



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CAMPUS DE SOBRAL
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

JOSÉ AIRTON CARNEIRO NETO

**METODOLOGIA DE ESTUDO DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE PARA
CLIENTES COM SUBESTAÇÃO DE POTÊNCIA SUPERIOR A 300 KVA**

SOBRAL

2016

JOSÉ AIRTON CARNEIRO NETO

**METODOLOGIA DE ESTUDO DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE PARA
CLIENTES COM SUBESTAÇÃO DE POTÊNCIA SUPERIOR A 300 kVA**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará *Campus* de Sobral como requisito parcial à obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistema de Energia Elétrica.

Orientadora: Me Janaina Barbosa Almada

SOBRAL

2016

JOSÉ AIRTON CARNEIRO NETO

**METODOLOGIA DE ESTUDO DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE PARA
CLIENTES COM SUBESTAÇÃO DE POTÊNCIA SUPERIOR A 300 kVA**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará *Campus* Sobral como requisito parcial à obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistema de Energia Elétrica.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Profa. Me. Janaína Barbosa Almada (Orientadora)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Éber de Castro Diniz
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Miquéias Silva Araújo
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

Aos meus pais, Francisco e Tânia.

A minha namorada, Thalita, e a toda sua família.

A minha irmã Tamyres.

A todos os meus amigos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por estar sempre me iluminando e me guiando. Quero expressar minha gratidão aos meus pais, Francisco e Tânia, que são meu alicerce e meu lugar seguro. Agradeço a Thalita, minha namorada, companheira e fortaleza, a minha sogra Jacqueline, e a minha irmã Tamyres. Quero agradecer aos meus amigos/irmãos de sala, Ayoanma, Erick, Miquéias, João Lucas, Pedro Lucas, Eliézio, Fagner, Thiago e Yury. E devo agradecer imensamente a professora Janaína pela confiança e paciência, pelos conhecimentos e conversas e, principalmente, pelo exemplo de profissionalismo e de vida. Foi um privilégio ser seu aluno e bolsista. Agradeço a todos os meus professores em nome dos professores Éber e Miquéias. Lembro ainda dos meus colegas e amigos da família, do bairro, do colégio, e da graduação que com seus exemplos de dedicação e perseverança me inspiram a continuar no caminho. Tenho ainda de agradecer ao povo brasileiro que juntamente com meus pais financiaram os meus estudos.

“Por mais que tudo pareça difícil e o caminho seja longo, seja fiel, dobre os joelhos diante do Senhor. Com fidelidade e confiança, Ele te honrará com a vitória.”
(Autor Desconhecido).

RESUMO

O sistema elétrico está sempre sujeito a contingências, sendo os curtos-circuitos um dos fenômenos elétricos mais comuns e de maior impacto, devendo possuir um sistema de proteção com a finalidade de diminuir as consequências desse fenômeno elétrico. Esse tipo de falta implica em abrupta elevação da corrente, provocando uma considerável queda de tensão, causando consequências danosas ao sistema elétrico. Desse modo, a elaboração de um sistema de proteção é essencial. Para diminuir a quantidade de consumidores afetados pela falta em um circuito, o sistema de proteção deve ser elaborado de modo que apenas os equipamentos de proteção diretamente conectados ao circuito defeituoso atuem. Desse modo, é necessária a realização do estudo de coordenação entre todos os equipamentos que compõem esse sistema de proteção. O presente trabalho apresenta as principais etapas necessárias para a elaboração de um esquema de proteção para transformadores particulares, demonstrando conceitos necessários para tal finalidade, bem como a apresentação e dimensionamento dos equipamentos que compõem um sistema de proteção. Assim, para a comprovação das informações expostas nesse trabalho, realiza-se um estudo de caso mostrando detalhadamente as etapas do estudo de coordenação e seletividade.

Palavras-chave: Relé de Sobrecorrente. Sistemas de Proteção. Curto-Circuito. Disjuntor de Media Tensão. Coordenação e Seletividade. Proteção de Sistemas Elétricos.

ABSTRACT

An electrical power system is always subject to contingencies, short-circuit being one of the most common and with larger impact. This kind of fault implicates on an abrupt increase of current, provoking a considerable voltage drop, which causes big consequences to the power system. This way the modeling of a protection system is essential. In order to decrease the number of consumers affected by a fault, the protection system must be created in a way that only the protective devices directly connected to the faulted circuit will operate. This way, it is necessary to perform a coordination study over all the equipment that composes the protection system. This paper presents the main steps necessary to model a protection schematics to private transformers, demonstrating some concepts needed to do it, as well as the presentation and scaling of the equipment that compose a protection system. As proof of the data exposed in this work, a case study was made, showing in detail the steps of the study of coordination and selectivity.

Keywords: Overcurrent relay. Protection systems. Short-circuit. Medium voltage circuit breaker. Coordination and selectivity. Power-system protection.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Diagrama fasorial de sequência positiva do sistema trifásico.....	20
Figura 2 - Diagrama fasorial de sequência negativa do sistema trifásico.	21
Figura 3 - Diagrama fasorial de sequência zero do sistema trifásico.....	21
Figura 4 - Curto-circuito trifásico.	24
Figura 5 - Circuito equivalente curto-circuito trifásico.	24
Figura 6 - Curto-Circuito Bifásico.	25
Figura 7 - Circuito Equivalente Curto-circuito Bifásico.....	25
Figura 8 - Curto-circuito fase-terra.	27
Figura 9 - Circuito Equivalente Curto-circuito Monofásico.	27
Figura 10 - Circuito equivalente do Curto-circuito monofásico mínimo.	28
Figura 11 - Comportamento da corrente de Curto-Circuito Simétrica.	29
Figura 12 - Comportamento da corrente de Curto-Circuito Assimétrica.	30
Figura 13 - Zonas de Proteção.....	32
Figura 14 - Símbolo do TC.....	35
Figura 15 - (a)TC com Polaridade Aditiva, (b) TC com Polaridade Subtrativa	36
Figura 16 - Demonstração das Marcações de Polaridade do TC.	36
Figura 17 - Circuito Equivalente de um TC.....	41
Figura 18 - Curva de Magnetização do Núcleo do TC ($\emptyset \times i_e$).	42
Figura 19 - TC de Alta Reatância.	43
Figura 20 - TC de baixa reatância.	44
Figura 21 - Chave Fusível de Corpo Único.	45
Figura 22 - Cartucho da Chave Fusível.....	46
Figura 23 - Elo Fusível de Botão.	47
Figura 24 - Gráfico tempo x corrente da atuação do elo de 40K.	49
Figura 25 - Disjuntor de média tensão com relé acoplado.....	50
Figura 26 - Relé Eletromecânicos.	52
Figura 27 - Relé Eletrônico.....	53
Figura 28 - Relé Digital.	54
Figura 29 - Gráfico da Curva Tempo x Corrente do Rele Normalmente Inversa(NI), Muito Inversa(MI) e Extremamente Inversa(EI).	57
Figura 30 - Coordenograma de Fase	70
Figura 31 - Coordenograma de Neutro.	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Fator de Assimetria, para $t = 1/4$ de ciclo.	31
Tabela 2 - Relação Nominal Simples para TC de $ins = 5 A$	38
Tabela 3 - Impedância do Secundário do TC.	40
Tabela 4 - Cargas nominais conectadas ao secundário do TC.	40
Tabela 5 - Valores típicos de erro	42
Tabela 6 - Especificações dos valores de erro admissível, características construtivas e tensão nominal.	44
Tabela 7 - Tipos de Elo Fusível.	47
Tabela 8 - Diâmetro dos fios da cordoalha x corrente nominal.	48
Tabela 9 - Dimensionamento do Elo Fusível de acordo com a potência do Transformador	48
Tabela 10 - Valores Limites de Tempo x Corrente para a Fusão do Elo.	49
Tabela 11 - Coeficientes da Curva Determinados pela IEC.	58
Tabela 12 - Impedância do Transformador pela Potência.	59
Tabela 13 - Características para Determinação do Ponto ANSI.	60
Tabela 14 - Tabela da Impedância dos Condutores.	62
Tabela 15 - Tabela dos Dados Obtidos na OAP.	63
Tabela 16 - Resumo dos Parâmetros do Relé do Cliente.	70

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
Coelce	Companhia Energética do Ceará
<i>IEC</i>	<i>International Electrotechnical Commission</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TC	Transformador de Corrente

Sumário

1. INTRODUÇÃO.....	16
1.1 Objetivos do trabalho	17
1.2 Estrutura do trabalho.....	17
2. CONCEITOS BÁSICOS	19
2.1 Sistema por Unidade (pu)	19
2.2 Componentes Simétricas	19
2.2.1 Sequência Positiva.....	20
2.2.2 Sequência Negativa	20
2.2.3 Sequência Zero.....	21
2.2.4 Equações de Transformação.....	21
2.3 Corrente de Curto-circuito	23
2.3.1 Tipos de Curto-circuito	23
2.3.2 Comportamento da Corrente de Curto-Circuito	29
2.4 Princípios do Sistema de Proteção.....	32
2.5 Ordem de Ajuste de Proteção (OAP).....	33
3. EQUIPAMENTOS	35
3.1 Transformador de Corrente (TC)	35
3.1.1 Polaridade.....	36
3.1.2 Tensão Nominal e Frequência Nominal	37
3.1.3 Relação de Transformação	37
3.1.4 Carga Nominal.....	39
3.1.5 Classe de Exatidão.....	42
3.1.6 Fator Térmico (FT)	45
3.2 Chave Fusível Unipolar.....	45
3.3 Disjuntor de Alta Tensão.....	50
3.4 Relé de Sobrecorrente	52

3.4.1 Tipos de Relés	52
3.4.2 Ajustes para Atuação do Relé	56
4. ESTUDO DE CASO.....	61
4.1 Cálculo das Impedâncias Reduzidas	61
4.1.1 Valores de Impedância Reduzida da barra	61
4.1.2 Valores de Impedância do Trecho	61
4.1.3 Impedância total equivalente	62
4.1.4 Impedância de contato.....	62
4.2 Cálculos das Correntes de Curto-circuito no Ponto de Conexão do Cliente	63
4.2.1 Curto-Circuito Trifásico.....	63
4.2.2 Curto-Circuito Bifásico.....	63
4.2.3 Curto-Circuito Monofásico	63
4.2.4 Curto-Circuito Monofásico Mínimo	63
4.3 Parâmetros do Relé da Concessionária	63
4.3.1 Tempo de Atuação Temporizada do Relé da Coelce (Fase)	63
4.3.2 Tempo de Atuação Temporizada do Relé da Coelce (Neutro)	64
4.3.3 Atuação Instantânea do Relé da Coelce (Fase)	64
4.3.4 Atuação Instantânea do Relé da Coelce (Neutro)	65
4.4 Cálculo para Dimensionamento do TC do Cliente	65
4.4.1 Determinação do RTC.....	65
4.4.2 Análise de Saturação AC.....	66
4.4.3 Análise de Saturação DC.....	66
4.5 Cálculo para Configuração do Relé do Cliente.....	67
4.5.1 Tempo de Atuação Temporizada do Relé do Cliente (Fase)	67
4.5.2 Tempo de Atuação Temporizada do Relé do Cliente (Neutro).	68
4.5.3 Atuação Instantânea do Relé do Cliente (Fase).....	68
4.5.4 Atuação Instantânea do Relé do Cliente. (Neutro).....	69
4.6 Coordenograma	69
4.6.1 Coordenograma de Fase.....	69
4.6.2 Coordenograma de Neutro	71
5. CONCLUSÃO.....	72

REFERÊNCIAS.....	73
ANEXO A - ORDEM DE AJUSTE DA PROTEÇÃO (FRENTE)	75
ANEXO B - ORDEM DE AJUSTE DA PROTEÇÃO (VERSO)	76

1. INTRODUÇÃO

Um sistema elétrico de potência (SEP) tem como princípio o fornecimento de energia elétrica para diversos tipos de aplicações, tendo de obedecer, entre outros, dois preceitos fundamentais: qualidade e economia (SATO, 2005). Dessa forma, os profissionais responsáveis pela estruturação e funcionamento de um SEP tem como premissa o desenvolvimento de um sistema que atenda as especificações do cliente, sendo o mais confiável, seguro e econômico possível (SOUZA, 2013).

Contudo, qualquer seguimento do sistema elétrico está sujeito a contingências transitórias ou permanentes, mesmo seguindo rigorosas normas e realizando uma perfeita elaboração do projeto elétrico (MAMEDE FILHO, 2005).

Um dos fenômenos elétricos mais comuns e de maior impacto sobre o SEP são os curtos-circuitos. Esse tipo de falta consiste na passagem de corrente elétrica por uma baixa impedância entre dois pontos com potenciais diferentes. O curto-circuito é caracterizado pela abrupta elevação da corrente que pode atingir valores superiores a 10 vezes a corrente nominal do circuito (SCHNEIDER ELECTRIC), além de considerável queda de tensão, o que causa consequência danosas ao SEP (SATO, 2005).

Desse modo, para evitar ou limitar as consequências de um curto-circuito é essencial a elaboração de esquema de proteção, que sejam capazes de impedir a propagação dessa falta, preservando o sistema como um todo, além de manter a continuidade do fornecimento de energia, reduzir os danos aos equipamentos e promover a segurança de todos que usufruem da energia elétrica (TOYOSHIMA, 2012).

Portanto, um sistema de proteção eficiente deve ser estudado e projetado de modo que apenas os equipamentos de proteção diretamente conectados ao elemento defeituoso atuem. Para tal, deverá ser realizado o estudo de coordenação entre todos os equipamentos que compõem esse sistema de proteção (COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ (COELCE), 2011). A coordenação é uma tarefa primordial para um sistema de proteção, pois é através dela que o sistema de proteção irá se comportar de maneira seletiva, restringindo o desligamento somente da área afetada (SATO, 2005).

Devido as diferentes características existentes em um sistema elétrico,

desde a geração até o consumidor final, cada um deve possuir seu próprio sistema de proteção, no qual as proteções básicas variam de acordo com as suas necessidades e características. No caso deste trabalho, o objetivo é determinar as proteções do consumidor atendido pela Companhia Energética do Ceará (Coelce) em tensão primária de distribuição, cuja subestação tenha potência superior a 300 kVA. A proteção deve ser realizada através de disjuntor acionado por relé secundário, cujas funções necessárias são sobrecorrente temporizada para fase (51) e neutro (51N) e sobrecorrente instantânea também para fase (50) e neutro (50N) (COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ (COELCE), 2011).

1.1 Objetivos do trabalho

Esse trabalho tem como premissa demonstrar uma metodologia utilizada para parametrização de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente de uma unidade consumidora com subestação de potência superior a 300 kVA.

Desse modo, nesse trabalho serão apresentados os conceitos necessários para a realização do sistema de proteção. Além disso, serão demonstrados alguns equipamentos utilizados em um sistema de proteção, mostrando o funcionamento e o dimensionamento destes equipamentos.

Por último, será aplicada a metodologia para o dimensionamento do sistema de proteção, onde deverá ser demonstrado:

- Levantamento das características da rede elétrica.
- Cálculo dos níveis de curto-circuito.
- Determinação do tempo de atuação do relé da concessionária de distribuição de energia elétrica.
- Dimensionamento dos equipamentos que serão utilizados para o sistema de proteção da unidade consumidora.
- Determinação dos parâmetros para o ajuste do relé do cliente.
- Comparação entre as curvas de atuação do relé do cliente e da concessionária, mostrando que a coordenação entre os equipamentos de proteção foi realizada.

1.2 Estrutura do trabalho

Este trabalho está dividido em cinco capítulos. O primeiro apresenta os principais conceitos utilizados no trabalho como sistema de proteção e coordenação, além de apresentar os objetivos principais.

No capítulo 2, são apresentadas as ferramentas utilizadas para a realização dos cálculos necessários como sistema por unidade, componentes simétricas, cálculo de curto-circuito, zonas de proteção e ordem de ajuste de proteção.

No capítulo 3, são apresentados os principais equipamentos de proteção, bem como seu funcionamento e métodos para o correto dimensionamento destes equipamentos.

No capítulo 4, demonstra-se a aplicação de todos os conceitos apresentados anteriormente em um estudo de caso real.

Por fim, no capítulo 5 são apresentadas as conclusões alcançadas com o desenvolvimento e os resultados do trabalho realizado.

2. CONCEITOS BÁSICOS

Neste capítulo, são apresentados alguns conceitos necessários à realização do estudo de coordenação e seletividade.

2.1 Sistema por Unidade (pu)

Consiste na determinação de valores base com a finalidade de normalizar os valores das variáveis e constantes. Por convenção, as grandezas escolhidas como valores de base primários são potência e tensão, com base nessas duas variáveis podem ser encontradas as demais (GOMES, 2012).

A equação para a transformação do valor da grandeza para pu é:

$$x_{pu} = \frac{x}{x_{base}} \quad (1)$$

Em que x é o valor real, x_{pu} é o valor em pu e x_{base} é o valor de base.

Para este trabalho, o principal benefício acarretado ao utilizar esse sistema diz respeito aos transformadores, pois como as impedâncias do primário e secundário são expressas em por unidade, logo não há necessidade de referir as impedâncias para o lado que se deseja trabalhar, desprezando as relações de transformação.

No caso deste trabalho, os valores de base do sistema são determinados pela Coelce, sendo a potência de base (P_{base}) de 100 MVA e a tensão de base (V_{base}) adotada de 13,8kV. Desse modo, é possível calcular a corrente de base do sistema através da equação (2).

$$i_{base} = \frac{P_{base}}{V_{base} \cdot \sqrt{3}} = 4183,70 \text{ A} \quad (2)$$

Como também o valor da impedância de base desse sistema por meio da equação (3).

$$z_{base} = \frac{V_{base}^2}{P_{base}} = 1,904 \Omega \quad (3)$$

2.2 Componentes Simétricas

Na grande maioria, os curtos-circuitos provocam o desbalanceamento das fases de um sistema, dificultando os cálculos para obtenção do valor da corrente gerada por esse fenômeno.

Em 1918, Charles Legeyt Fortescue propôs o método das componentes

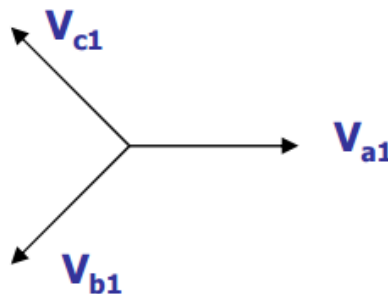
simétricas, também conhecido como Teorema de Fortescue. Esse método demonstra que em um sistema com N fasores desequilibrados pode ser desmembrado em N sistemas de fasores equilibrados, denominados de componentes simétricas do fasores originais (KINDERMANN, 1997).

Assim, aplicando o método de componentes simétricas para um sistema trifásico, chega-se a três sistemas trifásicos de três fasores balanceados denominados de componentes simétricas de sequência positiva, negativa e zero

2.2.1 Sequência Positiva

É o conjunto de três fasores balanceados de mesmo módulo e defasados de 120° , sendo a sequência de fase idêntica a do sistema trifásico original. Na Figura 1, tem-se o diagrama fasorial de sequência positiva.

Figura 1- Diagrama fasorial de sequência positiva do sistema trifásico.



Fonte: (SILVA, 2012)

Considerando os fasores como sendo tensões, e considerando uma tensão qualquer V e por ser um sistema trifásico equilibrado, ou seja, os fasores são defasados de 120° , logo pode se descrever:

$$V_{a1} = V \quad (4)$$

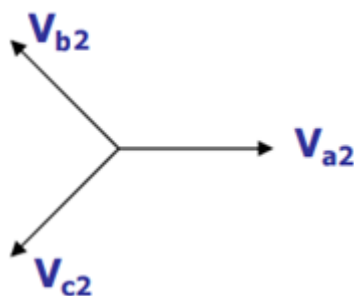
$$V_{b1} = V_{a1} \angle -120^\circ \quad (5)$$

$$V_{c1} = V_{a1} \angle -240^\circ \quad (6)$$

2.2.2 Sequência Negativa

É o conjunto de três fasores balanceados de mesmo módulo e defasados de 120° , sendo a sequência de fase inversa a do sistema trifásico original. Na Figura 2, tem-se o diagrama fasorial de sequência negativa.

Figura 2 - Diagrama fasorial de seqüência negativa do sistema trifásico.



Fonte: Adaptado de (SILVA, 2012)

As equações considerando os fasores como tensões, são:

$$V_{a2} = V \quad (7)$$

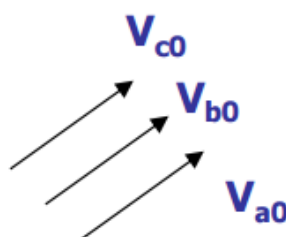
$$V_{b2} = V_{a2} \angle -240^\circ \quad (8)$$

$$V_{c2} = V_{a2} \angle -120^\circ \quad (9)$$

2.2.3 Sequência Zero

É o conjunto de três fasores iguais e em fase, que giram no mesmo sentido que os de seqüência positiva. Na Figura 3 tem-se o diagrama fasorial de seqüência zero.

Figura 3 - Diagrama fasorial de seqüência zero do sistema trifásico.



Fonte: (SILVA, 2012)

A equação que representa essa seqüência considerando os fasores para tensões é dada por:

$$V_{a0} = V_{b0} = V_{c0} = V \quad (10)$$

2.2.4 Equações de Transformação

A determinação dos valores das variáveis do sistema original é realizada por meio da superposição dos três sistemas equilibrados. Aproveitando as expressões nos item anteriores, tem-se:

$$\begin{aligned} \underbrace{V_a}_{ABC} &= \underbrace{V_{a0}}_0 + \underbrace{V_{a1}}_1 + \underbrace{V_{a2}}_2 \\ \underbrace{V_b}_{ABC} &= \underbrace{V_{b0}}_0 + \underbrace{V_{b1}}_1 + \underbrace{V_{b2}}_2 \\ \underbrace{V_c}_{ABC} &= \underbrace{V_{c0}}_0 + \underbrace{V_{c1}}_1 + \underbrace{V_{c2}}_2 \end{aligned} \quad (11)$$

Em que \overrightarrow{ABC} representa os fasores do sistema trifásico desequilibrado, e 0, 1, 2 representam as variáveis dos sistemas equilibrados de sequência zero, positiva e negativa, respectivamente.

O número de variáveis dos cálculos, ao alternar entre o sistema original e o sistema de componentes simétricas, pode ser reduzido ao ser utilizado o operador rotacional a . Este operador é um número complexo unitário e com ângulo de 120° , isto é:

$$a = 1|120^\circ \quad (12)$$

Na forma quadrangular, o operador é dado por:

$$a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad (13)$$

Por meio de artifícios algébricos chega-se a:

$$a^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad (14)$$

$$a^2 = 1|240^\circ \quad (15)$$

Dessa forma, utilizando as equações (12) e (15) na equação (11) obtém-se:

$$\begin{aligned} \underbrace{V_a}_{ABC} &= \underbrace{V_{a0}}_0 + \underbrace{a^2 \cdot V_{a1}}_1 + \underbrace{a \cdot V_{a2}}_2 \\ \underbrace{V_b}_{ABC} &= \underbrace{V_{b0}}_0 + \underbrace{a \cdot V_{b1}}_1 + \underbrace{a^2 \cdot V_{b2}}_2 \\ \underbrace{V_c}_{ABC} &= \underbrace{V_{c0}}_0 + \underbrace{a \cdot V_{c1}}_1 + \underbrace{a^2 \cdot V_{c2}}_2 \end{aligned} \quad (16)$$

Na forma matricial tem-se que:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (17)$$

A matriz dos operadores a é denominada de matriz de transformação, dada por:

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (18)$$

Dessa forma, é possível obter os valores das variáveis do sistema original desequilibrado por meio das componentes simétricas. Para que o contrário dessa proposição seja verdadeiro, a matriz T deve ser invertida, e sua inversa é:

$$T^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (19)$$

Logo:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (20)$$

As mesmas equações também podem ser aplicadas para as correntes como mostrado nas equações seguintes.

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} i_{a0} \\ i_{a1} \\ i_{a2} \end{bmatrix} \quad (21)$$

$$\begin{bmatrix} i_{a0} \\ i_{a1} \\ i_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} x \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (22)$$

2.3 Corrente de Curto-circuito

A corrente de curto-circuito consiste na passagem de um elevado valor de corrente por um circuito, que devido a algum defeito, tem sua impedância reduzida a valores próximos a zero (VIANA FILHO, 2010). A corrente de curto-circuito pode danificar equipamentos conectados ao circuito defeituoso por meio de esforços mecânicos e térmicos, e por consequência, provoca acidentes com usuários.

A especificação do valor da corrente de curto-circuito é essencial para a elaboração do projeto de proteção de um sistema. Dessa forma, o projetista é capaz de prever a consequência do defeito, e assim, dimensionar de forma correta os equipamentos para realizar a abertura e consequente interrupção do circuito defeituoso. O valor de uma corrente de curto-circuito é obtido por meio da impedância entre a unidade geradora e o ponto do defeito (MAMEDE FILHO, 2007).

2.3.1 Tipos de Curto-circuito

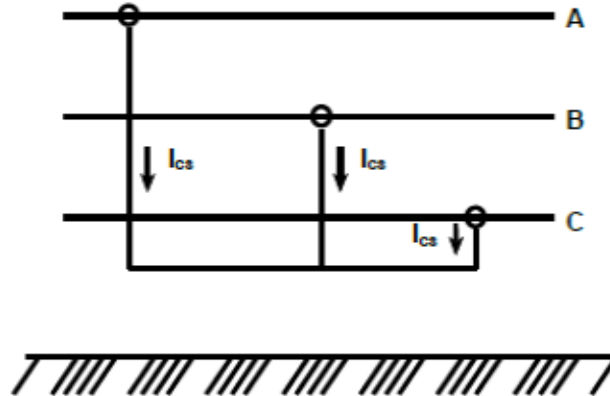
Em circuitos trifásicos um curto-circuito pode ocorrer de diferentes maneiras, tendo a intensidade da corrente diferenciada dependendo do tipo de curto-circuito. A seguir são apresentados os tipos de curto-circuito possíveis de ocorrer no sistema elétrico.

2.3.1.1 Curto-circuito Trifásico

É o curto-circuito provocado pelo contato entre as três fases de um sistema, como exposto na Figura 4. A característica principal desse tipo de curto-circuito

é as fases estarem balanceadas, desse modo apenas a componente de sequência positiva é diferente de zero.

Figura 4 - Curto-circuito trifásico.



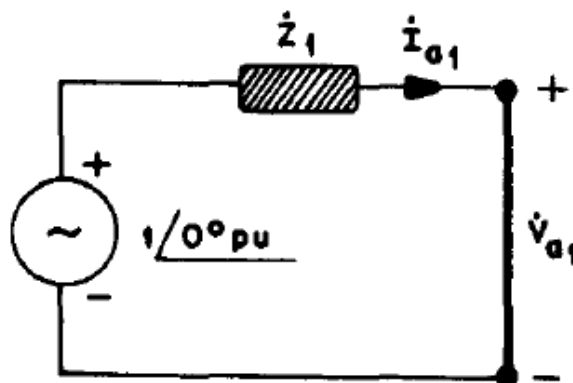
Fonte: (VIANA FILHO, 2010)

Portanto, utilizando a equação (21) e tomando a fase “a” como referência, obtém-se:

$$i_a = i_{a1} \quad (23)$$

Nesse tipo de falta, a impedância resultante representa a impedância acumulada desde a geração ao consumidor final. O circuito equivalente do curto-circuito trifásico pode ser representado como na Figura 5. (KINDERMANN, 1997)

Figura 5 - Circuito equivalente curto-circuito trifásico.



Fonte: (KINDERMANN, 1997)

Considerando a tensão da fonte de 1 pu, através da Figura 5, pode ser deduzido que a corrente é dada por:

$$i_a = i_{a1} = \frac{1}{z_1} (pu) \quad (24)$$

De modo geral, o módulo da corrente de curto-circuito trifásico pode ser obtido através da equação (25).

$$i_{cc3\phi} = \frac{i_{base}}{|z_{eqp}|} \quad (25)$$

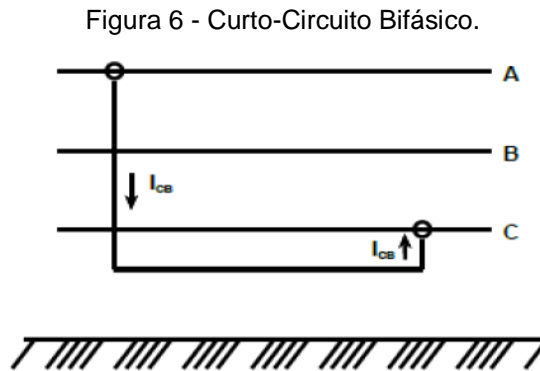
Sendo $i_{cc3\phi}$ a corrente de curto-circuito trifásico, i_{base} a corrente de base do sistema em questão e z_{eqp} a impedância equivalente de sequência positiva, em que:

$$z_1 = \frac{z_{eqp}}{z_{base}} \quad (26)$$

Por possuir os maiores níveis de corrente, o curto-circuito trifásico possui uma grande quantidade de aplicação, como por exemplo, dimensionamento e ajuste dos equipamentos de proteção, capacidade de interrupção dos disjuntores e capacidade térmica dos cabos e equipamentos (MAMEDE FILHO, 2007).

2.3.1.2 Curto-circuito Bifásico

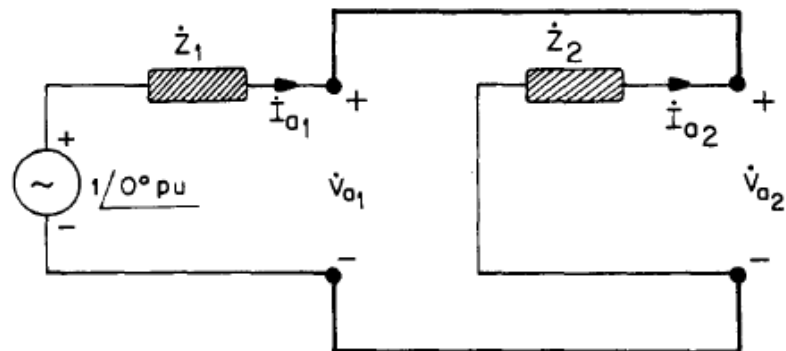
Ocorre quando duas fases entram em contato, como pode ser visto na Figura 6



Fonte: (VIANA FILHO, 2010)

O circuito equivalente das componentes de sequência pode ser representado por:

Figura 7 - Circuito Equivalente Curto-circuito Bifásico.



Fonte: (KINDERMANN, 1997)

Sendo z_1 a impedância de sequência positiva e z_2 impedância de sequência negativa.

No sistema brasileiro de energia, onde a rede de distribuição é geralmente distante da fonte de geração de energia, pode ser considerado que em cargas simétricas, e até mesmo cargas assimétricas, as impedâncias de sequência negativa e as impedâncias de sequência positiva são iguais (SILVA, 2012). Desse modo, através da Figura 7 é possível calcular a corrente de sequência positiva da falta bifásica logo:

$$i_{a1} = \frac{1}{2|z_1|} (pu) \quad (27)$$

A corrente da componente de sequência negativa possui a mesma magnitude da corrente de sequência positiva, entretanto em oposição de fase, e é dada por:

$$i_{a2} = -i_{a1} \quad (28)$$

Desse modo, utilizando-se a equação (21), conclui-se que:

$$i_a = 0 \quad (29)$$

$$i_b = -i_c = a^2 \cdot i_{a1} - a \cdot i_{a1} \quad (30)$$

Como:

$$a^2 - a = \sqrt{3}[-90^\circ] \quad (31)$$

E utilizando a equação (27):

$$i_b = \frac{\sqrt{3}}{2|z_1|} (pu) \quad (32)$$

O módulo da corrente de curto-circuito bifásico é dado por:

$$i_b = \frac{\sqrt{3} \cdot i_{base}}{2|z_{eqp}|} \quad (33)$$

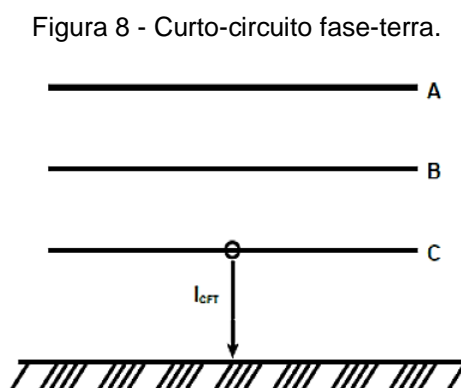
Utilizando as equações (25) e (33), finalmente é possível encontrar uma relação entre as correntes de curto-circuito trifásico e bifásico para um mesmo ponto do sistema como apresentado a seguir:

$$i_{cc2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} i_{cc3\phi} \quad (34)$$

2.3.1.3 Curto-circuito Monofásico (Fase-Terra)

Ocorre quando uma das fases entra em contato com o a terra, como pode

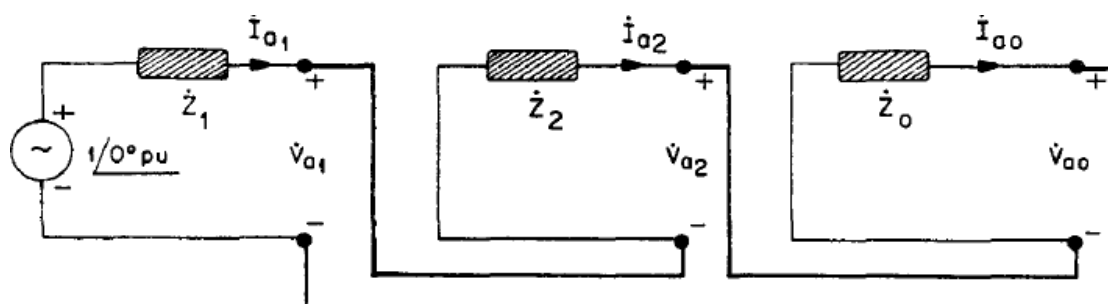
ser visto na Figura 8. É o curto-circuito mais comum entre todos os tipos. É utilizada para a obtenção do limite da tensão de passo, secção mínima dos condutores de aterramento e ajuste dos valores mínimos para os dispositivos de proteção, entre outras aplicações. (MAMEDE FILHO, 2005)



Fonte: (VIANA FILHO, 2010)

Nesse tipo de curto-circuito todas as componentes simétricas estão presentes, assim o circuito equivalente desse tipo de falta é apresentado na Figura 9.

Figura 9 - Circuito Equivalente Curto-circuito Monofásico.



Fonte: (KINDERMANN, 1997)

Para essa falta, z_1 é igual z_2 tanto em módulo como em fase, e z_0 corresponde à impedância de sequência zero acumulada até o ponto do defeito, tem-se então que:

$$i_{a1} = i_{a2} = i_{a0} = \frac{1}{2z_1 + z_0} (pu) \quad (35)$$

Utilizando a equação (21), é possível encontrar a corrente da fase "a":

$$i_a = \frac{3}{2z_1 + z_0} (pu) \quad (36)$$

O módulo da corrente de curto-circuito monofásica é dado por:

$$i_{cc1\phi-terra} = \frac{3i_{base}}{|2z_{eqp} + z_{eqz}|} \quad (37)$$

Em que:

$$z_0 = \frac{z_{eqz}}{z_{base}} \quad (38)$$

em que z_{eqz} é a impedância equivalente de sequência zero desde a fonte até o ponto de falta.

2.3.1.4 Curto-circuito Monofásico Mínimo

Refere-se ao contato de uma das fases com a terra, entretanto, diferente da descrição anterior, nesse tipo de falta há o aparecimento de uma resistência entre o condutor e o solo, denominada de impedância de contato (z_c).

O valor de z_c em pu é dado pela equação

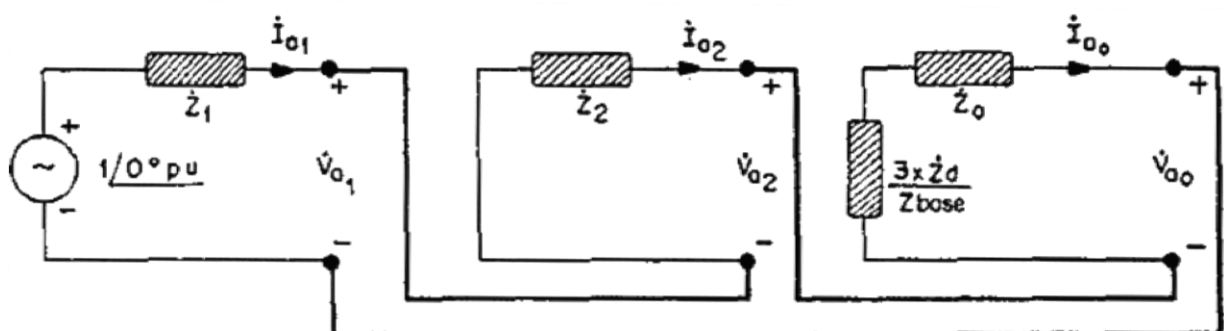
$$z_c = \frac{3 \cdot z_d}{z_{base}} \quad (39)$$

Pela equação (39) pode ser visto que o valor da impedância de contato depende da impedância característica do solo (z_d) em que o condutor toca, dessa forma, as concessionárias de energia são obrigadas a estipularem seu próprio valor de z_c (KINDERMANN, 1997). Um exemplo de valor de z_d é o utilizado pela Coelce, cujo valor adotado é de $\frac{100}{3} \Omega$.

Esse tipo de curto-circuito apresenta intensidade de corrente baixa, se comparada com os demais tipos, podendo, mesmo em falta, não atuar os dispositivos de proteção, devido a pouca sensibilidade gerada pela corrente desse tipo de curto-circuito. (KINDERMANN, 1997)

A diferença entre o circuito equivalente desta falta e a do item 2.3.1.3 é o acréscimo da impedância de contato como pode ser observado na Figura 10.

Figura 10 - Circuito equivalente do Curto-circuito monofásico mínimo.



Fonte: (KINDERMANN, 1997)

O módulo da corrente de curto circuito monofásica mínima é dado por:

$$i_{cc1\phi-terra\ min} = \frac{3 \cdot i_{base}}{|2z_{eqp} + z_{eqz} + z_c|} \quad (40)$$

2.3.2 Comportamento da Corrente de Curto-Circuito

A corrente de curto-circuito adquire formas diferentes durante o tempo de ocorrência do defeito. A equação seguinte mostra matematicamente o comportamento:

$$i_{cc(t)} = \sqrt{2} \cdot i_{ccs} \cdot \left[\text{sen}(\omega t + \beta - \theta) - e^{-t/C_t} \cdot \text{sen}(\beta - \theta) \right] \quad (41)$$

Sendo que $i_{cc(t)}$ é o valor instantâneo da corrente de curto-circuito, i_{ccs} é o valor eficaz da corrente de curto-circuito simétrica, β corresponde ao deslocamento angular da tensão, θ é o ângulo referente X/R , e C_t que é a constante de tempo do sistema. O valor de θ é dado pela equação (42), já C_t é determinado através da equação (43)

$$\theta = \text{arctg} \left(\frac{X}{R} \right) \quad (42)$$

$$C_t = \frac{X}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot R} \quad (43)$$

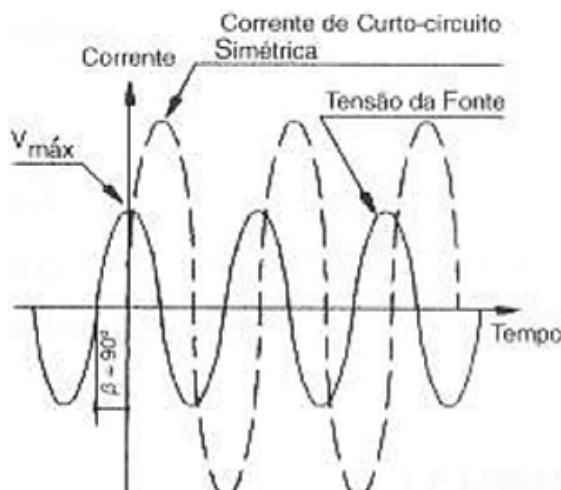
Em que R representa a resistência do circuito desde a geração ao ponto do defeito, X e a reatância do circuito desde a geração ao ponto do defeito e f corresponde a frequência do sistema.

O primeiro termo da equação $\sqrt{2} \cdot i_{ccs} \cdot \text{sen}(\omega t + \beta - \theta)$ representa a parcela simétrica da corrente de curto-circuito que ocorre em regime permanente. O outro termo, $\sqrt{2} \cdot i_{ccs} \cdot e^{-t/C_t} \cdot \text{sen}(\beta - \theta)$, representa a componente contínua, responsável pela assimetria da corrente de curto-circuito.

2.3.2.1 Corrente Simétrica (i_{ccs})

Corresponde a uma corrente cuja sua componente contínua é nula, sendo simétrica em relação ao eixo horizontal como apresentado na Figura 11.

Figura 11 - Comportamento da corrente de Curto-Circuito Simétrica.



Fonte: (MAMEDE FILHO, 2007)

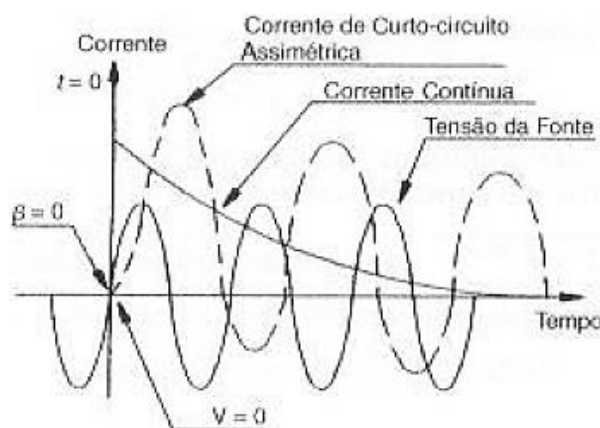
Ao considerar um circuito no qual a reatância X é muito maior que a resistência R ($\theta \rightarrow 90^\circ$), tem-se que a corrente será totalmente simétrica no caso do defeito ocorrer no momento em que a tensão atinge seu valor máximo ($\beta = 90^\circ$), zerando a componente assimétrica, como pode ser observado em (41), resultando na equação (44).

$$i_{cc(t)} = \sqrt{2} \cdot i_{ccs} \cdot \text{sen}(\omega t) \quad (44)$$

2.3.2.2 Corrente Assimétrica (i_{cca})

Corresponde a uma corrente em que sua componente contínua é diferente de zero, apresentando características assimétricas em relação ao eixo horizontal, como pode ser observado na Figura 12.

Figura 12 - Comportamento da corrente de Curto-Circuito Assimétrica.



Fonte: (MAMEDE FILHO, 2007)

Do mesmo modo anteriormente citado, ao considerar um circuito onde reatância X é muito maior que a resistência R ($\theta \rightarrow 90^\circ$), tem-se que a corrente se comportará de maneira assimétrica no caso do defeito ocorrer no momento em que

a tensão atinge o eixo horizontal, ou seja, seu valor seja nulo ($\beta = 0^\circ$), resultando na equação (45).

$$i_{cc(t)} = \sqrt{2} \cdot i_{ccs} \cdot \left[\text{sen}(\omega t + 90^\circ) + e^{-t/c_t} \right] \quad (45)$$

Pela equação (45), pode ser concluído que para $t \rightarrow 0$ o valor de $i_{cc(t)}$ é máximo, entretanto a característica de assimetria vai reduzindo ao longo do tempo. Dessa forma, supondo um defeito de regime permanente, a corrente passar a ter um comportamento simétrico.

Analisando em conjunto com a equação (43) conclui-se que quanto maior a características reativa indutiva do sistema, mais lento será o amortecimento dessa corrente. Em contrapartida, quanto maior a característica resistiva do sistema, mais rápido será o amortecimento dessa corrente.

Entretanto, segundo Mamede Filho (2007), a determinação da intensidade da corrente de curto-circuito assimétrico pode ser feita apenas tendo o conhecimento da relação X/R e do fator de assimetria, $\sqrt{1 + 2 \cdot e^{(-2 \cdot t/c_t)}}$, através da equação:

$$i_{cca} = i_{ccs} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot e^{(-2 \cdot t/c_t)}} \quad (46)$$

Considerando $t = 1/4$ de ciclo, podem ser estipulados alguns valores para o fator de assimetria, como pode ser visto na Tabela 1.

Tabela 1 - Fator de Assimetria, para $t = 1/4$ de ciclo.

X/R	Fator de Assimetria
0,40	1,00
0,60	1,00
0,80	1,02
1,00	1,04
1,20	1,07
1,40	1,10
1,60	1,13
1,80	1,16
2,00	1,19

Fonte: Adaptada de (MAMEDE FILHO, 2007)

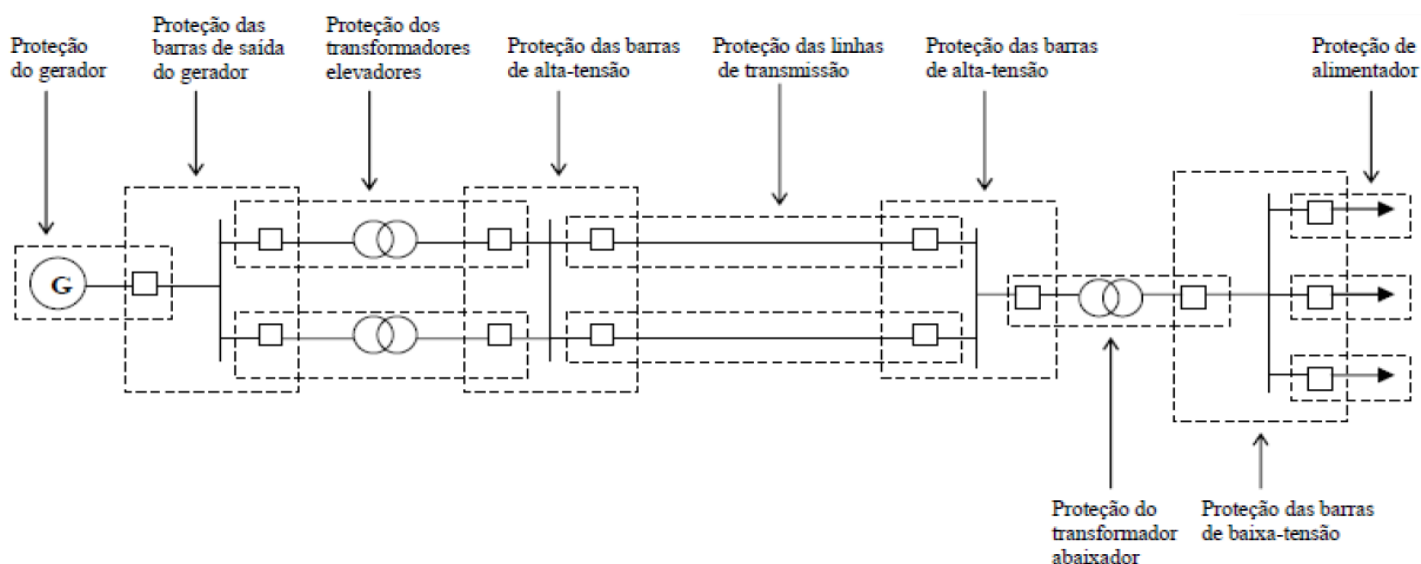
2.4 Princípios do Sistema de Proteção.

O sistema de proteção é definido como sendo um sistema composto por todos os equipamentos necessários para detectar, localizar, iniciar e completar a eliminação de defeitos ou condições anormais do sistema (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 1985).

Um sistema de proteção deve ser sempre projetado para atender a premissa que na ocorrência de uma anomalia no sistema elétrico, a proteção deve atuar o mais rápido possível, eliminando o defeito, e prejudicando o menor número de consumidores (MATTOS, 2010).

A proteção de um sistema elétrico de potência, por sua complexidade, é realizada através da divisão desse sistema elétrico em zonas de proteção, como pode ser visto na Figura 13, onde cada zona possui seus próprios equipamentos de proteção. Entretanto é necessário realizar a sobreposição de zonas, dessa forma, garante-se que nenhum elemento fique desprotegido.

Figura 13 - Zonas de Proteção.



Fonte: (VIANA FILHO, 2010)

Com isso, na ocorrência de uma falta, em uma determinada zona de proteção apenas o equipamento de proteção dessa zona que deve atuar, evitando que as outras zonas sejam afetadas pelo defeito, atuando o mais rápido quanto possível. Portanto, um sistema de proteção para ser considerado eficiente deve possuir as seguintes características: confiabilidade, seletividade, coordenação, velocidade e sensibilidade.

A confiabilidade diz respeito à atuação dos componentes do sistema de proteção atuar de maneira correta quando for acionado, considerando também evitar a operação indesejada desses equipamentos (MAMEDE FILHO e RIBEIRO MAMEDE, 2011).

A seletividade consiste na atuação da proteção em retirar uma determinada parte defeituosa do sistema sem interferir nos demais circuitos que permanecem em operação normal, restringindo o número de afetados pelo defeito (MAMEDE FILHO e RIBEIRO MAMEDE, 2011).

Coordenação consiste na determinação da sequência de operação dos dispositivos de proteção de uma rede, quando esta possui dois ou mais dispositivos de proteção em série, operando sempre o dispositivo mais próximo ao defeito. A coordenação é realizada através da determinação de intervalos de tempo para atuação de cada dispositivo de proteção (MAMEDE FILHO e RIBEIRO MAMEDE, 2011).

A rapidez da atuação do sistema de proteção é uma característica muito relevante do sistema de proteção, visto que quanto mais rápido atuar o dispositivo de proteção, menores serão os efeitos de uma falta. (VIANA FILHO, 2010)

A sensibilidade está relacionada com a capacidade do sistema de proteção de identificar condições anormais. (MAMEDE FILHO e RIBEIRO MAMEDE, 2011)

2.5 Ordem de Ajuste de Proteção (OAP)

A OAP é um documento cedido pela concessionária, e que contém as informações da rede em que o consumidor será conectado, que são necessárias para a elaboração de um projeto de sistema de proteção para seus clientes a partir do seu ponto de conexão.

Existem diferentes tipos de OAP disponibilizando informações de diferentes modos, entretanto, todas com o mesmo objetivo: possibilitar a determinação dos valores das correntes de curto-circuito no ponto de conexão do cliente.

A Coelce através da OAP disponibiliza as impedâncias do sistema, bem como as impedâncias dos condutores que interligam a subestação de distribuição ao ponto de conexão do cliente, tornando necessária a utilização das equações apresentadas no item 2.3 deste trabalho para o cálculo das correntes de curto-circuito. Além disso, a OAP dessa concessionária disponibiliza os parâmetros de configuração do relé de proteção referente a rede em que o cliente deve ser conectado, pos-

sibilitando a realização do estudo de coordenação entre o dispositivo de proteção do cliente e da subestação. No anexo A pode ser vista a OAP utilizada no estudo de caso que será realizado nesse trabalho.

3. EQUIPAMENTOS

Nesse capítulo serão apresentados alguns equipamentos utilizados para a realização de um sistema de proteção. Será demonstrado o modo de funcionamento, bem como as etapas para dimensionamento destes equipamentos.

3.1 Transformador de Corrente (TC)

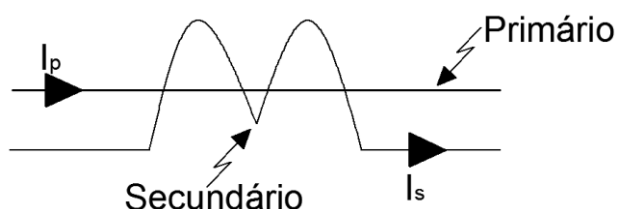
O transformador de corrente (TC) é um equipamento que é capaz de reproduzir em seu enrolamento secundário, uma corrente proporcional a corrente que circula pelo seu enrolamento primário. Desse modo, o TC é capaz de fornecer uma corrente adequada para ser utilizada em equipamentos de medição, controle e proteção (KINDERMANN, 2012).

O enrolamento primário deste equipamento deve ser constituído por fios grossos e com poucas espiras, para assim reduzir o máximo possível a sua impedância e não provocar queda de tensão, além de suportar a corrente que possa passar pelo circuito de força. Este enrolamento é obrigatoriamente conectado em série com o circuito que se deseja realizar as medições (KINDERMANN, 2012).

O enrolamento secundário do TC é padronizado para operar com corrente nominal de 1A ou 5A pelas normas internacionais, entretanto para a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), os TC's devem operar com corrente nominal de 5A. Dessa forma, este deve ser constituído por várias espiras com a finalidade de realizar a transformação de corrente, e por consequência de operar com baixa corrente, é constituído por fios finos.

Visando a simplificação da representação do TC, é convencional a utilização da simbologia mostrada na Figura 14.

Figura 14 - Símbolo do TC.



Fonte: Adaptado de (KINDERMANN, 2012)

Como pode ser visto na Figura 14, o enrolamento primário é representado por uma linha reta, enquanto que as duas curvas, representam o enrolamento secundário,

3.1.1 Polaridade

A polaridade é a relação entre o sentido da tensão aplicada nos terminais do primário, em comparação com o sentido da tensão induzida no secundário do TC (S. ARAÚJO, CAMARA DE SOUSA, *et al.*, 2005). É determinada durante a fabricação desses equipamentos e esta relacionada à forma como as bobinas estão enroladas no núcleo magnético. A polaridade pode ser subtrativa ou aditiva.

Figura 15 - (a) TC com Polaridade Aditiva, (b) TC com Polaridade Subtrativa



Fonte: Adaptado de (KINDERMANN, 2012)

A ABNT (1992) estabelece que para serviços de medição e proteção, os TC's devem ser construídos com polaridade subtrativa.

A marcação da polaridade é muito importante para a instalação correta dos dispositivos ao secundário do TC. Essa marcação é comumente realizada por numeração dos terminais, e/ou marcas permanentes em alto ou baixo relevo, como pode ser visto no exemplo da Figura 16.

Figura 16 - Demonstração das Marcações de Polaridade do TC.



Fonte: Adaptado de (Rehtom Transformadores de Potencial e Corrente)

3.1.2 Tensão Nominal e Frequência Nominal

Tensão nominal do primário corresponde ao nível de tensão máxima em que o TC pode operar, e é especificada por um valor ligeiramente superior a tensão nominal da rede em que o TC está conectado. Os valores para especificação são padronizados, através da ABNT (1992), com valores de 0,6kV, 1,2kV, 7,2kV, 15kV, 24,2kV, 36,2kV, 72,5kV, 92,4kV 145 kV, 242 kV. Em um sistema de distribuição em 13,8kV, como o da Coelce, logo o TC deverá ter tensão nominal do primário de 15kV.

A tensão nominal do secundário corresponde ao limite de tensão no secundário do TC, para uma corrente de até 20 vezes a corrente nominal, sem que o equipamento ultrapasse o valor de erro especificado. (SAMPAIO) Os valores padrões para essa características estão especificados na Tabela 4.

No Brasil, a frequência nominal da rede é de 60Hz (Hertz).

3.1.3 Relação de Transformação

A proporcionalidade entre a corrente do primário e a corrente do secundário se dá pela relação de transformação do TC (RTC), e, segundo Kindermann (2012), é expressa pela equação:

$$RTC = \frac{N_s}{N_p} \quad (47)$$

Em que N_p corresponde ao número de espiras do enrolamento primário, e N_s corresponde ao número de espiras do secundário.

Através do RTC é possível encontrar a relação entre as correntes do primário e do secundário por meio da força magnetomotriz que agem sobre os enrolamentos do TC. Aplicando-se a relação similar a Lei de Ohm para circuito magnético, resulta-se na equação (48).

$$\mathcal{F}_p - \mathcal{F}_s = \mathfrak{R} \cdot \Phi \quad (48)$$

Sendo \mathcal{F}_p a força magnetomotriz da bobina primária do TC, \mathcal{F}_s a força magnetomotriz da bobina secundária do TC, \mathfrak{R} a Relutância do circuito magnético do núcleo, e Φ o fluxo magnético no núcleo do TC.

Sabendo-se que

$$\mathcal{F} = N \cdot i \quad (49)$$

E considerando que o TC seja ideal, ou seja, a relutância no núcleo mag-

nética é nula, tem-se que:

$$N_p \cdot i_{np} - N_s \cdot i_{ns} = 0 \quad (50)$$

$$i_{ns} = \frac{N_p \cdot i_{np}}{N_s} \quad (51)$$

Substituindo equação (47) na equação (51), chega se a:

$$i_{ns} = \frac{i_{np}}{RTC} \quad (52)$$

Em que i_{np} corresponde a corrente nominal do primário e i_{ns} é a corrente nominal do secundário.

Os valores comerciais de valores de RTC são dados na Tabela 2.

Tabela 2 - Relação Nominal Simples para TC de $i_{ns} = 5 A$.

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

Fonte: Adaptado de (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 1992)

O valor de RTC é determinado pela corrente no primário do TC, visto que a corrente do secundário é padronizada em 5 A. No dimensionamento do TC, devem ser consideradas a corrente nominal do circuito e a corrente máxima de curto-circuito, a qual determina-se pelo fator de segurança (FS) utilizado.

3.1.3.1 Fator de Segurança ou Fator de Sobrecorrente (FS)

Segundo a ABNT (1992), um TC para fins de proteção deve manter a sua precisão de transformação para uma corrente de até 20 vezes a corrente nominal do enrolamento primário deste equipamento sem que o núcleo sature. O FS é a relação

entre a maior corrente máxima de curto-circuito pela corrente nominal do primário, escrita a seguir:

$$FS = \frac{I_{cc_max}}{I_{np}} \quad (53)$$

Logo, FS é igual a 20. Desse modo, para garantir que o TC não sature, a corrente do enrolamento primário deve ser calculado tomando como base a inequação (54), assim:

$$I_{cc_max} \leq 20 \cdot I_{np} \quad (54)$$

Assim a corrente de primário é

$$I_{np} \geq \frac{I_{cc_max}}{20} \quad (55)$$

Sendo o I_{cc_max} o valor da corrente máxima de curto-circuito, I_{np} deve ser especificado como um dos valores da Tabela 2 ligeiramente superior ao encontrado pela inequação (55).

3.1.4 Carga Nominal

Representa o valor máximo de impedância que pode ser conectado ao secundário do TC, com o intuito de não ultrapassar o valor de tensão máxima, mantendo a exatidão desse equipamento. A carga no secundário do TC é determinada pela equação (KINDERMANN, 2012):

$$V_s = z_{carga} \cdot i_s \quad (56)$$

Sendo V_s a tensão no secundário, i_s a corrente que circula pelo enrolamento secundário e z_{carga} a impedância equivalente no enrolamento secundário do TC.

A impedância equivalente no secundário corresponde à soma de todas as impedâncias conectadas ao secundário do TC, incluindo a impedância interna do enrolamento secundário. No caso de haver mais de um relé em série para proteção deverá ser levada em consideração a impedância de todos (KINDERMANN, 2012).

$$z_{carga} = z_s + z_{fiação} + \sum z_{relés} \quad (57)$$

Em que z_s é a impedância intrínseca ao secundário do TC, $z_{Relés}$ é a soma das impedâncias de todos os relés conectados ao TC, e $z_{Fiação}$ é a impedância dos condutores que interligam o TC aos relés, sendo dado pela equação (58).

$$Z_{\text{fiação}} = \rho_{\text{cobre}} \frac{l}{S_{\text{fio}}} \quad (58)$$

Sendo ρ_{cobre} a densidade do cobre ($\frac{1}{58,82} \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$), l corresponde o comprimento do fio e S_{fio} a Secção transversal do fio.

A impedância do enrolamento secundário do TC deve ser obtida através das especificações do fabricante, entretanto, na impossibilidade disso, pode ser utilizada a Tabela 3 para a determinação desse parâmetro.

Tabela 3 - Impedância do Secundário do TC.

	$RTC \leq \frac{300}{5}$	$\frac{300}{5} \leq RTC \leq \frac{3000}{5}$	$RTC \geq \frac{3000}{5}$
Impedância	0,005 Ω /espira	0,0035 Ω /espira	0,0025 Ω /espira

Fonte: Adaptado de (KINDERMANN, 2012)

Para a determinação do valor de tensão máxima no secundário, deve ser considerado o pior caso, ou seja, quando a corrente no circuito for cerca de 20 vezes maior que a corrente nominal, como exposto no item 3.1.3.1. Os valores comerciais de carga estão expostos na Tabela 4.

Tabela 4 - Cargas nominais conectadas ao secundário do TC.

Designação	Potencia Aparente (VA)	Resistencia (Ω)	Reatância (Ω)	Impedância (Ω)	Tensão Máxima Secundário (V) $20 \cdot 5A \cdot Z_{\text{carga}}$
Cargas Nominais Para Fator de Potência de 0,9					
C 2,5	2,5	0,09	0,044	0,1	10
C 5	5	0,18	0,087	0,2	20
C12,5	12,5	0,45	0,218	0,5	50
C 22,5	22,5	0,81	0,392	0,9	90
C 45	45	1,62	0,785	1,8	180
C 90	90	3,24	1,569	3,6	360
Cargas Nominais Para Fator de Potência de 0,5					
C 25	25	0,5	0,866	1,0	100
C 50	50	1,0	1,732	2,0	200
C 100	100	2,0	3,464	4,0	400
C 200	200	4,0	6,928	8,0	800

Fonte: Adaptado de (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 1992)

3.1.4.1 Saturação do Núcleo do TC

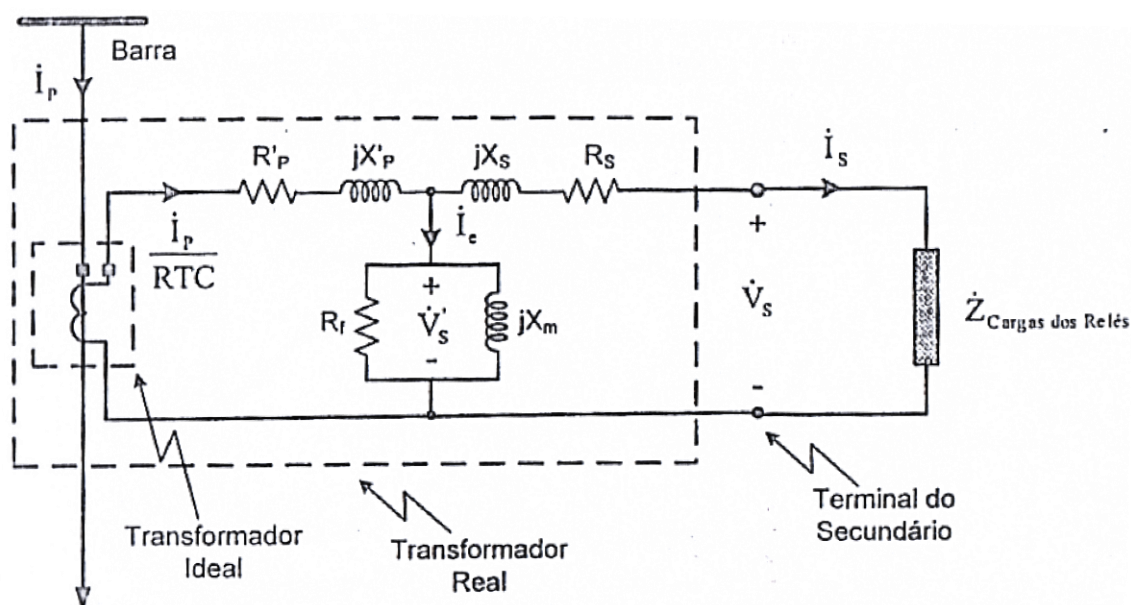
Na Figura 17, tem-se a representação de um TC real, mostrando todas as impedâncias, como também as correntes que circulam por este equipamento.

Observando o circuito equivalente da Figura 17 pode ser deduzido que:

$$i_s = \frac{i_p}{RTC} - i_e \quad (59)$$

Em que i_e representa a corrente de magnetização do núcleo. Logo, é possível concluir que a imprecisão da relação de transformação é ocasionada pela corrente de magnetização do núcleo, i_e (KINDERMANN, 2012).

Figura 17 - Circuito Equivalente de um TC.



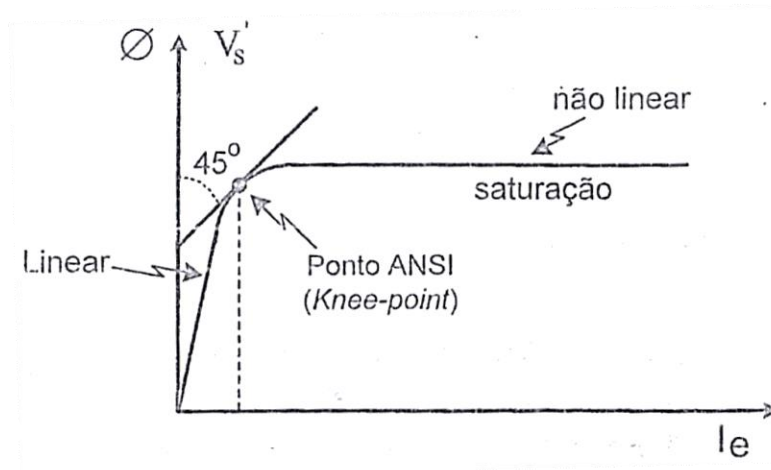
Fonte: (KINDERMANN, 2012)

Através da equação (56), é determinado que a tensão V_s é diretamente proporcional a i_s . O aumento da tensão no secundário tem, como consequência, o aumento do fluxo magnético dentro do núcleo do TC, logo a corrente de excitação do núcleo também irá aumentar, resultando na redução, embora pequena, da precisão do TC.

Entretanto, o núcleo magnético possui um valor limite de fluxo magnético. Quando o valor do fluxo magnético ultrapassa esse limite, diz-se que o núcleo está saturado. A partir desse ponto, i_e aumenta acentuadamente como pode ser visto na Figura 18, reduzindo de forma drástica a precisão do TC, resultado de uma i_s distorcida pelas harmônicas provenientes da não linearidade de magnetização do núcleo,

o que pode gerar problemas como a atuação indevida dos equipamentos de proteção, e em um pior cenário a não atuação dos equipamentos na eliminação de defeitos (KINDERMANN, 2012).

Figura 18 - Curva de Magnetização do Núcleo do TC ($\phi \times i_e$).



Fonte: (KINDERMANN, 2012)

3.1.5 Classe de Exatidão

A classe de exatidão corresponde ao erro máximo aceitável que o TC pode apresentar durante a transformação, observado suas características construtivas e o limite de tensão no enrolamento secundário. Os valores limites de erro são especificados de acordo com a função do TC.

Tabela 5 - Valores típicos de erro

Função	Erro (%)
Medição	0,3 – 0,6 – 1,2 – 3
Proteção	2,5 – 5 – 10

Fonte: Adaptado de (KINDERMANN, 2012)

Nesse caso, será enfatizada a classe de exatidão dos TC's voltados para proteção, tendo em vista a temática deste trabalho.

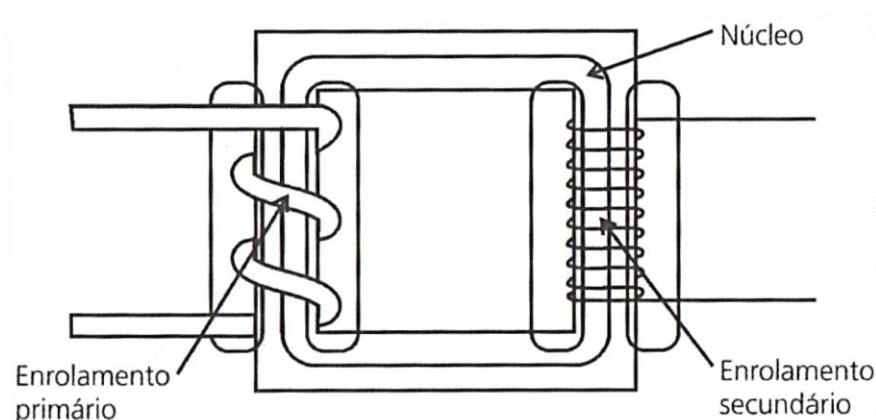
Para a determinação da classe de exatidão, além do erro aceitável, deve ser determinada também a característica construtiva do TC, bem como o valor máximo de tensão no secundário.

Quanto as suas características construtivas, os TC's podem ser classificados como de baixa reatância ou de alta reatância.

3.1.5.1 Transformador de Corrente de Alta Reatância.

Esse tipo de TC é construído enrolando a bobina do primário e do secundário em porções concentradas do núcleo, como pode ser visto na Figura 19. Dessa forma, nas porções do núcleo onde não se encontra os enrolamentos tem-se dispersão do fluxo magnético, ocasionando erros durante a transformação dos valores de corrente, entretanto, dependendo da aplicação, esse erro pode ser desprezível. Pela ABNT (1992) esse equipamento é representado pela letra A, que vem de alta reatância.

Figura 19 - TC de Alta Reatância.

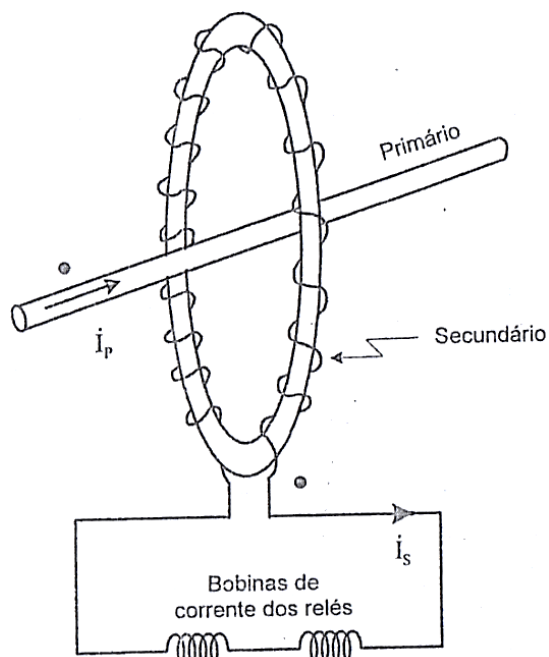


Fonte: Adaptado de (S. ARAÚJO, CAMARA DE SOUSA, *et al.*, 2005)

3.1.5.2 Transformadores de Corrente de Baixa Reatância.

Corresponde aos TCs que possuem o enrolamento secundário com espiras distribuídas de forma uniforme sobre todo o núcleo toroidal, enquanto que o primário, por possuir uma bitola muito grande, impossibilita o enrolamento deste no núcleo, como pode ser visto na Figura 20. Desse modo, o primário passa a ser uma barra que é posicionada no centro do núcleo toroidal. Nesse caso, a dispersão do fluxo magnético não afeta de maneira significativa a relação de transformação do TC. Este equipamento é representado pela letra B, que vem de baixa reatância (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 1992).

Figura 20 - TC de baixa reatância.



Fonte: (KINDERMANN, 2012)

3.1.5.3 Determinação da Classe de Exatidão

A classe de exatidão do TC, segundo a Associação Brasileira de Normas Técnicas (1992), é representada por 10 A 200.

Sendo o primeiro número o erro máximo admissível, a letra representa a característica construtiva do TC e o último valor representa a tensão máxima no secundário do TC. As especificações para cada características estão organizadas na Tabela 6.

Tabela 6 - Especificações dos valores de erro admissível, características construtivas e tensão nominal.

Erro Admissível	Característica Construtiva	Tensão Nominal
2,5 – 5 – 10	A ou B	10 – 20 – 50 – 90 – 100 – 180 – 200 – 360 – 400 – 800

Fonte: Adaptado de (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 1992)

Como exemplo, 10 A 200

Nesse caso, tem-se um TC com 10% de exatidão para qualquer valor de corrente entre 1 a 20 vezes a corrente nominal do primário, A de alta reatância, e com tensão máxima no secundário de 200V.

3.1.6 Fator Térmico (FT)

Representa a relação entre a corrente nominal do primário (I_{pn}) e a corrente máxima ($I_{pmáxima}$) admissível em regime permanente nesse enrolamento, sem prejudicar o desempenho, a vida útil e a isolação dos componentes internos desse equipamento (KINDERMANN, 2012).

$$FT = \frac{I_{pmáxima}}{I_{pn}} \quad (60)$$

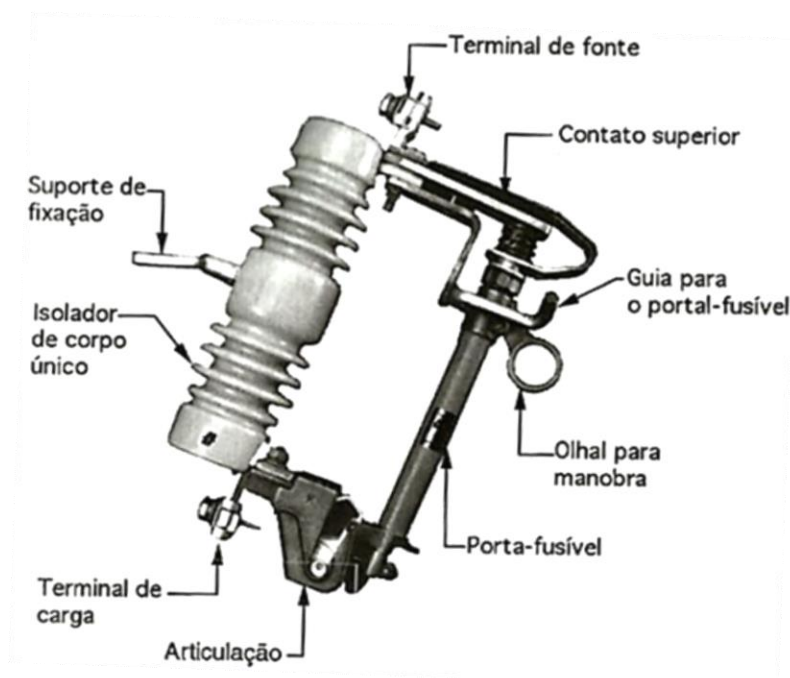
Geralmente, são adotados os seguintes valores para FT : 1,0; 1,2; 1,3; 1,5 e 2,0 (KINDERMANN, 2012).

Esse fator tem como objetivo suprir um possível aumento de corrente, mediante o acréscimo de carga, além de possibilitar folgas para situações em que ocorra alguma contingência (KINDERMANN, 2012).

3.2 Chave Fusível Unipolar

Equipamento utilizado para a proteção de circuitos primários contra sobrecorrente por meio da fusão de um corpo metálico, que dispara um sistema de articulação e molas, que desconecta o sistema defeituoso da rede de energia, como apresentado na Figura 21. As características de atuação são de competência do corpo metálico, que é denominado elo fusível.

Figura 21 - Chave Fusível de Corpo Único.



Fonte: (MAMEDE FILHO, 2005)

Esse equipamento é utilizado para a proteção de em sistema elétricos de média tensão, sendo utilizado para proteger tanto a rede, como também os transformadores, promovendo a abertura do contato entre a rede e o transformador, ou a rede e uma derivação desta.

A chave fusível é composta basicamente por elo fusível, porta-fusível e isolador. O isolador é o componente onde são acoplados os terminais de conexão. Na parte superior, tem-se o conjunto de conexão da rede, compreendido pelo terminal de conexão da rede, o contato superior e o guia para o porta-fusível.

Na parte inferior do isolador, encontra-se o conjunto de conexão da carga. É formado pelo terminal de conexão da carga e pela articulação. A articulação corresponde ao local onde o porta-fusível é encaixado, e que possibilita realizar o movimento de fechamento ou abertura da conexão entre a carga e a rede.

O porta-fusível ou cartucho, popularmente conhecido como canela, é um componente feito de fibra de vidro ou fenolite, e revestido internamente por uma substância que quando aquecida libera gases destinados à extinção de arco elétrico. Este componente pode ser utilizado novamente mesmo depois das atuações para proteção (MAMEDE FILHO, 2005).

O olhal pertencente a esse componente possibilita a realização das manobras para a abertura ou fechamento do contato entre a carga e a rede. Junto ao olhal encontra-se uma espécie de tampa que tem a finalidade de manter a conexão entre o botão do elo e o contato superior da chave fusível.

Figura 22 - Cartucho da Chave Fusível.



Fonte: (INTERARTNET, 2016).

Na parte inferior do cartucho encontra-se o sistema de articulação e mola

que realiza a abertura da chave quando necessário. As características de proteção da chave fusível são de competência do elo fusível. Diferente do cartucho, esse elemento é utilizado apenas uma vez, devendo ser realizado a troca por outro novo após a atuação deste para a proteção.

O elo fusível é classificado de acordo com a sua atuação e sua aplicação como pode ser visto na Tabela 7.

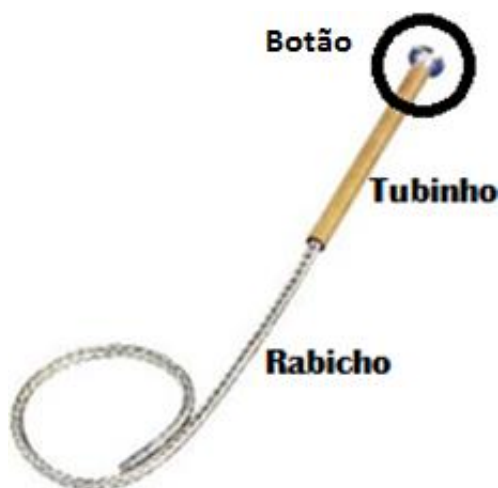
Tabela 7 - Tipos de Elo Fusível.

Tipo	Atuação	Aplicação
H	Lenta	Elevado tempo de resposta para altas correntes.
K	Rápida	Proteção de redes de distribuição.
T	Lenta	Proteção de ramais primários de redes de distribuição.

Fonte: Adaptado de (MAMEDE FILHO, 2005)

Este componente é composto por o botão, elemento fusível, tubinho e rabicho.

Figura 23 - Elo Fusível de Botão.



Fonte: Adaptado de (INTERARTNET, 2016)

O botão, como exposto anteriormente, promove o contato do elo fusível com a tampa do cartucho. Outra função é segurar o elo fusível quando este é puxado pela mola.

O tubinho é um material isolante e se destina a proteção elemento fusível.

O elemento fusível é um corpo metálico fabricado em liga de estanho que tem a característica de fundir-se em um tempo inversamente proporcional a corrente que o percorre. Dessa forma, um curto-circuito ou uma sobrecarga, que são situações indesejáveis, fazem esse elemento atuar (MAMEDE FILHO, 2005).

O rabicho é uma cordoalha metálica estanhada composta por vários fios

de pequeno diâmetro, conectado fortemente ao elemento fusível. O diâmetro dos fios da cordoalha varia em função da corrente nominal do elo fusível, de acordo com a Tabela 8.

Tabela 8 - Diâmetro dos fios da cordoalha x corrente nominal.

Diâmetro (mm)	Corrente Nominal (A)
4	1 a 50
6,5	65 a 100
9,5	140 a 200

Fonte: Adaptado de (MAMEDE FILHO, 2005)

A especificação do valor do elo é realizada de acordo com a potência do transformador o qual este componente irá proteger.

Tabela 9 - Dimensionamento do Elo Fusível de acordo com a potência do Transformador

Potência do Transformador (kVA)	Elo Fusível
Até 15	1H
30	2H
45	3H
75	5H
112,5	6K
150	8K
225	10K
300	15K
500	25K
750	40K
1000	50K
1500	65K
2000	100K

Fonte: Adaptado de (COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ (COELCE), 2002)

O ponto de fusão do elemento fusível é bastante variável, logo as características de máxima e mínima para fusão deste componente devem ser apresentadas pelos fabricantes (COPEL, 2009). Na

Tabela 10 são encontrados valores limites de atuação de elos fusíveis de acordo com o tipo e a corrente nominal.

Tabela 10 - Valores Limites de Tempo x Corrente para a Fusão do Elo.

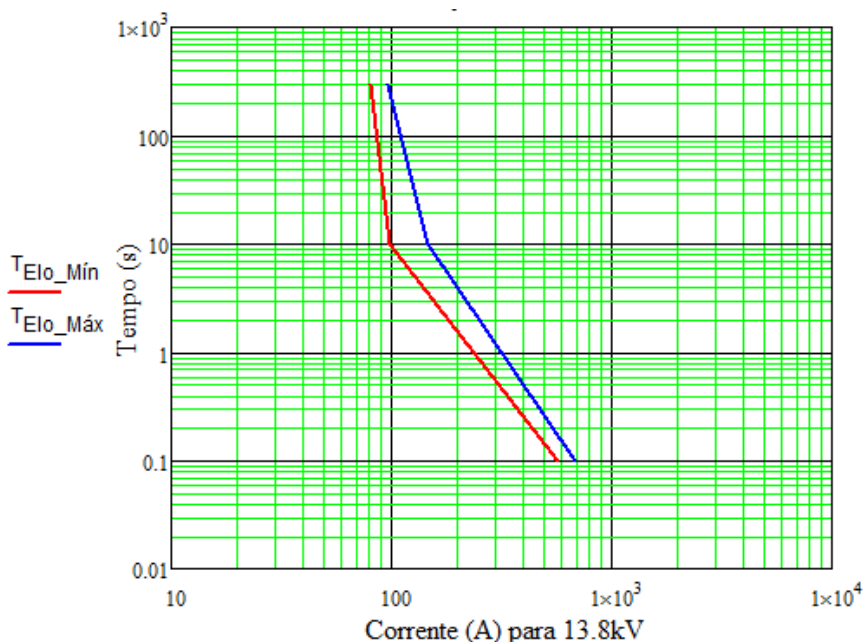
Corrente Nominal (A)	Tipo	Corrente de Fusão (a)					
		300 s		10 s		0,1 s	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
1	H	2,5	3,3	6,8	8,6	53,0	80,0
2		3,5	4,3	9,2	12,0	89,0	130,0
3		4,7	5,9	11,3	14,5	89,0	130,0
5		7,4	9,2	15,3	18,5	89,0	130,0
6	K	12,0	14,4	13,5	20,5	72,0	86,4
10		19,5	23,4	22,5	34,0	128,0	154,0
15		31,0	37,2	37,0	55,0	215,0	258,0
25		50,0	60,0	60,0	90,0	350,0	420,0
40		80,0	96,0	98,0	146,0	565,0	680,0
50		101,0	121,0	126,0	188,0	719,0	862,0
65		128,0	153,0	159,0	237,0	918,0	1100,0
100		200,0	240,0	258,0	388,0	1520,0	1820,0

Fonte: Adaptado de (COPEL, 2009)

Utilizando os valores da

Tabela 10, é possível desenvolver a curva de atuação do elo fusível, como pode ser visto na Figura 24.

Figura 24 - Gráfico tempo x corrente da atuação do elo de 40K.



Fonte: Adaptado de (COPEL, 2009)

Para a realização da Figura 24 optou-se por tomar como base os valores referentes a um elo de 40K. Para uma melhor representação, o gráfico da Figura 24 foi feito em escala logarítmica devido a grande variação do valor de corrente e de tempo. Como pode ser visto na Figura 24, quanto maior a corrente que passa pelo elo, mais rapidamente este elemento irá atuar. Outro ponto importante a ser observado, corresponde à pequena diferença entre a curva de valor mínimo (vermelha) e valor máximo (azul), mostrando que a disparidade entre os valores para a atuação são pequenos.

3.3 Disjuntor de Alta Tensão

Um disjuntor tem como função interromper a conexão entre a carga e a rede de energia, seja de forma automática, quando há algum defeito, ou manual quando se interrompe a corrente de circuito a vazio ou em carga, como por exemplo, para realizar manutenção nas suas conexões (MAMEDE FILHO, 2005).

Os disjuntores podem ser utilizados diversas vezes mesmo após a atuação da proteção. Outro ponto interessante é a capacidade de abrir o circuito em diferentes situações, visto que a detecção de anomalias é realizada pelo relé secundário, podendo ser feitos ajustes diferentes para cada situação. Dessa forma, os disjuntores de alta tensão devem ser sempre instalados em conjunto com um relé (MAMEDE FILHO, 2005).

Figura 25 - Disjuntor de média tensão com relé acoplado.



Fonte: Adaptado de (ADS DISJUNTORES)

Um dos fatores mais relevantes dos disjuntores de alta tensão é o modo como este equipamento realiza a extinção de um arco elétrico durante a abertura dos contatos, podendo ser por ar comprimido, óleo, gás (hexafluoreto de enxofre) ou a vácuo.

Na especificação de um disjuntor devem ser consideradas as seguintes características (VIANA FILHO, 2010):

- *Tensão nominal*: Corresponde a tensão nominal o qual o disjuntor é designado para operar. Deve ser compatível com os valores de tensão do sistema no qual esse equipamento é instalado;

- *Corrente Nominal*: é o valor eficaz de corrente, em regime permanente, que o disjuntor pode operar sem comprometer a estrutura dos contatos;

- *Capacidade Dinâmica ou Instantânea*: corresponde a capacidade do disjuntor de suportar o pico inicial de uma corrente de curto-circuito assimétrica;

- *Corrente de Ruptura*: Diz respeito ao valor máximo de corrente que o disjuntor pode interromper sem sofrer danos;

- *Corrente de Fechamento*: É a máxima corrente que o disjuntor suporta quando os contatos desse equipamento são fechados;

- *Nível Básico de Isolamento*: Corresponde ao limite de suportabilidade dielétrica do equipamento com relação a sobretensões provenientes de meios externos.

A Coelce (2011) especifica que o disjuntor de média tensão para proteção do cliente tenha capacidade de ruptura de 350 MVA, tensão nominal de 15 kV, desligamento automático, e que seja acionado por relé secundário contendo as funções 50 /51 e 50 /51N.

3.4 Relé de Sobrecorrente

Esses equipamentos têm como função identificar anomalias na rede e atuar, de forma a alertar sobre o defeito, por meio de alarmes e sinalizações visuais, podendo realizar a abertura dos disjuntores, isolando o circuito defeituoso, e assim evitar que o defeito prejudique os demais circuitos que operam normalmente (KINDERMANN, 2012).

Os relés de sobrecorrente são relés específicos para o monitoramento da corrente, comparando os valores de corrente do circuito em que este equipamento está conectado, com os valores pré-ajustados. Dessa forma, na ocasião de uma anomalia em que a corrente ultrapasse os valores de ajuste do relé, este deve atuar enviando o comando de abertura para o disjuntor, impedindo a passagem de corrente, e por consequência isolando o defeito (KINDERMANN, 2012).

Segundo Kindermann (2012), para a eficiência de um sistema de proteção, o relé deve se comportar da seguinte forma:

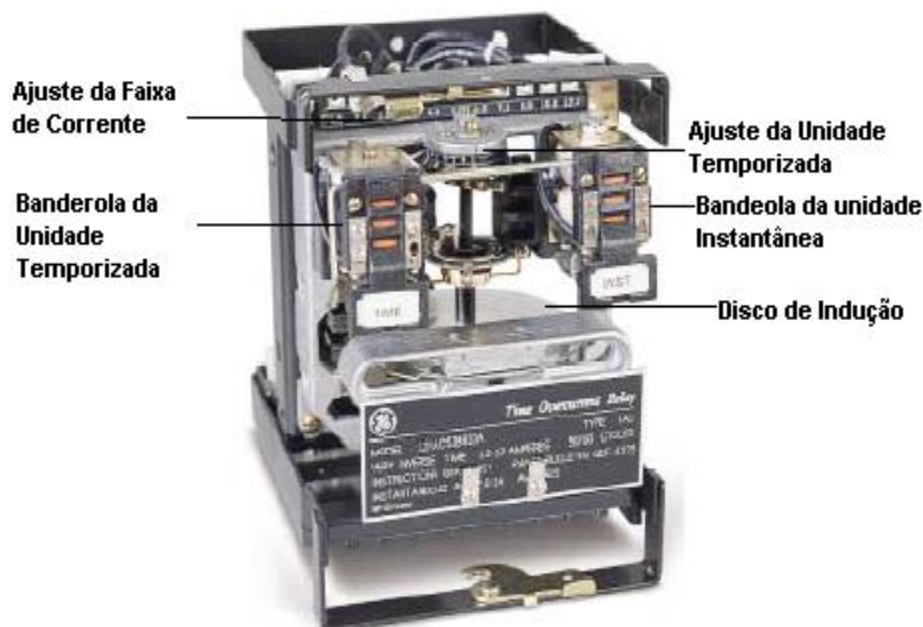
- Não deve atuar quando o sistema estiver em operação normal;
- Em anomalias de pequenas relevâncias este deve alertar primeiramente ao operador da subestação, podendo ser cessado o defeito, sem a necessidade de desligamento do sistema elétrico;
- Na ocorrência de defeitos que venham a danificar o sistema ou os equipamentos conectados a este, os relés devem atuar de maneira mais rápida possível, de acordo com sua configuração.

3.4.1 Tipos de Relés

Os relés podem ser classificados em eletromecânicos, estáticos ou eletrônicos e digitais (KINDERMANN, 2012).

3.4.1.1 Relés Eletromecânicos

Figura 26 - Relé Eletromecânicos.



Fonte: Adaptado de (SENAI, 2006)

Foram os primeiros modelos de relés de proteção. Projetado de forma predominante por movimentos mecânicos, utiliza os efeitos eletromagnéticos como base para a supervisão do sistema de proteção, por meio da atração e repulsão eletromagnética. Na Figura 26, podem ser vistos os principais componentes desse tipo de relé, desde a parte mecânica, como também a parte de sinalização.

Algumas vantagens desses relés podem ser destacadas como tecnologia conhecida, desempenho confiável, componentes robustos e custos reduzidos. Já as desvantagens são tempo de resposta lento, devido à inércia dos movimentos mecânicos, equipamentos monofásicos, sendo necessário utilizar vários em um único vão de rede, curvas e *TAP's* fixos, desgastes mecânicos e elevada carga no secundário do TC, provocando a saturação deste.

3.4.1.2 Relés Estáticos ou eletrônicos

Figura 27 - Relé Eletrônico.



Fonte: (CONSULTORIA E PROJETOS ELÉTRICOS)

São relés constituídos por componentes eletrônicos, entretanto eram fabricados de forma específica, ou seja, realizavam apenas um tipo de proteção. Diferentes dos eletromecânicos, esse tipo de relé não possui partes mecânicas, sendo necessária a utilização de um relé eletromecânico auxiliar para realizar determinadas funções. Na Figura 27 tem-se o exemplo de um relé estático.

Suas vantagens são tempo de resposta mais rápido que o eletromecânico, menor valor de TAP, melhorando a coordenação, modelos trifásicos, implicando em uma menor quantidade de relés, e menor carga no TC's. Entre as desvantagens podem ser citadas a operação apenas em corrente contínua, sensibilidade a altas temperaturas e interferência eletromagnéticas, e função específica.

Por ser constituído por componentes eletrônicos, esse tipo de relé possui a sensibilidade muito aguçada, desse modo, pequenos distúrbios habituais em sistema elétricos de potência, provocavam a atuação destes relés, gerando grandes problemas, e logo sendo substituído pelo seu antecessor, o relé eletromecânico. Após a utilização de filtros eletrônicos, estes problemas foram resolvidos, entretanto a confiança nessa tecnologia não foi retomada.

3.4.1.3 Relés Digitais

Figura 28 - Relé Digital.



Fonte: Adaptado de (ALTA TENSÃO SOROCABA, 2014)

São relés eletrônicos microprocessados, dessa forma, os sinais de entrada e os parâmetros de proteção são recebidos por um software, que aplica a lógica da proteção através de algoritmos tais como aproximação de funções, transformada discreta de Fourier e técnicas de Kalman (KINDERMANN, 2012).

A instalação dos relés digitais é sempre realizada no modo secundário, sendo energizado pelo secundário do TC, operando com baixos níveis de tensão e corrente, mantendo a segurança dos operadores durante inspeção, manipulação e manutenção. Outra vantagem de operar sendo energizado por TCs é a possibilidade de padronizar os relés, visto que a adequação da corrente é realizada pela transformação do TC (KINDERMANN, 2012).

Diferentes dos seus antecessores, esse tipo de relé abrange varias funções sendo comumente conhecido como relé multifuncional.

As principais vantagens são seu formato compacto, reduzindo o espaço necessário para sua instalação, armazenamento de oscilografias, ferramenta de autodiagnostico, funcionalidades como seletividade lógica e comunicação entre relés, entradas e saídas configuráveis e verificação de redundância para evitar operações indevidas.

Entre suas desvantagens estão necessidade de climatização, para evitar danos aos componentes internos, diversidade de modelos lançados no mercado, e conseqüentemente, incompatibilidade de protocolos de comunicação, além de apresentar uma configuração mais complexa, necessita de aterramento com impedâncias bem reduzidas e sensibilidade a interferências eletromagnéticas.

Atualmente em todo o mundo, usam-se relés digitais, entretanto em sis-

tema de energia antigos, ainda é possível encontrar sistema de proteção compostos por relés eletromecânicos, porém aos poucos estes estão sendo substituídos por relés digitais.

3.4.2 Ajustes para Atuação do Relé

O relé de sobrecorrente opera de duas formas, temporizada e instantânea.

3.4.2.1 Atuação Temporizada de Fase (Função 51)

Ao ultrapassar a corrente de ajuste, o relé tem a atuação retardada durante um intervalo, que varia de acordo com o valor medido por este equipamento. O valor da menor corrente que faz o relé atuar é denominado de corrente de *pick-up*.

A corrente de *pick-up* é determinada pela inequação:

$$\frac{fs \cdot i_n}{RTC} \leq i_{pick-up} \leq \frac{i_{ccminimo}}{a \cdot RTC} \quad (61)$$

Sendo que i_n representa a corrente nominal do sistema, fs é o fator de sobrecarga, $i_{ccminimo}$ corresponde a corrente de curto-circuito mínima no final do percurso, e a é uma constante que representa um valor característico de acordo com o tipo de relé, que para relé eletromecânico adota-se 1,5, e para relés digitais utiliza-se 1,1.

O fator de sobrecarga (fs) é utilizado prevendo possíveis variações de cargas no sistema, com a finalidade de evitar que esse equipamento atue de forma indevida, além de dar margens a futuras expansões de carga. São adotados valores entre 1,4 e 1,5 (KINDERMANN, 2012).

Com a finalidade de garantir que o relé atue para qualquer tipo de curto-circuito, utiliza-se a corrente mínima de curto-circuito como o limite superior da corrente de *pick-up*. Utiliza-se o índice a , resultando em uma corrente inferior a corrente de curto-circuito, para que o relé atue antes de atingir o limiar de operação. Com a finalidade de proporcionar maior sensibilidade ao relé é utilizada a corrente bifásica como a menor corrente de curto-circuito (KINDERMANN, 2012).

Na prática utiliza-se a $i_{pick-up}$ o mais próximo possível do limite inferior da inequação, logo o índice a pouco importa (KINDERMANN, 2012).

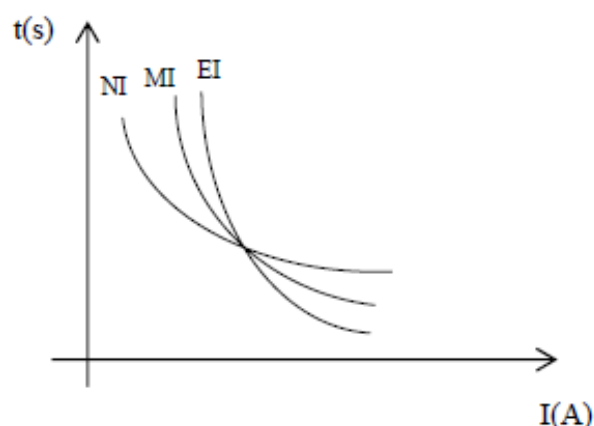
A partir da $i_{pick-up}$ é realizada a escolha do *TAP* do relé. Este *TAP* corresponde aos valores disponíveis no relé para o ajuste da corrente de $i_{pick-up}$. O valor de *TAP* deve ser determinado tomando como base a inequação

$$i_{pick-up} < TAP \quad (62)$$

Como exemplo, em um relé que possui valores de TAP de 1, 2 e 3 A, e a corrente de $i_{pick-up}$ seja 1,8 A, logo, o valor selecionado para o TAP será de 2 A.

Nesse caso de atuação, segue o princípio de quanto maior a corrente mais rápida essa deve ser cessada. O tempo de atuação é baseado em curvas podendo ser inversa, muito inversa e extremamente inversa. Quanto mais inversa, menor será o tempo de atuação do relé para corrente de elevados valores, porém maior será o tempo para corrente de baixa intensidade.

Figura 29 - Gráfico da Curva Tempo x Corrente do Rele Normalmente Inversa(NI), Muito Inversa(MI) e Extremamente Inversa(EI).



Fonte: (VIANA FILHO, 2010)

O tempo para atuação de um relé digital é dado baseado nas curvas de atuação, múltiplo e dial de tempo, e é obtido através da equação (63).

$$t_{atuação\ do\ relé} = Dt \cdot \left(\frac{K}{M^\alpha - \beta} + L \right) \quad (63)$$

Dial de Tempo (Dt) representa a porcentagem da curva de atuação original em que o relé deve operar de forma mais rápida. Por exemplo, para um relé com $Dt = 1$ e $t_{atuação\ do\ relé} = 5s$ para uma determinada corrente de curto-circuito, outro relé com $Dt = 0,1(10\%)$ será 10 vezes mais rápido que o primeiro relé, para a mesma corrente e mesmo tipo de curva de atuação, logo $t_{atuação\ do\ relé} = 0,5s$. (KINDERMANN, 2012)

O múltiplo de fase do relé (M) representa quantas vezes a corrente de curto-circuito é maior que a corrente de ajuste, e seu valor é dado pela equação (64).

$$M = \frac{i_{cc3\phi}}{RTC \cdot TAP} \quad (64)$$

K, β, α e L representam os coeficiente dos tipos de curva, e variam de acordo com a norma e curva adotada. No caso em questão, a Coelce utiliza as curvas padronizadas pela *International Electrotechnical Commission (IEC)*, onde os valores dos coeficientes para cada tipo de curva é descrita na Tabela 11.

Tabela 11 - Coeficientes da Curva Determinados pela IEC.

Tipo	K	α	L	β
Inversa	0,14	0,02	0	1
Muito Inversa	13,5	1	0	1
Extremamente Inversa	80	2	0	1

Fonte: Adaptado de (KINDERMANN, 2012)

Para a coordenação, a Coelce (2011) exige que para a função 50/51 o tempo mínimo seja de 300ms de coordenação entre os relés. Entretanto, na impossibilidade de coordenação deve ser realizado um acordo entre a concessionária e o cliente.

3.4.2.2 Atuação Temporizada de Neutro (Função 51N)

O relé de neutro proporcionou uma grande melhoria nos sistemas de proteção, visto que para a corrente que passa pelo neutro é provocada por curto-circuito monofásico, em que muitas vezes não tem intensidade suficiente para sensibilizar um relé de fase (KINDERMANN, 2012).

Além disso, é praticamente impossível uma instalação perfeitamente equilibrada, logo, geralmente haverá corrente passando pelo neutro. Para evitar que o relé atue de forma indevida para pequenos desequilíbrios de fase, é utilizado um fator que corresponde ao máximo desequilíbrio entre fases admitido, denominado de fator de desequilíbrio (fd), sendo comumente adotados valores entre 0,1 e 0,3 (OLIVEIRA JÚNIOR, 2006). Logo, a corrente de ajuste do neutro deve ser determinada de acordo a inequação:

$$\frac{fd \cdot i_n}{RTC} \leq i_{pick-up n} \leq \frac{i_{cc1\phi min}}{RTC \cdot a} \quad (65)$$

Sendo que fd representa o fator de desequilíbrio das cargas, $i_{pick-up n}$ é a corrente de *pick-up* para neutro e $i_{cc1\phi min}$ é a corrente de curto-circuito mínimo.

O tempo de atuação também é dado pela equação (63), entretanto o múltiplo para funções de neutro (M_n) é dado pela equação (66).

$$M_n = \frac{i_{cc1\emptyset min}}{RTC.TAP} \quad (66)$$

3.4.2.3 Atuação Instantânea de Fase (Função 50)

Nesse caso o relé deve atuar instantaneamente ou em um tempo definido para qualquer valor superior a corrente de ajuste. O valor da corrente de *pick-up* para esse tipo de atuação é definida pela inequação (67).

$$\frac{i_{mag}}{RTC} \leq i_{pick-up inst} \leq \frac{i_{cc2\emptyset}}{RTC} \quad (67)$$

Em que i_{mag} é a corrente de magnetização dos transformadores, e $i_{pick-up inst}$ é a corrente de ajuste para função instantânea.

A corrente de magnetização do transformador, também conhecida como corrente de *inrush* (i_{inrush}) corresponde a corrente que circula nos transformadores durante a magnetização destes equipamentos, não caracterizando sobrecarga ou curto-circuito, assim o relé não deve atuar para esse valor de corrente (OLIVEIRA JÚNIOR, 2006). A corrente de magnetização é dada por

$$i_{mag} = 8 \times i_{ntr} \quad (68)$$

Sendo i_{ntm} a corrente nominal do maior transformador e i_{ntr} a corrente nominal do transformador.

Na existência de mais de um transformador, soma-se a equação (68) a corrente nominal dos demais transformadores.

Outro fator a ser considerado é o ponto ANSI do transformador. Refere-se à máxima intensidade de corrente de curto-circuito simétrica que o transformador pode suporta sem ser danificado, por um determinado intervalo de tempo. Consequentemente, a atuação do relé deve ser mais rápida que o tempo limite para o ponto ANSI, ou seja, a curva de atuação deve ser inferior ao ponto ANSI. (DME DISTRIBUIÇÃO, 2014).

A determinação do valor do ponto ANSI é feita através da impedância que consta na placa de informação desse equipamento. Entretanto, é proposta a Tabela 12 que indica a impedância de acordo com a potência do transformador.

Tabela 12 - Impedância do Transformador pela Potência.

Faixa de Potência (kVA)	Z%
$112,5 < kVA < 150$	3,0
$150 < kVA < 350$	3,5

$350 < kVA < 630$	4,0
$630 < kVA < 1250$	5,0
$1250 < kVA < 3150$	6,0

Fonte: Adaptado de (DME DISTRIBUIÇÃO, 2014)

A partir da impedância do transformador, é calculado o valor do ponto ANSI apresentado na Tabela 13.

Tabela 13 - Características para Determinação do Ponto ANSI.

Z% (Ohms)	Ponto ANSI (A)	Tempo Máximo de Duração (s)
≤ 4	$25 * i_{ntr}$	2
≤ 5	$20 * i_{ntr}$	3
≤ 6	$16,6 * i_{ntr}$	4
≤ 7	$14,3 * i_{ntr}$	5

Fonte: Adaptado de (DME DISTRIBUIÇÃO, 2014)

3.4.2.4 Atuação Instantânea de Neutro (Função 50N)

O relé deve atuar instantaneamente para qualquer valor superior a corrente de ajuste. Para o cálculo da corrente de ajuste é levado em conta apenas o valor da corrente de curto-circuito monofásico mínimo visto que este é o menor valor da corrente de curto-circuito, desse modo (OLIVEIRA JÚNIOR, 2006):

$$i_{pick-up\ n\ inst} < \frac{i_{cc1\phi\ min}}{RTC} \quad (69)$$

Onde o valor de $i_{pick-up\ n\ inst}$ deve ser o maior possível que satisfaça a inequação (69).

Deve ser levado em consideração o ponto NANSI, que corresponde a corrente máxima de neutro admissível pelo transformador. O valor do ponto NANSI é estipulado levando em consideração o tipo de conexão dos transformadores e o valor do ponto ANSI. Considerando que os transformadores das unidades consumidoras da Coelce são conectados em triângulo-estrela com neutro solidamente aterrado, logo o valor de NANSI é dado por (DME DISTRIBUIÇÃO, 2014):

$$i_{NANSI} = 0,55 * i_{ANSI} \quad (70)$$

4. ESTUDO DE CASO

Nesse capítulo será exposta a aplicação dos conceitos apresentados nos capítulos anteriores em um estudo de caso.

O estudo de caso será baseado em cliente que possui dois transformadores de 300 kVA cada, totalizando 600 kVA de potência. Como apresentado na introdução desse trabalho, a proteção do sistema deve ser realizada por meio de disjuntor comandado por relé secundário, logo é necessário realizar o estudo de coordenação e seletividade para a parametrização do relé do cliente.

O estudo de coordenação e seletividade deve conter:

- Valores das correntes de curto-circuito trifásico, bifásico, monofásico e monofásico mínimos;
- Cálculo dos parâmetros para o relé do cliente para realizar a coordenação e a seletividade da proteção;
- Demonstração das curvas de atuação do relé de proteção do cliente, da concessionária e dos fusíveis de MT, além dos pontos importantes, ponto i_{inrush} e curva de portabilidade térmica (ANSI) dos transformadores da unidade consumidora.

A seguir serão apresentadas as etapas necessárias ao estudo de coordenação para esse cliente.

4.1 Cálculo das Impedâncias Reduzidas

Primeiramente, devem ser encontrados os valores de curto-circuito no ponto de conexão do cliente. Assim, é necessário obter os valores de impedância entre a fonte de energia e o ponto de conexão do cliente.

4.1.1 Valores de Impedância Reduzida da barra

Corresponde ao valor de impedância reduzida entre a geração de energia e a subestação. Esses valores são entregues pela concessionária ao cliente através da OAP, para esse estudo de caso utilizou-se o documento apresentado no Anexo A.

$$\text{Sequência positiva:} \quad z_{sp} = 0,0049 + i 0,4238 \text{ pu} \quad (71)$$

$$\text{Sequência zero:} \quad z_{sz} = 0,0000 + j0,3591 \text{ pu} \quad (72)$$

4.1.2 Valores de Impedância do Trecho

Corresponde ao valor de impedância entre a subestação e o ponto de co-

nexão do cliente.

No caso da COELCE, é informada a extensão e a impedância dos condutores, para que assim sejam calculados os valores de impedância do trecho. As informações necessárias foram extraídas do anexo A e organizadas na Tabela 14.

Tabela 14 - Tabela da Impedância do Condutores.

Trecho	Condutor	Extensão (km)	Impedância do Condutor (Ohm/km)			
			Sequência Positiva		Sequência Negativa	
			R_1	X_1	R_0	X_0
1	CAA 266,8 MCM	2,5	0,2391	0,3790	0,4169	1,5559

Nesse caso, existe apenas um trecho que interliga a subestação de distribuição e o cliente em questão. Para o cálculo da impedância do condutor do trecho em pu (Z_{tpu}), deve ser utilizada a equação (73).

$$z_{tpu} = \frac{l \cdot (R + X)}{z_{base}} \quad (73)$$

Utilizando as informações da Tabela 14 e as equações (73):

$$\text{Sequência positiva:} \quad z_{tppu} = 0,314 + 0,498i \text{ (pu)} \quad (74)$$

$$\text{Sequência zero:} \quad z_{tzpu} = 0,547 + 2,043i \text{ (pu)} \quad (75)$$

Sendo z_{tppu} a impedância de sequência positiva do trecho em pu e z_{tzpu} a impedância de sequência zero do trecho em pu.

4.1.3 Impedância total equivalente

A impedância total é dada pela somada da impedância reduzida da barra mais a impedância do trecho.

$$\text{Sequencia positiva:} \quad z_{eqppu} = 0,319 + 0,921i \text{ (pu)} \quad (76)$$

$$\text{Sequencia Zero:} \quad z_{eqzpu} = 0,547 + 2,402i \text{ (pu)} \quad (77)$$

Em que z_{eqppu} é a impedância de sequência positiva equivalente em pu e z_{eqzpu} a impedância de sequência zero equivalente em pu.

4.1.4 Impedância de contato

Utilizando a equação (40) e z_d igual a $\frac{100}{3}\Omega$, tem-se:

$$z_c = 52,51 \text{ (pu)} \quad (78)$$

4.2 Cálculos das Correntes de Curto-circuito no Ponto de Conexão do Cliente

No item 2.3 foram apresentadas todas as equações necessárias para o cálculo das correntes de curto-circuito no ponto de conexão do cliente, cujos valores para o caso em estudo são listados a seguir.

4.2.1 Curto-Circuito Trifásico

Utilizando a equação (2) e (25), chega-se a:

$$i_{cc3\phi} = 4291,32 \text{ A} \quad (79)$$

4.2.2 Curto-Circuito Bifásico

Utilizando a equação (34), têm-se:

$$i_{cc2\phi} = 3716,39 \text{ A} \quad (80)$$

4.2.3 Curto-Circuito Monofásico

Utilizando a equação (37), têm-se:

$$i_{cc1\phi} = 2848,28 \text{ A} \quad (81)$$

4.2.4 Curto-Circuito Monofásico Mínimo

Utilizando a equação (40) e (78), têm-se:

$$i_{cc1\phi min} = 79,05 \text{ A} \quad (82)$$

4.3 Parâmetros do Relé da Concessionária

Os valores dos parâmetros do relé da concessionária estão indicados na OAP mostrada no anexo A, e foram organizados na Tabela 15. Desse modo, é possível calcular o tempo de atuação deste equipamento.

Tabela 15 - Tabela dos Dados Obtidos na OAP.

Proteção	<i>RTC</i>	<i>TAP</i>	Dial de Tempo (<i>Dt</i>)	Temporização	Corrente Instantânea [A] (Secundário)
Fase	600/5	5	0,11	Muito Inversa (IEC)	29,20 (0,10s)
Neutro	600/ 5	0,65	0,42	Muito Inversa (IEC)	20,85 (0,10s)

4.3.1 Tempo de Atuação Temporizada do Relé da Coelce (Fase)

Com os dados da Tabela 15, é calculada a corrente de *trip* do relé:

$$i_{trip} = RTC \cdot TAP \quad (83)$$

$$i_{trip} = 120 \cdot 5 = 600 A \quad (84)$$

Enquanto a corrente de *pick-up* representa o menor valor de corrente em que o relé deve atuar, a corrente de *trip* representa o valor em que o relé realmente irá atuar, sendo referenciado o valor da corrente para o enrolamento primário.

Utilizando a equação (64), calcula-se o valor de múltiplo desse equipamento.

$$M = \frac{i_{cc3\phi}}{RTC.TAP} = \frac{4291,32}{600} = 7,152 \quad (85)$$

Na OAP, a Coelce faz duas observações quanto ao valor do múltiplo como pode ser visto no anexo B.

- Quando o valor do múltiplo de neutro for menor que 1,1, o relé não deve atuar.

- Quando o múltiplo for maior que 20, utiliza-se o valor do múltiplo de 20 e considera o tempo real menor que o valor calculado.

Nesse caso as observações da Coelce não se aplicam, pois $M = 7,152$.

Por último, utilizando a equação (63) e as informações da Tabela 11 e da Tabela 15, calcula-se o tempo de atuação desse relé.

$$t_{atuação\ do\ relé} = 0,11 \cdot \left(\frac{13,5}{(7,152)^1 - 1} + 0 \right) = 0,241 s \quad (86)$$

4.3.2 Tempo de Atuação Temporizada do Relé da Coelce (Neutro)

Utilizando novamente os dados da Tabela 15 e a equação (83), pode ser calculada a corrente de *trip* do relé de neutro:

$$i_{tripn} = 120 \cdot 0,65 = 78 A \quad (87)$$

Utilizando a equação (66) calcula-se o valor de múltiplo de neutro desse equipamento.

$$M_n = \frac{79,05}{78} = 1,013 \quad (88)$$

Nesse o valor da corrente que passa pelo neutro é pequena o bastante a ponto de não atingir a corrente de *pick-up* do relé de neutro da Coelce, assim esse relé não atuará.

4.3.3 Atuação Instantânea do Relé da Coelce (Fase)

A OAP fornece o valor do *TAP* da corrente para atuação instantânea, como pode ser visto na última coluna da Tabela 15. Nesse caso, o relé atuará quando

a corrente for maior ou igual a 29,20 A.

$$i_{pick-up\ inst} = 29,20\ A \quad (89)$$

4.3.4 Atuação Instantânea do Relé da Coelce (Neutro)

A OAP também fornece os dados da atuação instantânea para neutro, nesse caso o relé de neutro atuará quando a corrente for maior ou igual a 20,85 A.

$$i_{pick-up\ n\ inst} = 20,85\ A \quad (90)$$

4.4 Cálculo para Dimensionamento do TC do Cliente

Primeiramente deve ser determinada a corrente nominal do sistema. Como nesse caso a potencia instalada é de 600 kVA, e a tensão é de 13,8 kV, logo a corrente nominal é

$$i_{n_cl} = \frac{600}{13,8 \cdot \sqrt{3}} = 25,10\ A \quad (91)$$

Considerando FT de 1,3, logo:

$$i_{n_cl} = 32,63\ A \quad (92)$$

4.4.1 Determinação do RTC

Pelo critério da corrente nominal, a menor corrente nominal que o TC deve suportar é de 32,63 A.

Pelo critério de curto-circuito, devem ser consideradas as informações do item 3.1.3.1. Como visto neste item, o TC deverá suportar uma corrente de curto-circuito de até 20 vezes a corrente nominal do primário, desse modo, utilizando a equação (55) e (79), a corrente nominal mínima que o TC do cliente pode ter é:

$$i_{np_cl} \geq 214,57\ A \quad (93)$$

Logo, a corrente mínima que o TC deve suportar é de 214,57 A. Comparando os valores encontrados em cada critério, o RTC deve ser dimensionado pelo critério de curto-circuito.

Como a corrente nominal do primário deve ser um valor ligeiramente maior que 214,57 A, logo, pela Tabela 2 o valor ligeiramente superior é de 250 A. E assim, sendo a corrente nominal do primário 250 A, e a corrente nominal do secundário do TC de 5 A, logo:

$$RTC_{cl} = \frac{250}{5} = 50 \quad (94)$$

4.4.2 Análise de Saturação AC

Nesse item é analisado o valor de tensão no secundário do TC durante um curto-circuito de corrente simétrica, de forma a ser determinado um valor de tensão máxima no secundário do TC provocada por essa corrente.

A impedância do secundário do TC é obtida tomando como base a Tabela 3, desse modo, sabendo que RTC do TC do cliente é 50, logo:

$$z_s = 0,005 * 50 = 0,25 \Omega \quad (95)$$

Para o calculo da impedância do cabo que interliga o TC ao relé, deve ser utilizada a equação (58), considerando que o fio tenha 4 m de comprimento, duas voltas de 2 metros, e seção transversal de 2,5 mm², logo:

$$z_{fiação} = \frac{1 * 4}{58,82 * 2,5} = 0,027 \Omega \quad (96)$$

A impedância do relé, utilizando o relé de sobrecorrente *Pextron 7104* como exemplo, é de 0,07 Ω segundo o fabricante.

Desse modo:

$$z_{carga} = 0,25 + 0,027 + 0,07 = 0,347 \Omega \quad (97)$$

Para o calculo da tensão máxima no secundário do TC, deve ser utilizada a equação (56), e utilizar a corrente máxima de curto-circuito, referenciada ao secundário.

$$V_{máx} = z_{carga} \cdot \frac{i_{cc3\phi}}{RTC} = 29,78 V \quad (98)$$

4.4.3 Análise de Saturação DC

Será novamente analisada a tensão máxima no secundário, entretanto provocada por uma corrente de curto-circuito assimétrica.

Nesse caso, a tensão máxima no secundário do TC é dada por:

$$V_{máx} = z_{carga} \cdot \frac{i_{cc3\phi a}}{RTC_{cl}} \cdot \left(1 + \frac{X}{R}\right) \quad (99)$$

Utilizando a impedância equivalente de sequência positiva do sistema, que é dada pela equação (76), logo:

$$\frac{X}{R} = 1,586 \quad (100)$$

Assim, utilizando as equações (43) e (46) e a **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, a corrente de curto-circuito trifásica assimétrica é:

$$i_{cc3\phi a} = 4849,19 A \quad (101)$$

Logo, a tensão máxima no secundário segundo a equação (99) é:

$$V_{m\acute{a}x} = 87,03 V \quad (102)$$

Comparando os valores encontrados nas equações (98) e (102), a maior tensão no secundário será de 87,03 V, assim, através da Tabela 4 o valor de tensão máxima adotada para o TC deverá ser de 100 V.

Nesse caso, o TC é utilizado para proteção, exatidão adotada, portanto, será de 10% como pode ser visto na Tabela 5. Como i_{np} possui um valor bastante elevado, é conveniente ser adotado a utilização de um relé de baixa impedância. Concluindo que a classe de exatidão do TC do cliente é 10B100.

4.5 Cálculo para Configuração do Relé do Cliente

Nesse item serão mostrados os cálculos para configurar o relé do cliente.

4.5.1 Tempo de Atuação Temporizada do Relé do Cliente (Fase)

Primeiramente deve ser obtido o valor de TAP , para isso é necessário utilizar a equação (61). Adotando f_s igual 1,3:

$$0,653 \leq i_{pick-up_{cl}} \leq 67,57 \quad (103)$$

Nesse caso o valor de TAP deve ser ligeiramente superior a 0,653 A. Tomando como exemplo um relé que possui faixa de ajuste de 0,25 a 10 A, com graduação de 0,25, logo:

$$TAP = 0,75 A \quad (104)$$

Utilizando a equação (83), a corrente de $trip$ do cliente:

$$i_{trip_{cl}} = 50 * 0,75 = 37,5 A \quad (105)$$

Calculando o múltiplo de fase do cliente utilizando a equação (64):

$$M_{cl} = 114,44 \quad (106)$$

Nesse caso, é aplicável a segunda observação feita pela Coelce na OAP sobre o valor do múltiplo, assim:

$$M_{cl} = 20 \quad (107)$$

Pela a Tabela 15 a curva utilizada para temporização do relé da Coelce é muito inversa (MI), logo, também será adotado a curva muito inversa para temporização do relé do cliente.

Adotando $Dt = 0,1$ e utilizando a equação (63) e a Tabela 11:

$$t_{atuação\ do\ relé_cl} = 0,071\ s \quad (108)$$

Comparando com a equação (86) e (108):

$$t_{atuação\ do\ relé_cl} < t_{atuação\ do\ relé} \quad (109)$$

Assim é provado que o relé do cliente atuará primeiro.

4.5.2 Tempo de Atuação Temporizada do Relé do Cliente (Neutro).

Primeiramente, deve ser obtido o valor de TAP , para isso é necessário utilizar a equação (65). Adotando fd igual 0,2:

$$0,1\ A \leq i_{pick-up\ n} \leq 67,57\ A \quad (110)$$

Tomando um relé cujo faixa de atuação é de 0,1 a 2 A com graduação de 0,1, logo o valor escolhido o TAP de neutro de 0,2 A. Utilizando a equação (83):

$$i_{trip\ n} = 10\ A \quad (111)$$

O múltiplo de neutro é obtido utilizando a equação (66).

$$M_n = 7,91 \quad (112)$$

Utilizando $Dt = 0,2$, a equação (63) e a Tabela 11, logo:

$$t_{atuação\ do\ relé\ n_cl} = 0,391\ s \quad (113)$$

Comparado com o relé da Coelce, que como foi dito não atuará, logo:

$$t_{atuação\ do\ relé\ n_cl} < t_{atuação\ do\ relé\ n} \quad (114)$$

Assim fica provado que o relé de neutro do cliente atuará primeiro que o relé de neutro da concessionária.

4.5.3 Atuação Instantânea do Relé do Cliente (Fase)

Primeiramente, deve ser especificada a corrente de magnetização de cada um dos transformadores. Sabendo que a subestação é formada por dois transformadores de 300 kVA cada, logo a corrente nominal de cada transformador é:

$$i_{ntr} = \frac{P_{tr}}{V_b \cdot \sqrt{3}} = \frac{300000}{13800 \cdot \sqrt{3}} = 12,55\ A \quad (115)$$

Utilizando a equação (68) para calcular a corrente de magnetização dos dois transformadores:

$$i_{mag} = 8 * (2 * 12,55) = 200,8\ A \quad (116)$$

Utilizando a inequação (67) e (116):

$$4,02 \leq i_{pick-up\ inst_cl} \leq 74,33 \quad (117)$$

Adotando o valor de TAP para a corrente de atuação instantânea do relé do cliente 5,25, e comparando as equações (89) e (117), logo:

$$TAP_{pick-up\ inst_cl} < i_{pick-up\ n\ inst} \quad (118)$$

Assim é provado que o relé do cliente atuará primeiro que o da Coelce, e como:

$$i_{trip} = 262,50\ A \quad (119)$$

$$i_{trip} > i_{mag} \quad (120)$$

Portanto, o relé não atuará durante a magnetização do transformador.

Considerando que os dois transformadores são de 300kVA e com base na Tabela 12, pode ser visto que $Z\% = 3,5$, assim o ponto ANSI, através da Tabela 13 e pela equação (115):

$$i_{ANSI} = 313,78\ A \quad (121)$$

Para o tempo de 2s.

4.5.4 Atuação Instantânea do Relé do Cliente. (Neutro)

Utilizando a equação (69).

$$i_{pick-up\ n\ inst_cl} < 1,581\ A \quad (122)$$

Assim pode ser adotado $i_{pick-up\ n\ inst_cl} = 1,25\ A$.

Para o cálculo do ponto de NANSI, deve ser levado em consideração o valor i_{ANSI} , dessa forma utilizando as equações (70) e (121):

$$i_{NANSI} = 0,55 * i_{ANSI} = 172,58\ A \quad (123)$$

4.6 Coordenograma

O coordenograma é uma das exigências da Coelce e representa a demonstração gráfica da atuação dos relés, bem como a demonstração dos pontos importantes destacados nos itens anteriores.

4.6.1 Coordenograma de Fase

Para o coordenograma de fase é necessário apresentar no gráfico a curva de atuação do relé da concessionária de acordo com as informações contidas na

Tabela 15, a curva de atuação do relé de fase do cliente, com os dados da Tabela 16, as curvas de máximo e mínimo do elo fusível, além da corrente de magnetização dos transformadores, e o ponto ANSI dos transformadores.

Tabela 16 - Resumo dos Parâmetros do Relé do Cliente

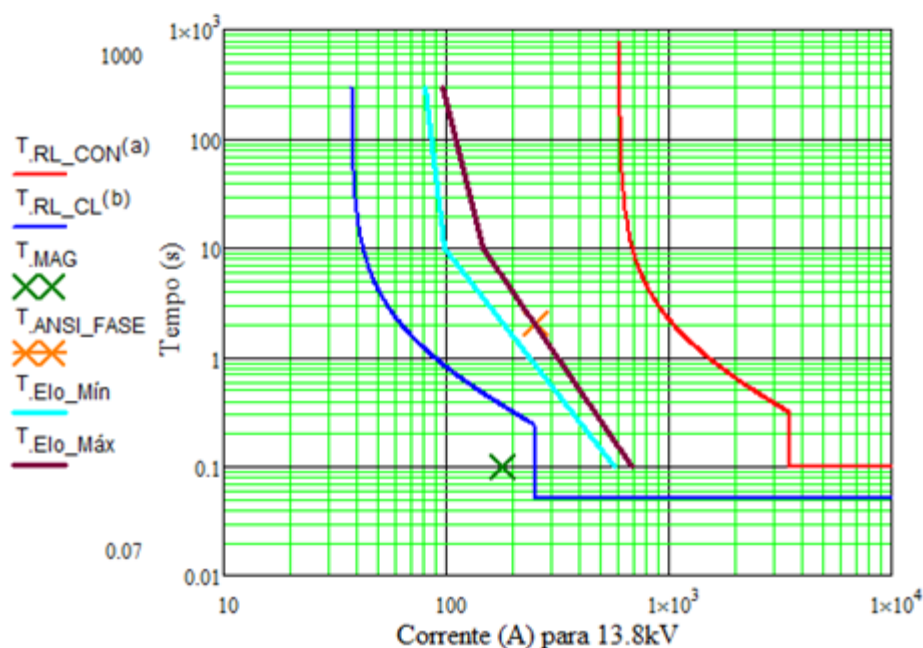
Proteção	RTC	TAP	Dial de Tempo (Dt)	Temporização	Corrente Instantânea [A] (Secundário)
Fase	250/5	5,25	0,10	Muito Inversa (IEC)	5,25 (<0,05s)
Neutro	250/5	1,25	0,20	Muito Inversa (IEC)	1,25 (<0,05s)

Sabendo que a potência total da subestação é de 600 kVA, através da Tabela 9 é possível dimensionar o valor do elo fusível. Como na tabela proposta não existe um valor específico para esse valor de potência, logo deverá ser adotado o valor ligeiramente superior a este, nesse caso será utilizado o elo de 40K. Utilizando a

Tabela 10 é possível desenvolver a curva de atuação desse elo.

Utilizando a equação (63), e a Tabela 11, pode ser desenvolvida as curva de atuação tanto do cliente como da concessionária.

Figura 30 - Coordenograma de Fase



Na Figura 30 pode ser visto pela curva azul, que o relé do cliente atuará primeiro que o relé da coelce, em vermelho. Também pode ser visto que o relé do cliente atuará primeiro que os elos fusíveis.

Com relação a corrente de magnetização dos transformadores que não devem provocar a atuação do relé, pode ser visto Figura 30 o X verde, que repre-

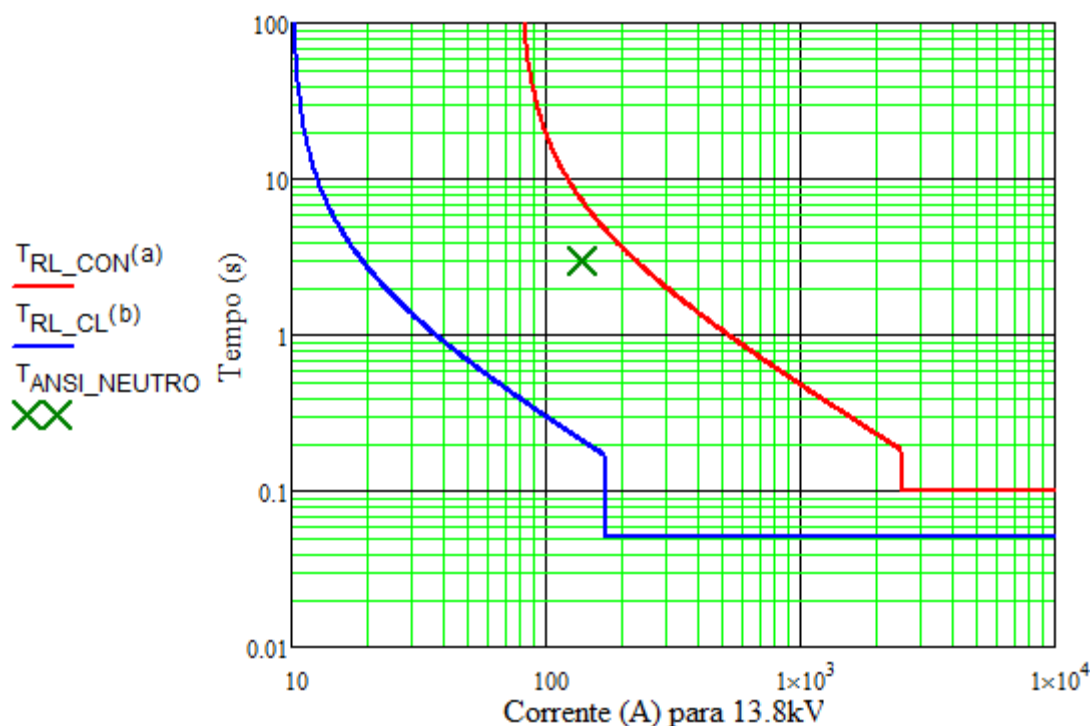
senta a corrente de magnetização dos transformadores, fica abaixo da curva azul, mostrando que a magnetização dos transformadores não fará o relé atuar. Outro ponto relevante sobre os transformadores diz respeito ao ponto ANSI, que é representado pelo X laranja, e visto que o relé atuará antes que a corrente no transformador atinja o valor de ANSI deste equipamento.

4.6.2 Coordenograma de Neutro

Nesse caso o coordenograma deve conter a curva de atuação do relé de neutro da concessionária e do cliente, com os dados da Tabela 15 e Tabela 16, respectivamente, e do ponto ANSI dos transformadores.

Utilizando novamente a equação (63), e a Tabela 11, pode ser desenvolvida a curva de atuação tanto do cliente como da concessionária

Figura 31 - Coordenograma de Neutro.



Fica claro pela Figura 31 que o relé de neutro do cliente, curva azul, atuará antes do relé de neutro da concessionária, curva vermelha, e do ponto ANSI do transformador, pois o X verde que representa essa característica do transformador está acima da curva azul, mostrando que o sistema de proteção atuará de maneira correta.

5. CONCLUSÃO

Como pode ser visto, esse trabalho foi desenvolvido visando apresentar as informações necessárias para a realização de uma metodologia para a execução do estudo de coordenação e seletividade de um cliente com subestação de potência superior a 300 kVA.

No item 4.2 desse trabalho ficou evidente a necessidade de um sistema de proteção

No capítulo 1 foi realizada uma breve introdução mostrando os problemas causados por defeitos em um sistema elétrico. Mostrando a necessidade de um sistema de proteção, que foi confirmado com a demonstração dos níveis de curto-circuito calculados no item 4.2.

No capítulo 2 foram apresentados conceitos necessários para a realização do estudo em questão. Todos os conceitos apresentados foram constantemente utilizados para o embasamento de todas as etapas utilizadas nesse trabalho, demonstrando a necessidade do prévio conhecimento destes conceitos.

No capítulo 3 foram demonstradas as principais características dos equipamentos que compõem um sistema de proteção, bem como o dimensionamento correto. As informações contidas nesse capítulo foram de suma importância para o desenvolvimento do estudo de caso, tendo em vista que todas as equações necessárias para realização do estudo foram apresentadas nesse capítulo.

No capítulo 4 foram estipuladas as exigências feitas pela concessionária local para a demonstração de um estudo de coordenação e seletividade. Nesse capítulo, foi demonstrada a aplicação de todas as equações e conceitos apresentados nos capítulos anteriores, justificando a necessidade dessas informações para o cumprimento das exigências feitas pela concessionária local. Além da inclusão do coordenograma de fase e neutro, que ainda não tinha sido apresentada nos capítulos anteriores. Por meio da Figura 30 e Figura 31 é possível ver que a coordenação entre os relés, elo e os pontos importantes, foi realizada de maneira correta, comprovando que a metodologia apresentada nesse trabalho é válida.

REFERÊNCIAS

- ADS DISJUNTORES. **Disjuntores a Vácuo**. Mogi Mirim.
- ALTA TENSÃO SOROCABA. Relé Pextron. **Grupo ATS**, 2014. Disponível em: <<http://www.atseletrica.com.br/rele-pextron.php>>. Acesso em: 8 fev. 2016.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 8769 - Diretrizes para especificação de um sistema de proteção completo - Procedimento**. ABNT. Rio de Janeiro. 1985.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Transformador de Corrente: NBR 6856**. Rio de Janeiro. 1992.
- COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ (COELCE). **Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária de Distribuição: NT 002**. FORTALEZA. 2002.
- COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ (COELCE). **Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária de Distribuição: NT 002/2011 R-03**. Fortaleza. 2011.
- CONSULTORIA E PROJETOS ELÉTRICOS. **Relé de Sobrecorrente 50/51**. [S.I.].
- COPEL. **Elo Fusível de Distribuição: NTC 810032**. [S.I.]. 2009.
- DME DISTRIBUIÇÃO. **Metodologia de Proteção e Análise de Impacto no Sistema Elétrico: NT-07-05-008**. [S.I.]. 2014.
- GOMES, F. V. **Análise de Sistema Elétricos de Potência - Representação em pu**. Universidade de Juiz de Fora. Juiz de Fora. 2012.
- INTERARTNET. DISMEP, 2016. Disponível em: <http://www.dismep.com.br/?cpo_portfolio=chaves>. Acesso em: 25 JANEIRO 2016.
- KINDERMANN, G. **Curto-Circuito**. 2ª. ed. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997.
- KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. 3. ed. Florianópolis: Edição do auto, v. 1, 2012.
- MAMEDE FILHO, J. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 3ª. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2005.
- MAMEDE FILHO, J. **Instalações Elétricas Industriais**. 7ª. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2007.
- MAMEDE FILHO, J.; RIBEIRO MAMEDE, D. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2011.
- MATTOS, F. M. D. **Estudo de Caso de Coordenação e Seletividade da Proteção contra Sobrecorrente em um Sistema Elétrico Industrial**. Universidade de São Paulo. São Carlos. 2010.
- OLIVEIRA JÚNIOR, C. A. **Estudo de Proteção Metodologia de Cálculo Subestações de 15kV**. [S.I.]. 2006.
- REHTOM Transformadores de Potencial e Corrente. **REHTOM**. Disponível em: <<http://www.rehtom.com.br/empresa.html>>. Acesso em: 27 Janeiro 2016.
- S. ARAÚJO, C. A. et al. **Proteção de Sistemas Elétricos**. 2ª. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2005.
- SAMPAIO, R. F. **Proteção de Equipamentos e Sistemas Elétricos**. Universidade Federal do Ceará. [S.I.].
- SATO, F. **Proteção de Sistemas de Energia Elétrica**. Universidade Estadual de Campinas. Campinas. 2005.
- SCHNEIDER ELECTRIC. **Os Efeitos dos Curtos-Circuitos**. [S.I.].
- SENAI. **Iniciação a Proteção**. SENAI-SP. São Paulo. 2006.
-

SILVA, S. R. **Fundamentos de Sistemas Elétricos**. Universidade Federal de Minas Gerais. [S.l.]. 2012.

SOUZA, T. D. C. D. **Estudo de Coordenação e Seletividade da Proteção de uma Planta Industrial**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2013.

TOYOSHIMA, B. **Modelagem Computacional das Características dos Elementos Utilizados em Estudos de Coordenação da Proteção e Seletividade de Sistemas Elétricos**. Escola de Engenharia de São Carlos. São Paulo. 2012.

VIANA FILHO, J. D. S. **Coordenação e Seletividade da Proteção Elétrica do Terminal Portunário do Pecém com a Entrada da Carga da Correia Transportadora**. Universidade Federal do Ceará. Fortaleza. 2010.

ANEXO A – ORDEM DE AJUSTE DA PROTEÇÃO (FRENTE)

coelce

Planejamento da Rede AT-MT
quarta-feira, 11 de fevereiro de 2015

Informação Técnica:

Doc. Associado:

INFORMAÇÃO TÉCNICA DO PONTO DE CONEXÃO AO SISTEMA ELÉTRICO COELCE

Dados do Solicitante:

Solicitante:

Unidade Consumidora:

Município: **Sobral**

Localização:

Dados do Sistema Elétrico:

Subestação: **SOBRAL**

Alimentador: **01S2**

Ponto de Conexão:

Informação Técnica: Parâmetros para Cálculo do curto-circuito.

Topologia e parâmetros da rede de distribuição de média tensão até o ponto de conexão da unidade consumidora.

Impedância Reduzida na barra 15,0kV da subestação em por unidade (pu):

Sequência Positiva → R1 = 0,0049 X1 = 0,4238
Sequência Zero → R0 = 0,0000 X0 = 0,3591

Valores Base para cálculo dos parâmetros em por unidade (pu):

Potência Base → 100,0 MVA
Tensão Base 13,8 kV

Trecho	Condutor	Extensão (km)	Impedância Condutor em Ohm/km			
			Sequência Positiva		Sequência Zero	
			R1	X1	R0	X0
1	CAA 266,8 MCM	2,50	0,2391	0,3790	0,4169	1,5559
2						
3						
4						
5						

Informamos que segue em anexo uma via do documento Ordem de Ajuste da Proteção do alimentador 01S2 da subestação SOBRAL.

ANEXO B – ORDEM DE AJUSTE DA PROTEÇÃO (VERSO)



ORDEN DE AJUSTE DE PROTEÇÃO
SED : SOBRAL - SBU

PÁGINA: 01 / 01
DATA: FEV/2015

ITEM	EQUIPAMENTO	TENSÃO (KV)	RELACIONAMENTO DE TC (A)	CORRENTE DE PICK-UP (A)	CÓDIGO ANSI	PROTEÇÃO	FABRICANTE/TIPO		REGULAÇÃO		GRADUAÇÃO			TIPO DE		CONTROLE			
							TEMPORIZADO	INSTANTÂNEO	CURVA	TAPE	EQUIL	CURVA	INST. ZACÃO	IMPLANTADO	SITUAÇÃO	DATA	ITEM Nº		
01	ALIMENTADOR	13,8	600 - 5	600	50 / 51	FASE	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	
	RELG 21S2	13,8	600 - 5	78	50 / 51N	NEUTRO	PS 482	PS 482	PS 482	PS 482	PS 482	PS 482	PS 482	PS 482	PS 482	PS 482	PS 482	PS 482	
01A	RELG 21S2	13,8	600 - 5	120	12	-	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	
01B	RELG 21S2	13,8	600 - 5	OFF	12/11	-	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	
01C	RELG 21S2	13,8	600 - 5	15	51NS	NEUTRO	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	
	RELG 21S2	13,8	600 - 5	15	51NS	NEUTRO	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM	
EMISSÃO		DATA	RUBRICA	NOME	DATA	RUBRICA													
VISTO DO CHEFE																			
Área de Estudos e Análises da Operação																			

Cálculo do tempo:

$$t = \frac{13,5 \times TMS}{I_{ref} \left(\frac{I}{I_{ref}} \right)^1 - 1}$$

Curva IEC: MI = VI

$$t = \frac{0,14 \times K}{I_{ref} \left(\frac{I}{I_{ref}} \right)^{1,02} - 1}$$

Curva IEC: NI = SI

- As faixas estão na OAP.
- 1 – tempo de atuação em segundos;
- TMS – multiplo de tempos (curva);
- I – corrente de falta;
- Iref – corrente de ajuste (pick-up).

Obs.: 1) $\frac{I}{I_{ref}} < 1,1 \Rightarrow$ Relé não opera.

- 2) $\frac{I}{I_{ref}} > 20 \Rightarrow$ Calcular o tempo usando o multiplo(Iref) igual a 20 e considerar o tempo real menor que (*) o valor calculado.