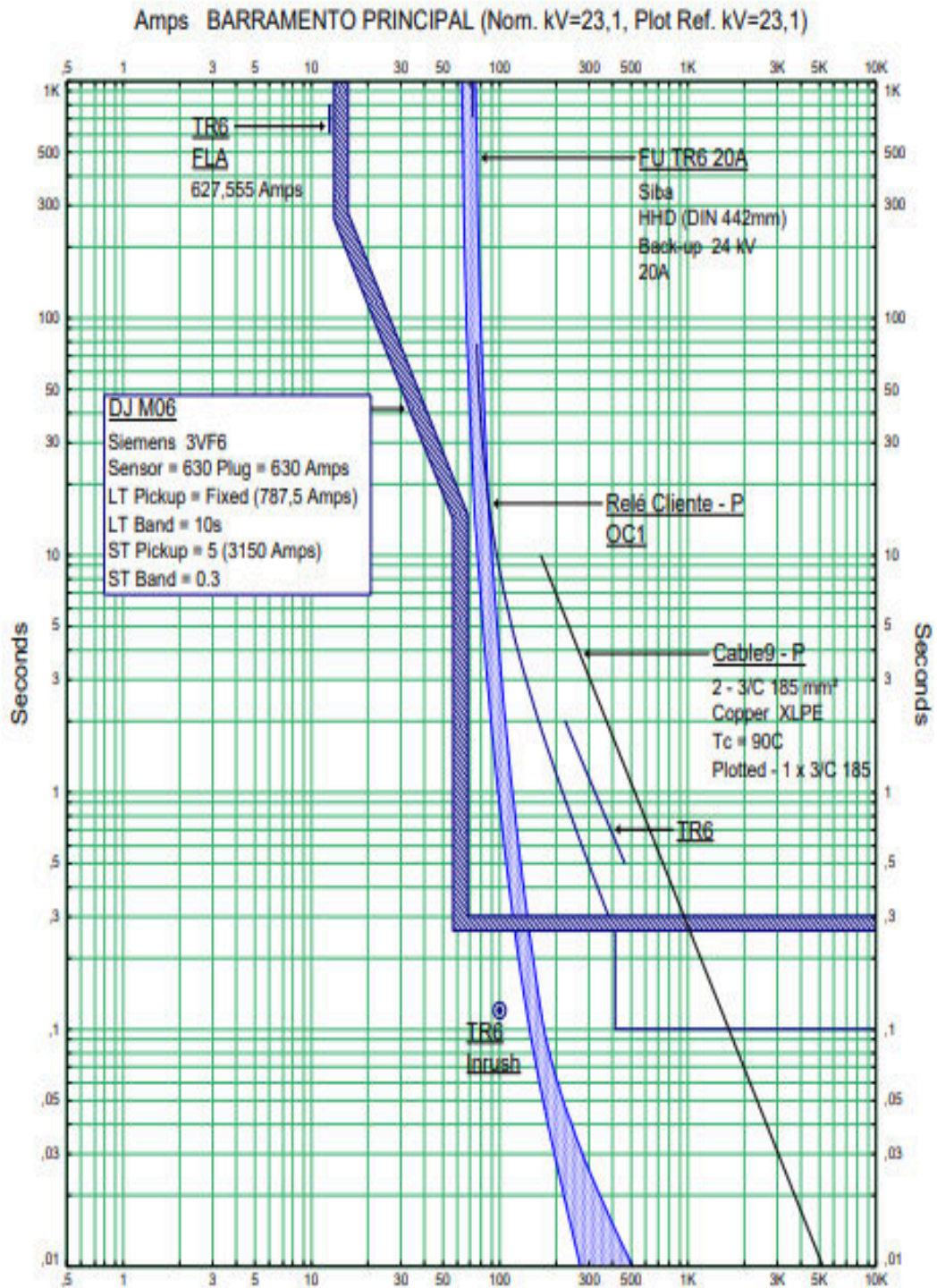
Figura 5.20- Coordenograma Disjuntor M05



Fonte: Do Autor (2020)

### 5.3.23.6 Coordenograma disjuntor BT06 M06

Figura 5.21- Coordenograma Disjuntor M06



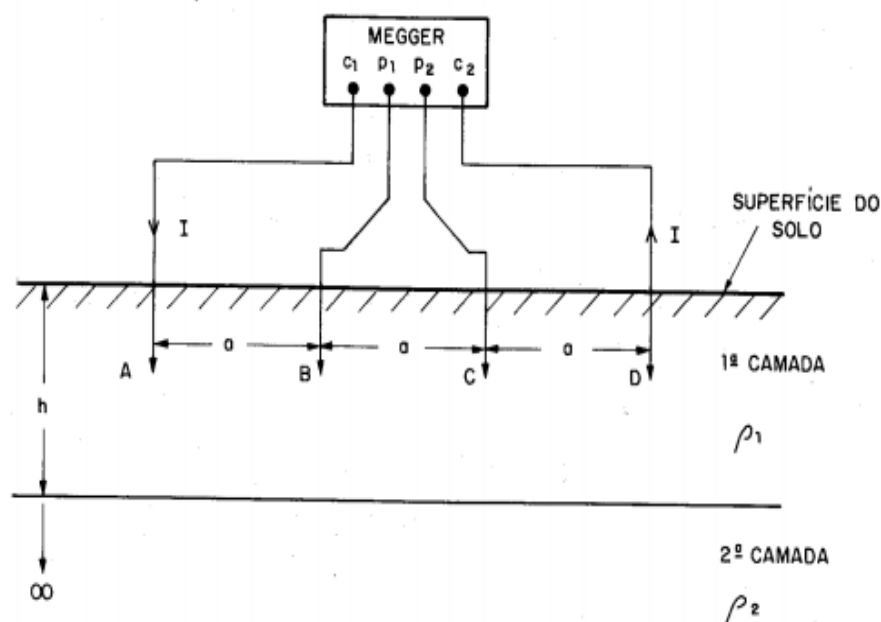
Fonte: Do Autor (2020)

## 5.4 Projeto da Malha de Aterramento

### 5.4.1 Estratificação do solo

Para o dimensionamento da malha de aterramento o primeiro passo realizado foram as medições pelo método de Wenner, que consiste em injetar uma corrente elétrica com um megômetro no ponto A que retorna pelo ponto D, sendo os pontos B e C eletrodos de potencial conforme ilustra a Figura 5.22.

Figura 5.22- Configuração de Wenner no Solo de Duas Camadas



Fonte: Kindermann e Campagnolo (1995)

O manual de procedimentos de medição e resistividade do solo I-313.0007 da Celesc recomenda efetuar pelo menos 5 medições em pontos distintos, de preferência nas periferias, para cada 4 km<sup>2</sup> de área. Admite-se um desvio de 50% em relação à média aritmética dos valores medidos para cada afastamento, nos diversos pontos. Os valores abaixo ou acima desta média deverão ser excluídos e encarados como uma área que necessita de um projeto especial. Como exemplo temos as medições a seguir:

Tabela 5.4- Medições de Resistência de Solo em Campo

Medições Efetuadas no Local ( $\Omega$ )						
Espaçamento	A	B	C	D	E	Valor Médio
2	14	17	14	24	11	16
4	13	10	11	8	9	11
8	7	10	6	8	9	8
16	6	5	4	5	8	6

Fonte: Do Autor (2020)

Tabela 5.5- Desvios em relação à média

Desvios					
Espaçamento	A	B	C	D	E
2	12,91	5,76	12,91	49,3	31,57
4	27,13	2,21	7,57	21,77	11,99
8	12,69	24,73	25,16	0,22	12,26
16	7,14	10,72	28,58	10,72	42,85

Fonte: Do Autor (2020)

Como podemos perceber os desvios estão dentro do padrão e nenhuma medição precisa ser descartada. Agora então podemos calcular as resistividades do solo, através da seguinte equação:

$$\rho = 2 \times \pi \times a \times R \quad (5.13)$$

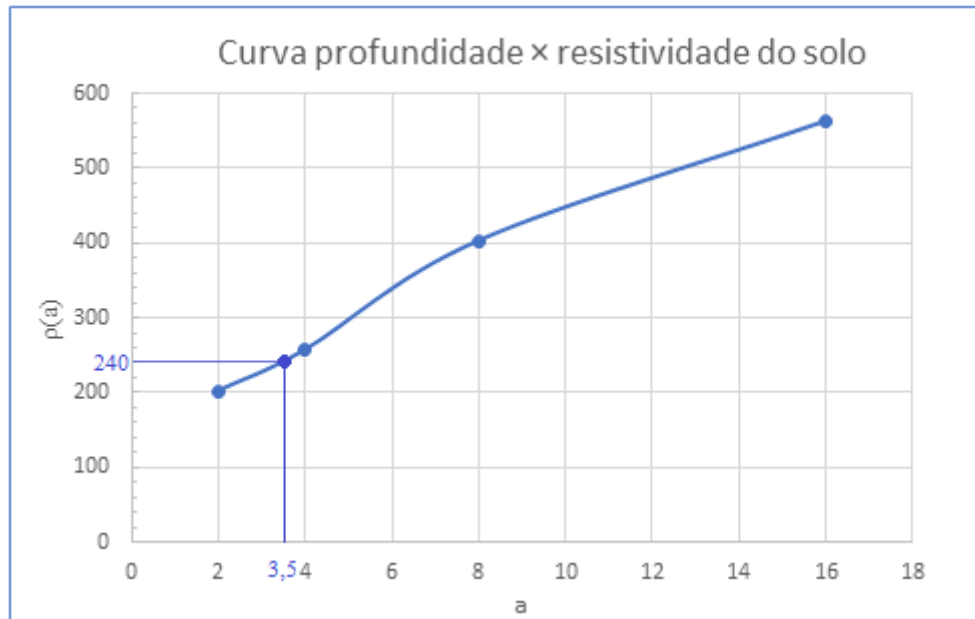
O que resulta nos seguintes resultados:

Tabela 5.6- Cálculos das resistividades

Cálculos das resistividades do solo em $\Omega.m$						
Espaçamento	A	B	C	D	E	Valor Médio
2	175,93	213,63	175,93	301,59	138,23	202
4	326,73	251,33	276,46	201,06	226,19	257
8	351,86	502,65	301,59	402,12	452,39	403
16	603,19	502,65	402,12	502,65	804,25	563

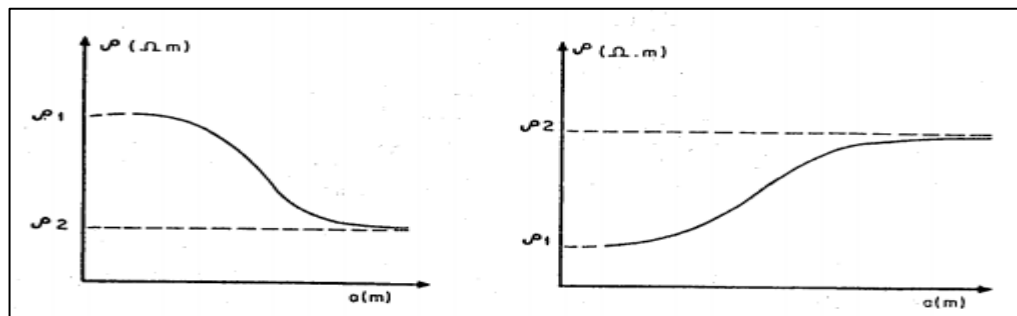
Fonte: Do Autor (2020)



Figura 5.23- Curva  $\rho(a)$  x a dos dados de Campo

Fonte: Do Autor (2020)

De posse desses dados, o solo pode ser estratificado em duas camadas pelo método simplificado pois a curva  $\rho(a)$  x  $a$  tem forma típica da figura abaixo, que tem uma considerável tendência de saturação assintótica nos extremos e paralela ao eixo das abscissas.

Figura 5.24- Curvas  $\rho(a)$  x  $a$  para Solos de Duas Camadas

Fonte: Kindermann e Campagnolo (1995)

Pelo prolongamento da Curva  $\rho(a)$  até o eixo das ordenadas tem-se:

$$\rho_1 = 202 \, \Omega.m$$

Traçando a assíntota até o eixo das ordenadas tem-se:

$$\rho_2 = 563 \, \Omega.m$$

Após ter encontrado os valores de  $\rho_1$  e  $\rho_2$ , calcula-se o índice de reflexão  $K$  por meio da seguinte equação;

$$K = \frac{\frac{\rho_2}{\rho_1} - 1}{\frac{\rho_2}{\rho_1} + 1} \quad (5.14)$$

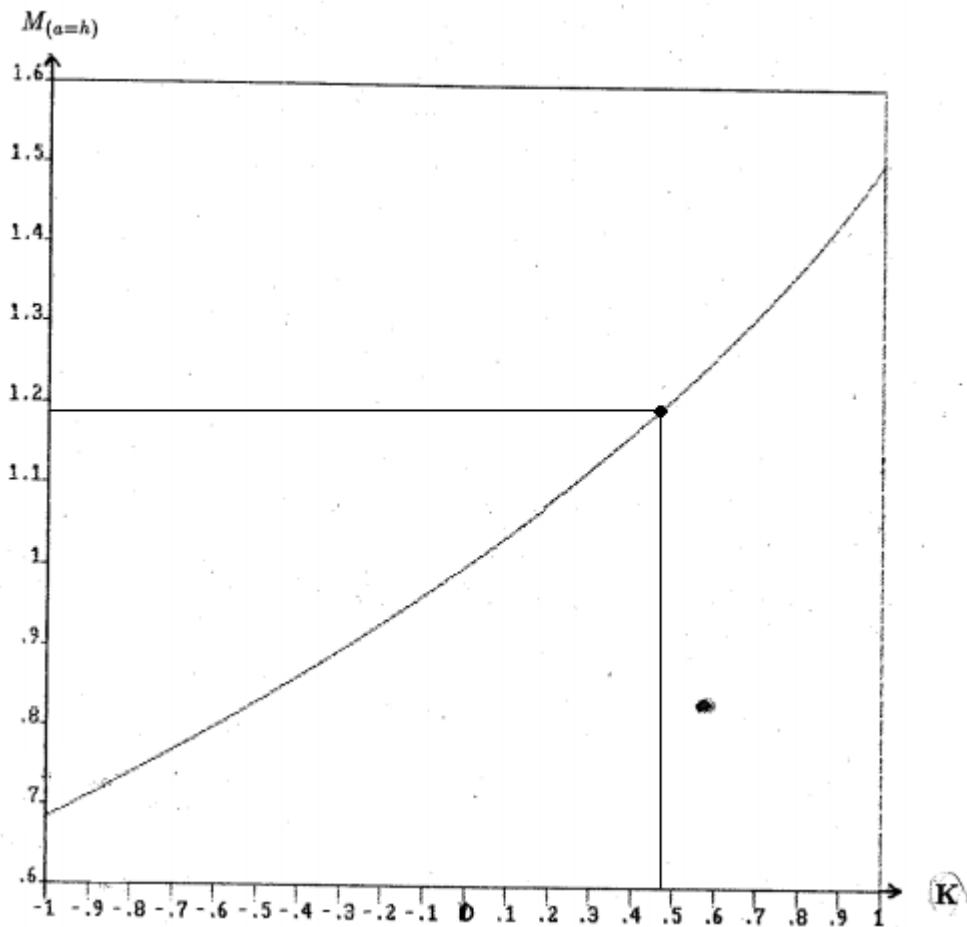
Aplicando-se os valores na equação obtemos:

$$K = 0,47$$

O valor de  $K$  então é aplicado no seguinte gráfico para encontrar o  $M_{(a=h)}$  que é de:

$$M_{(a=h)} = 1,19$$

Figura 5.25- Curva  $M_{(a=h)}$  versus  $K$



Fonte: Kindermann e Campagnolo (1995)

Com os dados encontrados aplicamos na fórmula seguinte para termos o valor de  $\rho_{(a=h)}$ :

$$\rho_{(a=h)} = \rho_1 \times M_{(a=h)} \quad (5.15)$$

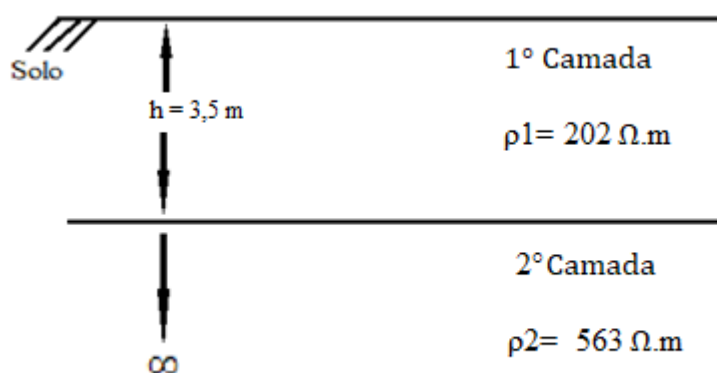
Assim obtemos o resultado de: 240  $\Omega.m$

Com o valor de  $\rho_{(a=h)}$  levado à curva de  $\rho(a) \times a$  da figura 5.4, obtemos:

$$h = 3,5 \text{ m}$$

Assim estratificamos o solo em duas camadas, conforme representado a seguir.

Figura 5.26- Representação da estratificação do solo em duas camadas



Fonte: Do Autor (2020)

#### 5.4.2 Determinação da $\rho_a$ , vista pela Malha

Para encontrar a  $\rho_a$  da malha primeiro se deve encontrar o valor do raio  $r$  do círculo equivalente à área do sistema de aterramento constituído pelos eletrodos horizontais:

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} \quad (5.16)$$

Onde  $A$  é a área da malha de aterramento, expressa em metros quadrados ( $m^2$ );

Aplicando obtemos:  $r = \sqrt{\frac{192}{\pi}} = 7,81$ .

Então encontra-se o valor  $\alpha$  por meio da equação seguinte:

$$\alpha = \frac{r}{h} \quad (5.17)$$

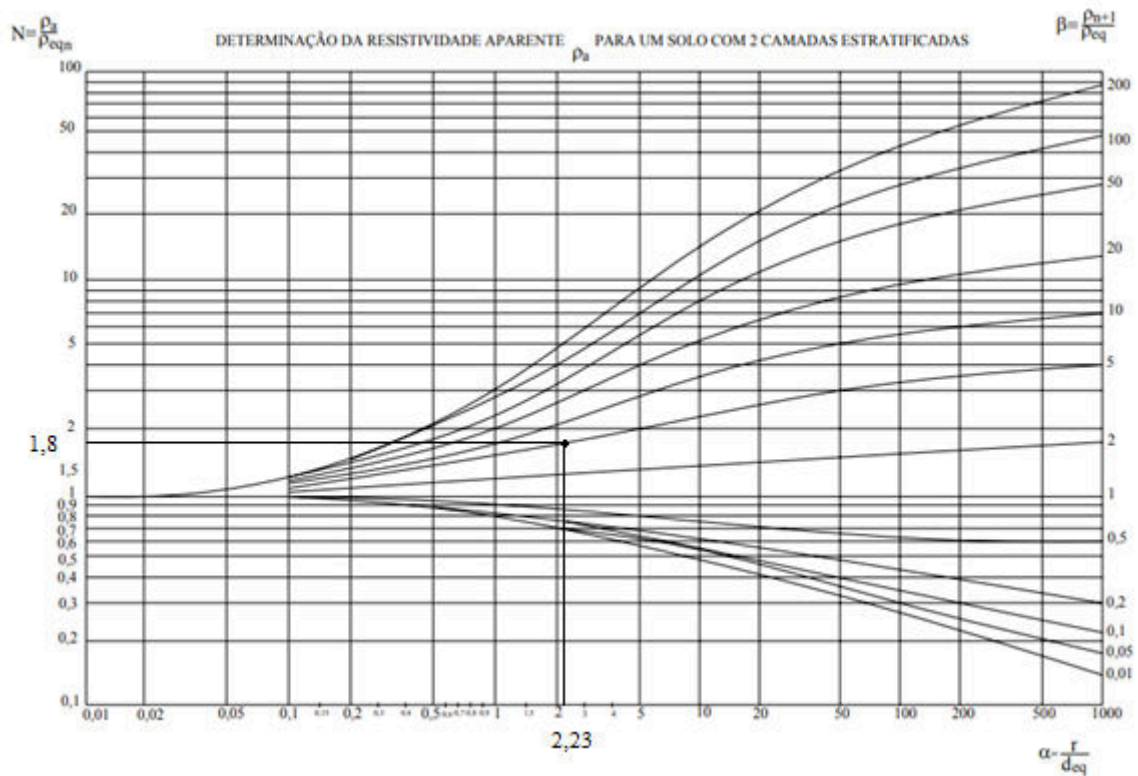
Obtemos assim o valor de  $\alpha$  igual a 2.23

O valor de  $\beta$  é igual a  $\rho_2$  dividido pelo valor de  $\rho_1$ , o que resulta em:

$$\beta = \frac{\rho_2}{\rho_1} = \frac{563}{202} = 2,78$$

Aplicando os valores de  $\alpha$  e  $\beta$  no gráfico a seguir encontramos o valor de N:

Figura 5.27- Curva de Resistividade Aparente



Fonte: Kindermann e Campagnolo (1995)

Obtemos do gráfico  $N = 1,8$

A resistividade vista pela malha se dá pelo valor de  $N$  multiplicado pela resistividade da primeira cada, logo:

$$\rho_a = N * \rho_1 = 1,8 * 202 = 363 \Omega.m$$

### 5.4.3 Dimensionamento do Condutor da Malha

Como deverá ser utilizado cabo de cobre, para o dimensionamento térmico vamos utilizar a equação simplificada da fórmula de Onderdonk:

$$S = I_f * K_f * \sqrt{t} \quad (5.18)$$

Onde:

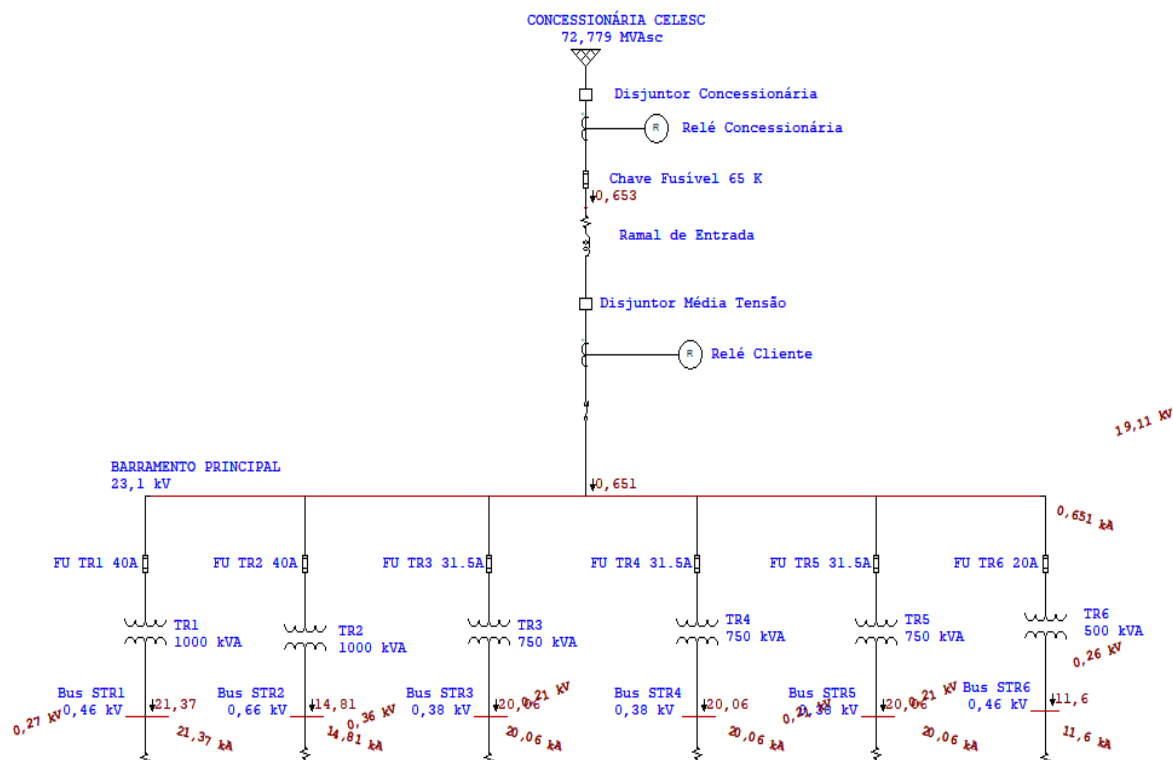
$I_f$  é a corrente de falta máxima, expressa em kA.

$t$  é o tempo, expresso em segundos (s).

$K_f$  é a constante para materiais considerando temperatura ambiente ( $T_a$ ) de 40 °C

Os valores de  $K_f$  para as conexões de aterramento mais utilizadas estão listados na Tabela 3 da NBR 15751. Como a emenda será com solda exotérmica, então tem-se: 7,5. O curto-circuito fase terra máximo foi cálculo usando o software ETAP, como podemos ver na seguinte figura.

Figura 5.28- Curto-circuito fase-terra nos secundários dos transformadores



Fonte: Do Autor (2020)

Considerando 60% da falta máxima para a terra = 21,37 kA e  $t = 0,5$  s, os condutores de cobre e com conexão exotérmica.

$$S = 12,82 * 7,5 * \sqrt{0,5} = 67,99 \text{ mm}^2$$

Tendo por referência a ABNT NBR 15.751, teremos as seguintes bitolas mínimas dos condutores: Cobre – 50 mm<sup>2</sup>.

Condutor Adotado: **Cobre – 70mm<sup>2</sup>**

#### 5.4.4 Dimensionamento do cabo de ligação do BEP na Malha

Neste caso a corrente de defeito que escoará será total e a conexão utilizada é por aperto tipo junta cavilhada. Dessa forma:

Falta a terra máxima: 21,37 kA

Constante da conexão de acordo com tabela 3 da NBR 15751: 11,5

Tempo: 0,5s

$$S = 21,37 * 11,5 * \sqrt{0,5} = 173,77 \text{ mm}^2$$

Condutor Adotado: **Cobre – 185mm<sup>2</sup>**

#### 5.4.5 Projeto Inicial para o espaçamento

A geometria da malha será um retângulo de 24 x 08 m com meshes de 3 x 3 m

Sendo assim o número de condutores ao longo dos lados será:

$$Na = \frac{24}{3} + 1 = 9 \qquad Nb = \frac{08}{3} + 1 = 3$$

O comprimento total dos cabos que formam a malha então é:

$$L_{cabo} = 9 * 8 + 3 * 24 = 144 \text{ m}$$

### 5.4.6 Cálculo da Resistência da Malha

A NBR 15751 recomenda para as malhas enterradas numa profundidade compreendida entre 0,25 m e 2,5 m o cálculo preliminar da resistência de aterramento através da seguinte equação:

$$R = \rho a \left\{ \left( \frac{1}{L_t} \right) + \left( \frac{1}{\sqrt{20 * A}} \right) * \left[ 1 + \left( \frac{1}{1 + H\sqrt{20 * A}} \right) \right] \right\} \quad (5.19)$$

Onde

$L_t$  é o comprimento total de condutores enterrados, expresso em metros (m);

$H$  é a profundidade da malha, expressa em metros (m);

$A$  é a área ocupada pela malha, expressa em metros quadrados ( $m^2$ ).

Aplicando os dados na equação temos:

$$R = 363 \left\{ \left( \frac{1}{144} \right) + \left( \frac{1}{\sqrt{20 * 192}} \right) * \left[ 1 + \left( \frac{1}{1 + 0,6\sqrt{20 * 192}} \right) \right] \right\}$$

O valor preliminar de resistência da malha é de **8,53  $\Omega$** .

### 5.4.7 Cálculo das tensões permissíveis

#### 5.4.7.1 Tensão de toque para correntes de curta duração

Segundo a ABNT NBR 15751: 2009 A maior tensão de toque quando da circulação de correntes de curta duração entre a malha e o solo ( $V_t$ ) pode ser calculada pela seguinte equação:

$$V_t = \frac{\rho * I_{mcd} * K_m * K_i}{L_t} (V) \quad (5.20)$$

Onde:

$\rho$  é a resistividade do solo (solo homogêneo), expressa em ohm vezes metro ( $\Omega \cdot m$ );

$I_{mcd}$  é a máxima corrente de malha de curta duração, expressa em ampères (A);

$K_m$  é o fator geométrico utilizado nos cálculos de tensão de toque que leva em consideração o espaçamento entre os condutores paralelos da malha, sua profundidade e o diâmetro dos condutores.

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16 \times H \times d} + \frac{(D+2 \times H)^2}{8 \times D \times d} - \frac{H}{4 \times d} \right) + \frac{K_{ii}}{\sqrt{1+H}} \ln \frac{8}{\pi(2n-1)} \right] \quad (5.21)$$

onde  $k_{ii} = 1$  para malhas com hastes de aterramento localizadas na periferia;

Para malhas que não possuam hastes de aterramento, ou somente algumas hastes localizadas fora da periferia da malha:

$$K_{ii} = (2n)^{-2/n} \quad (5.22)$$

$n$  é o número de condutores paralelos em uma determinada direção;

$$K_i = 0,656 + 0,172 \times n \quad (5.23)$$

$K_i$  é o fator de correção que leva em consideração a não-uniformidade da dispersão de corrente pelos condutores da malha;

$L_t$  é o comprimento total dos condutores enterrados, ou seja, condutores horizontais e hastes de aterramento, expresso em metros (m).

#### 5.4.7.2 Tensão de toque para correntes de longa duração

A maior tensão de toque quando da circulação de correntes de longa duração entre a malha e o solo ( $V_t$ ) pode ser calculada pela seguinte equação:

$$V_t = \frac{\rho * I_{mld} * K_m * K_i}{L_t} \quad (V) \quad (5.24)$$

Onde:

$I_{mld}$  é a máxima corrente de malha de curta duração, expressa em ampères (A);



### 5.4.7.3 Tensão de passo máxima

Segundo a ABNT NBR 15751:2009, os maiores valores de tensão de passo são encontrados fora da área da malha, próximos aos condutores periféricos. A metodologia aqui descrita considera que a máxima tensão de passo é aquela encontrada a uma distância do condutor periférico igual à profundidade da malha.

A maior tensão de passo quando da circulação de correntes de malha de curta ou longa duração ( $V_p$ ) pode ser calculada pela seguinte equação:

$$V_p = \frac{\rho \times I \times K_s \times K_i}{L_t} (V) \quad (5.25)$$

Onde:

$I$  = mcd ou mld = conforme o caso;

$K_s$  é o fator geométrico utilizado nos cálculos da tensão de passo que leva em consideração o espaçamento entre os condutores paralelos da malha e sua profundidade.

Para  $0,25 \text{ m} < H < 2,25 \text{ m}$ :

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2 \times H} + \frac{1}{D+H} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right] \quad (5.26)$$

Onde:

$n$  é o número de condutores paralelos em uma determinada direção.

Notar que os valores  $K_m$ ,  $K_i$  e  $K_s$  devem ser calculados nas duas direções. Consequentemente, serão encontradas tensões de toque e passo nessas direções; adotam-se as de maior valor.

Os cálculos para essa configuração de malha foram testados com o Software ETAP e o método escolhido foi pelo da IEEE 80 levando em consideração um ser humano de 70 kg, temperatura ambiente de 40°C e a corrente de malha especificada em 10 % da corrente de curto-circuito fase-terra máxima.

Figura 5.29- Dados Inseridos e Método Escolhido

GRD Study Case Editor

Study Case

Study Case ID: Malha SE TCC

Options

Weight:  50 kg  70 kg

Ambient Temperature: 40 °C

Method

Finite Element  IEEE 80 - 2000  IEEE 80 - 1986  IEEE 665 - 1995

Reports & Plots

Auto Display Summary & Alert  Report Details

Update

# of Conductors and Rods (Optimization)

Fault Durations

tf: 0,5 Sec tc: 0,5 Sec ts: 0,5 Sec

Ground Short-Circuit Current

User Specified Ifg: 2,137 kA X/R: 10  Short-Circuit Study

Grid Current Factors

Sf: 60 % Cp: 60 %

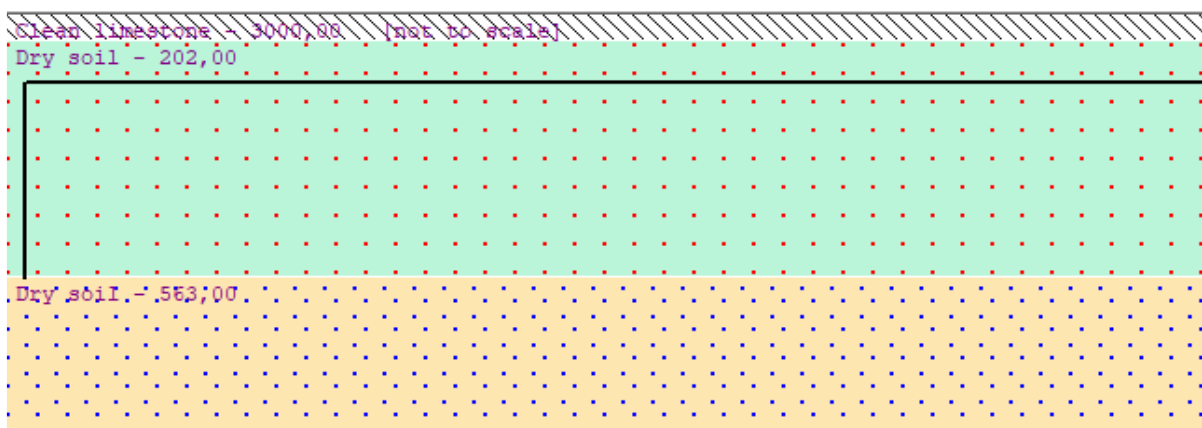
Remarks 2nd line

< Malha SE TCC > Help OK Cancel

Fonte: Do Autor (2020)

Para a simulação foi considerado a camada do piso de concreto e especificado um valor de resistividade desse material na sua condição de “molhado” com resistividade de 3000  $\Omega$ .m.

Figura 5.30- Representação do Solo Estratificado no Software ETAP



Fonte: Do Autor (2020)

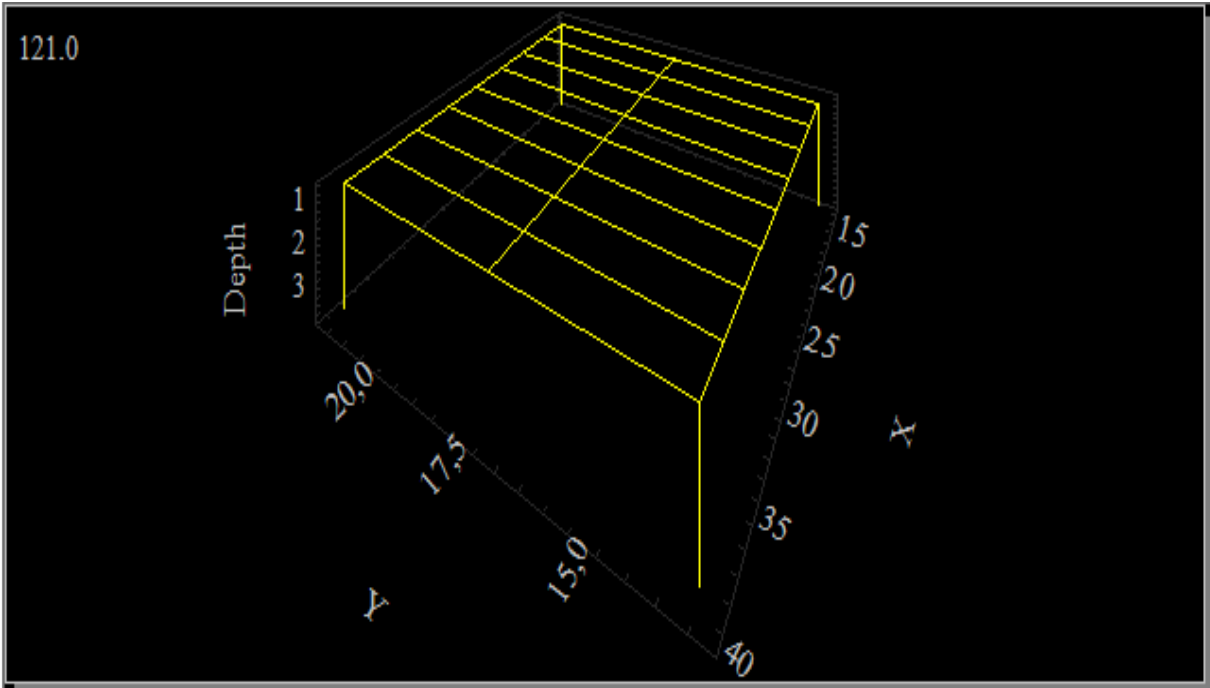
Abaixo podemos verificar que as condições de tolerância de tensões de toque e de passo foram atendidas e o valor de resistência do software para o estudo da resistência da malha converge com o calculado.

Figura 5.31- Resultados de Tensão de Toque e de Passo

	Calculated Volts	Tolerable Volts	Optimal Number of Conductors in	
			X direction	Y direction
Touch	916,7	1050	3	9
Step	776,4	3534	Optimal Number of Rods	
			4	
GPR	5511,5	Volts	Rg	6,946 Ohm

Fonte: Do Autor (2020)

Figura 5.32- Representação em 3D da Malha de Aterramento



Fonte: Do Autor (2020)

## 6 CONCLUSÃO

“O tempo é fundamental para a proteção do sistemas elétricos e principalmente das pessoas”, essa frase escrita por Cláudio Mardegan em “A evolução da proteção e seletividade em sistemas elétricos industriais” para o I circuito Nacional do Setor Elétrico define bem a importância do tempo quando da ocorrência de uma anormalidade no sistema elétrico, que deve ter o mínimo espaço de tempo possível para atuar a fim de garantir a proteção do sistema.

A análise dos níveis de curto-circuito é de grande relevância para o desenvolvimento do estudo de proteção em um sistema elétrico. Pois, ambos estão conectados entre si, esses estudos são não apenas suficientes, mas sim necessários para a elaboração de um projeto elétrico de uma subestação de uma fábrica como do exemplo do estudo de caso. Os estudos e as técnicas para se levar a um bom sistema de proteção devem ser realizadas com muita cautela e adotadas por profissionais qualificados, pois um estudo mal elaborado só será descoberto depois que o sistema tenha falhado na ocorrência de um sinistro, podendo colocar além dos bens materiais, vidas humanas em risco.

Diante deste contexto o estudo realizado obteve âmbito acerca dos seus propósitos, o estudo de seletividade e proteção realizado foi capaz de encontrar os dispositivos adequados para o sistema e obter a coordenação entre as proteções de forma eficaz, pois para qualquer valor de corrente (desde a corrente de partida até a corrente máxima de curto-circuito) o relé do consumidor atuará antes do relé da CELESC, para as proteções de fase e neutro. O projeto da malha de aterramento atende por completo a ABNT NBR 15571 e, portanto, teve o dimensionamento dos condutores e espaçamentos de forma a propiciar um aterramento com resistência abaixo de 10 ohms e níveis de tensões de passo e toque aceitáveis para a condição da instalação.

Por fim vale ressaltar que a modelagem em software BIM pode propiciar ao projeto mais agilidade no processo de correções de falhas, pois uma vez feita numa vista essa correção é feita automaticamente em todas as outras, a detecção de falhas também foi facilitada por dar uma visualização antecipada e precisa do projeto ,e propiciando em uma execução futura a implementação de técnicas apropriadas na execução.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Seção: 8.1, Revisão: 10, data de Vigência: 01/01/2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14039: Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV**. Rio de Janeiro. 2005.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 15749: Medição de resistência de aterramento e de potenciais na superfície do solo em sistemas de aterramento**. Rio de Janeiro. 2009.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 15751: Sistemas de aterramento de subestações — Requisitos**. Rio de Janeiro. 2009.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16384: Segurança em eletricidade – Recomendações e orientações para trabalhos seguros em serviços com eletricidade**. Rio de Janeiro. 2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão**. Rio de Janeiro. 2004.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6855: Transformador de potencial indutivo**. Rio de Janeiro. 1992.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6856: Transformador de corrente — Especificação e ensaios**. Rio de Janeiro. 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7118: Disjuntores de Alta Tensão**. Rio de Janeiro. 2015.

BARROS, Benjamin Ferreira de; GEDRA, Ricardo Luís. **Cabine Primária: Subestações de Alta Tensão de Consumidor**. São Paulo: Érica Ltda., 2010.

BEGHIN IND. E COM. S/A. **Disjuntor A Vácuo Série Arco-O-VAC Tipo MAF**. Beghin, São Paulo, 2014.

CAMINHA, A.C. **Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos**, São Paulo: Edgard Blücher Ltda, 1977.

CELESC. **Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária de Distribuição - Norma Técnica N-321.0002**. Santa Catarina. Edição: Maio de 2016.

CELESC. **Manual de procedimentos. Medição da resistividade do solo - i-313.0007**. Santa Catarina. 2003.

COURY, D.V; M. Oleskovicz; R. Giovanini. **Proteção Digital de Sistemas Elétricos de Potência: dos Relés Eletromecânicos aos Microprocessados Inteligentes**. Universidade de São Paulo, 378p., 2007.

CREDER, Hélio. **Instalações Elétricas**, atualização e revisão Luiz Sebastião Costa. 16. Ed. Rio de Janeiro: LTC, 2016.

CUNHA, João Gilberto. **Norma Regulamentadora Nº-10 – Segurança em instalações e serviços em eletricidade - Comentada** . João Gilberto Cunha – São José dos Campos, 2010.

DELMAR Fábrica de Peças Elétricas Ltda. Elos Fusíveis de Distribuição / Fuse Links. Revisão R04. DELMAR, 2006. 15 p.

EASTMAN, Chuck ... et al. (tradução: Ayres Filho, Cervantes Gonçalves... et al.); revisão técnica: Santos, Eduardo Toledo. **Manual de BIM (recurso eletrônico): um guia de modelagem da informação da construção para arquitetos, engenheiros, gerentes, construtores e incorporadores**. Dados eletrônicos. Porto Alegre, Bookman, 2014.

FECOERGS. **Especificação Técnica - Distribuição Etd. 007.01.43- Elo Fusível**. Rio Grande do Sul. Emissão: 01/02/2010.

FILHO, Josemar de Sousa Viana. **Coordenação e Seletividade da Proteção Elétrica do Terminal Portuário do Pecém com a Entrada da Carga da Correia Transportadora**. 2010. Monografia- Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2010.

FLEURY, N B, 1959- & Guedes, L G de R, 1970 F6393 . **Aplicações de Aterramento e Proteção de Sistemas Elétricos**. Nélio Benedito Fleury & Leonardo Guerra de Rezende Guedes – 2015 1ª ed. Goiânia: London7 Editora, 2015.

FRAZÃO, Rodrigo José Albuquerque. **Proteção do Sistema Elétrico de Potência**. Londrina: Editora e Distribuidora Educacional S.A, 2019. 200 p.

FRONTIN, Sergio de Oliveira *et al* (org.). **Equipamentos de Alta Tensão: prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas**. Brasília: Goya, 2017.

Goncalves, Bruno Leite; Gouvêa, Luciano Thiago; Vilela, Carlos Eduardo Cabral. **Software para Cálculo de Corrente de Curto Circuito**. Universidade do Vale do Paraíba/FEAU, Avenida Shisima Hifumi 2911, São José dos Campos - SP.

IEEE. **Standard for Inverse-Time Characteristics Equations for Overcurrent Relays", in IEEE Std C37.112-2018 (Revisão do IEEE Std C37.112-1996)** . vol., no., pp.1-25, 5 feb. 2019

INSTRUMENTI. **Transformador de Corrente (Medição e/ou Proteção) 24,2kV - Uso Interno IMP25B1**. Taboão da Serra – SP, 2016.

KINDERMANN, Geraldo. **Curto-circuito**. 2. ed. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997.

KINDERMANN, Geraldo. **Proteções de Sistemas Elétricos de Potência**. Edição do Autor, 3ª Edição, 2008.

KINDERMANN, Geraldo; CAMPAGNOLO, Jorge Mário. **Aterramento Elétrico**. 3. ed. Porto Alegre: Sagra-DC-Luzzatto, 1995.

L&B CAPACITAÇÃO E TREINAMENTO. **Operação e Manutenção de Subestação**. São Paulo, 2008.

MAMEDE FILHO, João - **Proteção de sistemas elétricos de potência** /João Mamede Filho, Daniel Ribeiro Mamede. - [Reimpr.]. - Rio de Janeiro: LTC, 2017.

MAMEDE FILHO, João - **Proteção de sistemas elétricos de potência** /João Mamede Filho, Daniel Ribeiro Mamede. - [Reimpr.]. - Rio de Janeiro: LTC, 2013.

MAMEDE FILHO, João **Manual de equipamentos elétricos**. 4. ed. - Rio de Janeiro: LTC, 2018.

MAMEDE FILHO, João. **Instalações elétricas industriais : de acordo com a norma brasileira NBR 5419:2015**. 9. ed. - Rio de Janeiro : LTC, 2017.

MARDEGAN, Cláudio. **A Seletividade**. Edição 64 /maio de 2011. Portal O Setor Elétrico.

MARDEGAN, Cláudio. **A evolução da proteção e seletividade em sistemas elétricos industriais**. I Circuito Nacional do Setor Elétrico. 2010. Disponível em: [www.engpower.com](http://www.engpower.com)

MARDEGAN, Cláudio. **Proteção e Seletividade em sistemas elétricos industriais**. 1. Ed. São Paulo: SCHNEIDER ELECTRIC, 2012.

MULTINST. **TPA25 Transformador de Potencial Classe 24,2kV - Uso Interno**. Rev. 1. São Paulo, 2019.

PEXTRON. **Manual De Operação TCC - Disparador Capacitivo**. Versão 2.00 1. Revisão 03 - circulação em junho de 2012. São Paulo, 2012.

PEXTRON. **Manual De Operação TST**. Versão: 2.04 27 / 47 / 59 / 60 faixa de operação das entradas de medição: 10...600 vca. Revisão 07 (agosto de 2019). São Paulo, 2019.

PEXTRON. **Manual De Operação URPE 7104**. Versão: 7.18 50/51/50n/51n/51gs In = 5a Ou In = 1a. São Paulo, 2018.

RODRIGUES, Jonatas Marques. **Estudo Tutorial da Proteção de Sistemas Elétricos Industriais**. 2013. Monografia apresentada ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2013.



RODRIGUES, Renato; Gonçalves, José Correia. **Procedimentos de metodologia científica**/ Renato Rodrigues. 8. Ed. Lages; PAPERVEST, 2017, 195 p.

ROEPER, Richard. **“Correntes de curto-circuito em redes trifásicas”**. Editora Nobel S/A. 2 Ed. São Paulo, SP,1990.

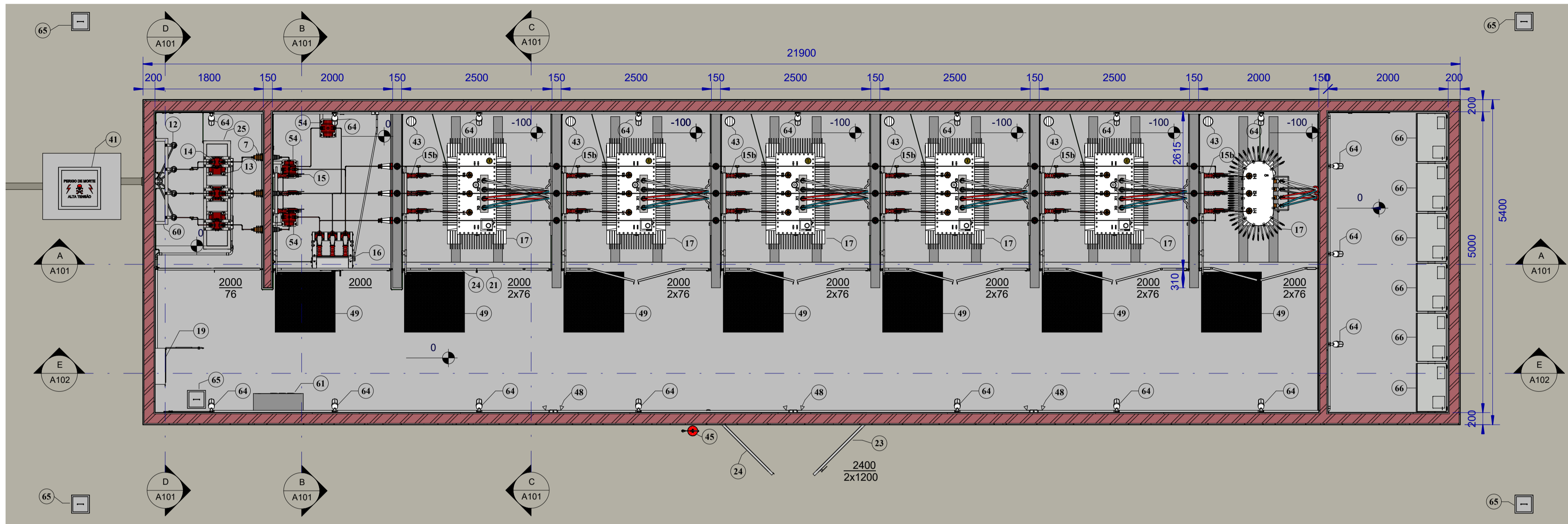
RUSH, P. **Proteção e Automação de Redes Conceito e Aplicação**. 1 Ed. São Paulo: Editora Edgard Blücher LTDA, 2011.

SCHNEIDER ELECTRIC. **Proteção de redes elétricas Guia de proteção**. São Paulo: SCHNEIDER ELECTRIC, 2008. 70p.

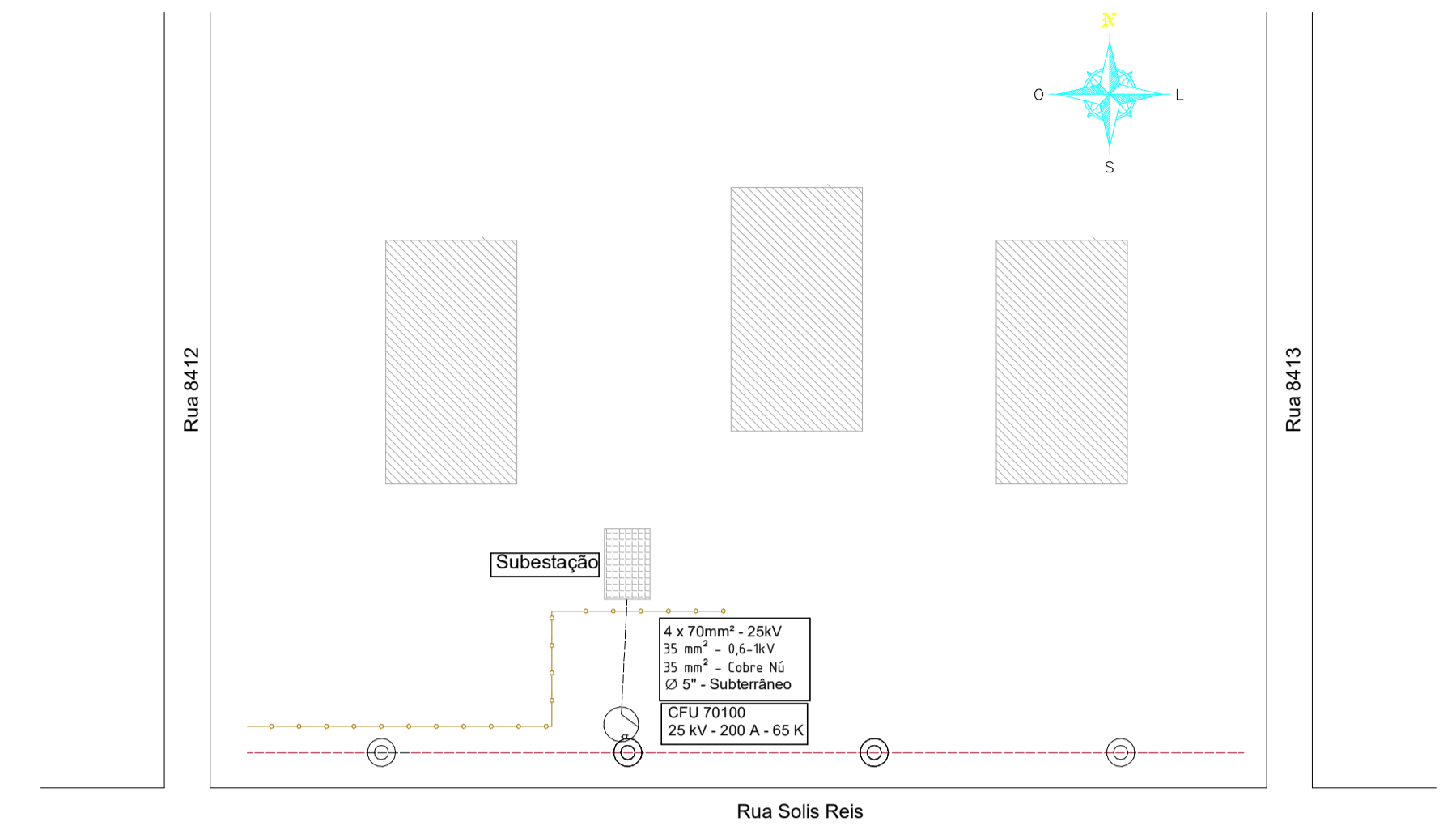
SOUZA, Talita da Cunha de. **Estudo de coordenação e seletividade da proteção de uma planta industrial**. 2013. Trabalho de Conclusão de Curso- Engenharia Elétrica na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

WEG. Ficha de Dados Transformadores de óleo Distribuição. 2020. Disponível em: <https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/search?text=TRANSFORMADOR>

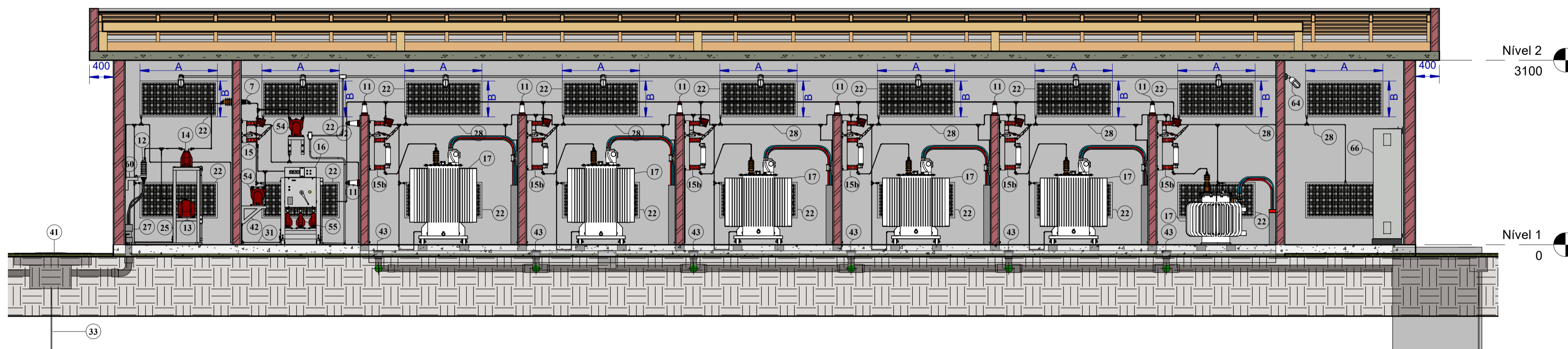
**APÊNDICES**



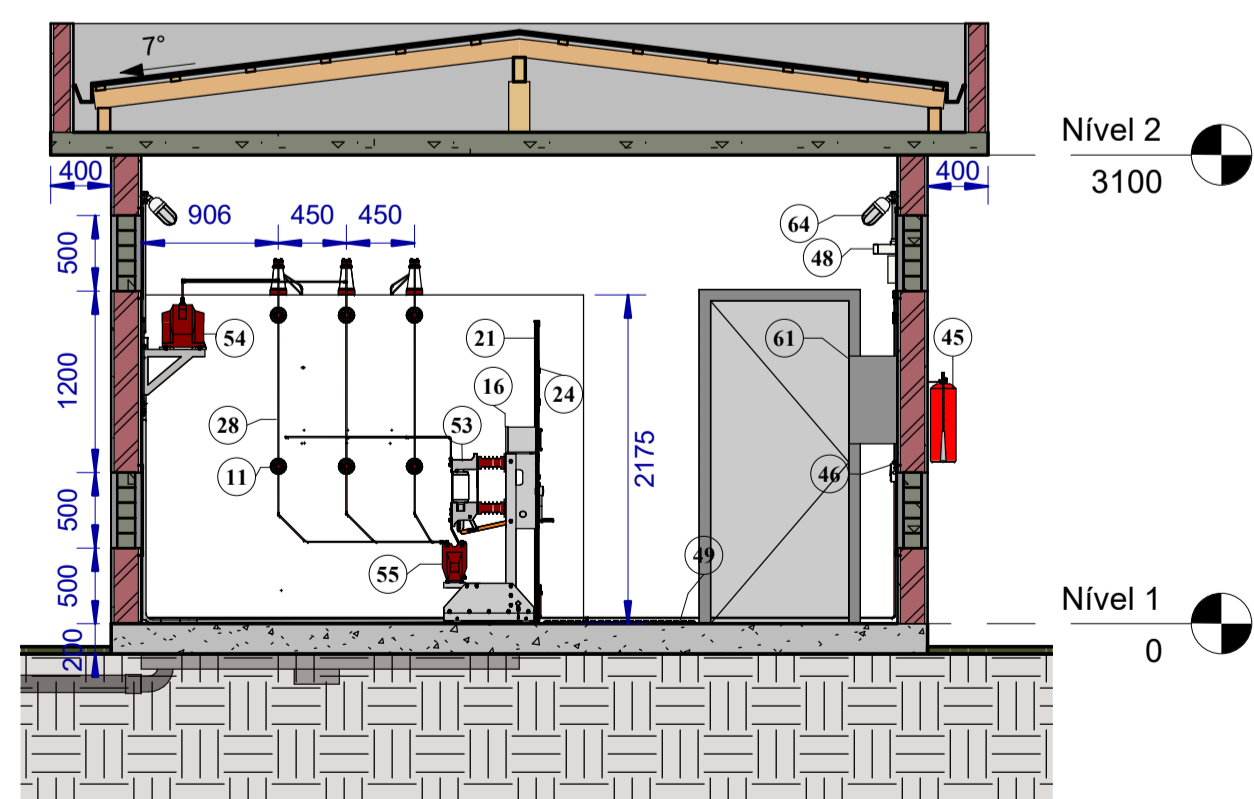
1 Planta Baixa  
1 : 50



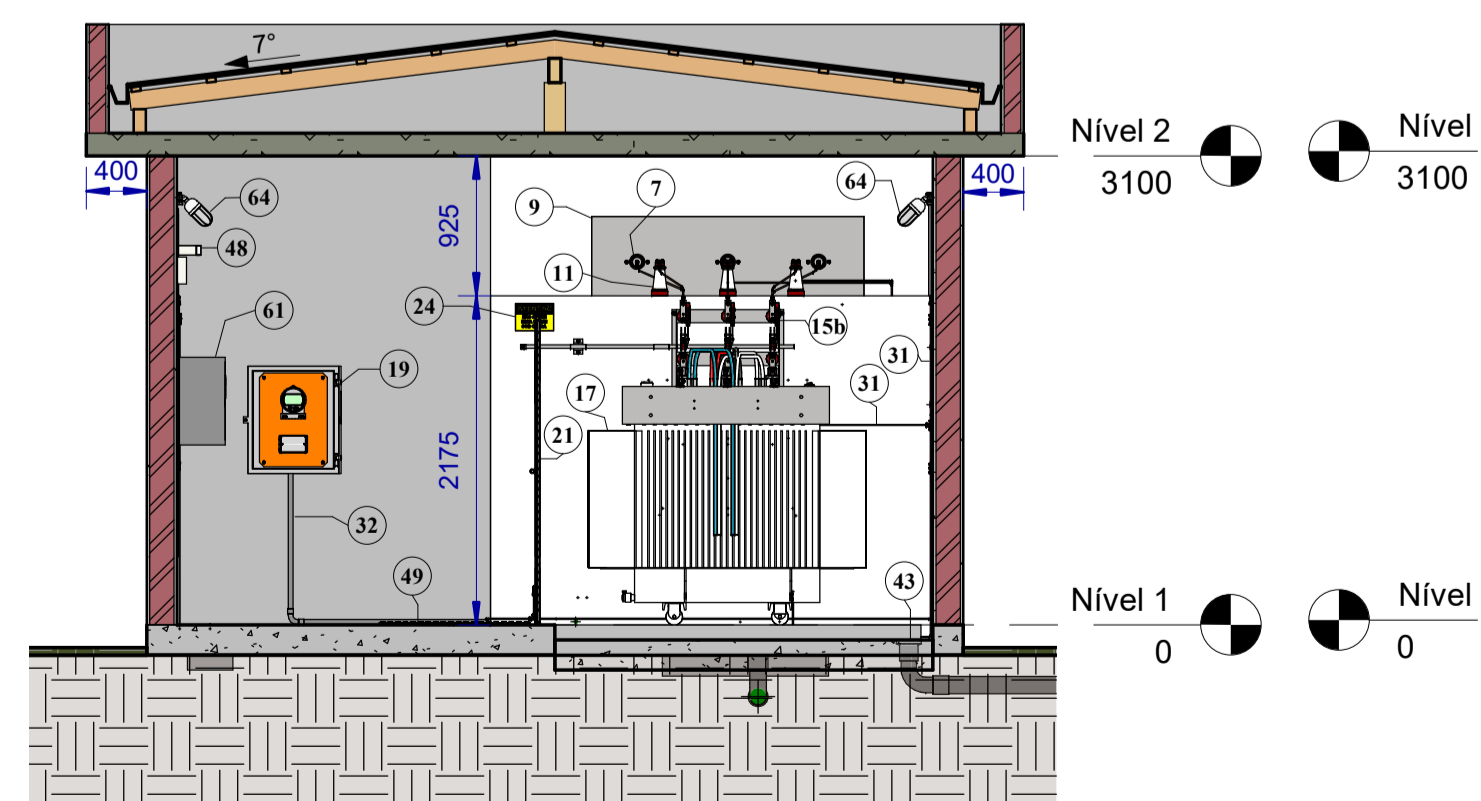
6 Planta de Situação  
1 : 2200



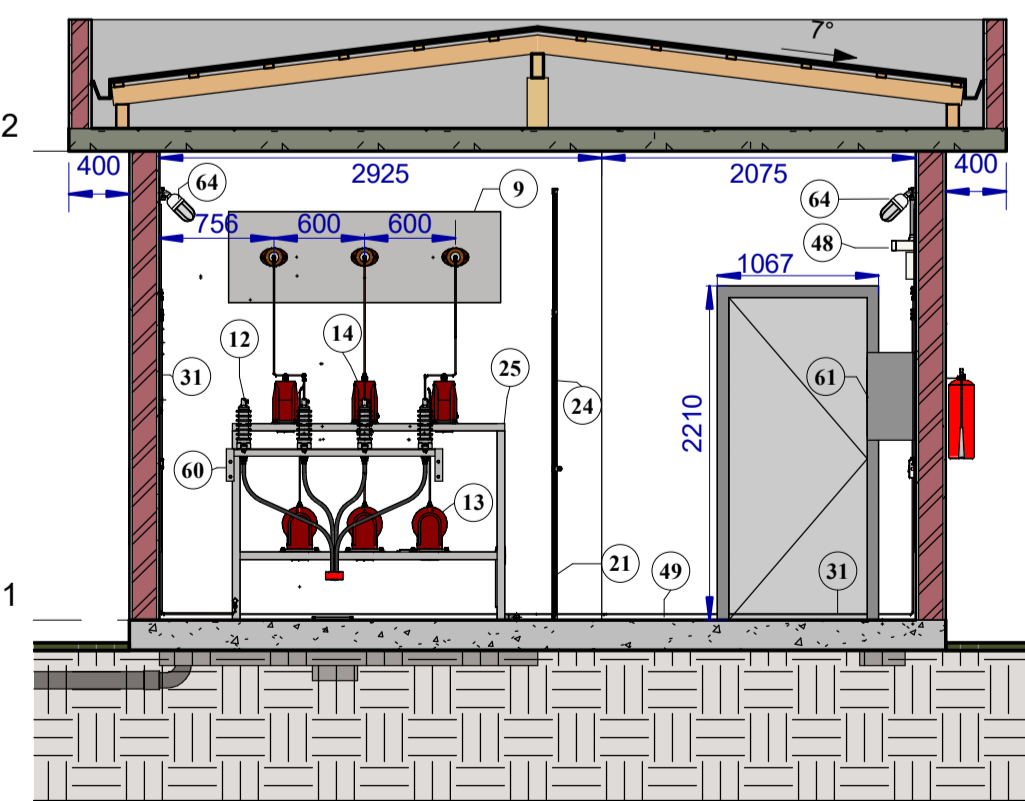
2 Corte A:A  
1 : 50



3 Corte B:B  
1 : 50



4 Corte C:C  
1 : 50

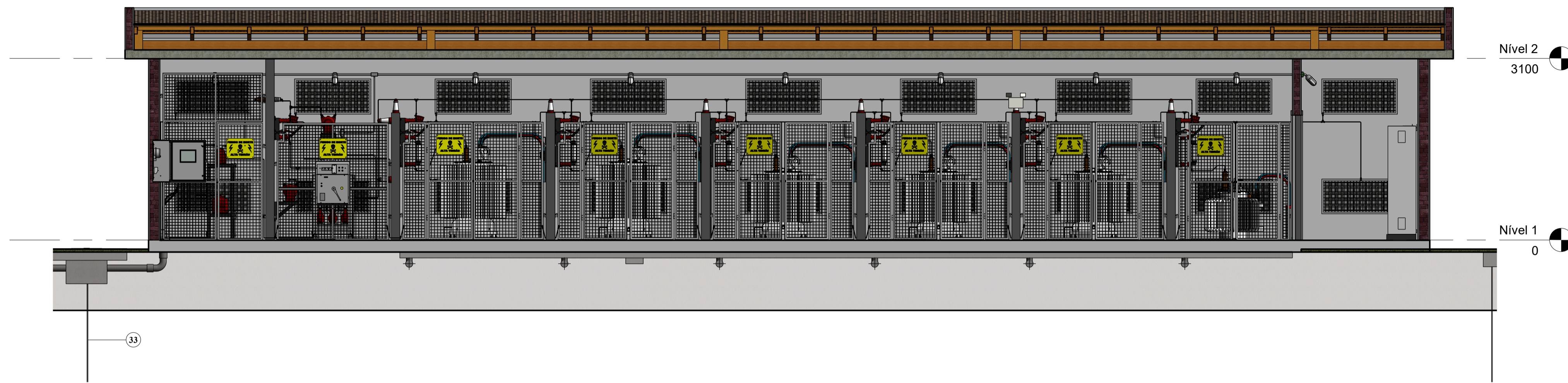


5 Corte D:D  
1 : 50

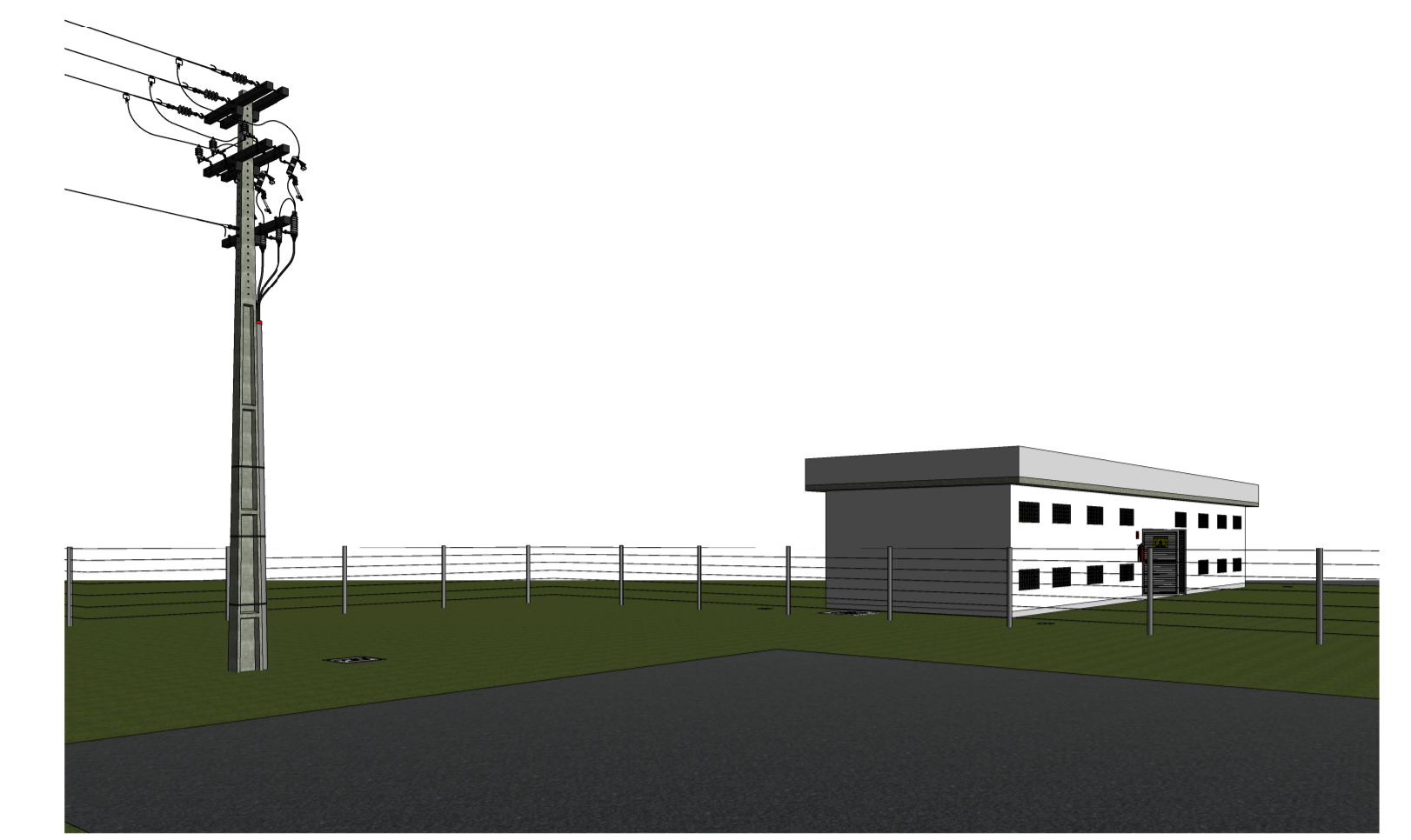
LEGENDA	
ITEM	Descrição
7	Bucha de Passagem, uso interno-externo com fixação em chapa isolada 25 kV
9	Chapa para fixação das buchas de passagem
11	Isolador suporte de pedestal com prensa cabo para barramento porcelana 25 kV
12	Mufra Unipolar Termocontratil, instalação interna para cabo de cobre 25 kV
13	Transformador de Potencial Certificado pela Celesc
14	Transformador de Corrente Certificado pela Celesc
15	Chave seccionadora Tripolar sem Carga, comando simultâneo, com Lâmina de Aterramento, uso interno 400 A-25kV
15b	Chave seccionadora tripolar sob carga com fusível 400 A- 25kV com lâmina de aterramento
16	Disjuntor de média tensão com relé secundário
17	Transformador de força trifásico
19	Caixa de medição e telemetria de energia tipo MDR, Padrão Celesc
21	Quadro de tela, com malha 20 x 20mm
22	Abertura para Ventilação, protegida por tela
23	Porta metálica com venezianas e fechaduras
24	Placa de advertência, Padrão Celesc
25	Cavalete de TPs e TCs
27	Eletroduto de ferro, galvanizado pesado
28	Barramento geral dimensionado conforme tabela 07
31	Cabo de Cobre nú, seção 25 mm² aterramento das carcaças
32	Eletroduto PVC rígido 3/4"
33	Haste de aterramento, aço cobreado, 5/8" x 3m
41	Caixa de passagem padrão Celesc
42	Suporte de fixação do TP
43	Ralo para dreno 101,6mm
45	Extintor de Incêndio de gás carbônico
46	Interruptor da iluminação da cabine
48	Bloco autônomo de Iluminação
49	Tapete isolante de borracha conforme NBR 14039, 25 kV
53	Pólos do disjuntor tripolar de média tensão
54	Transformador de potencial para Proteção certificado pela Celesc
55	Transformador de corrente para Proteção certificado pela Celesc
60	Suporte para mufas ou cabos de média tensão
61	Caixa para BEP
64	Luminária a prova de explosão 20W
65	Caixa de Inspeção do aterramento
66	Painel de Centro de distribuição de força

Levitron Engenharia

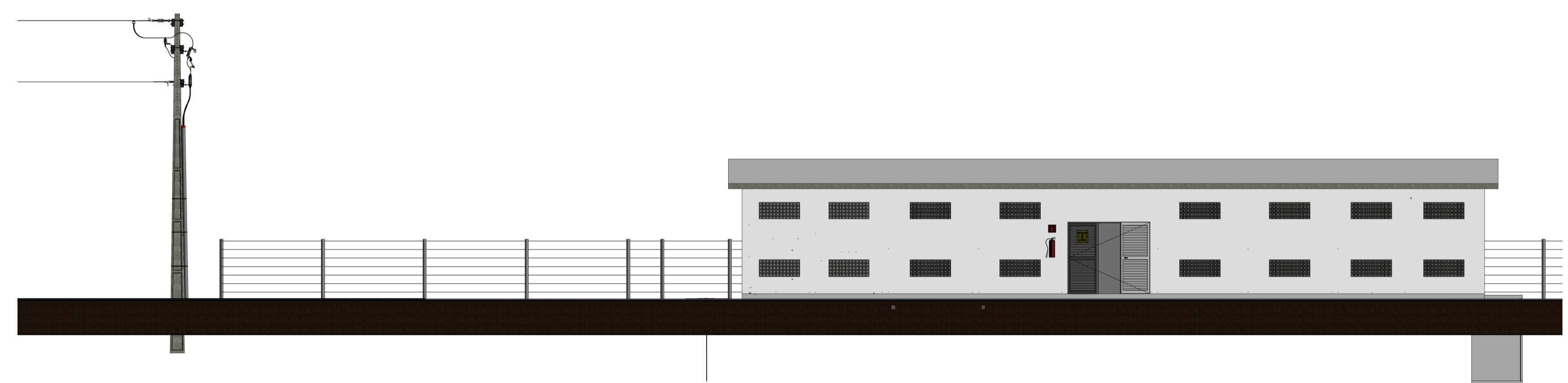
Título:	Apêndice A - Vistas - Projeto SE TCC		
Responsável Técnico:	Levi Jonatan Duffeck Moretto		
Ciente:	Dra. Franciéli Lima de Sá e Msc. Silvio Moraes de Oliveira		
Assunto:	Trabalho de Conclusão de Curso	Folha:	A101
Revisado por:	Msc. Silvio Moraes de Oliveira	Data:	02/06/2020
		Escala:	Como indicado



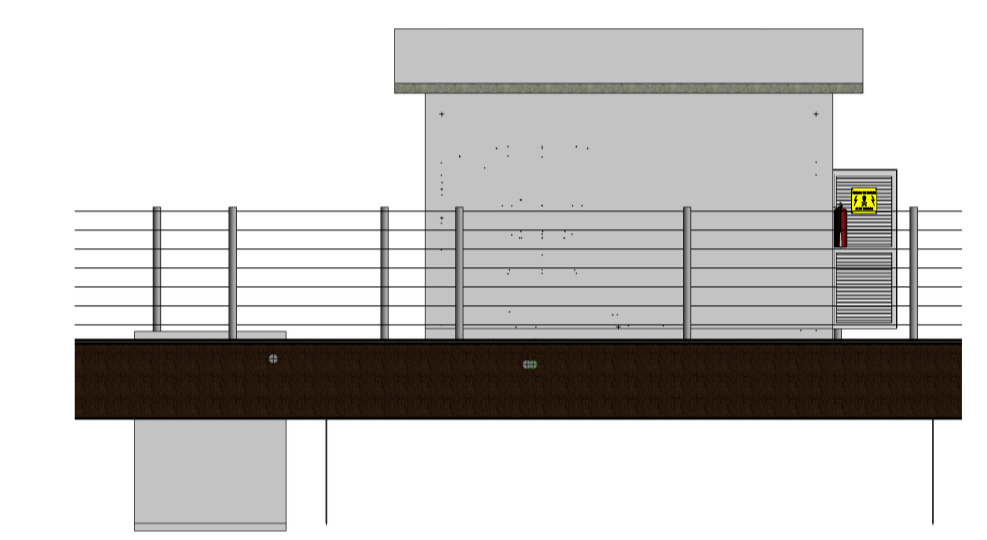
1 Corte E:E  
1 : 50



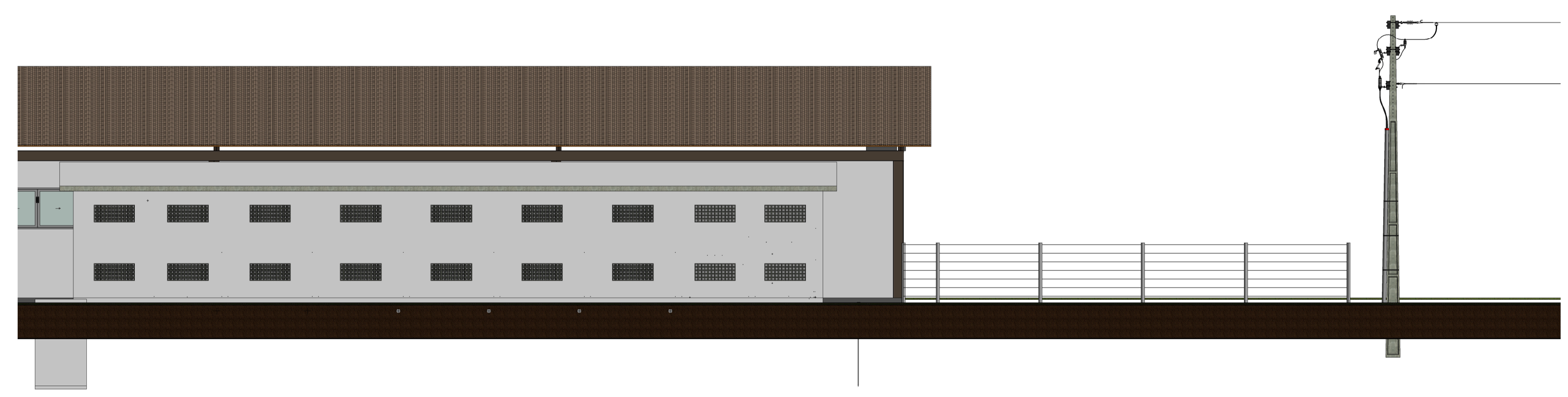
2 Vista 3D SE



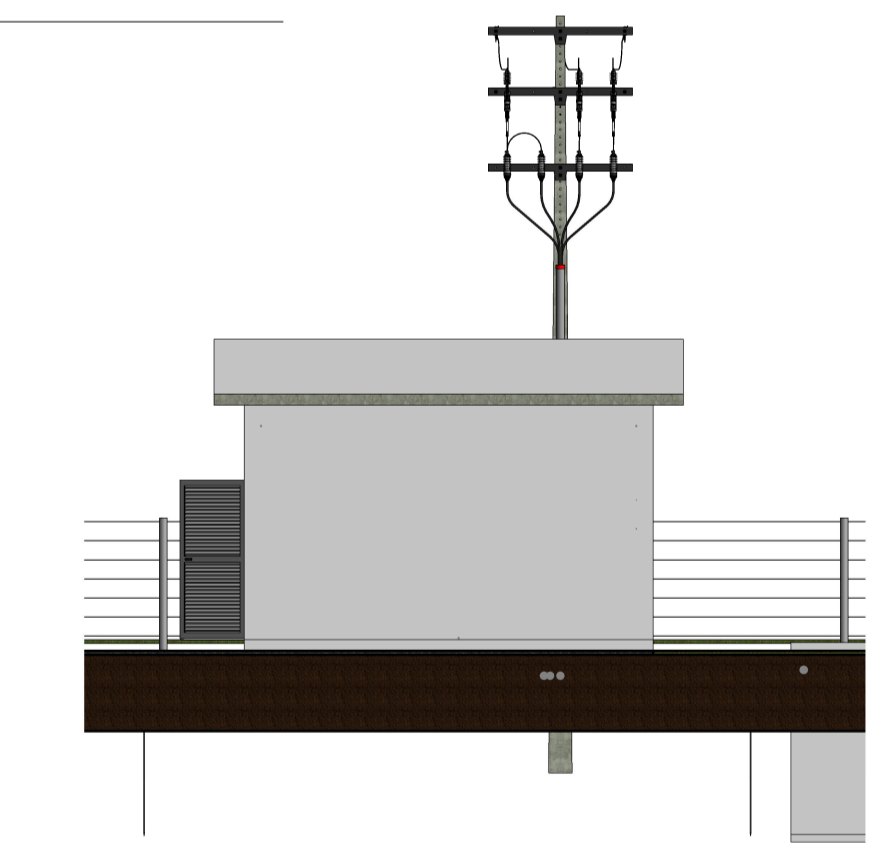
6 Fachada Oeste  
1 : 100



4 Fachada Norte  
1 : 100

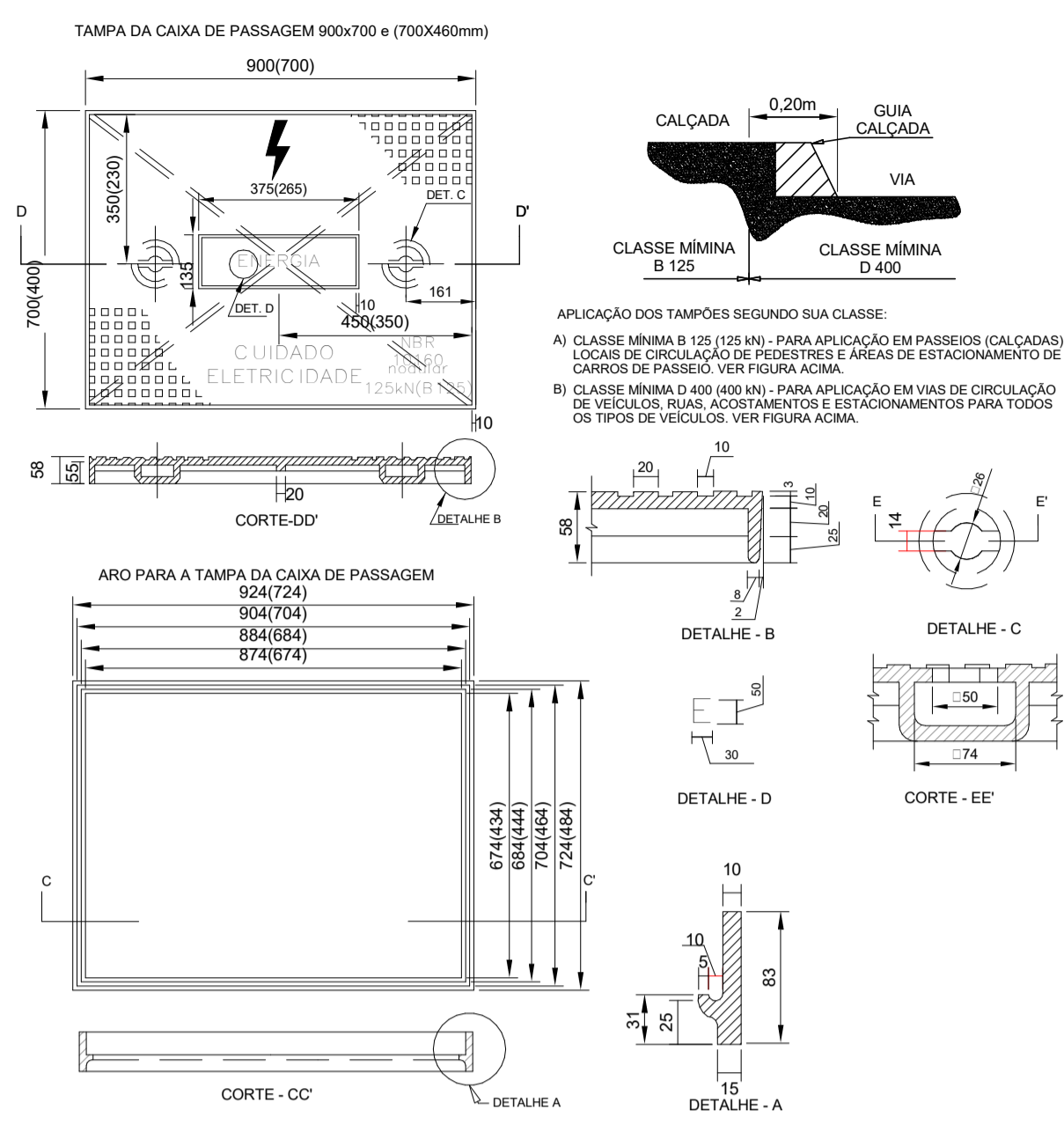
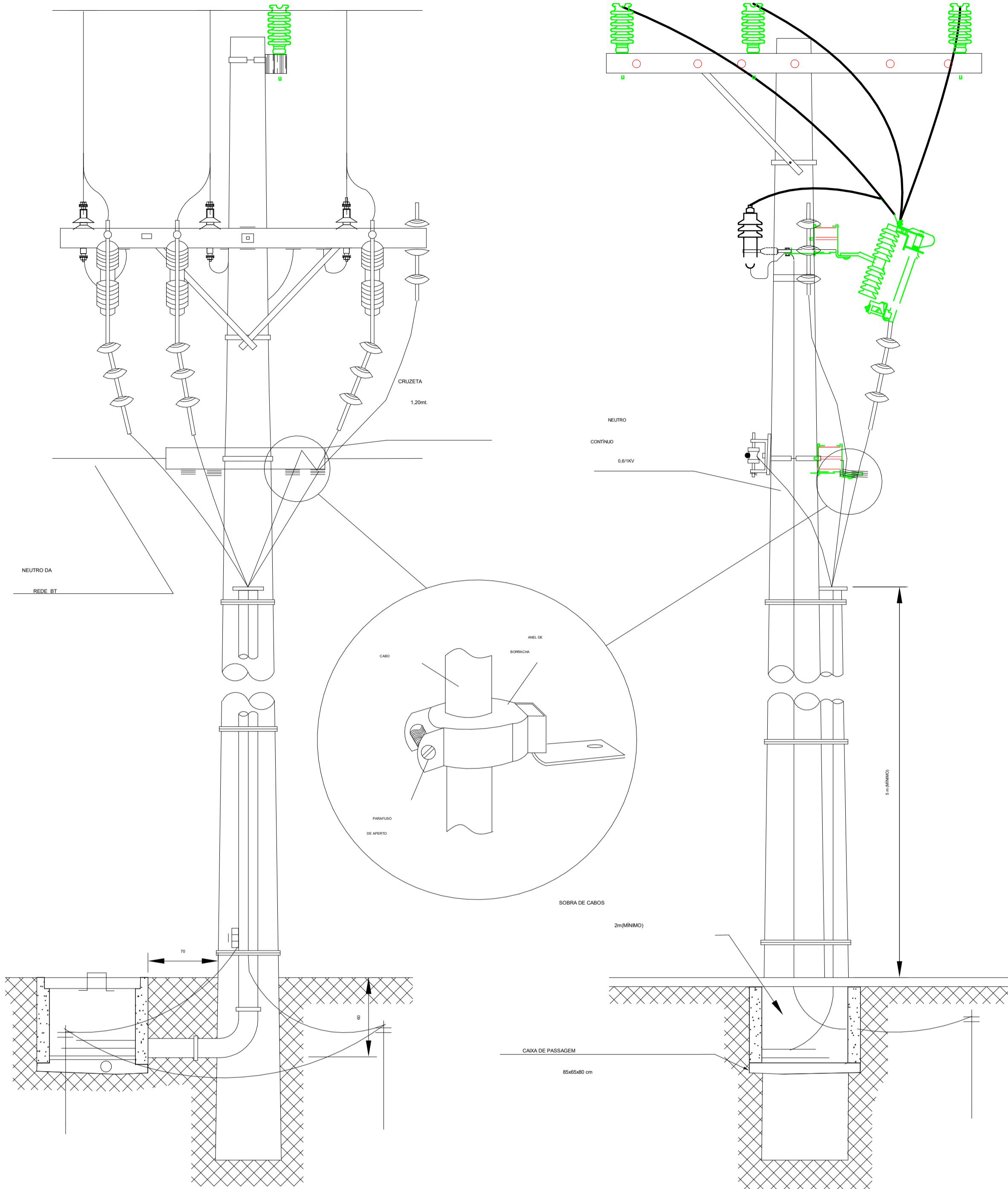


5 Fachada Leste  
1 : 100



3 Fachada Sul  
1 : 100

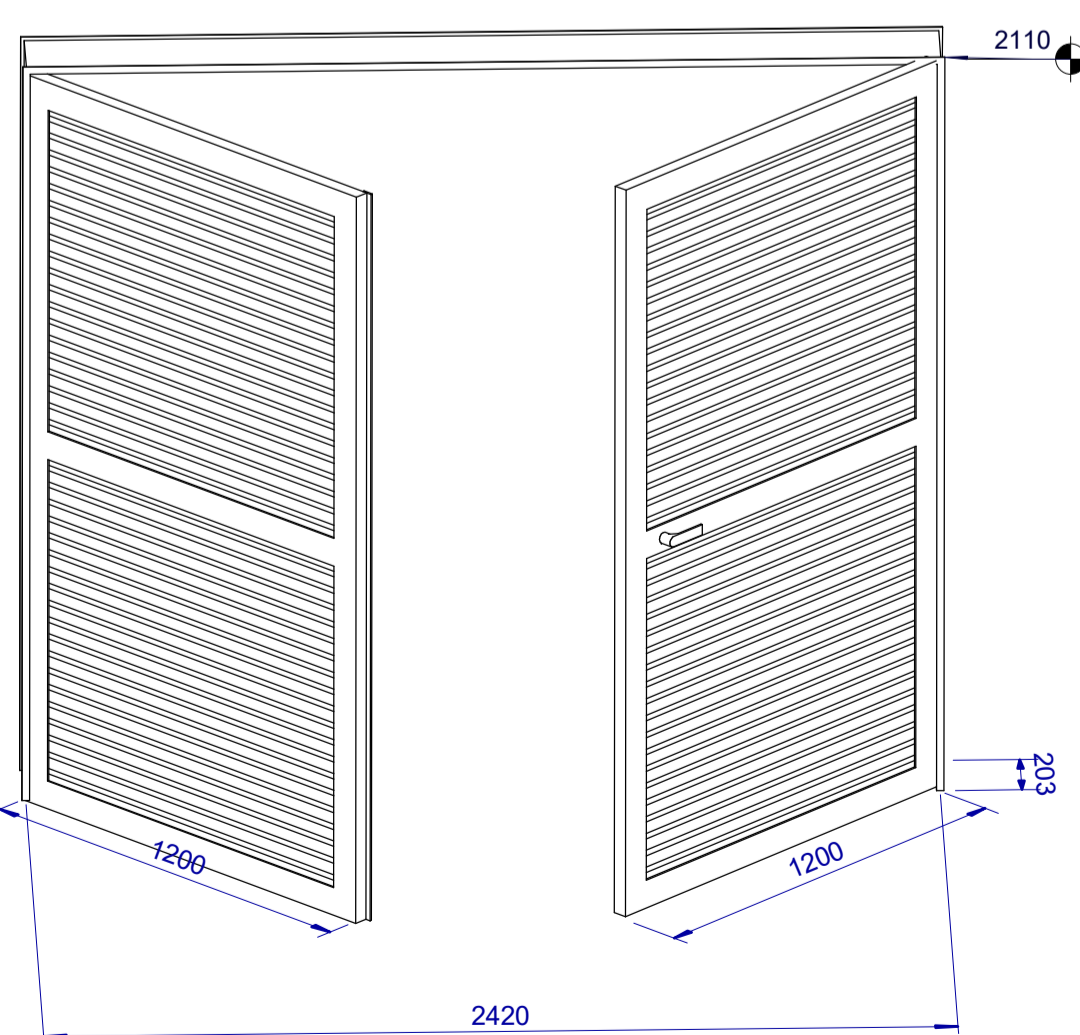
<b>Levitron Engenharia</b>	
Título:	Apêndice B - Vistas - Projeto SE TCC
Responsável Técnico:	Levi Jonatan Duffeck Moretto
Cliente:	Dra. Franciéli Lima de Sá e Msc. Silvío Moraes de Oliveira
Assunto:	Trabalho de Conclusão de Curso
Revisado por:	Msc. Silvío Moraes de Oliveira
Data:	02/06/2020
Folha:	A102
Escala:	Como indicado



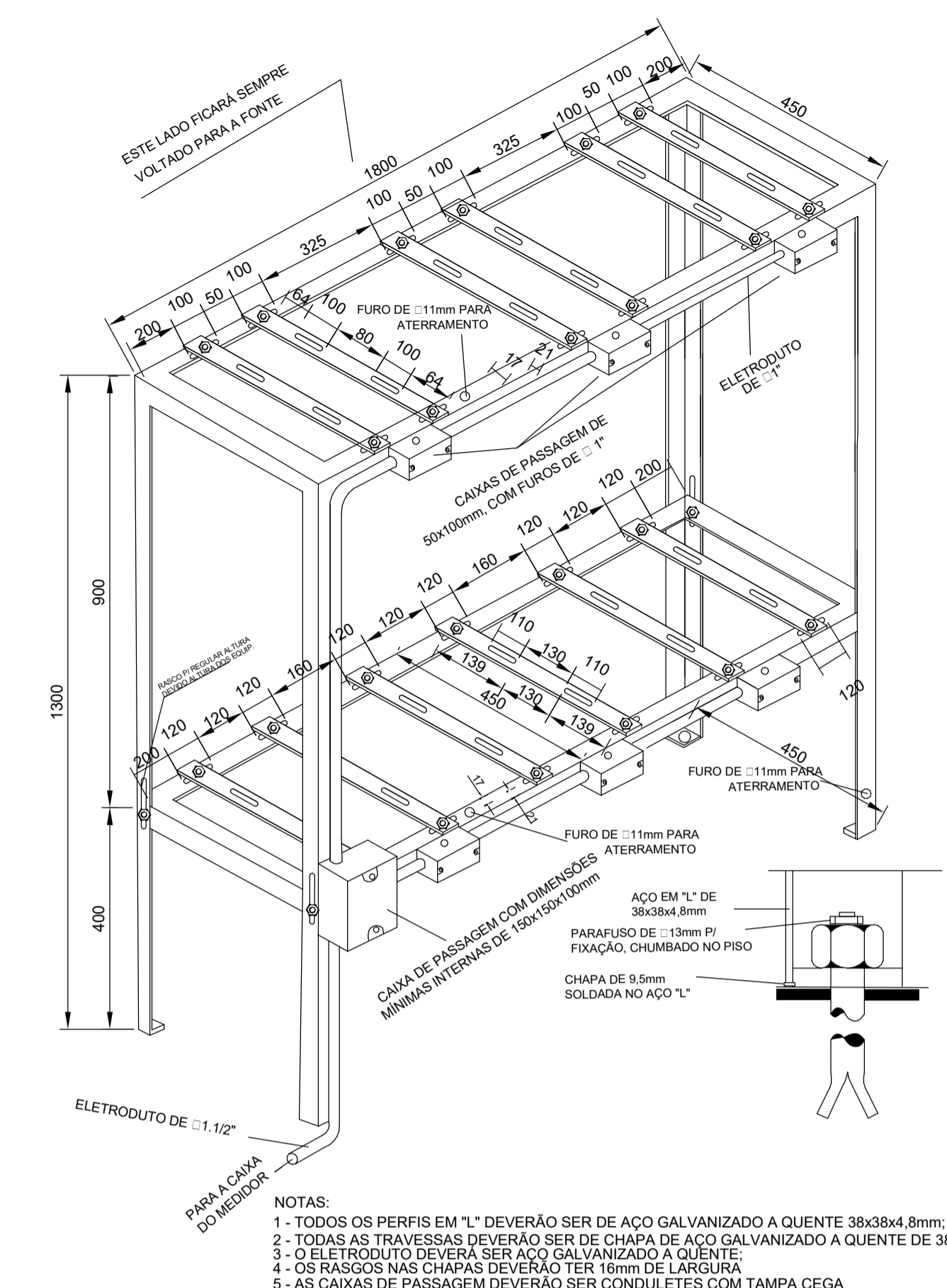
**7 Caixa de Passagem**  
1 : 300



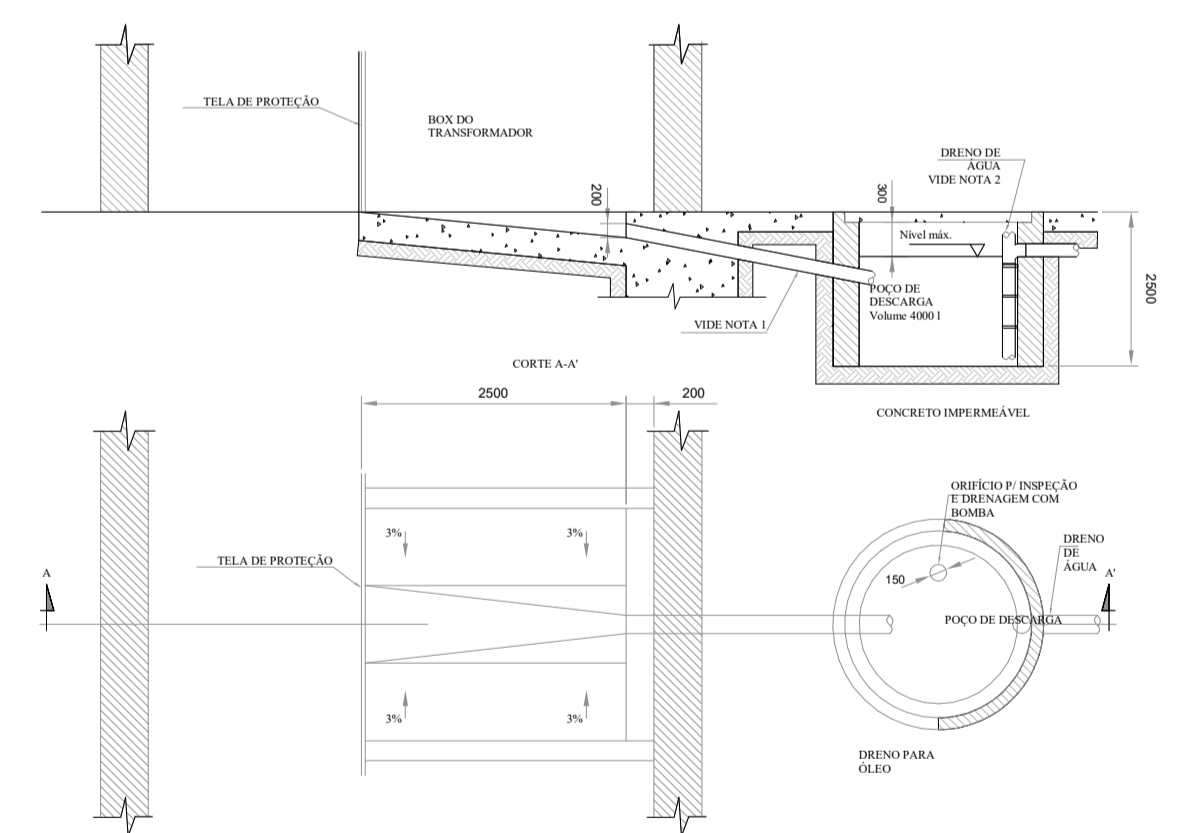
**6 Placa de Advertência**  
1 : 300



**8 Porta SE 3D**

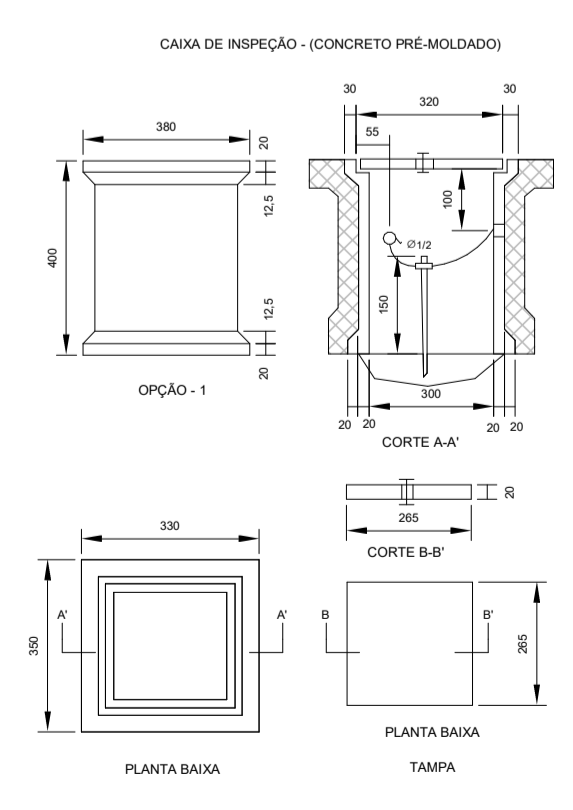


**1 Cavalete para TPs e TCs**  
1 : 10

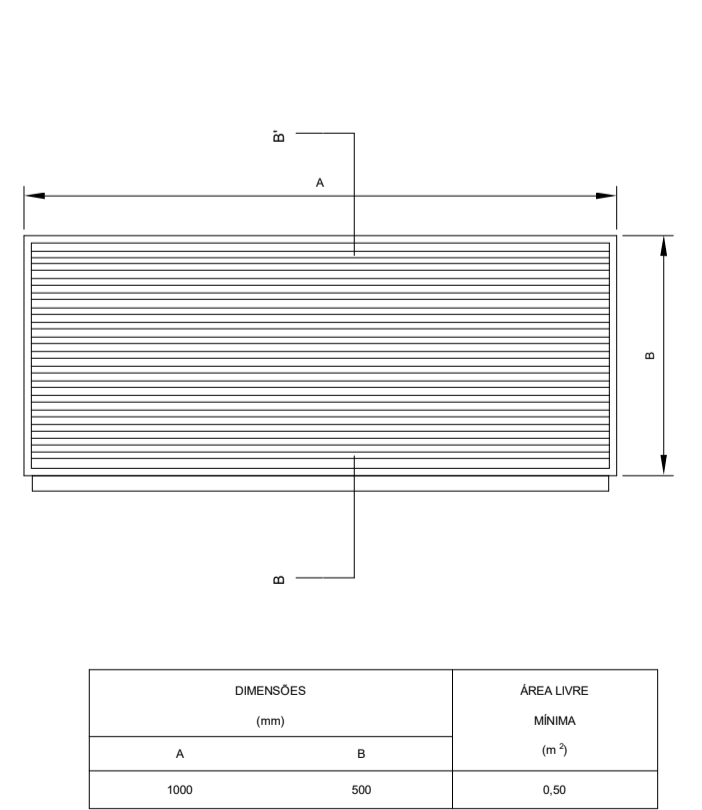


**2 Drenagem do óleo**  
1 : 400

**3 Derivação média tensão**  
1 : 150



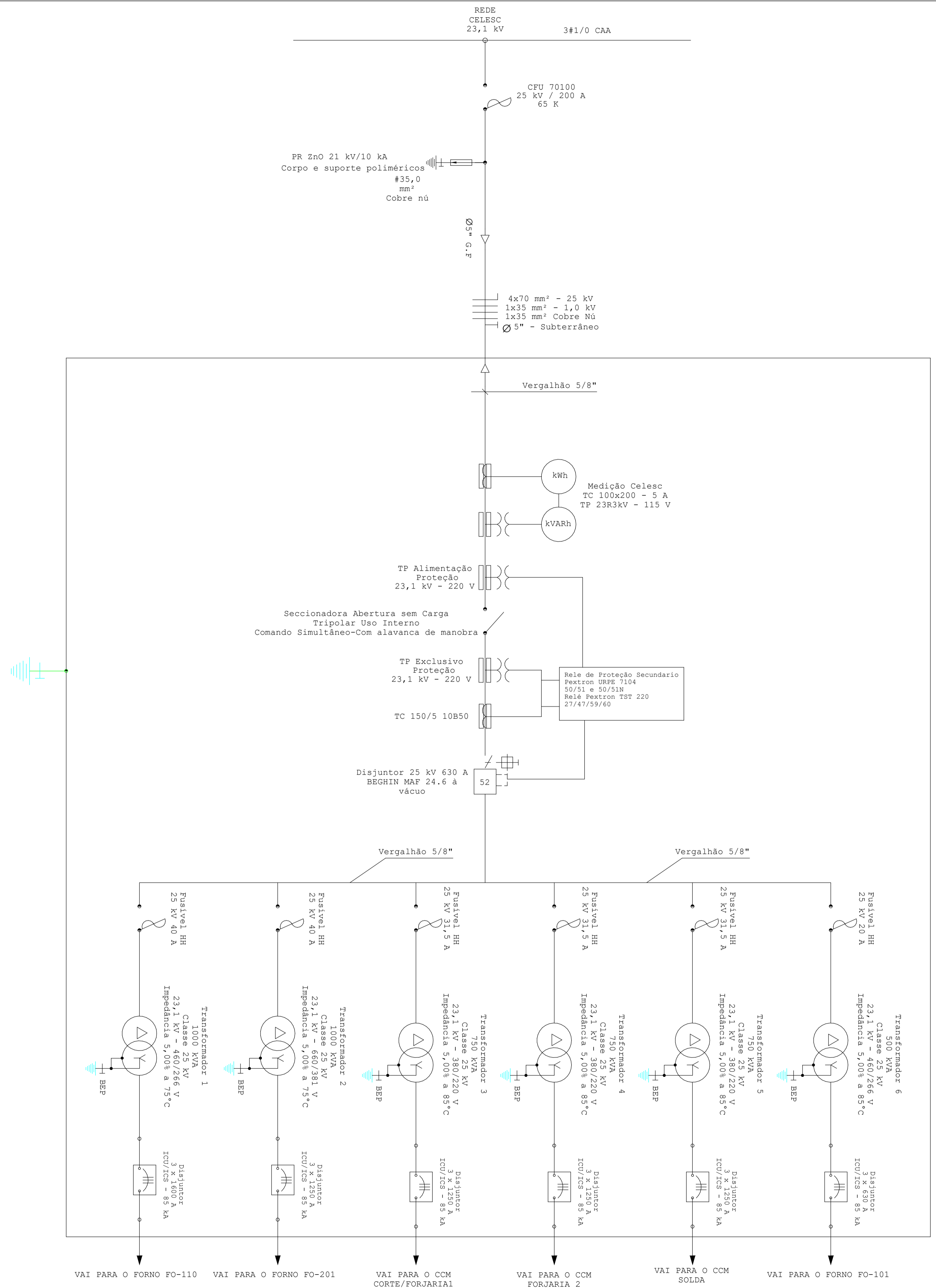
**4 Caixa de Inspeção**  
1 : 300



**5 Aberturas de Ventilação**  
1 : 300

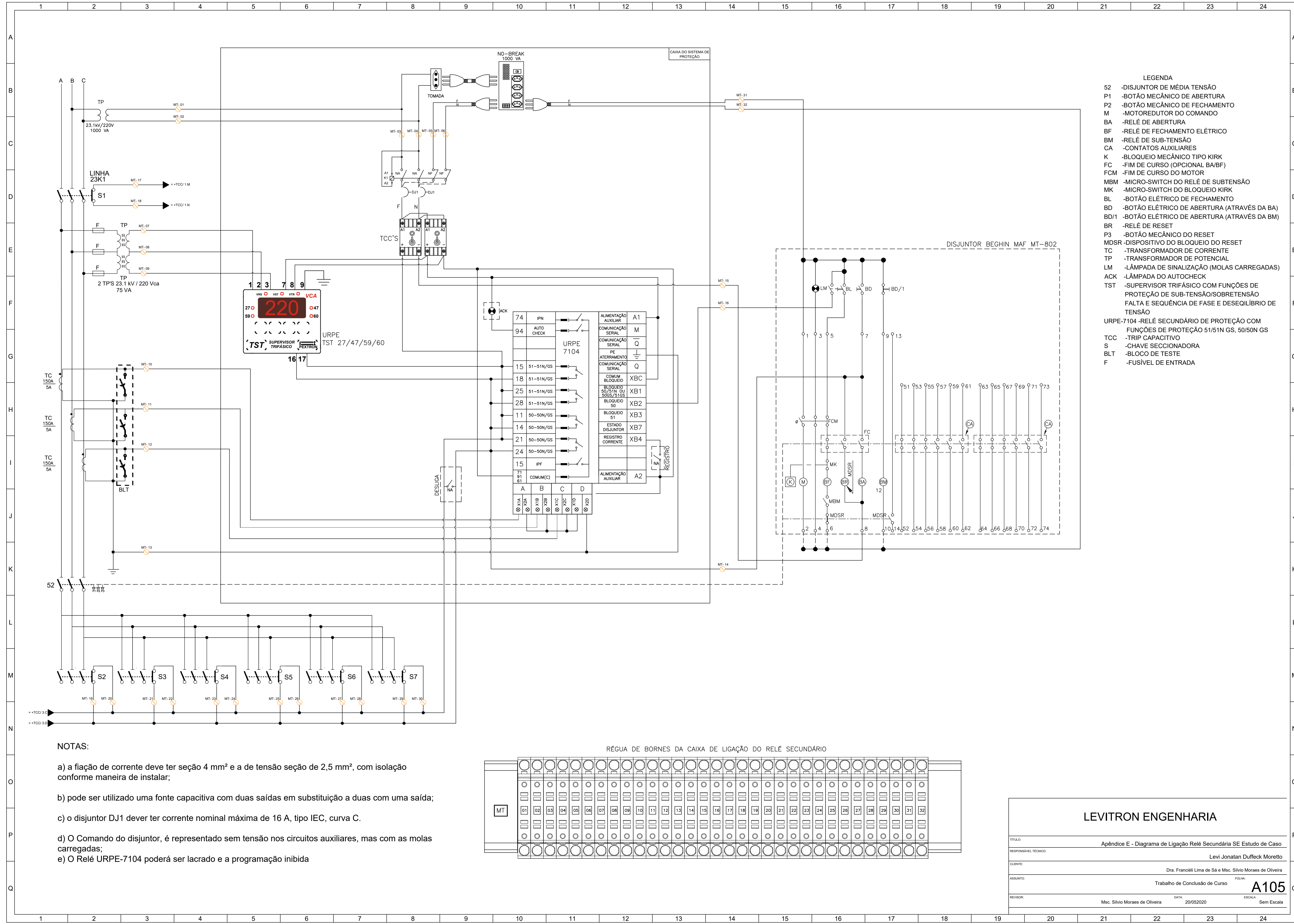
DIMENSÕES (mm)		ÁREA LÍQUIDA (m <sup>2</sup> )
A	B	
1000	500	0,50

<b>Levitron Engenharia</b>			
Título:	Apêndice C - Detalhamento dos componentes - Projeto SE TCC		
Responsável Técnico:	Levi Jonatan Duffeck Moretto		
Cliente:	Dra. Franciéli Lima de Sá e Msc. Silvío Moraes de Oliveira		
Assunto:	Trabalho de Conclusão de Curso	Folha:	A103
Revisado por:	Msc. Silvío Moraes de Oliveira	Data:	02/06/2020
		Escala:	Como indicado



Subestação

<b>Levitron Engenharia</b>	
Título:	Apêndice D - Diagrama Unifilar - Projeto SE TCC
Responsável Técnico:	Levi Jonatan Duffeck Moretto
Cliente:	Dra. Franciéli Lima de Sá e Msc. Silvío Moraes de Oliveira
Assunto:	Trabalho de Conclusão de Curso
Revisado por:	Msc. Silvío Moraes de Oliveira
Folha:	A104
Data:	02/06/2020
Escala:	1 : 1



- LEGENDA**
- 52 -DISJUNTOR DE MÉDIA TENSÃO
  - P1 -BOTÃO MECÂNICO DE ABERTURA
  - P2 -BOTÃO MECÂNICO DE FECHAMENTO
  - M -MOTOREDUTOR DO COMANDO
  - BA -RELÉ DE ABERTURA
  - BF -RELÉ DE FECHAMENTO ELÉTRICO
  - BM -RELÉ DE SUB-TENSÃO
  - CA -CONTATOS AUXILIARES
  - K -BLOQUEIO MECÂNICO TIPO KIRK
  - FC -FIM DE CURSO (OPCIONAL BA/BF)
  - FCM -FIM DE CURSO DO MOTOR
  - MBM -MICRO-SWITCH DO RELÉ DE SUBTENSÃO
  - MK -MICRO-SWITCH DO BLOQUEIO KIRK
  - BL -BOTÃO ELÉTRICO DE FECHAMENTO
  - BD -BOTÃO ELÉTRICO DE ABERTURA (ATRAVÉS DA BA)
  - BD/1 -BOTÃO ELÉTRICO DE ABERTURA (ATRAVÉS DA BM)
  - BR -RELÉ DE RESET
  - P3 -BOTÃO MECÂNICO DO RESET
  - MDSR -DISPOSITIVO DO BLOQUEIO DO RESET
  - TC -TRANSFORMADOR DE CORRENTE
  - TP -TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
  - LM -LÂMPADA DE SINALIZAÇÃO (MOLAS CARREGADAS)
  - ACK -LÂMPADA DO AUTOCHECK
  - TST -SUPERVISOR TRIFÁSICO COM FUNÇÕES DE PROTEÇÃO DE SUB-TENSÃO/SOBRETENSÃO FALTA E SEQUÊNCIA DE FASE E DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO
  - URPE-7104 -RELÉ SECUNDÁRIO DE PROTEÇÃO COM FUNÇÕES DE PROTEÇÃO 51/51N GS, 50/50N GS
  - TCC -TRIP CAPACITIVO
  - S -CHAVE SECCIONADORA
  - BLT -BLOCO DE TESTE
  - F -FUSÍVEL DE ENTRADA

- NOTAS:**
- a) a fiação de corrente deve ter seção 4 mm<sup>2</sup> e a de tensão seção de 2,5 mm<sup>2</sup>, com isolamento conforme maneira de instalar;
  - b) pode ser utilizado uma fonte capacitiva com duas saídas em substituição a duas com uma saída;
  - c) o disjuntor DJ1 dever ter corrente nominal máxima de 16 A, tipo IEC, curva C.
  - d) O Comando do disjuntor, é representado sem tensão nos circuitos auxiliares, mas com as molas carregadas;
  - e) O Relé URPE-7104 poderá ser lacrado e a programação inibida

REGUA DE BORNES DA CAIXA DE LIGAÇÃO DO RELÉ SECUNDÁRIO

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

**LEVITRON ENGENHARIA**

TÍTULO: Apêndice E - Diagrama de Ligação Relé Secundária SE Estudo de Caso

RESPONSÁVEL TÉCNICO: Levi Jonatan Duffeck Moretto

CLIENTE: Dra. Francieli Lima de Sá e Msc. Sívio Moraes de Oliveira

ASSUNTO: Trabalho de Conclusão de Curso

REVISOR: Msc. Sívio Moraes de Oliveira DATA: 20/05/2020 ESCALA: Sem Escala

**A105**

**ANEXO A – TABELA FUNÇÕES ANSI**



# ANSI TABELA DE NUMERAÇÕES E FUNÇÕES (AMERICAN STANDARD C37.2-1991)

Sistema de identificação usado para uma variedade de dispositivos de comutação, incluindo relés de proteção. A identificação se processa através de números e quando necessário acrescentando um sufixo através de letras. Utilizado em esquemas elétricos em geral e em diagramas bifilares.

DISPOSITIVO N°	DEFINIÇÃO E FUNÇÃO	DISPOSITIVO N°	DEFINIÇÃO E FUNÇÃO
1	<b>Elemento Principal</b> - Dispositivo de inicialização (chave de controle, chave de nível, etc.), serve para diretamente ou através de um dispositivo de permissão, como um relé de proteção ou um temporizador, colocar ou retirar de operação um equipamento.	16	<b>Dispositivo de Comunicação de Dados</b> - Para rotular Dispositivos de Redes de Comunicação. Utiliza um conjunto exclusivo de letras de sufixo (somente aplicáveis para esse <i>Dispositivo 16</i> ). Para dispositivos seriais o sufixo deve ser <b>S</b> e para Ethernet deve ser <b>E</b> . As letras de sufixo abaixo são as permitidas para descrever mais completamente o dispositivo: <ul style="list-style-type: none"><li>• <b>C</b> -função de processamento de segurança (VPN, criptografia, etc.).</li><li>• <b>F</b> -função de firewall ou filtro de mensagens.</li><li>• <b>M</b> -função gerenciada pela rede (ex.: configurada via SNMP).</li><li>• <b>R</b> -roteador.</li><li>• <b>S</b> - switch (em conexão dial-up é 16SS, um switch Ethernet é 16ES).</li><li>• <b>T</b> - componente de telefone (ex.: modem de atendimento automático).</li></ul> Ex.: '16ERFCM' - roteador Ethernet com capacidade de firewall e VPN, que pode ser remotamente gerenciado pela rede conectada.
2	<b>Relé de Partida Temporizado ou Relé de Fechamento</b> - Relé cuja função é temporizar antes ou depois qualquer ponto de uma operação, em chaveamento sequencial ou em sistemas de relés de proteção, exceto quando especificamente provido pelas <i>funções 48, 62 e 79</i> .	17	<b>Chave de Derivação ou Descarga</b> - Chave usada para abrir ou fechar um circuito de derivação em torno de qualquer peça ou componente (exceto um resistor), como o campo de uma máquina, a armadura de uma máquina, um capacitor ou um reator. Isto exclui dispositivos que realizam operações de derivação que podem ser necessárias no processo de partida de uma máquina pelos <i>dispositivos funções 6 ou 42</i> (ou seus equivalentes) e também exclui o <i>dispositivo função 73</i> , função que serve para para o chaveamento de resistores.
3	<b>Relé de Verificação ou de Intertravamento</b> - Relé que opera em resposta à posição de outros dispositivos, ou a um numero de condições pré determinadas num equipamento, afim de permitir que uma sequência de operações avance ou pare, ou para proceder uma verificação desses dispositivos ou dessas condições para qualquer finalidade.	18	<b>Dispositivo de Aceleração ou Desaceleração</b> - Dispositivo utilizado para fechar ou para gerar o fechamento de circuitos que são usados para aumentar ou diminuir a velocidade de uma máquina.
4	<b>Contator Principal</b> - É controlado pelo dispositivo listado na <i>Função n°1 (Elemento Principal)</i> ou equivalente e por dispositivos de permissão e proteção, tem por finalidade acionar ou interromper os circuitos de controle, necessários para acionar um equipamento dentro das condições desejadas e para tira-lo de operação sob condições anormais.	19	<b>Contator de Transição Partida para Marcha</b> - Dispositivo que opera para iniciar ou fazer a transferência automática entre a partida e a energização em marcha de uma máquina.
5	<b>Dispositivo de Interrupção</b> - Função utilizada para desligar e manter o equipamento fora de operação (esse dispositivo pode ser atuado manual ou eletricamente, porem exclui a função de bloqueio elétrico [consulte a <i>função 86</i> ] em condições anormais).	20	<b>Válvula Operada Eletricamente</b> - Válvula eletricamente operada, controlada ou monitorada, utilizada em linhas de fluidos, ar, gás ou vácuo. <b>nota:</b> a função da válvula pode ser apresentada inserindo-se palavras, sufixos descritivos, como « <i>Freio</i> » ou « <i>Redução de Pressão</i> » (abreviações de funções como: «Válvula Eletricamente Operada de Freio»).
6	<b>Disjuntor de Partida</b> - Dispositivo cuja principal função é conectar a maquina à sua fonte de tensão de partida.	21	<b>Relé de Distância</b> - Relé que opera quando a admitância, a impedância ou a reatância de um circuito, aumenta ou diminui fora de limites pré determinados.
7	<b>Relé de Taxa de Variação</b> - Relé que opera na ocorrência de uma taxa de variação de corrente excessiva.	22	<b>Disjuntor Equalizador</b> - Disjuntor que serve para controlar ou para ligar e desligar o equalizador ou as conexões de balanceamento de corrente para o campo de uma máquina, ou para o equipamento regulador em uma instalação de múltiplas unidades.
8	<b>Dispositivo de Desconexão da Energia de Controle</b> - Dispositivo de desconexão - tal como uma chave de faca, um disjuntor, ou blocos de fusíveis removíveis, -utilizados com o propósito de conectar e desconectar a fonte de energia de controle do barramento de controle ou do equipamento. <b>nota:</b> Consideravel incluir a alimentação auxiliar que alimenta certos equipamentos, como pequenos motores e aquecedores.	23	<b>Dispositivo de Controle de Temperatura</b> - Dispositivo que funciona para aumentar ou abaixar a temperatura de uma máquina ou de um outro equipamento ou de qualquer meio, quando esta temperatura cair abaixo ou subir acima de um valor pré-determinado. Um exemplo é um termostato quando chaveia um aquecedor de ambiente em um cubículo, quando a temperatura cai abaixo de um valor desejado. Deve ser diferenciado de um equipamento que é usado para proporcionar regulação automática de temperatura entre limites determinados e que poderia ser designado como um <i>dispositivo função 90T</i> .
9	<b>Dispositivo de Reversão</b> - Dispositivo utilizado para reverter o campo de uma máquina ou para executar qualquer outra função de reversão.	24	<b>Relé de Sobre Excitação ou Volts por Hertz</b> - Relé que opera quando o índice Tensão por Freqüência excede um valor pré-determinado. O relé pode ter uma característica instantânea ou temporizada.
10	<b>Chave de Seqüência de Unidades</b> - Chave utilizada para alterar a seqüência na qual as unidades podem ser colocadas em serviço ou fora de serviço em equipamentos de múltiplas unidades.	25	<b>Relé de Verificação de Sincronismo ou Sincronização</b> - Relé que opera quando dois circuitos C.A. estão dentro dos limites desejados de freqüência, ângulo de fase e tensão para permitir ou executar o paralelismo destes dois circuitos.
11	<b>Dispositivo Multifunção</b> - Um único produto, baseado em microprocessador que tem capacidade para suportar três ou mais elementos de proteção e controle.	26	<b>Dispositivo Térmico do Equipamento</b> - Dispositivo que funciona quando a temperatura do equipamento protegido ou de um liquido ou de outro meio exceder um valor pré-determinado ou quando a temperatura de um equipamento protegido ou outro meio diminuir abaixo de um valor pré-determinado (exceto em enrolamentos de carregamento das máquinas e transformadores, como mencionado pelo <i>dispositivo função 49</i> )
12	<b>Dispositivo de Sobre Velocidade</b> - Usualmente, uma chave de velocidade diretamente conectada, que opera na sobre- velocidade de uma máquina.	27	<b>Relé de Sub Tensão</b> - Relé que funciona quando o valor da tensão de entrada cair abaixo de um valor pré-determinado.
13	<b>Dispositivo de Rotação Sincrona</b> - Dispositivo como uma chave centrífuga de velocidade, um relé de deslocamento de freqüência, um relé de tensão, um relé de sub corrente ou qualquer outro tipo de dispositivo que opera aproximadamente na velocidade sincrona de uma máquina.		
14	<b>Dispositivo de Sub Velocidade</b> - Dispositivo que opera quando a velocidade de uma máquina cai abaixo de um valor pré determinado.		
15	<b>Dispositivo de Ajuste ou Comparação de Velocidade ou Freqüência</b> - Dispositivo que funciona para ajustar (casar) e manter a velocidade ou a freqüência de uma máquina ou de um sistema, igual ou aproximadamente igual à de outra máquina, fonte ou sistema.		

DISPOSITIVO N°	DEFINIÇÃO E FUNÇÃO	DISPOSITIVO N°	DEFINIÇÃO E FUNÇÃO
28	<b>Detector de Chamas</b> - Dispositivo que monitora a presença de uma chama piloto ou de uma chama principal em equipamentos como turbinas a gás ou caldeiras de vapor.	45	<b>Monitor de Condições Atmosféricas</b> - Dispositivo que opera após a ocorrência de uma condição atmosférica anormal, como vapores nocivos, misturas explosivas, fumaça ou fogo.
29	<b>Contator de Isolamento</b> - Dispositivo utilizado exclusivamente para desconectar um circuito de outro em operações de emergência, manutenção ou teste.	46	<b>Relé de Reversão ou Desbalanceamento de Corrente</b> - Relé que opera quando as correntes polifásicas estão com a seqüência de fase reversa, ou quando estão desbalanceadas, ou quando contem componentes de seqüência negativa acima de um determinado valor.
30	<b>Relé Anunciador</b> - Dispositivo de rearme não automático que fornece diversas indicações visuais separadas sobre o funcionamento de dispositivos de proteção e que pode ser ajustado para executar uma função de travamento.	47	<b>Relé de Seqüência de Fase de Tensão</b> - Relé que opera com um valor predeterminado de tensão polifásica na seqüência de fases desejada, quando as tensões polifásicas estão desbalanceadas, ou quando a tensão de seqüência negativa excede um dado valor.
31	<b>Dispositivo de Excitação</b> - Dispositivo que conecta um circuito como o campo 'shunt' de um conversor síncrono à uma fonte de excitação separada, durante a seqüência de partida.	48	<b>Relé de Seqüência Incompleta</b> - Relé que normalmente retorna o equipamento à posição normal, ou desligada e bloqueia o equipamento desligado caso a partida normal, operação ou seqüência de parada não se conclua corretamente em um tempo predeterminado.
32	<b>Relé Direcional de Potência</b> - Relé que opera em um valor desejado de fluxo de potência em determinada direção, ou em um fluxo de potência reverso, como o que resulta da motorização de um gerador após a perda de seu acionamento.	49	<b>Relé Térmico de Máquina ou Transformador</b> - Relé que opera quando a temperatura do enrolamento da armadura de uma máquina CA, ou de outro enrolamento de carga ou elemento de uma máquina ou transformador de potência, exceder um valor pré determinado.
33	<b>Chave de Posicionamento</b> - Chave que fecha ou abre um contato quando o dispositivo principal ou parte do equipamento que não possui <i>número de função de dispositivo</i> , alcança uma determinada posição.	50	<b>Relé de Sobre Corrente Instantâneo</b> - Relé que opera instantaneamente na ocorrência de valor excessivo de corrente.
34	<b>Dispositivo Mestre de Seqüência</b> - Dispositivo como uma chave multi-contatos motorizada, ou equivalente, ou um dispositivo programável, (computador), que estabeleça ou determine a seqüência de operação do dispositivo principal, durante a partida, a parada, ou durante outras operações de comutação seqüencial.	51	<b>Relé de Sobre Corrente Temporizado de CA</b> - Relé que opera quando a corrente de entrada CA excede um valor pré-determinado, no qual a corrente de entrada e o tempo de operação são inversamente relacionados, numa porção importante da faixa de atuação.
35	<b>Dispositivo para Operação das Escovas ou Curto-Circuitar Coletores de Anéis</b> - Dispositivo utilizado para levantar, abaixar ou deslocar as escovas de uma máquina, ou curto-circuitar seu coletor de anéis, ou engatar e desengatar os contatos de um retificador mecânico.	52	<b>Disjuntor de CA</b> - Dispositivo usado para fechar e interromper um circuito de energia AC em condições normais ou para interromper este circuito sob falha ou em condições de emergência. <i>Os contadores de Média Tensão não devem ser definidos usando este número de dispositivo. Para identificar contadores de MT, deve-se usar um símbolo de contato em conjunto com um "M" no lugar do número de função de dispositivo 52.</i>
36	<b>Dispositivo de Polaridade ou Polarização</b> - Dispositivo que funciona ou permite o funcionamento de outro dispositivo apenas em uma polaridade pré determinada, ou verifica a presença de uma tensão de polarização no equipamento.	53	<b>Relé para Excitatriz ou Gerador CC</b> - Relé que aciona a excitação do campo de uma máquina CC durante a partida, ou que opere quando a tensão do gerador atingir um determinado valor.
37	<b>Relé de Sub Corrente ou Sub Potência</b> - Relé que funciona quando a corrente ou o fluxo de potência cair abaixo de um valor pré-determinado.	54	<b>Dispositivo de Acoplamento</b> - Dispositivo eletricamente operado, controlado ou monitorado que funciona para que uma engrenagem rotativa se engate (ou desengate) ao eixo da máquina.
38	<b>Dispositivo de Proteção de Mancal</b> - Dispositivo que funciona quando o mancal atingir uma temperatura excessiva, ou em outras condições mecânicas anormais associadas aos mancais, tal como desgaste indevido, que eventualmente pode resultar em excessivo aquecimento do mancal.	55	<b>Relé de Fator de Potência</b> - Relé que funciona quando o fator de potência em um circuito de CA ficar acima ou abaixo de um valor pré determinado.
39	<b>Monitor de Condições Mecânicas</b> - Dispositivo que funciona após a ocorrência de uma condição mecânica anormal (exceto aquelas associadas aos mancais e cobertas no <i>dispositivo da função 38</i> ), como vibração excessiva, excentricidade, expansão, choque, balanço ou falha de bloqueio.	56	<b>Relé de Aplicação de Campo</b> - Relé que automaticamente controla a aplicação da excitação de campo para um motor CA em algum ponto predeterminado no ciclo de escorregamento.
40	<b>Relé de Campo</b> - Dispositivo que opera em um determinado valor ou em um valor anormalmente baixo, ou na falha da corrente de campo de uma máquina, ou em um excessivo valor do componente reativo da corrente de armadura em máquinas CA indicando uma anormal excitação baixa do campo.	57	<b>Dispositivo de Aterramento ou Curto Circuito</b> - Dispositivo de comutação de circuito primário, que opera para aterrar ou curto-circuitar um circuito em resposta a meios automáticos ou manuais.
41	<b>Disjuntor de Campo</b> - Dispositivo que funciona para ativar ou desativar a excitação de campo de uma máquina.	58	<b>Relé de Falha de Retificação</b> - Relé que funciona se um retificador de potência não conduzir ou bloquear adequadamente.
42	<b>Disjuntor de Operação Normal</b> - Dispositivo cuja função principal é conectar uma máquina à sua fonte de funcionamento ou tensão de operação. Esta função também pode ser usada para um dispositivo, como um contator, aplicado em série com um disjuntor ou outro recurso de proteção contra falhas, principalmente na presença de frequentes operações liga / desliga do circuito.	59	<b>Relé de Sobre Tensão</b> - Relé que funciona quando o valor da tensão de entrada se elevar acima de um valor pré determinado.
43	<b>Dispositivo de Transferência Manual</b> - Dispositivo operado manualmente que transfere os circuitos de controle para modificar o plano de operação do equipamento de chaveamento ou de algum dispositivo.	60	<b>Relé de Balanço de Tensão ou Corrente</b> - Relé que opera com uma determinada diferença de tensão, ou com correntes de entrada ou saída, de dois circuitos
44	<b>Relé de Seqüência de Partida</b> - Relé que funciona para partir a próxima unidade disponível em um equipamento de múltiplas unidades, na falha ou na não disponibilidade da unidade normalmente precedente.	61	<b>Sensor ou Chave de Densidade</b> - Dispositivo que opera em um determinado valor, ou em uma determinada taxa de mudança, da densidade de um gás.
		62	<b>Relé Temporizador</b> - Relé de retardo de tempo que trabalha com o dispositivo que inicia a operação de desligamento, parada ou abertura numa seqüência automática ou num sistema de relé de proteção.
		63	<b>Pressostato</b> - Chave que opera em determinados valores, ou numa determinada taxa de mudança de pressão.

DISPOSITIVO N°	DEFINIÇÃO E FUNÇÃO	DISPOSITIVO N°	DEFINIÇÃO E FUNÇÃO
64	<b>Relé Detetor de Terra</b> - Relé que opera na falha à terra do isolamento de uma máquina ou de outro equipamento. Esta função não é aplicada a um dispositivo conectado ao circuito secundário do TC em um sistema de energia normalmente aterrado onde outros <i>números de dispositivos com o sufixo G ou N</i> devem ser usados; isto é, 51N para um relé de sobre corrente temporizado CA conectado ao neutro secundário do TC.	79	<b>Relé de Religamento CA</b> - Relé que controla o religamento e o bloqueio automático de um disjuntor de CA na falta por corrente.
65	<b>Regulador</b> - Equipamento com controles hidráulicos, elétricos ou mecânicos usado para regular o fluxo de água, vapor ou outras mídias para o atuador principal com a finalidade de partida, retenção de velocidade ou carga, ou parada.	80	<b>Chave de Fluxo</b> - Chave que opera em um determinado valor ou em uma determinada taxa de mudança de fluxo.
66	<b>Relé de Supervisão do Numero de Partidas</b> - Relé que trabalha para permitindo somente um número especificado de operações de um determinado dispositivo ou equipamento, ou um número especificado de operações sucessivas dentro de um tempo determinado. Também funciona para energizar um circuito periodicamente ou por intervalos de tempo específicos, ou usado para permitir a aceleração intermitente ou <i>jogging</i> de uma máquina a baixa velocidade para posicionamento mecânico.	81	<b>Relé de Frequência</b> - Relé que responde à frequência de uma variável elétrica, operando quando a frequência ou sua taxa de variação excede ou é menor que um valor predeterminado.
67	<b>Relé Direcional de Sobrecorrente</b> - Relé que funciona com um valor especificado de sobrecorrente de CA que flui em uma direção predeterminada.	82	<b>Relé de Religamento de Carga CC</b> - Relé que controla o fechamento e o religamento automático de um disjuntor de CC, geralmente em resposta às condições do circuito de carga.
68	<b>Relé de Bloqueio / Bloqueio por Oscilação de Potência</b> - Relé que inicia um sinal piloto para bloquear o disparo em falhas externas numa linha de transmissão ou em outro equipamento sob condições predeterminadas, ou cooperando com outros dispositivos para bloquear o disparo, ou para bloquear o religamento em uma condição fora do normal ou em oscilação de potência.	83	<b>Relé de Seleção / Transferência Automática</b> - Relé que opera em equipamentos para selecionar automaticamente entre determinadas fontes ou condições, ou que executa a operação de transferência automaticamente.
69	<b>Dispositivo de Controle Permissivo</b> - Geralmente, um dispositivo de duas posições que em uma posição permite o fechamento de um disjuntor e a colocação do equipamento em operação, e na outra posição impede que o disjuntor do equipamento seja operado.	84	<b>Mecanismo de Operação</b> - Mecanismo elétrico completo ou servomecanismo, incluindo o motor de operação, solenóides, interruptores de posição, etc., para um comutador de taps, regulador de indução ou qualquer outro dispositivo similar que não tenha <i>numero de função</i> .
70	<b>Reostato</b> - Dispositivo de resistência variável que é usado em um circuito elétrico quando operado eletricamente, ou que tenha outros acessórios elétricos, como interruptores auxiliares, de posição ou de limite.	85	<b>Relé Receptor de Sinal de Telecomunicação</b> - Relé que é ativado ou travado por um sinal que é usado com corrente portadora ou retransmissão de falha do fio piloto DC.
71	<b>Chave de Nível</b> - Chave que opera em determinado valor, ou em uma determinada faixa de mudança de nível.	86	<b>Relé de Bloqueio</b> - Relé auxiliar, ou dispositivo eletrônico com reinício (reset) manual ou elétrico que é acionado na ocorrência de condições anormais, com a finalidade de manter equipamentos ou dispositivos associados inoperantes, até que seja reiniciado (resetado).
72	<b>Disjuntor de Corrente Contínua</b> - Disjuntor usado para fechar e interromper um circuito de energia CC em condições normais ou para interromper este circuito sob falha ou condições de emergência.	87	<b>Relé de Proteção Diferencial</b> - Relé de proteção que opera em porcentagem, ângulo de fase ou outra diferença quantitativa entre duas correntes, ou algumas outras grandezas elétricas.
73	<b>Contator de Resistência de Carga</b> - Contator usado para derivar ou inserir uma etapa de carga, limitando, deslocando ou inserindo uma resistência em um circuito de potência; para ligar um aquecedor num circuito, ou para ligar uma lâmpada, ou um resistor de carga regenerativo de um retificador de potência ou de outra máquina dentro e fora do circuito.	88	<b>Motor Auxiliar ou Motor Gerador</b> - Dispositivo usado para operar equipamentos auxiliares, como bombas, sopradores, excitadores ou amplificadores magnéticos rotativos.
74	<b>Relé de Alarme</b> - Relé usado para operar, ou que opera com um alarme visual ou sonoro, <i>diferente de um anunciador, conforme coberto pela função de dispositivo 30</i> .	89	<b>Chave Seccionadora</b> - Chave usada para desconexão, interrupção de carga ou isolamento em circuitos de potência de CA ou CC. (normalmente não é necessário o <i>número de função</i> para esta chave, a menos que seja operada eletricamente ou tenha acessórios elétricos, como um interruptor auxiliar ou um bloqueador magnético).
75	<b>Mecanismo de Mudança de Posição</b> - Mecanismo usado para mover um dispositivo principal de uma posição à outra no equipamento; por exemplo, deslocando uma unidade de disjuntor removível para, e das posições conectadas, desconectadas e de teste.	90	<b>Dispositivo Regulador (Regulador de Tensão)</b> - Dispositivo que funciona para regular uma grandeza ou grandezas, como tensão, corrente, potência, velocidade, frequência, temperatura e carga, em um determinado valor ou entre certos limites (próximos) para máquinas, linhas de distribuição ou outros equipamentos.
76	<b>Relé de Sobre Corrente CC</b> - Relé que opera quando a corrente em um circuito CC excede um determinado valor.	91	<b>Relé Direcional de Tensão</b> - Relé que opera quando a tensão através de um disjuntor ou contator aberto excede um determinado valor em uma determinada direção.
77	<b>Dispositivo de Telemedicação</b> - Um transmissor que é usado para gerar e transmitir para um local remoto um sinal elétrico representando uma quantidade medida, ou um receptor que é usado para receber o sinal elétrico de um transmissor remoto e converter este sinal para representar a quantidade medida original.	92	<b>Relé Direcional de Tensão e Potência</b> - Relé que permite ou executa a conexão de dois circuitos quando a diferença de tensão entre eles excede um determinado valor em uma direção predeterminada e faz com que esses dois circuitos sejam desconectados um do outro quando a energia que flui entre eles excede um determinado valor na direção oposta.
78	<b>Relé de Salto Vetorial / Medição de Ângulo de Fase</b> - Relé que funciona em um ângulo de fase predeterminado entre duas tensões ou entre duas correntes ou entre tensão e corrente.	93	<b>Contator de Variação de Campo</b> - Contator que funciona para aumentar ou diminuir, em um passo, o valor de excitação do campo em uma máquina.
		94	<b>Relé de Desligamento</b> - Relé que funciona para desarmar um disjuntor, contator ou equipamento, para permitir o desarme imediato através de outros dispositivos, ou para prevenir o religamento imediato de um interruptor de circuito se ele for aberto automaticamente, mesmo que o circuito de fechamento permanecer fechado.
		95...99	Somente para aplicativos específicos em instalações individuais, se nenhuma das funções atribuídas aos números de 1 a 94 for adequada.

DISPOSITIVO N°	DEFINIÇÃO E FUNÇÃO	DISPOSITIVO N°	DEFINIÇÃO E FUNÇÃO
<b>27</b>	<b>Relé de Sub Tensão</b>	<b>51</b>	<b>Relé de Sobre Corrente Temporizado</b>
27P	Sub Tensão de Fase	51	Sobrecarga
27S	Relé de Sub Tensão de CC	51G	Sobre Corrente Temporizado de Terra
27TN	Sub Tensão de Neutro de Terceira Harmônica	51GS	Sobre Corrente Temporizado de Sensível Terra
27TN/59N	Falta a Terra de Estator de 100%	51LR	Proteção de Rotor Travado
27X	Sub Tensão Auxiliar	51N	Sobre Corrente Temporizado de Neutro
27 0	Sub Tensão da Entrada Auxiliar	51P	Sobre Corrente Temporizado de Fase
27AUX	Sub Tensão da Entrada Auxiliar	51R	Rotor Travado/Parado
27/27X	Sub Tensão de Barramento/Linha	51V	Sobre Corr. Temp. com Restrição de Tensão
27/50	Energização Acidental de Gerador	51_2	Sobre Corr. Temp. de Sequência Negativa (46)
		51Q	Sobre Corr. Temp. de Sequência Negativa (46)
<b>32</b>	<b>Relé Direcional de Potência</b>	<b>52</b>	<b>Disjuntor de CA</b>
32L	Direcional de Potência Reduzida	52a	Posição do Disjuntor de CA (contato aberto com o disjuntor aberto)
32N	Direcional Watimétrico de Sequência Zero	52b	Posição do Disjuntor de CA (contato fechado com o disjuntor aberto)
32P	Direcional de Potência Ativa de Fase		
32Q	Direcional de Potência Reativa de Fase	<b>59</b>	<b>Relé de Sobre Tensão</b>
32R	Direcional de Potência Reversa	59P	Sobre Tensão de Fase
		59N	Sobre Tensão de Neutro (64G)
<b>49</b>	<b>Relé Térmico de Máquina ou Transformador /Sobrecarga Térmica</b>	59NU	Desbalanceamento de Tensão de Neutro
49RTD	Sobrecarga Térmica baseado em RTD	59X	Sobre Tensão Auxiliar
		59_2	Sobre Tensão de Sequência Negativa
		59Q	Sobre Tensão de Sequência Negativa
<b>50</b>	<b>Relé de Sobre Corrente Instantâneo</b>	<b>60</b>	<b>Relé de Balanço de Tensão ou Corrente</b>
50BF	Falha de Disjuntor (50/62BF)	60P	Balanço de Fase
50DD	Detector de Perturbação de Corrente	60N	Balanço de Neutro
50EF	Proteção Final Contra Falhas (End Fault)	<b>64</b>	<b>Relé Detetor de Terra</b>
50G	Sobre Corrente Instantânea de Terra	64F	Protetor de Campo à Terra
50IG	Sobre Corrente Inst. de Terra Isolada	64R	Falta de Rotor à Terra
50N	Sobre Corrente Instantânea de Neutro	64REF	Falta Diferencial Restrita à Terra
50NBF	Falha de Disjuntor por Inst. de Neutro	64S	Proteção Sub Harmônica de Estator à Terra
50P	Sobre Corrente Instantânea de Fase	64TN	100% de Falta à Terra do Estator
50GS	Sobre Corrente Inst. Sensível de Terra	<b>67</b>	<b>Relé de Sobre Corrente Direcional</b>
50SP	Corrente Instantânea de Ruptura de Fase	67G	Sobre Corrente Direcional de Terra
50_2	Sobre Corrente Inst. de Sequência Negativa	67N	Sobre Corrente Direcional de Neutro
50Q	Sobre Corrente Inst. de Sequência Negativa	67Ns	Sobre Corrente Direcional Sensível de Neutro
50/27	Energização Acidental	67P	Sobre Corrente Direcional de Fase
50/51	Relé de Sobre Corrente Inst./Temporizado	67SG	Sobre Corrente Direcional Sensível de Terra
50Ns/51Ns	Proteção Sensível de Falta à Terra	67_2	Sobre Corrente Direc. de Sequência Negativa
50/87	Diferencial Instantâneo	67Q	Sobre Corrente Direc. de Sequência Negativa

DISPOSITIVO N°	DEFINIÇÃO E FUNÇÃO	DESCRIÇÃO DOS ACRÔNIMOS	
78	<b>Relé de Salto Vetorial ou Medição de Ângulo de Fase</b>	AFD	Detetor de Arco
78V	Perda de Força	CLK	Relógio ou Base de Tempo
		CLP	Carregamento de Carga a Frio
79	<b>Relé de Religamento CA por Falta de Corrente</b>	DDR	Equipamento de Monitoramento de Distúrbios
79V	Relé de Rearme por Retorno de Tensão	DFR	Gravador Digital de Faltas
81	<b>Relé de Frequência</b>	DME	Equipamento de Monitoração de Distúrbios
81O	Sobre Frequência	ENV	Dados Ambientais
81U	Sub Frequência	HIZ	Detetor de Faltas de Alta Impedância
81R	Taxa de Variação de Frequência	HST	Histórico
87	<b>Relé de Proteção Diferencial</b>	LGC	Esquema Lógico
87B	Diferencial de Barra	MET	Medidor de Subestação
87G	Diferencial de Gerador	PDC	Concentrador de Dados de Fasores
87GT	Diferencial de Gerador/Transformador	PMU	Unidade de Medição de Fasores
87L	Diferencial de Linha Segregada	PQM	Monitor de Qualidade de Energia
87LG	Diferencial de Linha de Terra	RIO	Dispositivo Remoto de Entradas e Saídas
87M	Diferencial de Motor	RTD	Detetor Resistivo de Temperatura
87O	Diferencial Geral	RTU	Terminal Remoto/Concentrador de Dados
87PC	Comparador de Fases	SER	Gravador de Sequência e Eventos
87RGF	Falta Restrita à Terra	TCM	Circuito Monitor de «Trip»
87S	Diferencial de Estator	LRSS	Chave Seletora Local/Remoto
87S	Diferencial de Porcentagem		
87T	Diferencial de Transformador		
87V	Diferencial de Tensão		