



**ITALO DIAS NONATO**

**ESTUDO DE COORDENAÇÃO E  
SELETIVIDADE DAS PROTEÇÕES**

**UBERLÂNDIA – MG**

**2023**

**ITALO DIAS NONATO**

**ESTUDO DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DAS PROTEÇÕES**

Trabalho de Conclusão de Curso em forma de relatório técnico apresentado à Universidade Federal de Uberlândia, como parte das exigências do Curso de Engenharia Elétrica, para a obtenção do título de Bacharel.

Prof. Geraldo Caixeta Guimarães

Orientador

**UBERLÂNDIA – MG**

**2023**

**ITALO DIAS NONATO**

**ESTUDO DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DAS PROTEÇÕES  
STUDY OF COORDINATION AND SELECTIVITY OF PROTECTIONS**

Trabalho de Conclusão de Curso em forma de relatório técnico apresentado à Universidade Federal de Uberlândia, como parte das exigências do Curso de Engenharia Elétrica, para a obtenção do título de Bacharel.

Prof. Thales Lima Oliveira UFU

Samuel Souto de Oliveira UFU

Prof. Geraldo Caixeta Guimarães  
Orientador

**UBERLÂNDIA – MG  
2023**

*Dedico este trabalho aos meus pais, que se esforçaram para me dar o de melhor,  
e graças a eles todos os meus sonhos se tornaram possíveis.*

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço à Deus que sempre esteve comigo desde quando nasci e que me trouxe muitas alegrias e vitórias. Aos meus pais, por todo o carinho, paciência, e motivação, que me permitiu correr atrás de tudo que é melhor para mim. Ao meu irmão pelo apoio e pela amizade. Aos parentes por todos os conselhos que me deram.

Muito obrigado a todos os meus colegas de curso, em especial aqueles que foram meus companheiros de estudo e de grupo, que me ajudaram a chegar aonde sempre desejei chegar.

Ao prof. Geraldo Caixeta pelas excelentes aulas, pelos conselhos que me deu, pelo amparo nos estudos, e por me motivar a dar prosseguimento no tema escolhido.

Ao prof. Thales Lima por ter sempre disponível um tempo para me ajudar, me orientar e me ensinar sobre o tema, e sobre como utilizar o software criado por ele mesmo.

Sou muito grato a Universidade Federal de Uberlândia, pela oportunidade de estudar em umas das melhores Universidades do país e a todos os funcionários que nela trabalham.

Agradeço a cada um dos professores, que apresentaram uma didática impecável, por tudo que ensinaram e conseguiram passar adiante, para que cada um dos alunos consigam encontrar um emprego que o satisfazem.

Enfim, obrigado a todos que, na minha jornada, compartilharam emoções, experiências e contribuíram para essa conquista!

*Comece onde você está. Use o que você tem. Faça o que você pode.*  
*(Arthur Ashe)*

## RESUMO

Este trabalho de conclusão de curso tem como base um relatório técnico referente a uma subestação real, desenvolvido ao longo do período de estágio, no qual havia uma demanda de determinar os ajustes dos dispositivos de proteção (relés), localizados em vários painéis colocados a partir do ponto de acoplamento comum (PAC) entre a empresa e a concessionária de energia.

De forma a garantir que os dispositivos de segurança operem da maneira mais eficiente possível, o estudo foi feito utilizando o software PSP-UFU (Plataforma de Sistemas de Potência - Universidade Federal de Uberlândia). Ele inclui um conjunto de programas desenvolvidos na Universidade Federal de Uberlândia com intuito de realizar análises de fluxo de carga, curtos-circuitos e estabilidade transitória.

Neste trabalho são apresentados os estudos referentes a curto-circuitos, correntes de sobrecargas, suportabilidade de equipamentos e a coordenação e seletividade dos equipamentos de proteção.

Neste contexto, é mostrado o diagrama unifilar com os barramentos presentes no sistema elétrico da empresa de onde são calculados todos os parâmetros requeridos para satisfazer os objetivos deste trabalho.

**Palavras-chave:** Curto-circuito, correntes de sobrecarga, suportabilidade, coordenação e seletividade.

## ABSTRACT

This course conclusion work is based on a technical report referring to a real substation, developed during the internship period, in which there was a demand to determine the settings of the protection devices (relays), located in several panels placed since the common coupling point (CCP) between the company and the energy utility.

To ensure that the safety devices operate as efficiently as possible, the study was carried out using the software package called PSP-UFU (Power Systems Platform – “Universidade Federal de Uberlândia”). It includes a set of programs developed at Federal University of Uberlândia designed to carry out load flow, short circuit and transient stability analyses.

This work presents studies related to short circuits, overload currents, equipment supportability and the coordination and selectivity of protection equipment.

In this context, a single-line diagram with the busbars present in the company’s electrical system is shown, from which all the parameters required to meet the objectives of this work are calculated.

**Keywords:** Short circuit, overload current, supportability, coordination and selectivity.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Equipamentos de um sistema de proteção . . . . .	12
Figura 2.1 – Diagrama unifilar de uma subestação . . . . .	17
Figura 2.2 – Fator de tensão “c” . . . . .	19
Figura 2.3 – Sistema representado no PSP-UFU . . . . .	36
Figura 4.1 – Localização dos dispositivos de proteção que serão avaliados .	43
Figura 4.2 – Disjuntor DJ-01 TRFL-8503 . . . . .	44
Figura 4.3 – Micrologic 6.0 P . . . . .	45
Figura 4.4 – Ajustes de Tempo Longo, Tempo Curto e Instantâneo do Dis- juntor . . . . .	46
Figura 4.5 – Ajuste de Falha à Terra . . . . .	46
Figura 4.6 – Curvas IDMTL . . . . .	47
Figura 4.7 – Valores nominais das correntes . . . . .	53
Figura 4.8 – Curvas de Coordenação Tempo x Corrente . . . . .	58
Figura 4.9 – Curvas de Coordenação com indicação do ponto de suportabi- lidade mecânica . . . . .	60

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Valores das impedâncias das linhas e transformadores . . . . .	34
Tabela 2.2 – Valores das impedâncias e potências do gerador e do motor . . .	34
Tabela 2.3 – Potências dos elementos que não contribuem ao curto-circuito	35
Tabela 2.4 – Correntes de curto-circuito trifásico . . . . .	37
Tabela 2.5 – Correntes de curto-circuito conforme norma IEC 60909 . . . . .	38
Tabela 3.1 – Suportabilidade de dispositivos . . . . .	40
Tabela 4.1 – Tipos de Curva IEC . . . . .	52
Tabela 4.2 – Valores das correntes de operação de cada relé e seu RTC . . . . .	53
Tabela 4.3 – Valores dos RTC de cada relé . . . . .	54
Tabela 4.4 – Ajustes nos reles 751/751C . . . . .	57

## LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

SD	<i>Sinal de disparo</i>
TC	<i>Transformador de corrente</i>
PAC	<i>Ponto de acoplamento comum</i>
UFU	<i>Universidade Federal de Uberlândia</i>
PSP	<i>Plataforma de Sistemas de Potência</i>
CC	<i>Corrente contínua</i>
RTC	<i>Relação de transformação de corrente</i>
CTR	<i>Current transformer ratio</i>

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	11
<b>1.1</b>	<b>Estudo de curto-circuito</b>	12
<b>1.2</b>	<b>Avaliação da suportabilidade de equipamentos</b>	13
<b>1.3</b>	<b>Estudo de coordenação e seletividade</b>	13
<b>2</b>	<b>ESTUDO DE CURTO-CIRCUITO</b>	14
<b>2.1</b>	<b>Modelagem do sistema</b>	16
<b>2.2</b>	<b>Cálculo conforme IEC 60909</b>	18
<b>2.3</b>	<b>Considerações para cálculos</b>	19
<b>2.4</b>	<b>Resultados de Curto-Circuito</b>	20
<b>3</b>	<b>AVALIAÇÃO DA SUPORTABILIDADE DE EQUIPAMENTOS</b>	39
<b>4</b>	<b>ESTUDO DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DAS PROTEÇÕES</b>	41
<b>4.1</b>	<b>Resultados da coordenação e seletividade</b>	43
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	61
<b>5.1</b>	<b>Trabalhos Futuros</b>	62
	<b>REFERÊNCIAS</b>	64

## 1 INTRODUÇÃO

Na operação dos sistemas elétricos de potência surgem, com certa frequência, falhas nos seus componentes que resultam em interrupções no fornecimento de energia aos consumidores conectados a esses sistemas, com a consequente redução da qualidade do serviço prestado (MAMEDE, 2020).

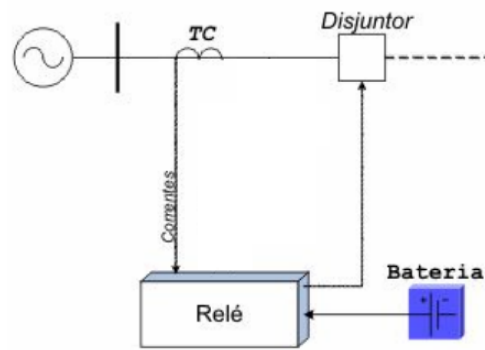
A continuidade de serviço é uma exigência em uma instalação elétrica moderna. A falta de uma correta coordenação e seletividade pode provocar a abertura simultânea de mais de um dispositivo de proteção situado a montante do ponto com defeito. As principais falhas elétricas em uma instalação são: sobrecargas, curtos-circuitos, correntes de energização, falhas a terra, correntes transitórias (O. . . , ).

Para a proteção de sistemas elétricos de potência contra as falhas mencionadas é importante destacar um dos dispositivos de proteção bastante utilizado em sistemas elétricos de potência, os relés, atuando sobre os disjuntores.

Os relés basicamente são dispositivos elétricos que tem como função produzir modificações súbitas, porém predeterminadas em um ou mais circuitos elétricos de saída. O relé tem um circuito de comando, que no momento em que é alimentado por uma corrente, aciona um eletroímã que faz a mudança de posição de outro par de contatos, que estão ligados a um circuito ou comando secundário. Resumidamente podemos dizer que todo relé se configura como um contato que abre e fecha de acordo com algum determinado fator ou configuração. Alguns relés são bem pequenos e fáceis de serem manipulados, testados e trocados, justamente por existir vários tipos de construções mecânicas para relés (PEREIRA, 2018).

A Figura a seguir mostra a associação entre um relé de proteção e os demais elementos do sistema de proteção.

Figura 1.1 – Equipamentos de um sistema de proteção



Fonte: (LEAO, 2021)

Na figura nota-se a presença do TC, que é o transformador de medição de corrente. Ele fornece uma imagem do valor da corrente na ligação de aparelhos de medição e proteção, cuja construção não lhe permite suportar os valores reais das correntes da instalação (BOLOTINHA, 2017).

O objetivo geral desse trabalho é determinar os melhores ajustes dos dispositivos de proteção de forma a garantir que os equipamentos sejam protegidos, quando da ocorrência de falhas no sistema, e que apenas a parte "defeituosa" no sistema seja removido e não todo o sistema, garantindo assim a continuidade dos serviços de fornecimento de energia.

Nos itens a seguir são apresentados os três tipos de estudos que representam os objetivos específicos desse trabalho de conclusão de curso.

### 1.1 Estudo de curto-circuito

Esse estudo determina as correntes de curto-circuito que podem fluir no sistema durante diversas condições de falta. As correntes de falta que serão calculadas servem de base para a determinação dos ajustes dos dispositivos de proteção e do cálculo da energia incidente. Os dados de entrada do sistema foram ofereci-

dos pela concessionária CEMIG, que são a corrente de curto-circuito trifásica e o valor da relação da reatância com a resistência ( $X/R$ ).

Para os cálculos do sistema será utilizado o *software* PSP-UFU (OLIVEIRA, 2021). Esse *software* irá auxiliar na correta análise do sistema perante o curto-circuito trifásico para um sistema elétrico de potência que será fornecido.

O objetivo da análise de curto-circuito é calcular as correntes de curto-circuito máximas geradas pelas faltas trifásicas e fase-terra em cada barra do diagrama unifilar que será apresentado, bem como os valores de corrente de curto-circuito calculados de acordo com a metodologia da norma IEC 60909, para verificação da suportabilidade dos disjuntores e painéis.

## **1.2 Avaliação da suportabilidade de equipamentos**

Será avaliado os valores nominais de curto-circuito de dispositivos de manobra em relação aos potenciais valores de curto-circuito existentes neste sistema.

## **1.3 Estudo de coordenação e seletividade**

Esse estudo irá determinar os ajustes dos dispositivos de proteção de forma a promover uma operação adequada e seletiva, com o auxílio de curvas de coordenação Tempo x Corrente.

## 2 ESTUDO DE CURTO-CIRCUITO

As correntes de falta em um sistema trifásico podem ser equilibradas nas três fases ou desequilibradas. Uma falta desequilibrada envolve apenas uma ou duas fases. As correntes de falta trifásicas equilibradas são normalmente consideradas como as correntes máximas de curto-circuito para uma determinada barra. Em alguns casos uma falta desequilibrada pode ser maior.

Considerando uma falta equilibrada, para o cálculo do curto-circuito o primeiro passo é a utilização da Matriz das correntes líquidas injetadas nas barras:

$$[\dot{E}] = [\bar{Z}] \cdot [\dot{I}] \quad (2.1)$$

Onde,

$[\dot{E}]$  - Matriz tensão das barras (V)

$[Z]$  - Matriz impedância das barras ( $\Omega$ )

$[\dot{I}]$  - Matriz das correntes líquidas injetadas nas barras (A)

A impedância  $Z$  em notação complexa é:

$$\bar{Z} = R + jX \quad (2.2)$$

Onde,

R - Resistência ( $\Omega$ )

X - Reatância ( $\Omega$ )

Desenvolve-se, então, o circuito equivalente de Thevenin. Obtém-se equações nodais através da aplicação da lei de Kirchoff das correntes. É obtida uma impedância equivalente de Thevenin para cada local considerado. A obtenção destes circuitos equivalentes de Thevenin é feita através da utilização de combinações

de impedância em série ou paralelo. A corrente de falta será então igual à:

$$I_f = \frac{\dot{V}}{\bar{Z}_{\text{Thevenin}}} \quad (2.3)$$

Onde,

$\dot{I}_f$  - Corrente de falta (A);

$\dot{V}$  - Tensão na barra analisada (V);

$\bar{Z}_{\text{Thevenin}}$  - Impedância equivalente de Thevenin ( $\Omega$ ).

Para calcular uma falta desequilibrada é necessário a utilização das componentes simétricas. Este método transforma um sistema de três fases desequilibradas em três sistemas de três fases equilibradas, conhecidos como sequência positiva, negativa e zero. Para cada condição de desequilíbrio é necessária uma formulação das três redes de sequência em diferentes configurações, baseando-se em um conjunto de condições de contorno associado com o sistema em falta.

Utilizando como exemplo uma condição de curto-circuito fase-terra, as condições de contorno serão:  $V_a = 0$ ,  $I_b = 0$ ,  $I_c = 0$ .

A partir das componentes simétricas a seguinte matriz é obtida:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{a0} \\ \dot{I}_{a1} \\ \dot{I}_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \bar{a} & \bar{a}^2 \\ 1 & \bar{a}^2 & \bar{a} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

O operador " $\bar{a}$ " é igual a  $1 \angle 120^\circ$ .

Realizando a substituição das condições de contorno e do operador temos:

$$\dot{I}_{a0} = \frac{1}{3}(\dot{I}_a) \quad (2.5)$$

$$\dot{I}_{a1} = \frac{1}{3}(\dot{I}_a) \quad (2.6)$$

$$\dot{I}_{a2} = \frac{1}{3}(\dot{I}_a) \quad (2.7)$$

Portanto,  $\dot{I}_{a1} = \dot{I}_{a2} = \dot{I}_{a0}$  e com isso, conclui-se que os circuitos de seqüência estão em série. Dessa forma, a corrente de seqüência positiva é igual a:

$$\dot{I}_{a1} = \frac{\dot{E}_a}{\bar{Z}_1 + \bar{Z}_2 + \bar{Z}_0} \quad (2.8)$$

Das equações anteriores, sabe-se que as correntes de seqüência são equivalentes a um terço das correntes de fase. Assim,  $\dot{I}_a = 3 \dot{I}_{a1}$ .

Substituindo  $\dot{I}_{a1}$  pela equação 2.8 tem-se:

$$\dot{I}_a = \frac{3\dot{E}_a}{\bar{Z}_1 + \bar{Z}_2 + \bar{Z}_0} \quad (2.9)$$

Além das considerações feitas anteriormente, sabe-se que nos primeiros ciclos das correntes de curto-circuito, além da componente AC, há também uma componente DC, que promove uma assimetria da corrente de curto-circuito durante este tempo. Dessa forma, o valor RMS durante este tempo também será influenciado por esta assimetria. Historicamente, calcula-se o valor assimétrico da corrente de curto-circuito para o primeiro meio-ciclo. O fator de assimetria, pela norma IEEE, é dado por:

$$FA = \sqrt{1 + 2e^{-\frac{4\pi}{X/R} \cdot t_{\text{ciclos}}}} \quad (2.10)$$

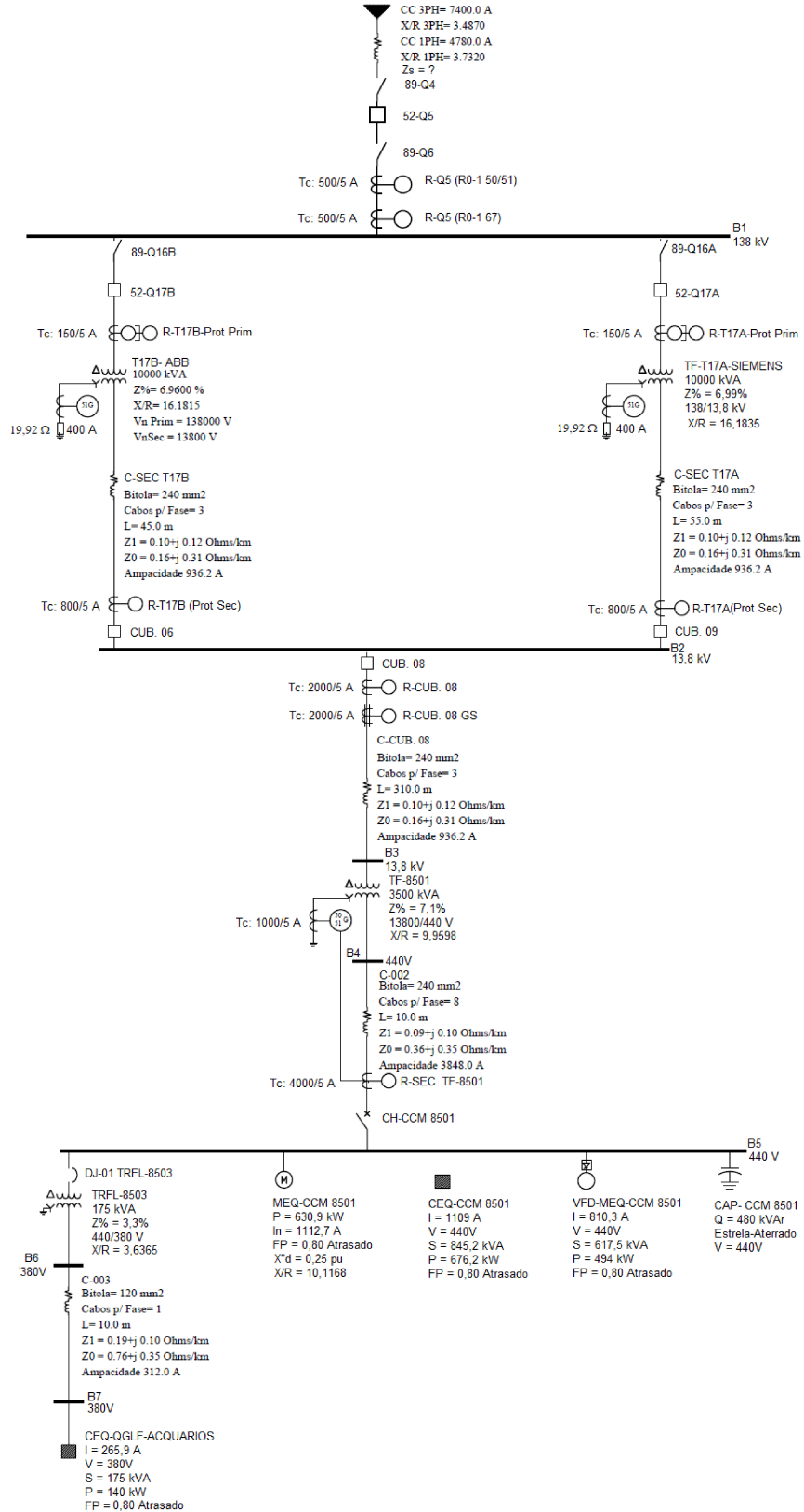
Substituindo o tempo ( $t_{\text{ciclos}}$ ) na equação 2.10 por meio ciclo (0,5) temos:

$$FA = \sqrt{1 + 2e^{-\frac{2\pi}{X/R}}} \quad (2.11)$$

## 2.1 Modelagem do sistema

O seguinte sistema é proposto para determinar as correntes de curto-circuito e, além disso, para os demais estudos:

Figura 2.1 – Diagrama unifilar de uma subestação



Para o cálculo das correntes de faltas trifásicas, para cada barra mostrada no diagrama unifilar, levará em conta um sistema modelado para as condições mais severas das correntes.

Será considerado as condições nominais de operação do sistema, que consiste em:

- Concessionária em operação;
- Os transformadores T17B-ABB e TF-T17A SIEMENS em operação;
- Os motores MEQ-CCM 8501 e VFD-MEQ-CCM 8501 em operação.

Para esta condição operacional será simulado os seguintes tipos de faltas:

- Curto-circuito trifásico considerando a impedância subtransitória do gerador do sistema;
- Curto-circuito de acordo com a norma IEC 60909.

O valor do curto-circuito trifásico, considerando a impedância subtransitória do gerador do sistema, é usado como subsídio na determinação dos ajustes dos dispositivos de proteção, enquanto o curto-circuito de acordo com a norma IEC 60909 é utilizado como subsídio na avaliação da suportabilidade dos disjuntores quanto ao curto-circuito.

## **2.2 Cálculo conforme IEC 60909**

Nos itens a seguir, será mostrado quais procedimentos adotar para obter os valores das correntes de falta, a partir de um fator multiplicador na tensão, chamado de "c", levando em consideração seus valores máximos e mínimos, as impedâncias recomendadas e suas correções, as contribuições do sistema, os motores e geradores e suas particularidades.

Para fazer os cálculos conforme a IEC 60909 é preciso adotar a técnica da "fonte equivalente" utilizando os valores máximos e mínimos do fator de tensão

"c" na pré-falta nominal do sistema, com a finalidade da obtenção do módulo da tensão da fonte equivalente no local da falta. A tabela a seguir mostra os valores que devem ser adotados:

Figura 2.2 – Fator de tensão “c”

Tensão nominal $U_n$	Fator de correção de tensão “c” para cálculo de:	
	Correntes de curto-circuito Máximas $c_{max}^{(1)}$	Correntes de curto-circuito Mínimas $c_{min}$
Baixa tensão 100V a 1000V (IEC 60038, Tabela-I)	1,05 <sup>(3)</sup> 1,10 <sup>(4)</sup>	0,95
230/400V (sistema a quatro fios)	1,00 <sup>(5)</sup>	
Média tensão > 1,0 kV até 35 kV (IEC 60038, Tabela III)	1,10	1,00
Alta tensão <sup>(2)</sup> > 35 kV (IEC 60038, Tabela IV)		
(1) $c_{max} U_n$ não deve exceder a tensão mais alta $U_m$ dos equipamentos do sistema de potência (2) Se nenhuma tensão nominal é definida então $c_{max} U_n = U_m$ ou $c_{min} U_n = 0,9xU_m$ (3) Para sistemas de baixa tensão com tolerância de +6%, exemplo sistema de 380 operando em 400V (4) Para sistemas de baixa tensão com tolerância de +10%, exemplo sistema de 440V operando em 480V (5) Conforme Tabela 12-1 IEEE Std 551-2006  $U_m$ máxima tensão fase-fase rms do equipamento $U_n$ tensão nominal fase-fase rms do sistema		

Fonte: (GRIGOLETTO, 2013)

A técnica será utilizada em cada um dos barramentos do diagrama unifilar. Após a determinação das correntes de curto-circuito, deverá comparar com os valores nominais de cada equipamento. Isso será explicado melhor na seção 3.5.

### 2.3 Considerações para cálculos

Como se trata de um sistema real, algumas considerações devem ser levadas em conta para a modelagem do sistema de potência, que irá promover resultados conservativos. São elas:

- A tensão do sistema foi modelada em 100% do valor nominal;

- As relações X/R dos transformadores e motores foram obtidos a partir da IEEE Std C37.010-1999;
- As impedâncias dos transformadores foram obtidas através de dados das placas;
- A corrente de Inrush dos transformadores de serviços auxiliares (Luz e Força) foram consideradas iguais a  $10 \cdot I_n$ ;
- As cargas equivalentes (motriz, não motriz e capacitiva) foram modeladas de acordo com a empresa e não possuem contribuições para o curto-circuito
- O motor equivalente no diagrama com partida não controlada por inversor de frequência, representa uma soma de vários motores com potências menores que 200 kW. Foi considerado uma reatância subtransitória igual a 0,25 pu;
- O motor acionado por inversor foi modelado como carga equivalente, ou seja, não contribui para o curto-circuito;
- Os motores foram assumidos como energizados;
- Nos locais onde os dados dos cabos eram conhecidos (bitola, comprimento, nº de cabos por fase), os dados de impedância foram obtidos a partir de catálogos de fabricantes e referências padrões.

## 2.4 Resultados de Curto-Circuito

Nota-se que no diagrama apresentado existe um valor que ainda não é conhecido, que é o valor de  $Z_s$ . Esse valor representa a impedância do sistema da concessionária, antes do barramento do Ponto de Acoplamento Comum (PAC). Para determinar ela, primeiro tem que utilizar duas equações:

$$I_{cc3\phi-PAC} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_s} \quad (2.12)$$

Onde,

$I_{cc3\phi-PAC}$  - Corrente de curto-circuito trifásica (A)

$V_n$  - Tensão nominal (V)

$Z_s$  - Impedância do sistema ( $\Omega$ ) Isolando  $Z_s$ , tem-se a seguinte equação:

$$Z_s = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot I_{cc3\phi-PAC}} \quad (2.13)$$

Como temos o valor da corrente de falta ( $I_{cc3\phi-PAC} = 7400A$ ), fornecido pela concessionária, e o valor da tensão nominal no PAC ( $V_n = 138kV$ ), determinamos o valor de  $Z_s$ :

$$Z_s = \frac{138000}{\sqrt{3} \cdot 7400}$$

$$Z_s = 10,7668 \Omega$$

Para o cálculo em pu de  $Z_s$  é só utilizar a seguinte equação:

$$Z_{s-pu} = \frac{Z_s}{Z_b} \quad (2.14)$$

Onde,

$Z_{s-pu}$  - Impedância do sistema em pu (pu);

$Z_b$  - Impedância de base ( $\Omega$ );

A impedância de base pode ser determinada pela seguinte equação:

$$Z_b = \frac{V_n^2}{S_b} \quad (2.15)$$

Onde,

$S_b$  - Potência aparente de base (VA)

Adotando um valor de base para a potência de 10 MVA, temos que:

$$Z_b = \frac{138^2}{10}$$

$$Z_b = 1904,4 \Omega$$

Substituindo em 2.14, temos:

$$Z_{s-pu} = \frac{10,7668}{1904,4}$$

$$Z_{s-pu} = 0,005654 pu$$

Como temos o valor de X/R, que é 3,4870, fornecido pela concessionária na entrada do sistema, será possível determinar os valores da resistência e da reatância, através da seguinte equação:

$$Z_s^2 = R^2 + X^2 \quad (2.16)$$

Sabendo que  $X = 3,4870R$  e  $Z_s = 0,005654 pu$ , substituindo na equação anterior, tem-se:

$$0,005654^2 = R^2 + (3,4870R)^2$$

$$R^2 = \frac{0,005654^2}{1 + 3,4870^2}$$

$$R = 0,00156 pu$$

Agora encontrando a reatância:

$$X = 3,4870 \cdot 0,00156$$

$$X = 0,00543 pu$$

Então temos o valor de  $\bar{Z}_s$  de sequência positiva igual a:

$$\bar{Z}_{s-1} = 0,00156 + j0,00543 \text{ pu}$$

Para determinar a impedância de sequência zero ( $\bar{Z}_{s-0}$ ) devemos utilizar as outras informações fornecidas, que são a corrente CC monofásica e a relação X/R monofásica.

Sabemos que o módulo da corrente CC monofásica é 4780 A e que a relação X/R é 3,732. Para determinar o ângulo da corrente, primeiro é preciso determinar o ângulo da impedância, que pode ser encontrado através da seguinte equação:

$$\text{Tg } \alpha = X/R \quad (2.17)$$

Onde,

$\alpha$  - Ângulo da impedância  $\bar{Z}_s$  de sequência zero ( $^\circ$ );

X/R - relação entre a reatância e resistência monofásica (3,732).

Temos então:

$$\text{Tg } \alpha = 3,732$$

$$\alpha = 75^\circ$$

Como o ângulo da tensão é o ângulo de referência ( $0^\circ$ ) e a corrente é a relação entre tensão e impedância, temos então que o módulo e o ângulo da corrente é igual a:

$$\dot{I}_{cc1\phi\text{-PAC}} = 4780 \angle -75^\circ \text{ A}$$

Para converter os valores para pu, é só dividir pela corrente de base do sistema, que pode ser determinada pela seguinte equação:

$$I_b = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_b} \quad (2.18)$$

Temos então:

$$I_b = \frac{138000}{\sqrt{3} \cdot 1904,4}$$

$$I_b = 41,837 \text{ A}$$

Dividindo a corrente CC monofásica pela corrente de base, obtemos:

$$\dot{I}_{CC1\phi\text{-PAC-pu}} = \frac{4780/-75^\circ}{41,837}$$

$$\dot{I}_{CC1\phi\text{-PAC-pu}} = 114,2 \angle -75^\circ \text{ pu}$$

Com o valor da corrente CC monofásica e sabendo que  $\dot{I}_a = \dot{I}_{CC1\phi\text{-PAC}}$ , e que  $\bar{Z}_{s-1} = \bar{Z}_{s-2} = 0,00156 + j0,00543 \text{ pu}$ , sendo  $\bar{Z}_{s-2}$  a impedância de sequência negativa, e que  $\dot{E}_a = 1/0^\circ \text{ pu}$ , utiliza-se a equação 2.9 para determinar  $\bar{Z}_{s-0}$ . Substituindo temos:

$$114,2 \angle -75^\circ = \frac{3 \cdot 1/0^\circ}{2 * (0,00156 + j0,00543) + \bar{Z}_{s-0}}$$

$$\bar{Z}_{s-0} = \frac{1,71/0,78^\circ}{114,2 \angle -75^\circ}$$

$$\bar{Z}_{s-0} = 0,00368 + j0,01449 \text{ pu}$$

O ângulo da corrente  $\dot{I}_{CC3\phi\text{-PAC}}$  é determinado através do ângulo da impedância  $\bar{Z}_{s-1}$ . Sabemos que a impedância vale  $0,00156 + j0,00543 \text{ pu}$ . Convertendo para módulo e ângulo temos:

$$\bar{Z}_{s-1} = 0,00565 \angle 73,97^\circ \text{ pu}$$

Sabendo que o ângulo da tensão é o ângulo de referência, ou seja, é zero, temos que a divisão da tensão pela impedância determinamos o módulo e ângulo da corrente que é:

$$\dot{I}_{CC3\phi\text{-PAC}} = 7400 \angle -73,97^\circ \text{ A}$$

As impedância do sistema elétrico fornecidos pelos fabricantes dos equipamentos estão em porcentagem em relação as bases de tensão e potência nominal do próprio equipamento. Nesse caso, deve-se converter para a mesma base do sistema para o cálculo de curto-circuito. Para isso, pode-se utilizar a seguinte equação:

$$Z_2 = Z_1 \cdot \frac{S_2}{S_1} \cdot \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2 \quad (2.19)$$

Onde,

$Z_2$  - Nova impedância (pu)

$Z_1$  - Impedância antiga (pu)

$S_2$  - Nova potência aparente (MVA)

$S_1$  - Potência aparente antiga (MVA)

$V_2$  - Nova tensão (kV)

$V_1$  - Tensão antiga (kV)

Assim, temos os seguintes valores de base:

$$S_b = 10 \text{ MVA}$$

$$V_b = 138 \text{ kV (lado de AT)}$$

$$Z_{b-AT} = 1904,4 \ \Omega \text{ (Lado de AT)}$$

$$Z_{b-BT} = 19,044 \ \Omega \text{ (Lado de 13,8kV)}$$

$$Z_{b-440V} = 0,01936 \ \Omega \text{ (Lado de 440V)}$$

$$Z_{b-380V} = 0,01444 \ \Omega \text{ (Lado de 380V)}$$

Como cada transformador do sistema temos a relação X/R, então será possível determinar cada valor de resistência e reatância.

Para o transformador T17B - ABB, temos o seguinte resultado do valor da impedância de sequência positiva ( $Z_{T17B-1}$ ) :

$$Z_{T17B-1} = 0,0696 \cdot \frac{10}{10} \cdot \frac{138}{138}$$

$$Z_{T17B-1} = 0,0696 \text{ pu}$$

Já para os valores de R e X temos:

$$0,0696^2 = R_{T17B-1}^2 + (16,1815R_{T17B-1})^2$$

$$R_{T17B-1} = 0,00429 \text{ pu}$$

$$X_{T17B-1} = 16,1815 \cdot 0,00429$$

$$X_{T17B-1} = 0,0695 \text{ pu}$$

Temos ainda que o transformador é delta-estrela aterrada com resistência de  $19,92 \Omega$  de aterramento. Como essa resistência está no lado de  $13,8\text{kV}$ , divide-se pelo valor de base  $19,044\Omega$ , obtendo:  $1,046 \text{ pu}$ . Para determinar o valor da impedância de sequência zero ( $Z_{T17B-0}$ ), utiliza-se a seguinte equação:

$$\bar{Z}_{T17B-0} = \bar{Z}_{T17B-1} + 3 \cdot \bar{Z}_{\text{aterramento}} \quad (2.20)$$

Substituindo temos:

$$\bar{Z}_{T17B-0} = 0,00429 + j0,0695 + 3 \cdot 1,046$$

$$\bar{Z}_{T17B-0} = 3,142 + j0,0695 \text{ pu}$$

Para o transformador TF-T17A-SIEMENS, temos o seguinte resultado do valor da impedância de sequência positiva ( $Z_{TF-T17A-1}$ ):

$$Z_{TF-T17A-1} = 0,0699 \cdot \frac{10}{10} \cdot \frac{138}{138}$$

$$Z_{TF-T17A-1} = 0,0699 \text{ pu}$$

Já para os valores de R e X temos:

$$0,0699^2 = R_{TF-T17A-1}^2 + (16,1835R_{TF-T17A-1})^2$$

$$R_{TF-T17A-1} = 0,00431 pu$$

$$X_{TF-T17A-1} = 16,1835 \cdot 0,00431$$

$$X_{TF-T17A-1} = 0,0698 pu$$

Como o transformador tem uma resistência de aterramento ( $19,92 \Omega$ ) cujo valor em pu é 1,046 pu, que é igual ao transformador T17B, iremos utilizar a equação 2.20 para obter o valor da impedância de sequência zero ( $\bar{Z}_{TF-T17A-0}$ )

$$\bar{Z}_{TF-T17A-0} = 0,00431 + j0,0698 + 3 \cdot 1,046$$

$$\bar{Z}_{TF-T17A-0} = 3,142 + j0,0698 pu$$

Já para o transformador TF-8501, temos o seguinte resultado do valor da impedância:

$$Z_{TF-8501-1} = 0,071 \cdot \frac{10}{3,5} \cdot \frac{13,8}{13,8}$$

$$Z_{TF-8501-1} = 0,2029 pu$$

Já para os valores de R e X temos:

$$0,2029^2 = R_{TF-8501-1}^2 + (9,9598R_{TF-8501-1})^2$$

$$R_{TF-8501-1} = 0,0203 pu$$

$$X_{TF-8501-1} = 9,9598 \cdot 0,202$$

$$X_{TF-8501-1} = 0,202 pu$$

Como não há a presença de uma resistência de aterramento na estrela do transformador, então a impedância de sequência zero ( $\tilde{Z}_{TF-8501-0}$ ) é igual a de sequência positiva:

$$\tilde{Z}_{TF-8501-0} = \tilde{Z}_{TF-8501-1} = 0,0203 + j0,202 \text{ pu}$$

Já para o transformador TRFL-8503, temos o seguinte resultado do valor da impedância de sequência positiva ( $Z_{TRFL-8503-1}$ ) :

$$Z_{TRFL-8503-1} = 0,033 \cdot \frac{10}{0,175} \cdot \frac{440}{440}$$

$$Z_{TRFL-8503-1} = 1,8857 \text{ pu}$$

Já para os valores de R e X temos:

$$1,8857^2 = R_{TRFL-8503-1}^2 + (3,6365R_{TRFL-8503-1})^2$$

$$R_{TRFL-8503-1} = 0,5 \text{ pu}$$

$$X_{TRFL-8503-1} = 3,6365 \cdot 0,5$$

$$X_{TRFL-8503-1} = 1,818 \text{ pu}$$

Os valores determinados da impedância encontrados são iguais para a sequência zero e positiva.

Conforme os dados de catálogo de cada linha, os valores das impedâncias são dados em ohms/km. Esses valores estão sendo representados na figura 2.1. Para estes cabos, será necessário multiplicar seu valor pelo comprimento da linha e dividir o valor pela impedância de base. Além disso, será necessário dividir o valor pela quantidade total de cabos por fase.

Para a linha C-SEC T17B, tem-se três cabos por fase. Como a linha está no lado de 13,8 kV, a impedância base é 19,044  $\Omega$ . Então obtemos o seguinte

resultado para a impedância de sequência positiva ( $\bar{Z}_{C-SEC T17B-1}$ ):

$$\bar{Z}_{C-SEC T17B-1} = (0, 10 + j0, 12) \cdot \frac{45}{1000} \cdot \frac{1}{19,044} \cdot \frac{1}{3}$$

$$\bar{Z}_{C-SEC T17B-1} = 0,000079 + j0,000095 \text{ pu}$$

Para os valores de sequência zero da impedância ( $\bar{Z}_{C-SEC T17B-0}$ ) temos:

$$\bar{Z}_{C-SEC T17B-0} = (0, 16 + j0, 31) \cdot \frac{45}{1000} \cdot \frac{1}{19,044} \cdot \frac{1}{3}$$

$$\bar{Z}_{C-SEC T17B-0} = 0,00013 + j0,00024 \text{ pu}$$

Para a linha C-SEC T17A, temos 3 cabos por fase, e a linha está no lado de 13,8kV, cuja impedância base é 19,044  $\Omega$ . Então obtemos o seguinte resultado para a impedância de sequência positiva ( $\bar{Z}_{C-SEC T17A-1}$ ):

$$\bar{Z}_{C-SEC T17A-1} = (0, 10 + j0, 12) \cdot \frac{55}{1000} \cdot \frac{1}{19,044} \cdot \frac{1}{3}$$

$$\bar{Z}_2 = 0,000096 + j0,00012 \text{ pu}$$

Para os valores da impedância de sequência zero ( $\bar{Z}_{C-SEC T17A-0}$ ) temos:

$$\bar{Z}_{C-SEC T17A-0} = (0, 16 + j0, 31) \cdot \frac{55}{1000} \cdot \frac{1}{19,044} \cdot \frac{1}{3}$$

$$\bar{Z}_{C-SEC T17A-0} = 0,00015 + j0,0003 \text{ pu}$$

Para a linha C-CUB. 08 temos 3 cabos por fase, e a linha está no lado de 13,8kV, cuja impedância base é 19,044  $\Omega$ . Então obtemos o seguinte resultado para a impedância de sequência positiva ( $\bar{Z}_{C-CUB. 08-1}$ ):

$$\bar{Z}_{C-CUB. 08-1} = (0, 10 + j0, 12) \cdot \frac{310}{1000} \cdot \frac{1}{19,044} \cdot \frac{1}{3}$$

$$\bar{Z}_{C-CUB.08-1} = 0,00054 + j0,00065 \text{ pu}$$

Os valores de sequência zero da impedância ( $\bar{Z}_{C-CUB.08-0}$ ) são:

$$\bar{Z}_{C-CUB.08-0} = (0,16 + j0,31) \cdot \frac{310}{1000} \cdot \frac{1}{19,044} \cdot \frac{1}{3}$$

$$\bar{Z}_{C-CUB.08-0} = 0,00086 + j0,00168 \text{ pu}$$

Para a linha C-002 temos 8 cabos por fase, e a linha está no lado de 440V, cuja impedância base é 0,01936  $\Omega$ . Então temos o seguinte valor para a impedância de sequência positiva ( $\bar{Z}_{C-002-1}$ ):

$$\bar{Z}_{C-002-1} = (0,09 + j0,10) \cdot \frac{10}{1000} \cdot \frac{1}{0,01936} \cdot \frac{1}{8}$$

$$\bar{Z}_{C-002-1} = 0,00581 + j0,00646 \text{ pu}$$

Os valores de sequência zero da impedância ( $\bar{Z}_{C-002-0}$ ) são:

$$\bar{Z}_{C-002-0} = (0,36 + j0,35) \cdot \frac{10}{1000} \cdot \frac{1}{0,01936} \cdot \frac{1}{8}$$

$$\bar{Z}_{C-002-0} = 0,02324 + j0,0226 \text{ pu}$$

Para a linha C-003 temos 1 cabo por fase e a linha está no lado de 380V, cuja impedância base é 0,01444  $\Omega$ . Então obtemos o seguinte resultado para a impedância de sequência positiva ( $\bar{Z}_{C-003-1}$ ):

$$\bar{Z}_{C-003-1} = (0,19 + j0,10) \cdot \frac{10}{1000} \cdot \frac{1}{0,01444} \cdot \frac{1}{1}$$

$$\bar{Z}_{C-003-1} = 0,132 + j0,06925 \text{ pu}$$

Os valores de sequência zero para a impedância ( $\bar{Z}_{C-003-0}$ ) são:

$$\bar{Z}_{C-003-0} = (0,76 + j0,35) \cdot \frac{10}{1000} \cdot \frac{1}{0,01444} \cdot \frac{1}{1}$$

$$\bar{Z}_{C-003-0} = 0,526 + j0,242 \text{ pu}$$

Para o MEQ-CCM 8501 determinamos o valor da potência aparente primeiro. Ela pode ser determinada usando a seguinte equação:

$$S = \sqrt{3} \cdot V_n \cdot I_n \quad (2.21)$$

Onde,

S - Potência aparente do motor (VA);

$V_n$  - Tensão nominal do motor (V);

$I_n$  - Corrente nominal do motor (A);

Temos então:

$$S = \sqrt{3} \cdot 440 \cdot 1112,7$$

$$S = 0,848 \text{ MVA}$$

Para determinarmos a potência ativa é só utilizar a seguinte equação:

$$P = S \cdot FP \quad (2.22)$$

Onde,

P - Potência ativa do motor (W);

FP - Fator de potência.

Então substituindo temos:

$$P = 0,848 \cdot 0,8$$

$$P = 0,678 \text{ kW}$$

Para a potência reativa, determinamos o ângulo do fator de potência ( $\theta$ ) primeiro:

$$\cos \theta = 0,8$$

$$\theta = \arccos 0,8$$

$$\theta = 36,87^\circ$$

Para determinar a potência reativa (Q) utilizamos a seguinte equação:

$$Q = S \cdot \sin \theta \quad (2.23)$$

Substituindo temos:

$$Q = 0,848 \cdot \sin 36,87$$

$$Q = 0,509 \text{ kVAr}$$

Para determinar o valor de  $X_d''$  para as bases do sistema, utiliza-se a equação 2.20. Assim temos:

$$x''_d = 0,25 \cdot \frac{10}{0,848} \cdot \frac{0,44}{0,44}$$

$$x''_d = 2,948 \text{ pu}$$

O valor de R pode ser encontrado através da relação X/R que é 10,1168.

Então tem-se:

$$R_{MEQ} = \frac{2,948}{10,11}$$

$$R_{MEQ} = 0,291 \text{ pu}$$

Os valores obtidos se referem as valores de sequência positiva, que é aproximadamente igual as de sequência negativa e zero.

Para as cargas, será necessário apenas determinar o valor das potências para fazer a simulação.

Nota-se que a carga CEQ-QGLF-ACQUARIOS possui os valor de P e S, sendo então necessário determinar apenas o valor de Q. Então tem-se:

$$\theta = \arccos 0,8$$

$$\theta = 36,87^\circ$$

$$Q = 175 \cdot \text{sen}36,87$$

$$Q = 105 \text{ kVAr}$$

Para a carga CEQ-CCM 8501 já são fornecidos os valores de P e S, sendo então necessário determinar apenas o valor de Q. Então tem-se:

$$\theta = \arccos 0,8$$

$$\theta = 36,87^\circ$$

$$Q = 845,2 \cdot \text{sen}36,87$$

$$Q = 507,12 \text{ kVAr}$$

Para o motor que está sendo alimentado por um inversor de frequência (VFD-MEQ-CCM 8501), será considerado como carga no PSP-UFU devido a não contribuição no curto-circuito. Com isso, precisa-se determinar a potência reativa visto que já são conhecidos P e S. Então tem-se:

$$\theta = \arccos 0,8$$

$$\theta = 36,87^\circ$$

$$Q = 617,5 \cdot \text{sen}36,87$$

$$Q = 370,5 \text{ kVAr}$$

No caso do banco de capacitores, é necessário somente o valor da potência  $Q$ , que já foi mostrado no circuito:

$$Q = 480 \text{ kVAr}$$

Tabela 2.1 – Valores das impedâncias das linhas e transformadores

Elemento	$Z = R + jX$ [+/-] (pu)	$Z = R + jX$ [0] (pu)
T17B - ABB	0,00429 + j0,0695	3,142 + j0,0695
TF - T17A - Siemens	0,00431 + j0,0698	3,142 + j0,0698
TF-8501	0,0203 + j0,202	0,0203 + j0,202
TRFL-8503	0,5 + j1,818	0,5 + j1,818
C-SEC T17B	0,000079 + j0,000095	0,00013 + j0,00024
C-SEC T17A	0,000096 + j0,00012	0,00015 + j0,0003
C-CUB. 08	0,00054 + j0,00065	0,00086 + j0,00168
C-002	0,00581 + j0,00646	0,02324 + j0,0226
C-003	0,132 + j0,06925	0,526 + j0,242

Fonte: (NONATO, 2022)

Tabela 2.2 – Valores das impedâncias e potências do gerador e do motor

Elemento	$Z = R + jX$ [+/-] (pu)	$Z = R + jX$ [0] (pu)	$S = P + jQ$ (MVA)	$S$ (MVA)
CEMIG	0,00156 + j0,00543	0,00368 + j0,01449	488,43 + j1700	1768,77
MEQ-CCM 8501	0,291 + j2,948	0,291 + j2,948	0,678 + j0,509	0,848

Fonte: (NONATO, 2022)

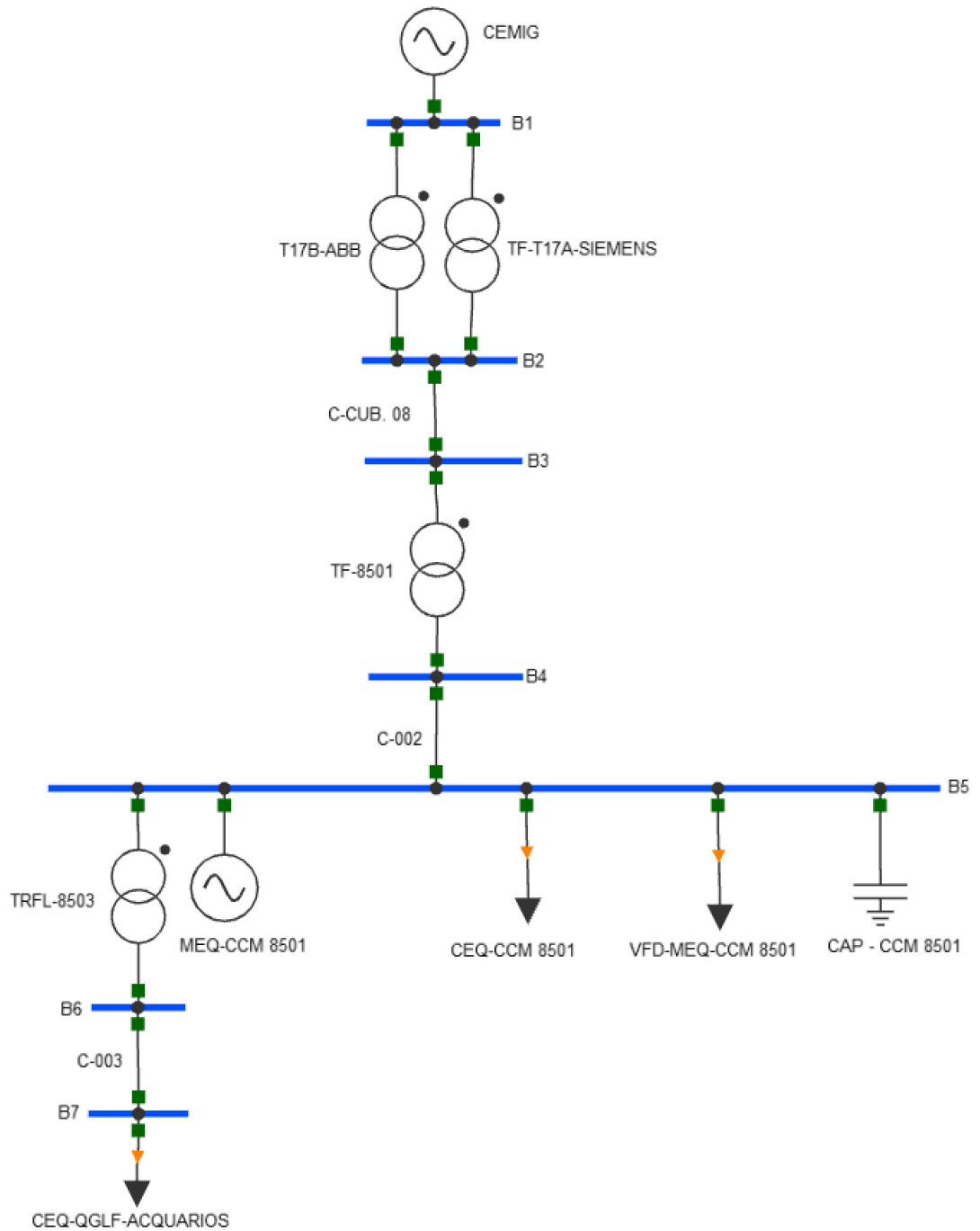
Tabela 2.3 – Potências dos elementos que não contribuem ao curto-circuito

Elemento	$S = P + jQ$ (kVA)
CEQ-QGLF-ACQUARIOS	140 + j105
CEQ-CCM 8501	676,2 + j507,12
VFD-MEQ-CCM 8501	494 + j370,5
CAP-CCM 8501	0 + j480

Fonte: (NONATO, 2022)

A montagem do sistema no PSP-UFU é a seguinte:

Figura 2.3 – Sistema representado no PSP-UFU



Fonte: (NONATO, 2022)

Nota-se que nesse sistema representado não há as linhas C-SEC T17A e C-SEC T17B. Isso foi adotado pois quando se utiliza valores muito pequenos no cálculo do método numérico no PSP-UFU haverá erros, impossibilitando obter resultados com precisão. Portanto, desprezou-se as duas linhas.

Percebe-se que o motor MEQ-CCM 8501 foi representado como um gerador. Neste caso, como não é possível representar um motor para estudos de curto-circuito no PSP-UFU, adota-se que o motor tem suas potências inversas das apresentadas para o gerador. Então, apenas foi considerado um gerador com potências ativa e reativa, respectivamente, como -678 kW e -509 kVAr.

Os valores obtidos para as correntes trifásicas em cada barramento são as seguintes:

Tabela 2.4 – Correntes de curto-circuito trifásico

Nome da Barra com Falta	Fase A		Fase B		Fase C	
	Corrente(A)	Ângulo(°)	Corrente(A)	Ângulo(°)	Corrente(A)	Ângulo(°)
B1	7418,37	-73,99	7418,37	166,01	7418,37	46,01
B2	10435,83	-115,09	10435,83	124,91	10435,83	4,91
B3	10258,76	-114,44	10258,76	125,56	10258,76	5,56
B4	56403,83	-146,73	56403,83	93,27	56403,83	-26,73
B5	54845,57	-145,70	54845,57	94,30	54845,57	-25,70
B6	6761,55	-169,39	6761,55	70,61	6761,55	-49,39
B7	6430,88	-166,50	6430,88	73,50	6430,88	-46,50

Fonte: (NONATO, 2022)

Para determinar o curto-circuito trifásico segundo a norma IEC 60909, serão empregados os dados da figura 2.2 no sistema. Deve-se considerar todas as barras do tipo PV conectadas a um gerador. Para que esse gerador não venha a contribuir no curto, o valor da impedância tem que ser alto. Para esse caso iremos considerar  $Z = 0 + j999$  pu.

Os resultados são os seguintes:

Tabela 2.5 – Correntes de curto-circuito conforme norma IEC 60909

Nome da Barra com Falta	Fase A		Fase B		Fase C	
	Corrente(A)	Ângulo(°)	Corrente(A)	Ângulo(°)	Corrente(A)	Ângulo(°)
B1	8160,21	-73,99	8160,21	166,01	8160,21	46,01
B2	11532,06	-115,42	11532,06	124,58	11532,06	4,58
B3	11338,49	-114,85	11338,50	125,15	11338,50	5,15
B4	61172,95	-146,96	61172,95	93,04	61172,95	-26,96
B5	59600,11	-146,03	59600,11	93,97	59600,11	-26,03
B6	7581,59	-170,87	7581,59	69,13	7581,59	-50,87
B7	7232,52	-168,39	7232,52	71,61	7232,52	-48,39

Fonte: (NONATO, 2022)

### 3 AVALIAÇÃO DA SUPORTABILIDADE DE EQUIPAMENTOS

O propósito desta avaliação é comparar os valores máximos de corrente de curto-circuito calculados, com os valores nominais dos dispositivos de manobra. Tal comparação é feita para determinar se o dispositivo está apto a interromper ou suportar as correntes de falta do sistema elétrico no qual tal equipamento se encontra.

Deve-se levar em conta as seguintes considerações:

- Se disjuntores de caixa moldada apresenta  $\frac{I_{cc-calculada}}{I_{cc-nominal}} \leq 90\%$ , então não são considerados sobrecarregados;
- Se disjuntores de caixa moldada apresenta  $90\% < \frac{I_{cc-calculada}}{I_{cc-nominal}} < 100\%$ , então são considerados em estado marginal;
- Os demais equipamentos são considerados sobrecarregados quando  $\frac{I_{cc-calculada}}{I_{cc-nominal}} > 100\%$ ;

Os disjuntores de baixa tensão fabricados em conformidade com a norma IEC apresentam 2 valores de interrupção de curto-circuito, conhecidos como  $I_{cu}$  e  $I_{cs}$ . O  $I_{cs}$  representa a capacidade de interrupção em condições de serviço, o que significa que com este valor o disjuntor continua operando normalmente após a interrupção do curto-circuito. O  $I_{cu}$  representa a máxima capacidade de interrupção do disjuntor, o que significa que com este valor não é garantido que o disjuntor continue operando normalmente após a interrupção do curto-circuito.

É importante ressaltar que o curto-circuito simulado de acordo com a norma IEC (utilizado para a análise dos disjuntores) considera 5% de sobretensão pré-falta. Isto provoca um pequeno aumento no valor de curto-circuito calculado.

Os resultados serão apresentados a seguir na tabela, onde são também incluídas as informações dos datasheets dos equipamentos, tais como fabricante, descrição, tensão dos dispositivos e das barras, valor da corrente de curto circuito calculada e nominal, e a relação entre essas correntes.

Tabela 3.1 – Suportabilidade de dispositivos

Dispositivo Barra Fabricante	Descrição	Tensão Dispos. (V)	Ics Calculado (kA)	Avaliação Tensão Avaliação Corrente
		Tensão Barra (V) Razão Dispos. / Barra (%)	Ics Nominal (kA) Razão (%)	
52-Q5	GL 312	138000	8,16	Passou
B1	3150A	145000	40	
AREVA	-	95,17	20,4	
52-Q17A	FX11-145	138000	8,16	Passou
B1	1250A - SF6	145000	31,5	
ALSTOM	-	95,17	25,9	
52-Q17B	FX11-145	138000	8,16	Passou
B1	1250A - SF6	145000	31,5	
ALSTOM	-		25,9	
CUB. 06	HVX 17	13800	11,53	Passou
B2	630 - 2500A - Vacuo	17000	40	
AREVA	-	81,18	28,83	
CUB. 09	HVX 17	13800	11,53	Passou
B2	630 - 2500A - Vacuo	17000	40	
AREVA	-	81,18	28,83	
CUB. 08	HVX 17	13800	11,53	Passou
B2	630 - 2500A - Vacuo	17000	40	
AREVA	-	81,18	28,83	
CH-CCM 8501	Masterpact NW, Switch-Disconnecter	440	59,60	Passou
B5	800-6300A	690	55	
MERLIN GERIN	-	63,77	108,36	
DJ-01 TRFL-8503	Masterpact NW, 6,0A/6,0E	440	59,60	Passou
B5	LSIG, 100-6300A	440	85	
MERLIN GERIN	-	100	70,12	

Fonte: (NONATO, 2022)

Nota-se que apenas um dos disjuntores apresentou falha. Recomenda-se que tal dispositivo seja substituído para outro que suporte a corrente de curto-circuito calculada.

#### 4 ESTUDO DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DAS PROTEÇÕES

O estudo de coordenação e seletividade das proteções determina ajuste dos dispositivos de proteção de forma a promover a proteção dos equipamentos com seletividade, dentro das limitações do sistema e dos dispositivos.

As curvas de coordenação do tempo de operação pela corrente, que serão apresentadas no item a seguir, foram determinadas utilizando as correntes de falta máximas apropriadas, mostrando a característica de atuação dos diversos dispositivos de proteção e a coordenação entre estes dispositivos.

Foram feitas considerações para procurar promover tanto o isolamento seletivo da falta e a máxima proteção dos equipamentos, tais como cabos, transformadores, motores, etc.

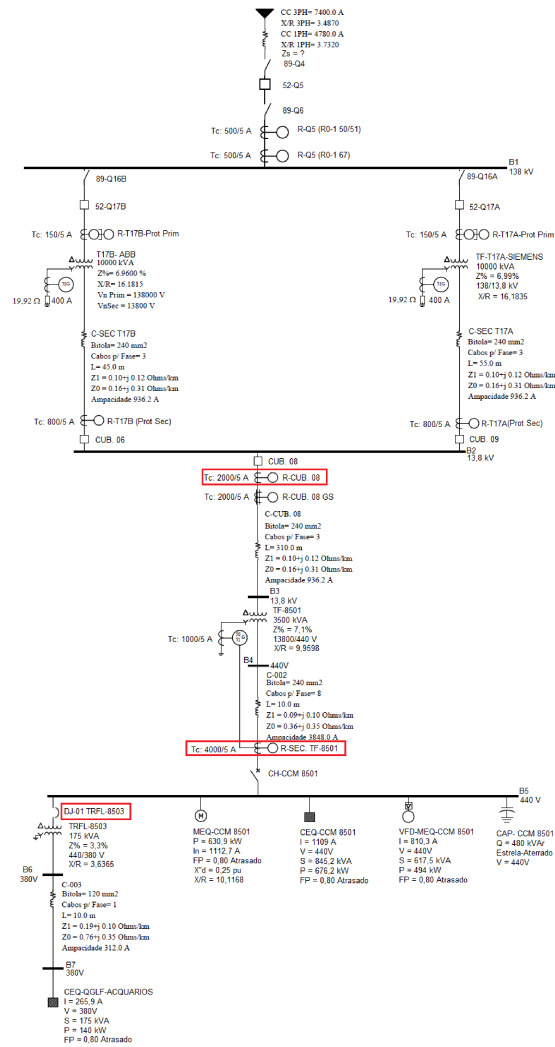
Para procurar atingir a máxima proteção e seletividade, as seguintes considerações normalmente são seguidas ao longo do estudo:

1. Idealmente, os ajustes dos dispositivos de sobrecorrente devem ser altos o suficiente para permitir a capacidade operacional à plena carga dos cabos e equipamentos que eles alimentam, e para permitir a passagem de distúrbios temporários no sistema tais como correntes de Inrush. Por outro lado, os ajustes devem ser baixos o suficiente para promover proteção de sobrecarga e de curto-circuito, sob condições de falta mínimas.
2. Considerando dois dispositivos de proteção série:
  - A máxima corrente de curto no dispositivo à jusante determina o limite superior da faixa de coordenação entre estes dois dispositivos;
  - A mínima corrente de curto no dispositivo à jusante ou o ajuste de pick-up do dispositivo à montante determina o limite inferior da faixa de coordenação;
  - Dispositivos instantâneos em série não coordenam, a não ser que haja uma impedância suficiente entre os dois;

- Ao elaborar curvas de coordenação, intervalos de tempo devem ser mantidos entre as curvas de forma a garantir uma seletividade adequada. Estes intervalos variam, em função do tipo e características dos dispositivos.

Como nessa subestação há vários dispositivos de proteção, será escolhido dimensionar a função 50/51 somente para os circulados em vermelho na imagem a seguir:

Figura 4.1 – Localização dos dispositivos de proteção que serão avaliados



Fonte: (NONATO, 2022)

## 4.1 Resultados da coordenação e seletividade

O disjuntor apresentado no circuito como DJ-01 TRFL-8503, se refere ao modelo do tipo MasterPact NW da Schneider de 1600 A. A vantagem desse tipo de disjuntor para os demais é que além das características tradicionais dos disjuntores de potência (extraibilidade, seletividade e baixa manutenção), a linha

MasterPact NW oferece funções integradas de comunicação e medição. A imagem do disjuntor pode ser vista a seguir:

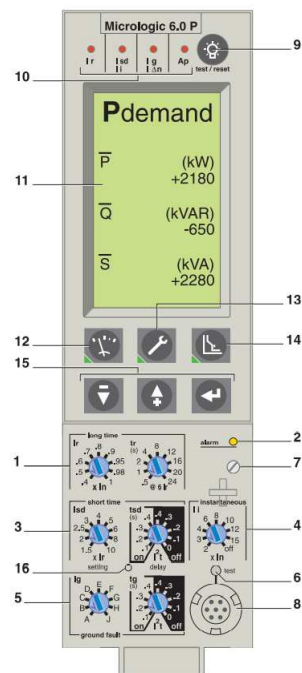
Figura 4.2 – Disjuntor DJ-01 TRFL-8503



Fonte: (SCHNEIDER, 2020)

Esse tipo de disjuntor utiliza um microcontrolador do tipo 6.0 P que serve para determinar a potência medida. Conforme pode ser visto a seguir:

Figura 4.3 – Micrologic 6.0 P



Fonte: (SCHNEIDER, 2020)

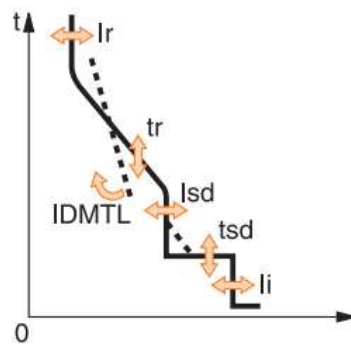
Onde:

- 1 - Ajuste de corrente de longa duração ( $I_r$ ) e retardo de disparo ( $t_r$ ) ;
- 2 - Sinal de sobrecarga (LED);
- 3 - Retardo de partida ( $t_{sd}$ ) e disparo de curta duração ( $I_{sd}$ );
- 4 - Recolhimento instantâneo ( $I_i$ );
- 5 - Retardo de partida ( $t_g$ ) e disparo por fuga à terra ou falha à terra ( $I_g$ );
- 6 - Botão de teste de fuga à terra ou falha à terra;
- 7 - Parafuso do plugue de classificação de longa duração;
- 8 - Conector de teste;
- 9 - Teste da lâmpada + bateria e reinicialização das indicações;
- 10 - Indicação da causa do disparo;
- 11 - Tela de alta resolução;

- 12 - Exibição de medição;
- 13 - Indicadores de manutenção;
- 14 - Configurações de proteção;
- 15 - Botões de navegação;
- 16 - Orifício para pino de bloqueio de configurações na tampa.

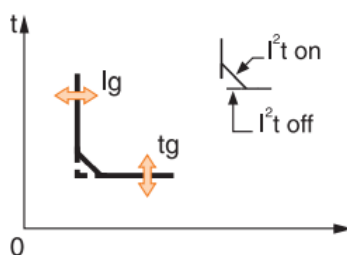
Os gráficos abaixo melhor representa cada um dos ajustes citados:

Figura 4.4 – Ajustes de Tempo Longo, Tempo Curto e Instantâneo do Disjuntor



Fonte: (SCHNEIDER, 2020)

Figura 4.5 – Ajuste de Falha à Terra



Fonte: (SCHNEIDER, 2020)

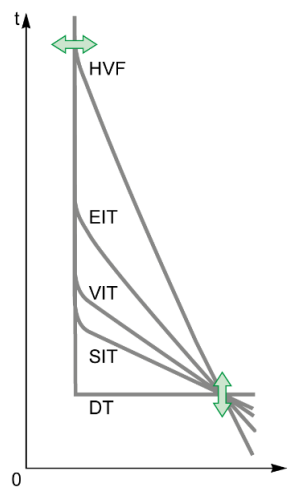
Onde:

IDMTL - Módulo Digital de proteção de sobrecorrente ANSI 51 (Intervalo de Tempo Mínimo Definido Inverso), sendo definido pelas curvas:

- DT: Curva de tempo definido;
- SIT: Curva de tempo inversa padrão ( $I^{0.02}t$ )
- VIT: Curva de tempo muito inversa ( $It$ )
- EIT: Curva de tempo extremamente inversa ( $I^2t$ )
- HVF: Curva do fusível de alta tensão ( $I^4t$ )

As curvas referente ao IDMTL pode ser vista na figura a seguir:

Figura 4.6 – Curvas IDMTL



Fonte: (SCHNEIDER, 2020)

A escolha desse dispositivo de proteção leva em conta ao item 230.95 do NEC, no qual define que em casos de disjuntores de entrada de painéis de baixa tensão, com corrente nominal relativamente elevada (superior a 1000A), e tensão superior a 150V fase-terra, devem possuir proteção específica de falhas à terra. Sendo assim, de forma a aumentar a confiabilidade do sistema, utiliza-se

disparadores com características de disparo do tipo LSIG (Tempo Longo, Tempo Curto, Instantâneo, Terra).

Para saber se o disjuntor é realmente um modelo ideal para o ramo, calcula-se a corrente nominal no primário do transformador, utilizando a equação 2.21 e isolando a corrente.

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_n}$$

$$I_n = \frac{175000}{\sqrt{3} \cdot 440}$$

$$I_n = 229,63 \text{ A}$$

Em condição de sobrecarga no transformador, que geralmente considera-se uma elevação de 20% do valor da corrente nominal do transformador, tem-se que a corrente é de:

$$I = 1,2 \cdot 229,63$$

$$I = 275,56 \text{ A}$$

O ajuste do disjuntor tem o intervalo de 0,4 a 1 vezes a corrente nominal dele. Se for considerado um ajuste mínimo de 0,4  $I_n$  tem-se que o valor da corrente de ajuste é:

$$I_r = 0,4 \cdot 1600$$

$$I_r = 640 \text{ A}$$

Nota-se que esse valor ajustado é muito maior que a corrente de sobrecarga do transformador. Neste caso, o disjuntor não protegerá o transformador em caso de sobrecarga. Sendo assim deve-se trocar o dispositivo de proteção.

Percebe-se também que o valor de corrente no qual o disjuntor irá proteger, apresenta valores inferiores a 1000 A que é uma das condições estabelecidas na norma NEC para utilizar esse tipo de proteção. Portanto não há a necessidade de

usar um disjuntor com a proteção na falta à terra, e sim um disjuntor com proteção LSI.

Para encontrar o disjuntor de caixa moldada para proteção da carga, transformador e cabo, temos que determinar a corrente da carga vista pelo lado primário. Utilizamos a seguinte equação:

$$I_{\text{prim}} = I_{\text{sec}} * \frac{1}{r} \quad (4.1)$$

Onde:

$I_{\text{prim}}$  - Corrente vista pelo lado primário do transformador;

$I_{\text{sec}}$  - Corrente vista pelo lado secundário do transformador;

$r$  - Relação de transformação do transformador.

A relação de transformação neste caso é de 440/380 e o valor da corrente na carga é de 265,9 A conforme visto na imagem 4.1. Tem-se então:

$$I_{\text{prim}} = 265,9 * \frac{380}{440}$$

$$I_{\text{prim}} = 229,64 \text{ A}$$

Nota-se que o transformador está operando em sua condição nominal, ou seja o valor da corrente na carga é aproximadamente igual a corrente no transformador.

Para o dimensionamento de disjuntores cuja tensão não exceda a 1 kV é utilizado a NBR 5410, já para os casos em que a tensão exceda 1 kV e seja menor que 36,2 kV, utiliza-se a NBR14039. O disjuntor que será calculado é situado na baixa tensão, sendo portanto utilizado a NBR5410, que define um intervalo para a escolha da corrente de ajuste do disjuntor:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Onde:

I<sub>b</sub> - Corrente de projeto;

I<sub>z</sub> - Capacidade de condução de corrente dos condutores;

O valor de I<sub>b</sub> é a própria corrente nominal da carga, I<sub>z</sub> é o valor da ampacidade do cabo, que é 312 A. Então temos:

$$229,64 \leq I_n \leq 312 A$$

O valor nominal do disjuntor mais próximo de 229,64 A é de 250 A, sendo esse o escolhido. Além disso, ele terá que suportar uma corrente de 59,60 kA, visto na tabela 3.1, sendo então um disjuntor com I<sub>cs</sub> 65 kA necessário para a proteção. É importante também levar em conta a faixa de ajuste magnética do disjuntor, que para esse caso é de (5 - 10) I<sub>n</sub>, pois como temos um valor de corrente I<sub>rush</sub> do transformador durante a energização do transformador que é 10 vezes a corrente nominal do transformador, o disjuntor não pode atuar se esse valor estiver duração de 0,1 s. Esse tempo é geralmente o que gasta para a estabilização da corrente magnética do transformador.

A faixa de ajuste da corrente no disjuntor de caixa moldada é (0,8 - 1,0) I<sub>n</sub>, sendo então a escolhida nesse caso de 1 I<sub>n</sub>.

Para os demais dispositivos de proteção, os ajustes são feitos com base na função 50/51 dos relés.

Para fazer a avaliação se os dispositivos na função 50/51, segue-se os seguintes procedimentos:

- Definir qual tipo de curva o relé terá (inversa, muito inversa, extremamente inversa, inversa longa);
- Deve-se manter uma diferença mínima entre tempos de operação de dois relés em cascata de 0,4 s;

- Determina-se a corrente de tap, utilizando a seguinte equação:

$$I_{tf} = \frac{K_f * I_n}{RTC} \quad (4.2)$$

Onde:

$I_{tf}$  - Corrente de tap da unidade temporizada;

$K_f$  - Valor de sobrecarga admissível, cujo valor pode variar entre 1,2 e 1,5;

$I_n$  - corrente do circuito a ser protegido;

$RTC$  - Relação de transformação do transformador de corrente.

- Determina-se o múltiplo da corrente de acionamento, através da seguinte equação:

$$M = \frac{I_m}{RTC * I_{tf}} \quad (4.3)$$

Onde:

$M$  - Múltiplo da corrente de acionamento;

$I_m$  - Corrente máxima admitida no circuito, que pode ser uma corrente de sobrecarga ou de curto-circuito.

- Determina-se o valor da dial de tempo, que pode ser encontrada utilizando a seguinte equação:

$$t = \left[ \frac{K}{M^\alpha - 1} + L \right] * Tp \quad (4.4)$$

Onde:

$t$  - tempo de trip em segundos;

$K/L/\alpha$  - Constantes, depende do tipo de curva;

$T_p$  - dial de tempo.

- Para o ajuste instantâneo, determina-se a corrente de magnetização do transformador e após considera-se um valor de ajuste de 10% maior da corrente de magnetização do transformador.

Os valores das constantes das curvas podem ser determinado através da tabela abaixo:

Tabela 4.1 – Tipos de Curva IEC

<b>Tipo de Curva</b>	<b>K</b>	<b>L</b>	<b><math>\alpha</math></b>
Inversa	0,14	0	0,02
Muito Inversa	13,5	0	1
Extremamente Inversa	80	0	2
Inversa de Tempo Longo	120	0	1
Inversa de Tempo Curto	0,05	0	0,04

Fonte: (NONATO, 2022)

Para este estudo será considerado uma curva muito inversa. No entanto temos os valores das constantes  $K$ ,  $L$  e  $\alpha$  iguais à 13,5, 0 e 1, respectivamente.

O primeiro teste que deve ser feito é verificar se os TCs dimensionados atendem aos curtos-circuitos determinados no sistema. Para isso, será utilizado a seguinte tabela:

Figura 4.7 – Valores nominais das correntes

<i>Corrente Primária Nominal (A)</i>	<i>Relação Nominal</i>	<i>Corrente Primária Nominal (A)</i>	<i>Relação Nominal</i>	<i>Corrente Primária Nominal (A)</i>	<i>Relação Nominal</i>
5	1:1	100	20:1	1000	200:1
10	2:1	125	25:1	1200	240:1
15	3:1	150	30:1	1500	300:1
20	4:1	200	40:1	2000	400:1
25	5:1	250	50:1	2500	500:1
30	6:1	300	60:1	3000	600:1
40	8:1	400	80:1	4000	800:1
50	10:1	500	100:1	5000	1000:1
60	12:1	600	120:1	6000	1200:1
75	15:1	800	160:1	8000	1600:1

Fonte: (JOIRIS, 2021)

Como o circuito apresentado é apenas uma parte de uma subestação real, os valores das correntes que circulam no sistema para os transformadores TF-T17A-SIEMENS, T17B-ABB e TF-8501 serão valores bem menores que os nominais. Os valores da proteção que será determinada serão para a situação apresentada no circuito. Para determinar esses valores reais de corrente, utiliza-se o PSP-UFU. Com esses valores, será determinado o valor nominal do RTC. O resultado pode ser visto a seguir:

Tabela 4.2 – Valores das correntes de operação de cada relé e seu RTC

<b>Relé</b>	<b>In (A)</b>	<b>RTC</b>
R-SEC. TF-8501	3017,97	4000/5
R-CUB. 08	96,23	100/5
R-T17A (Prot Sec)	50,2	60/5
R-T17B (Prot Sec)	50,2	60/5
R-T17A-Prot Prim	5,02	10/5
R-T17B-Prot Prim	5,02	10/5
R-Q5	9,62	10/5

Fonte: (NONATO, 2022)

Para verificar se o RTC está bem dimensionado e não irá ocorrer saturação durante um curto-circuito, utilizamos um fator de sobrecorrente de 20, que é utilizado em relés de proteção, para determinar a corrente nominal do RTC. Deve-se

então, dividir o valor da maior corrente (corrente de curto-circuito) por esse fator e assim teremos o RTC adequado. O valor do RTC que será utilizado deve ser o maior entre o valor obtido com esse fator de sobrecorrente para as correntes de falta e o obtido anteriormente. Então temos:

Tabela 4.3 – Valores dos RTC de cada relé

Relés	Icc (A)	Itc (A)	RTC (obtidos pelas correntes de operação anteriormente)	RTC (obtidos pelas correntes de curto-circuito)	RTC (no circuito)	RTC (ideal)
R-SEC. TF-8501	54845,57	2742	4000/5	3000/5	4000/5	4000/5
R-CUB. 08	1748,7	87	100/5	100/5	2000/5	100/5
R-T17A (Prot Sec)	10435,83	522	60/5	600/5	800/5	600/5
R-T17B (Prot Sec)	10435,83	522	60/5	600/5	800/5	600/5
R-T17A-Prot Prim	1043,58	52	10/5	60/5	150/5	60/5
R-T17B-Prot Prim	1043,58	52	10/5	60/5	150/5	60/5
R-Q5	7418,37	371	10/5	400/5	500/5	400/5

Fonte: (NONATO, 2022)

Os valores de curto-circuito foram encontrados com base no barramento que o relé está, considerando sempre o relé a montante do barramento onde é o curto-circuito. Para os relés que estão no primário do transformador, foi considerado a corrente de falta no secundário do transformador referida ao lado primário.

Os resultados apresentados nos mostra que todos os TCs do circuito atendem ao mínimo necessário, sendo a maioria deles sobre dimensionados. Isso vai nos garantir que caso ocorra um aumento de carga no futuro, o transformador de corrente irá proteger o relé dos valores elevados de corrente.

O próximo passo é seguir os procedimentos demonstrados da função 50/51 do relé. Para isso, será considerado um fator de sobrecarga do transformador igual a 1,3 devido o transformador não possuir ventilação forçada.

Começando pelo relé R-SEC. TF-8501, temos a seguinte corrente de tap:

$$I_{tf} = \frac{1,3 * 3017,97}{800}$$

$$I_{tf} = 4,9 \text{ A}$$

O múltiplo da corrente máxima de acionamento (corrente de curto-circuito) é:

$$M = \frac{54845,57}{800 * 4,9}$$

$$M = 13,99$$

Agora encontrando o valor da dial de tempo:

$$0,4 = \left[ \frac{13,5}{13,99^t - 1} \right] * T_p$$

$$T_p = 0,38 \text{ s}$$

O valor da corrente de magnetização do transformador pode ser calculado considerando 10 vezes a corrente nominal do transformador. Então neste caso temos que a corrente de magnetização é de 1464 A referido ao primário do transformador com o tempo de atuação em 0,1 s.

O ajuste da função 50 do relé será em tempo definido, considerando um valor de tempo superior ao valor da corrente Inrush ou de magnetização do transformador. O tempo de atuação da corrente Inrush é em torno de 0,1 s. Então, para a coordenação entre os relés, será considerado o valor de 0,4 segundos, superior ao valor do tempo de atuação da corrente de magnetização.

Como critério de ajuste da sobrecorrente de fase instantâneo, ele deve ser sensível ao curto-circuito simétrico no barramento em que o relé se encontra. Será considerado um ajuste para 8000 A.

Para o rele R-CUB. 08 temos:

$$I_{tf} = \frac{1,3 * 96,23}{400}$$

$$I_{tf} = 0,31 \text{ A}$$

O múltiplo para esse relé é:

$$M = \frac{1748,7}{400 * 0,31}$$

$$M = 14,10$$

Agora encontrando o valor da dial de tempo:

$$0,4 = \left[ \frac{13,5}{14,10^1 - 1} \right] * Tp$$

$$Tp = 0,39 \text{ s}$$

O ajuste do tempo definido será o mesmo que o relé anterior de 0,4 segundos.

A corrente de ajuste da sobrecorrente de fase instantâneo tem que ser sensível a corrente de curto-circuito simétrico do barramento em que o relé se encontra. Será considerado um ajuste para 360A.

Como esse relé interrompe toda a alimentação do secundário do transformador, ele deverá ter uma proteção a mais para correntes superiores a corrente de magnetização, que é a corrente de curto-circuito trifásica no secundário do transformador. Será considerado um valor de 10% maior que a corrente de curto-circuito trifásica no secundário (54845,57 A), ou seja, 60330 A. Referindo esse valor ao primário, que é só multiplicar pelo inverso da relação de transformação (440/13800) temos então uma corrente de 1923 A. A corrente de tape será esse valor dividido pelo RTC (1923/400), ou seja, igual a 5 A.

As curvas de sobrecorrente IEC são: IEC Inversa (C1), IEC Muito Inversa (C2), IEC Extremamente Inversa (C3), IEC Inversa de Tempo Longo (C4) e IEC Inversa de tempo Curto (C5). As curvas dos relés para este estudo são IEC Muito Inversa (C2).

A tabela abaixo representa o ajuste na tela dos dois relés 751/751C:

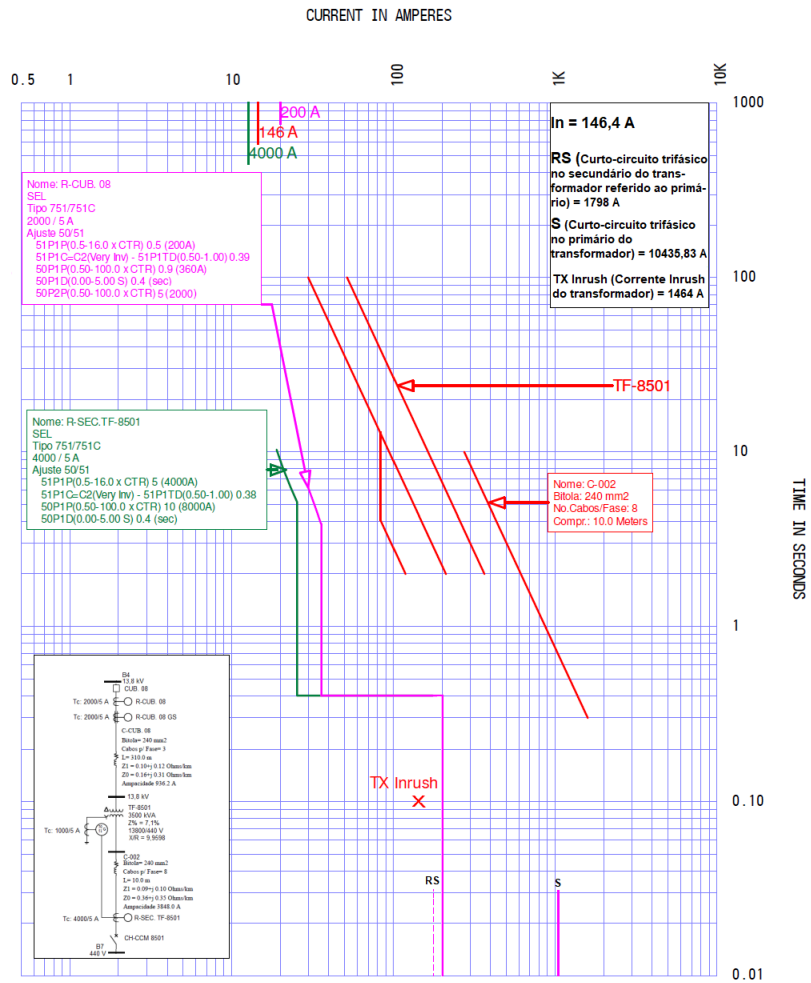
Tabela 4.4 – Ajustes nos reles 751/751C

Relés	51PIP (0,5-16,0 x CTR)	51PIC	51P1TD (0,50-1,00)	50PIP (0,5-100,0 x CTR)	50P1D (0,00-5,00 s)	50P2P (0,50-100,0 x CTR)
R-SEC. TF-8501	5 (4000 A)	C2 (Muito inverso)	0,38	10 (8000 A)	0,4	OFF
R-CUB. 08	0,5 (200 A)	C2 (Muito inverso)	0,23	0,9 (360 A)	0,4	5 (2000 A)

Fonte: (NONATO, 2022)

O gráfico da coordenação a seguir foi feito no PTW da SKM, que é um software utilizado para estudo de seletividade:

Figura 4.8 – Curvas de Coordenação Tempo x Corrente



Fonte: (NONATO, 2022)

A curva do cabo foi obtida utilizando a seguinte equação:

$$I = \frac{K * S}{\sqrt{t}} \tag{4.5}$$

Onde:

I - Corrente de curto-circuito suportada pelo cabo (A);

K - Constante de tempo, de acordo com a isolação, sendo o cabo utilizado de EPR/XLPE:

- Isolação EPR/XLPE = 142;
- Isolação PVC = 114;

S - Seção do cabo em  $mm^2$ ;

t - Tempo de exposição do cabo à corrente.

Já as curvas do transformador são determinadas de acordo com a categoria na norma IEEE Std C57.109. O transformador apresentado está na categoria 2, com o tempo limitado em 2 segundos. Uma das curvas do transformador é a curva térmica, de acordo com a capacidade de carga no tempo. Como se trata de um transformador delta-estrela, há também a curva de suportabilidade térmica deslocada. Nessa curva de suportabilidade deslocada acrescenta-se uma "perninha". Esta proteção foi realizada para proteger os esforços mecânicos que os transformadores estavam sofrendo, devido a incidências de faltas passantes. A definição dessa curva leva em conta a impedância percentual do transformador, de acordo com a seguinte equação:

$$Curva\ de\ fase = \frac{100}{Z\%} \cdot In \quad (4.6)$$

Para encontrar a curva deslocada dessa curva de fase, utiliza a seguinte equação:

$$Curva\ deslocada = 0,58 \cdot Curva\ de\ fase \quad (4.7)$$

Substituindo Z% na equação 4.6 pela impedância do transformado tem-se:

$$Curva\ de\ fase = \frac{100}{7,1} \cdot 146,4$$

$$Curva\ de\ fase = 2061,97\ A$$

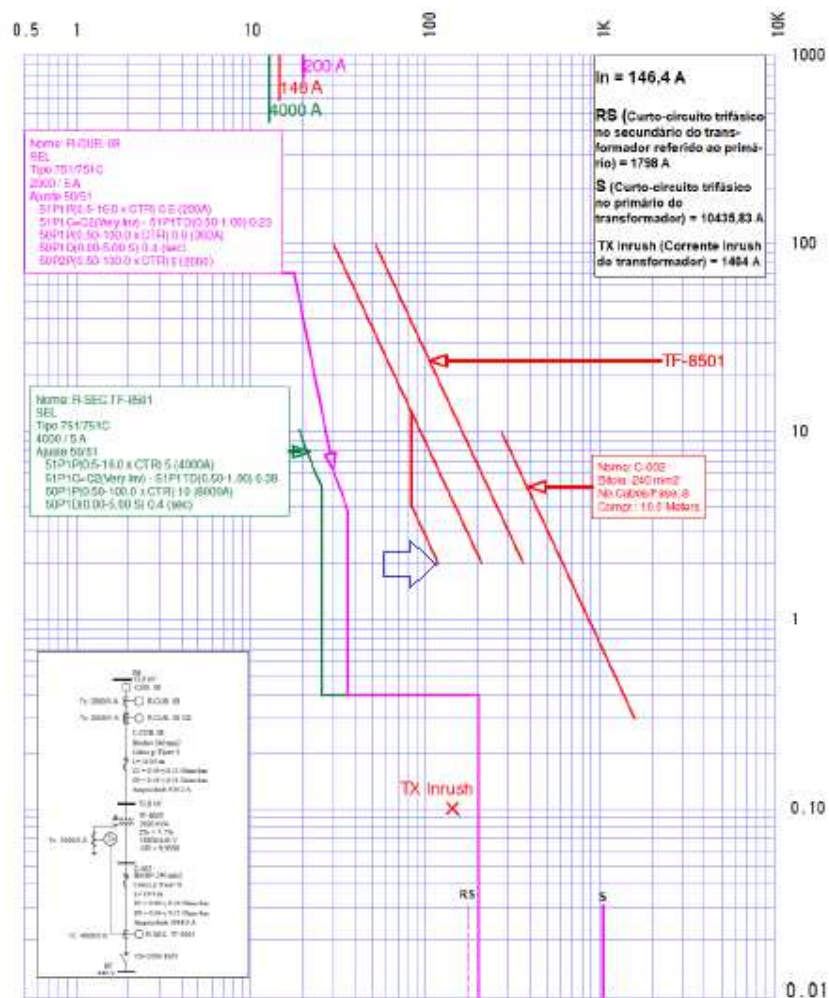
Substituindo esse valor encontrado na equação 4.7, tem-se:

$$\text{Curva deslocada} = 0,58 \cdot 2061,97$$

$$\text{Curva deslocada} = 1195,94 \text{ A}$$

Esse valor pode ser visto na figura a seguir, mostrado através de uma seta azul:

Figura 4.9 – Curvas de Coordenação com indicação do ponto de suportabilidade mecânica



Fonte: (NONATO, 2022)

## 5 CONCLUSÕES

Em uma subestação de 138 kV ocorre diversas falhas, que vêm a danificar equipamentos e comprometer a segurança de pessoas se não forem combatidas com rapidez.

Na primeira parte do estudo foi determinado a condição mais crítica de operação, que é quando tem a ocorrência de um curto-circuito trifásico. Esse curto pode apresentar valores bem elevados principalmente na região sub-transitória, que é ocorrida no momento inicial do curto. O valor estudado para a corrente de curto representa apenas o valor simétrico. O que ocorre na realidade é que esse valor tem um fator de multiplicação que faz com que a simetria não exista mais e que apresenta valores muito maiores. Esse fator depende da relação X/R da linha estudada.

No estudo, também é necessário avaliar se depois da ocorrência de um curto os dispositivos de proteção serão capazes de suportar e serem continuados logo após ter sido removido o curto. Para isso, utiliza-se uma norma global que ensina sobre utilizar um fator de aumento para a tensão, que depende do valor da tensão em cada barramento. Nesse estudo, notou-se que um dispositivo não está ideal, que é uma chave seccionadora chamada CH-CCM 8501. Então será preciso utilizar outro dispositivo em que o ICS nominal seja maior do que o calculado.

Logo em seguida, foi feito o estudo em três dispositivos de proteção. Esse estudo é de seletividade e coordenação desses dispositivos. O primeiro deles é um disjuntor cuja proteção é LSIG. Esse disjuntor é utilizado em tensões superiores a 1000 V para garantir que tenha proteção na terra também. Como no caso da subestação a tensão onde o disjuntor estava localizado é baixa, então esse tipo de proteção não era necessário. Além disso, mesmo com o ajuste mínimo da corrente nesse disjuntor o valor ficou bem superior a corrente nominal do transformador. Sendo assim, o estudo foi feito utilizando outro tipo de disjuntor que tem curvas do tipo B e C.

Os outros dois dispositivos são relés, que são utilizados para o acionamento de disjuntores que retiram do sistema uma linha que apresenta o curto-circuito. Eles têm a proteção de sobrecorrente 50/51 que significa que são respectivamente a proteção de sobrecorrente instantânea e a temporizada. Foi considerado também a proteção de tempo definido, em que mesmo que o valor de corrente esteja aumentando o tempo se mantém o mesmo de atuação do dispositivo. O primeiro deles que é o R-SEC.TF-8501 deve atuar primeiro para a proteção dos demais equipamentos a jusante dele, sendo então a curva mais à esquerda no coordenograma. Em determinada corrente, eles começam a atuar juntos, visto que os relés estão em cascatas, então os dois precisam retirar o curto da linha ao mesmo tempo.

Sobre o coordenograma também é importante acrescentar que os dispositivos de proteção tem que garantir que os cabos não venham ser danificados e nem o transformador. Para isso é preciso que a curva dos relés esteja abaixo das curvas de suportabilidade do transformador e do cabo. Além disso, há um valor de corrente Inrush que surge quando é feito a energização de transformadores, sendo então necessário atingir esse valor para que o transformador funcione corretamente durante a partida. O tempo que leva é de 0,1 segundos no valor da corrente Inrush. É necessário também que os dispositivos atuem quando a ocorrência de um curto no secundário do transformador. Todos esses detalhes foram utilizados para definir a curva que atende melhor ao sistema, garantindo a proteção dos equipamentos e de pessoas.

## 5.1 Trabalhos Futuros

Nessa seção, são feitas algumas sugestões de continuidade desse trabalho:

- Estudo de avaliação de *Arc Flash* e energia incidente: Obtenção das energias incidentes em cada barra no diagrama unifilar, para a situação com os ajustes dos dispositivos de proteção determinados da maneira mais coordena-

nada e seletiva possível, bem como a reavaliação caso as energias incidentes fiquem em valores superiores a  $8 \text{ cal/cm}^2$ , procurando a obtenção de valores inferiores a este, visto que energias incidentes maiores que  $8 \text{ cal/cm}^2$  os equipamentos de proteção individual não serão suficientes para proteger o operador;

- Estudo de todos os dispositivos de proteção na subestação: existe diferentes tipos de relés digitais usados na subestação, e um estudo melhor de cada um deles resultaria em maior conhecimento na área de proteção de sistemas elétricos. Além disso, existe várias outras funções para cada relé, tais como a função de proteção do terra, usada como unidade da função 51, a função 67 que é de relé de sobrecorrente direcional, dentre outras;
- Estudo sobre resistores de aterramento: na subestação estudada, há a presença desses resistores no secundário do transformador delta-estrela aterrada. Eles atuam em coordenação com dispositivos de proteção e medição como relés, disjuntores e transformadores de corrente afim de garantir proteção e disponibilidade ao sistema.

## REFERÊNCIAS

BOLOTINHA, M. **Transformadores de medição de alta e média tensão**. 2017. Disponível em: <<https://universolambda.com.br/transformadores-de-medicao-de-alta-e-media-tensao/#:~:text=Os%%20transformadores%%20de%%20medi%%C3%A7%%C3%A3o%%20%%E2%%80%%93%%20de,n%%C3%A3o%%20lhes%%20permite%%20suportar%%20os>>.

GRIGOLETTO, F. A. **Análise comparativa entre as metodologias ansi e iec para o cálculo de curto-circuito em sistemas industriais**. Tese (Doutorado) — UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ, 2013.

JOIRIS. **O que você precisa saber sobre subestações em média tensão**. 2021. Disponível em: <<https://energes.com.br/o-que-voce-precisa-saber-sobre-subestacoes-em-media-tensao/>>.

LEAO, R. **Distribuição de Energia Elétrica**. 2021. Disponível em: <[https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/130060/mod\\_resource/content/1/Subestacoes-texto.pdf](https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/130060/mod_resource/content/1/Subestacoes-texto.pdf)>.

MAMEDE, J. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. [S.l.]: LTC, 2020.

NONATO, I. D. **do Autor**. 2022.

O que é coordenação e seletividade? Disponível em: <<https://aprendendoeletrica.com/o-que-e-coordenacao-e-seletividade/>>.

OLIVEIRA, T. L. **Plataforma de Sistemas de Potência da Universidade Federal de Uberlândia**. 2021. Disponível em: <<https://thales1330.github.io/PSP/pt/>>.

PEREIRA, B. A. **O que é relé? Como funciona um relé?** 2018. Disponível em: <<https://www.mundodaeletrica.com.br/o-que-e-rele-como-funciona-um-rele/>>.

SCHNEIDER. **Pact Series MasterPact NT and NW**. 2020. Disponível em: <[https://download.schneider-electric.com/files?p\\_enDocType=Catalog&p\\_File\\_Name=LVPED208008EN.pdf&p\\_Doc\\_Ref=LVPED208008EN](https://download.schneider-electric.com/files?p_enDocType=Catalog&p_File_Name=LVPED208008EN.pdf&p_Doc_Ref=LVPED208008EN)>.