

**FUNDAÇÃO OSWALDO ARANHA
CENTRO UNIVERSITÁRIO DE VOLTA REDONDA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

IAGO FELICIANO

JÚLIA SUHETT DE AGUIAR

RAFAELA BANDEIRA CABRAL

COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE EM UMA SUBESTAÇÃO

VOLTA REDONDA

2019

**FUNDAÇÃO OSWALDO ARANHA
CENTRO UNIVERSITÁRIO DE VOLTA REDONDA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE EM UMA SUBESTAÇÃO

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica do UniFOA como requisito à obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Alunos:

IAGO FELICIANO

JÚLIA SUHETT AGUIAR

RAFAELA BANDEIRA CABRAL

Orientador:

Prof.M.Sc. Cláudio Márcio de Freitas da Silva

VOLTA REDONDA

2019

FOLHA DE APROVAÇÃO

Alunos:

Iago Feliciano

Júlia Suhett Aguiar

Rafaela Bandeira Cabral

Coordenação e seletividade em uma subestação

Orientador:

Prof. MSc. Cláudio Márcio de Freitas da Silva

Banca Examinadora:

Prof. M.Sc. Cláudio Márcio de Freitas da Silva

Prof. Esp. Bruno Moreira da Silva

Prof. M.Sc. Edson de Paula Carvalho

“A ciência é, portanto, perversa de si mesmo, a menos que tenha como fim último, melhorar a humanidade.”

Nikola Tesla.

Este trabalho é dedicado primeiramente a Deus por ter nos sustentado até aqui.

Dedicamos ainda a todos aqueles que nos apoiaram de alguma forma ao longo da nossa caminhada.

Aos nossos pais, familiares, amigos, professores e todos aqueles que torceram por essa conquista.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos primeiramente a Deus, por nos dar a oportunidade de realizar esse sonho por meio do conhecimento e principalmente em momentos difíceis, nunca ter nos deixado desistir.

Agradecemos também a todos os nossos familiares que sempre nos apoiaram nas nossas escolhas e deram todo apoio possível para que pudéssemos concluir esse curso.

A todos os amigos que fizemos durante a faculdade e que tivemos a oportunidade de registrar grandes momentos em nossa vida, além de grandes trocas de experiências e de conhecimento.

Aos mestres que com toda dedicação, compartilharam seu conhecimento teórico e prático na área de Engenharia Elétrica.

Ao mestre Cláudio Márcio de Freitas da Silva, que nos orientou na realização deste trabalho.

RESUMO

O presente trabalho aborda o desenvolvimento do projeto de proteções de uma subestação de 138KV/6,9KV. Foram realizados cálculos, análises gráficas e levantamento de dados da concessionária, para a especificação e parametrização dos equipamentos de proteção envolvidos, com a finalidade de obter coordenação e seletividade no sistema. Dessa forma, atuam os equipamentos/componentes mais próximos à falha, desligando o menor número possível de circuitos ou cargas, mantendo em operação o restante do sistema.

Palavras-chave: Coordenação, Seletividade, Proteção, Subestação.

ABSTRACT

The objective of this work is to study the case of coordination and selectivity of the protection of an industrial substation, where calculations and graphical analyzes will be performed for the specification and parameterization of protection equipment. Another system loop, minimizing short circuit failures and preventing power outages for the entire plant. The project shows the importance and benefits of this study not only for increasing equipment protection, but also for employee safety by reducing protection operation time.

Keywords:Coordination, Selectivity, Protection, Substation.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	PROBLEMA ABORDADO E JUSTIFICATIVA.....	16
1.2	OBJETIVOS	17
1.2.1	Objetivo Geral.....	17
1.2.2	Objetivos Específicos	17
1.3	METODOLOGIA.....	17
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
2.1	SUBESTAÇÃO.....	18
2.2	PARA-RAIOS	19
2.3	TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA.....	20
2.3.1	Faltas nos Transformadores	21
2.4	TRANSFORMADOR DE CORRENTE	22
2.4.1	Transformador de Corrente Tipo Bucha	23
2.4.2	Transformador de Corrente Tipo Janela	24
2.4.3	Transformador de Corrente tipo Barra	25
2.4.4	Transformador de Corrente Tipo Enrolado	26
2.4.5	Transformador de Corrente Tipo Pedestal	26
2.4.5.1	Diagrama trifilar da ligação dos TCs.....	27
2.5	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL.....	28
2.6	CHAVE SECCIONADORA	29
2.7	DISJUNTOR	30
2.8	RELÉS DE PROTEÇÃO	31
2.8.1	Relés de Sobrecorrente.....	33
2.8.1.1	Relés de sobrecorrente de indução.....	34
2.8.1.2	Relés de sobrecorrente estáticos	35
2.8.1.3	Relés digitais microprocessados	36
2.8.1.4	Funções 50 e 51 do relé de sobrecorrente.....	38
2.8.1.5	Função 50F – unidade instantânea de fase	39
2.8.1.6	Função 50N – unidade instantânea de neutro.....	39
2.8.1.7	Função 51F – unidade temporizada de fase	39
2.8.1.8	Função 51N - unidade temporizada de neutro	40
2.8.1.9	Função 51G – unidade temporizada de terra	41

2.8.1.10	Relé PEXTRON URPE 6104.....	41
2.8.1.10.1	Parâmetros e telas do relé PEXTRON.....	43
2.8.1.11	Curvas características.....	45
2.8.2	Relé de Proteção Diferencial.....	50
2.8.2.1	Funcionamento do relé diferencial.....	52
2.8.2.2	Causa do surgimento de correntes diferenciais indesejadas.....	53
3	ESTUDO DE CASO.....	54
3.1	CÁLCULOS DAS CORRENTES NOMINAIS.....	55
3.2	CÁLCULO DA CORRENTE DE MAGNETIZAÇÃO (INRUSH).....	56
3.3.1	CÁLCULO DO PONTO ANSI (SUPORTABILIDADE TÉRMICA).....	57
3.4	RELAÇÃO DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE.....	58
3.5	DETERMINAÇÃO DOS AJUSTES DE PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE DO ENROLAMENTO PRIMÁRIO(138KV).....	60
3.3.1	Ajustes de Fase.....	60
3.3.1.1	Unidade temporizada (Função 51F).....	60
3.3.1.2	Unidade instantânea de fase (Função 50F).....	61
3.3.2	Ajustes de Neutro.....	62
3.3.2.1	Unidade temporizada (Função 51N).....	62
3.3.2.2	Unidade instantânea (Função 50N).....	63
3.4	ESTUDO DAS PROTEÇÕES DO TRANSFORMADOR – RELÉ DIFERENCIAL DE SOBRECORRENTE (FUNÇÃO 87T).....	64
3.4.1	Dados para dimensionamento do relé diferencial.....	64
3.4.2	Cálculo dos TAPs.....	64
3.4.3	Erro de ajuste (Mismatch).....	65
3.4.5	Erro de Comutação dos Taps.....	67
3.4.6	Erro de precisão dos TCs.....	68
3.4.7	Erro Total (Slope).....	68
3.5	DETERMINAÇÃO DOS AJUSTES DE PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE DO ENROLAMENTO SECUNDÁRIO (6,9KV).....	69
3.5.1	Ajustes de Fase.....	69
3.5.1.1	Unidade temporizada (Função 51F).....	69
3.5.1.2	Unidade instantânea (Função 50F).....	70
3.5.2	Ajustes de Neutro.....	70

3.5.2.1	Unidade temporizada (Função 51N)	70
3.5.2.2	Unidade instantânea (Função 50N).....	71
3.5.3	Unidade Temporizada de Terra (Função 51G).....	71
3.6	CÁLCULOS DOS TEMPOS DE ATUAÇÃO DOS RELÉS DE FASE (50/51F) 71	
3.6.1	Coordenação entre o Relé 1 e 3.....	72
3.7	CÁLCULOS DOS TEMPOS DE ATUAÇÃO DOS RELÉS DE NEUTRO E TERRA (50/51N E 51G).....	75
3.7.1	Coordenação entre os Relés 2, 4 e 5	75
3.8	CONSOLIDAÇÃO DOS AJUSTES DOS RELÉS.....	80
3.8.1	Tabela de Ajustes do Relé do Enrolamento Primário	80
3.8.2	Tabela de Ajustes do Relé do Enrolamento Secundário	81
3.8.3	Tabela de Ajustes do Relé Conectado à Terra	81
4	COORDENOGRAMA	82
5	CONCLUSÃO	84
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	85

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Diferença entre sistemas seletivos e não seletivos.....	16
Figura 2 - Exemplo de uma subestação.....	19
Figura 3 - Transformador de corrente tipo bucha.....	24
Figura 4 - Transformador de corrente tipo janela.....	25
Figura 5 - Transformador de corrente tipo barra.....	26
Figura 6 - Transformador de corrente tipo pedestal.....	27
Figura 7 - Diagrama trifilar da ligação dos TCs.....	28
Figura 8 - Transformador de potencial.....	29
Figura 9 - Chave seccionadora de abertura central.....	30
Figura 10 - Disjuntor SF6.....	31
Figura 11 - Diagrama trifilar de um relé de sobrecorrente.....	34
Figura 12 - Relé de indução.....	35
Figura 13- Blocos internos de um relé microprocessado.....	37
Figura 14 - ReléPextron Urpe 6104.....	42
Figura 15 - Tela de configuração do relé PEXTRON URPE 6104.....	44
Figura 16 - Tela de medição do relé PEXTRON URPE 6104.....	45
Figura 17 - Comparação das curvas de tempo inverso e tempo definido.....	46
Figura 18 - Curva normalmente inversa.....	47
Figura 19 - Curva muito inversa.....	48
Figura 20 - Curva extremamente inversa.....	49
Figura 21 - Esquema de ligação do relé 87.....	51
Figura 22 - Distribuição de correntes em carga.....	51
Figura 23 - Discriminação das correntes durante falta interna.....	52
Figura 24 - Diagrama unifilar da subestação em estudo.....	54
Figura 25 - Curva normalmente inversa do relé Pextron com o ponto traçado.....	73
Figura 26 - Curva muito inversa do relé eletromecânico com o ponto traçado.....	75
Figura 27 - Curva normalmente inversa do relé Pextron com o ponto traçado.....	76
Figura 28 - Curva normalmente inversa do relé CDG 11 (1,3s) com o ponto traçado.....	78
Figura 29 - Curva muito inversa do relé IAC54 com o ponto traçado.....	80
Figura 30 - Coordenograma dos relés de fase.....	82
Figura 31 - Coordenograma dos relés de neutro.....	83

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dados do transformador.....	21
Tabela 2 - Principais funções dos relés de proteção.....	33
Tabela 3 - Tabela de parâmetros do Urpe 6104.....	44
Tabela 4 - Tabela de constantes das curvas.....	49
Tabela 5 - Formas de operação do relé diferencial.	52
Tabela 6 - Tabela para determinação da suportabilidade térmica.....	57
Tabela 7 - Faixa de potência e impedância de transformadores.....	57
Tabela 8 - Correntes e relações nominais.....	59
Tabela 9 - Nomenclatura e funções dos relés utilizados para a coordenação	72

LISTA DE SIGLAS

TPI – Transformador de potencial indutivo

TC – Transformador de corrente

TP – Transformador de potencial

ETT – Estações Transformadoras de Transmissão

ETD – Estações Transformadoras de Distribuição

ETC – Estações Transformadoras de Consumidores

KV – Quilo volt

MVA – Mega volt-ampère

CA – Corrente alternada

HZ – Hertz

NBR – Normas Brasileiras Regulamentadoras

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

FT – Fator térmico nominal

A – Ampère

V – Volts

SF6 - hexafluoreto de enxofre

1 INTRODUÇÃO

As subestações estão sujeitas a anormalidades ou perturbações eventuais que intervêm em seu funcionamento normal, o que pode trazer danos aos equipamentos da subestação ou ao sistema elétrico, sendo necessária a utilização de um sistema de proteção.

O sistema de proteção tem como objetivo detectar os defeitos nas subestações e isolar o mais rápido possível a zona defeituosa.

As anomalias mais recorrentes em instalações elétricas são sobrecargas, curtos-circuitos, correntes de energização, falhas a terra e correntes transitórias. Para minimizar essas ocorrências, deve-se projetar e dimensionar corretamente os dispositivos de proteção, levando em consideração os requisitos abaixo:

- Coordenação e Seletividade;
- Confiabilidade;
- Rapidez;
- Sensibilidade;
- Exatidão;
- Economia.

Dentre os requisitos citados, a coordenação e a seletividade são o foco do presente estudo. A seletividade vem sendo utilizada desde a década de 50, tornando possível a garantia da atuação mais rápida e eficiente dos dispositivos de proteção em caso de falta do sistema, atuando somente o dispositivo mais próximo da falha. A coordenação é responsável pela tomada de decisão de quais dispositivos serão desativados, garantindo a seletividade (MARDEGAN, 2011).

A utilização da coordenação e seletividade aumenta então a proteção dos equipamentos, define o momento em que cada dispositivo deve operar, limita o tempo de falha e minimiza as irregularidades que podem ocorrer no sistema, aumentando a segurança dos operadores.

A Figura 1 mostra a diferença entre um sistema sem coordenação seletiva e um sistema seletivamente coordenado. No sistema à esquerda, pode ocorrer o desligamento de cargas não afetadas, pois os dispositivos são abertos antes que a falha seja eliminada pelo dispositivo mais próximo a ela. Já no sistema à direita,

apenas o dispositivo próximo ao defeito será aberto, mantendo o restante do circuito em funcionamento.

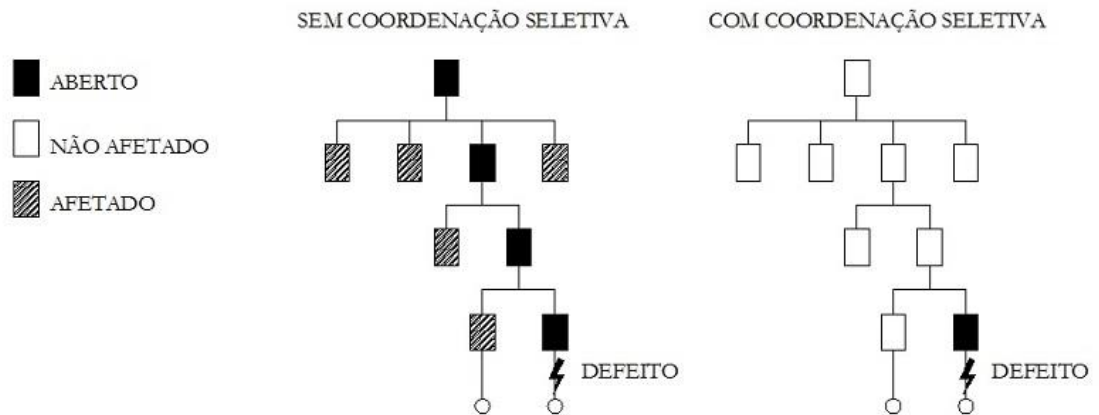


Figura 1 - Diferença entre sistemas seletivos e não seletivos
Fonte: Aprendendo Elétrica, 2019.

1.1 PROBLEMA ABORDADO E JUSTIFICATIVA

Um dos pontos críticos referentes ao sistema de energia elétrica é a sua proteção. É necessário ser cautelosos no dimensionamento de proteções para subestações, pois qualquer falha no sistema pode causar grandes danos tanto para equipamentos como para os seres humanos. Os acidentes em subestações em sua maioria, são acidentes fatais, devido ao seu elevado nível de tensão.

Este estudo tem como finalidade projetar um sistema de proteção para uma subestação de 138kV/6,9kV de uma empresa localizada na região sul fluminense, de modo que seus dispositivos tenham a melhor coordenação de maneira que distúrbios no sistema afetem o menor número de componentes possíveis com a maior velocidade e eficácia.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo geral dimensionar e parametrizar o sistema de proteção com dispositivos elétricos de alta qualidade e confiabilidade para minimizar interrupções e distúrbios na rede elétrica industrial quando ocorrer uma falha.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Explorar as funções 50/51 de fase, 50/51 de neutro, 51 de terra e a função 87 de proteção para o transformador de potência de 15MVA;
- Desenvolver os cálculos dos tempos de atuação e correntes de ajustes dos relés eletromecânicos e digitais microprocessados;
- Elaborar um coordenograma para ilustrar as atuações de cada relé e um gráfico corrente x tempo.

1.3 METODOLOGIA

Para a elaboração desse trabalho foi feito um levantamento dos problemas característicos de coordenação e seletividade em subestações visando melhorar a proteção do sistema.

Foi aplicada as devidas normas técnicas, para isso, foi realizada pesquisa sobre sistemas de proteção de qualidade a serem implantadas e foi levantado dados operacionais e técnicos que são fundamentais para a melhoria do sistema abordado.

Para fundamentar a pesquisa, foi feita uma revisão bibliográfica, utilizando livros, monografias, dissertações de mestrado, artigos de revistas ligados ao tema.

Para visualizar na prática a teoria pesquisada, foi elaborado um estudo de caso em uma planta industrial.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 SUBESTAÇÃO

As subestações são instalações elétricas de alta potência que abrigam diversos tipos de equipamentos de transformação de energia, distribuição, proteção e medição. Tem como finalidade alterar os níveis de tensão e corrente, para que essa energia possa ser distribuída para diversos tipos de linhas e sistemas.

Elas recebem a energia gerada por usinas hidrelétricas, termoelétricas, nucleares, eólicas, fotovoltaicas, dentre outras. Nelas, as tensões são elevadas através do uso de transformadores tornando possível transmiti-las para longas distâncias através de redes de alta tensão.

Ao chegar nas cidades, podemos encontrar subestações abaixadoras, como o próprio nome já diz, irão reduzir o nível de tensão e distribuir para consumidores residenciais, comerciais e industriais. Nas indústrias, se esse nível de tensão ainda não for o desejado, ele pode ser alterado pela subestação da própria empresa, até que fique apropriada para o consumo, sempre respeitando a necessidade dos equipamentos.

As subestações são classificadas como subestações de energia das concessionárias ou subestações de energia dos consumidores. As subestações existentes nas concessionárias, têm como objetivo elevar a tensão no setor de geração e rebaixar na fase de transmissão e distribuição (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2014).

Na fase de transmissão, as subestações são chamadas de Estações Transformadoras de Transmissão (ETT) e no setor de distribuição as subestações são chamadas de Estações Transformadoras de Distribuição (ETD) (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2014).

A subestação de consumidor tem por função abaixar os níveis de tensão para a alimentação de seus equipamentos. Essas subestações são conhecidas como Estações Transformadoras de Consumidor (ETC) (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2014).

A Figura 2 ilustra uma subestação.



Figura 2 - Exemplo de uma subestação
Fonte: Elfi Engenharia e Arquitetura, 2011.

2.2 PARA-RAIOS

Os para-raios presentes nas subestações tem a função delimitar os valores dos surtos de tensão que poderiam gerar sérios danos a todo equipamento. Protegem toda a subestação de problemas de origem externa provenientes de sobretensões e/ou descargas atmosféricas oriundas de seu interior provocadas por chaveamentos e manobras.

Para uma determinada magnitude de sobretensão, os para-raios, que anteriormente exerciam a função de isolador, passa a funcionar como condutor e descarrega a corrente para terra impedindo que o surto cause problemas a rede e os equipamentos (MUZY,2012).

Os para-raios se dividem em 3 tipos:

- Cabo para-raios: são instalados na parte superior da linha de transmissão aérea e tem a função de proteger contra descargas atmosféricas que possam causar danos a rede diretamente;
- Para-raios do tipo haste reta (Modelo de Franklin): são situados na parte mais elevada das edificações, este tipo de para-raios é formado por uma haste metálica que tem a finalidade de captar as possíveis descargas atmosféricas protegendo as construções;

- Para-raios tipo válvula: Conecta-se o lado superior na fase e seu lado inferior é aterrado, quando exposto a tensão nominal, permanece a isolação entre seu lado inferior e superior, já quando submetido a uma tensão oriunda de descarga atmosférica o para-raios altera sua condição para condutor e descarregando a sobretensão para terra protegendo todo circuito. Como se trata de um tipo de para-raios monofásico, deve ser instalado um dispositivo por fase.

2.3 TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA

Um transformador é um dispositivo que altera o nível de tensão CA, sem alterar a frequência, por meio de indução eletromagnética. Geralmente são constituídos de dois enrolamentos que não tem ligação entre si, em torno de um núcleo ferromagnético em comum (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2014).

Os enrolamentos são chamados de primário e secundário ou terciário, o primário é ligado a uma fonte de energia CA, fazendo com que forme nele uma corrente elétrica que irá gerar um campo magnético de intensidade e sentido variável. Esse campo induz ao surgimento de uma corrente elétrica no secundário, que será responsável por fornecer energia às cargas.

Em uma subestação o transformador é o dispositivo de maior importância, por isso, é de grande importância o projeto do sistema de proteção dos transformadores para que eles permaneçam em operação de forma contínua e confiável, já que a queima de um transformador, pode paralisar o fornecimento de energia por um longo período gerando grandes prejuízos.

Geralmente os transformadores industriais são protegidos por relés de sobrecorrente, dotados de unidades 50/51 e 50/51N, relés diferenciais de sobrecorrente e proteções de sub e sobretensões. De forma geral, os transformadores de potência devem ser protegidos contra sobrecargas e curtos-circuitos entre fases e entre fase e terra (MAMEDE; MAMEDE FILHO, 2011).

Ao elaborar um projeto de proteção para transformadores, deve-se levar em consideração o custo do mesmo. Não é necessária implantação de um sistema de proteção complexo, pois isso pode comprometer a coordenação do sistema como um todo. Neste caso, pode ser feito um sistema de proteção mais simples com os

dispositivos mais essenciais, para que o custo seja reduzido, visando o custo-benefício (MAMEDE; MAMEDE FILHO, 2011).

Os transformadores estão sujeitos a diversos distúrbios que ocorrem no sistema elétrico ao qual estão ligados. Pode ocorrer faltas internas que estão ligadas a sobreaquecimento, sobre pressão e sobre fluxo do líquido refrigerante. Além das faltas internas, estão vulneráveis a faltas ativas, que são aquelas que necessitam da intervenção do sistema de proteção.

A Tabela 1 apresenta os dados do transformador em estudo.

Tabela 1- Dados do transformador

Potência Nominal	15 MVA
Tensão Primária	138 KV
Tensão Secundária	6,9 KV
Frequência	60 Hz
Grupo Ligação	DYn1
Impedância percentual	10% (Bases - potência e tensão nominal)
Resistência a terra	2,55 Ohms

Fonte: Autores, 2019.

2.3.1 Faltas nos Transformadores

Os sistemas elétricos estão sujeitos a vários tipos de falhas, que podem afetar o funcionamento dos transformadores que estão conectados a essa rede elétrica, podendo comprometer a sua operação ou reduzir seu tempo de vida útil. Ao selecionar quais proteções devem ser utilizadas, deve conhecer quais os tipos de falhas que normalmente atingem esses equipamentos. Os transformadores podem sofrer faltas internas ou externas. Essas, serão abordadas a seguir:

Faltas internas aos transformadores são as falhas que ocorrem entre as buchas de tensão superior e inferior. Podem ser falhas associadas à temperatura e pressão, ou falhas ativas, que são aquelas que precisam de intervenção do sistema de proteção para retirar o transformador de operação, reduzindo o tempo de exposição às faltas, diminuindo os danos. Pode-se citar como exemplo a falta por curtos-circuitos entre fases do transformador (MAMEDE; MAMEDE FILHO, 2011).

As faltas do sistema elétrico ligado ao transformador, são denominadas faltas externas, ou seja, ocorrem fora da zona diferencial do trafo, por isso, as faltas

externas não acionam a proteção diferencial dos transformadores, devendo ser eliminadas pelos relés de sobrecorrente do lado secundário (MAMEDE; MAMEDE FILHO, 2011).

As principais faltas externas são: curtos-circuitos no sistema elétrico, sobrecargas, sobretensão e subfrequência.

2.4 TRANSFORMADOR DE CORRENTE

Transformadores de corrente (TCs), são dispositivos que tem a finalidade de abaixar os valores de corrente do sistema, geralmente elevados, para valores nominais dos dispositivos de medição e proteção do sistema. Possuem um enrolamento primário, com poucas espiras, conectado em série ao sistema principal e um enrolamento com um número elevado de espiras, conectado aos relés do sistema, tem como objetivo evitar as conexões diretas entre os relés e o circuito de alta tensão e também adaptar grandezas existentes no circuito com grandezas compatíveis com a dos relés nele acoplados (CARVALHO, 1982).

A corrente no enrolamento secundário, normalmente são padronizadas nas correntes nominais dos aparelhos nele ligados, utilizando 5 *ampères*. Em alguns casos, quando esses aparelhos, geralmente relés, estão a uma certa distância, utiliza-se a corrente de 1 *ampère* para que diminua a queda de tensão nos circuitos (MAMEDE; MAMEDE FILHO, 2011).

Nos TCs, um dado importante é sua relação de transformação, que indica relação dos valores de corrente entre os terminais do primário com o secundário. Essas relações são definidas pela NBR 6856 da ABNT, assim como o método de cálculo para dimensionar o equipamento.

Essa mesma norma define a classe de exatidão para os TCs, que varia conforme seu uso e definem o máximo valor de erro na medição que o mesmo pode aferir. Os TCs utilizados para proteção, possuem níveis de exatidão na faixa de 10%, já os de calibração de instrumentos de medida em laboratórios possuem níveis de 0,1% enquanto os de medição ficam na faixa de 0,3% (FINOCCHIO, 2008).

Como os TCs utilizados em proteção estão sujeitos a altos valores de correntes, é necessário que os mesmos não saturem para correntes de elevados

níveis, normalmente adota-se que eles não devem saturar para valores de correntes de até 20 vezes a corrente nominal do sistema.

Baseando-se na norma da ABNT a caracterização dos TCs é regulamentada, algumas dessas características são:

- Relação nominal e corrente nominal - usualmente é utilizado um valor padrão de corrente de 5 A no seu secundário e em seu primário, valores que variam de 5 A a 8000 A;
- Classe de tensão de isolamento nominal - É expressada pela tensão de circuito-circuito ao qual o TC é conectado ao sistema;
- Frequência nominal - Refere-se à frequência nominal a que o TC é conectado ao sistema;
- Classe de exatidão nominal - É definida pelo máximo erro de transformação das espiras que o TC pode ter utilizado em carga. Tem grande importância que eles não saturem e expressem com fidelidade os valores transformados;
- Carga nominal - Corresponde a carga dos cabos e do relé conectados no secundário do TC vista por ele;
- Fator de sobrecorrente - Refere-se à relação entre a maior corrente em que o TC pode ser submetido e seu fator de sobrecorrente fazendo garantir sua exatidão. Normalmente esse fator é 20 vezes a corrente nominal no primário do TC;
- Fator térmico nominal (FT) - Refere-se à relação entre a maior corrente de primário suportável do TC e sua corrente nominal de primário. Segundo a ABNT, tem-se por valores padrões 1.0, 1.2, 1.3, 1.5 e 2.0;
- Corrente Máxima Admissível do TC - Tem-se pela relação entre a corrente nominal, o fator de sobrecorrente e o fator térmico onde o TC será conectado.

2.4.1 Transformador de Corrente Tipo Bucha

Sua instalação é realizada na bucha dos equipamentos, transformadores, disjuntores, dentre outros, possui o enrolamento secundário isolado e montado no núcleo, sendo o enrolamento primário representado por um condutor isolado. Este condutor é parte componente de um equipamento, como um transformador de força, ou um disjuntor (ARAÚJO; CÂNDIDO; SOUSA; DIAS,2005).

A Figura 3 é uma demonstração do TC tipo bucha:



Figura 3 - Transformador de corrente tipo bucha
Fonte: Grupo Arteche, 2019.

2.4.2 Transformador de Corrente Tipo Janela

A construção deste transformador é bem parecida com o TC tipo bucha, a diferença é que seu meio de isolamento entre a bobina do primário com o secundário é feito através do ar, o interessante deste transformador é que ele não possui bobina primária fixa, pois esse modelo é constituído de uma abertura no núcleo, onde é passado o condutor que vai ser medido, desta forma o mesmo condutor passa a ser o circuito primário (GERMER ISOLDORES, 2018).

A Figura 4 ilustra um TC tipo janela.



Figura 4 - Transformador de corrente tipo janela
Fonte: COSTA, 2018.

2.4.3 Transformador de Corrente tipo Barra

Possui os enrolamentos primário e secundário isolados e montados no núcleo. O primário consiste em uma barra que é colocada no interior da janela do núcleo (ARAÚJO; CÂNDIDO; SOUSA; DIAS, 2005).

Tem como principal característica fazer baixas medidas de tensão, tendo como destaque reduzir correntes relativamente altas em uma corrente secundária baixa que será transmitida de forma que, além de isolar o circuito da rede de medição, possa oferecer condições de monitorar o circuito através de um instrumento. Abaixo, tem-se a representação de um TC tipo barra, na Figura 5.



Figura 5 - Transformador de corrente tipo barra
Fonte: COSTA, 2018.

2.4.4 Transformador de Corrente Tipo Enrolado

É um transformador de corrente usualmente utilizado para relações de transformação de 40:1. Sua construção interna simples, é composto por um enrolamento primário com poucas espiras, sendo elas, com fios suficientes para suportar a corrente da carga e no seu enrolamento secundário um número maior de espiras um pouco mais finas, mas suficiente para suportar o dispositivo que irá fazer a medição (MAMEDE; MAMEDE FILHO, 2011).

2.4.5 Transformador de Corrente Tipo Pedestal

Possui primário e secundário enrolados num núcleo toroidal, sendo largamente utilizado nas classes de tensão de 25 e 138 KV (ARAÚJO; CÂNDIDO; SOUSA; DIAS, 2005).

Os transformadores de corrente desse tipo têm sua massa concentrada na base do equipamento, proporcionando maior estabilidade mecânica e buscando compensar a altura elevada da bucha. O enrolamento primário é reforçado de forma a suportar os esforços mecânicos oriundos de corrente de curto circuito.

Na Figura 6, tem-se a representação do TC tipo pedestal.



Figura 6 - Transformador de corrente tipo pedestal

Fonte: ARAÚJO; CÂNDIDO; SOUSA; DIAS, 2005.

2.4.5.1 Diagrama trifilar da ligação dos TCs

Os TAPs conseguem compensar a diferença de magnitude de corrente, porém a diferença angular que existe nos transformadores de potência é compensada pela ligação dos TCs. No exemplo a seguir, o transformador de potência está ligado em delta-estrela (DYN1) e o transformador de corrente do lado de alta está ligado em estrela (Y) e o transformador de corrente do lado de baixa está ligado em triângulo Δ . De acordo com a Figura 7, é possível visualizar esse esquema de ligação.

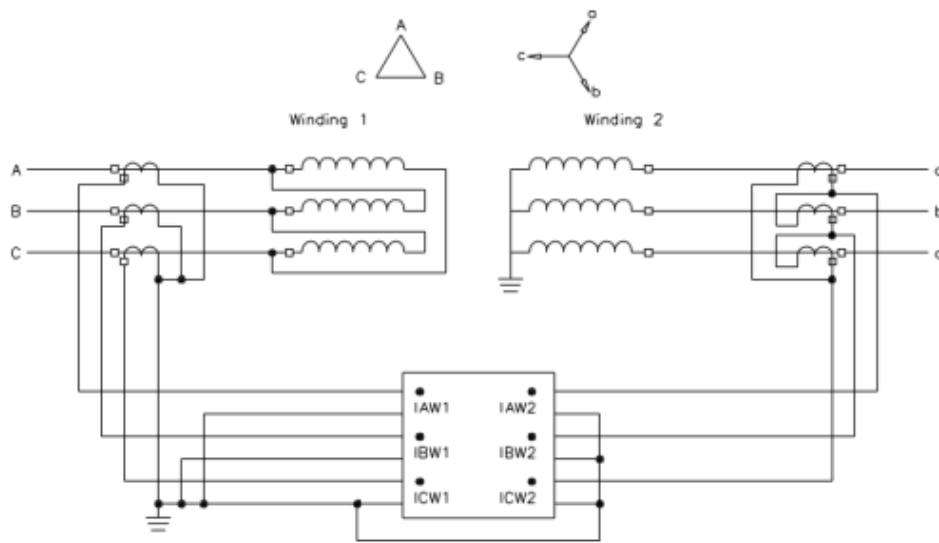


Figura 7 - Diagrama trifilar da ligação dos TCs
Fonte: Cardoso, 2011.

2.5 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

Transformadores de potencial (TPs), são dispositivos que tem a finalidade baixar os valores de tensão elevadas do sistema, para valores nominais dos dispositivos de medição e proteção do sistema. Possuem um enrolamento primário, com um número elevado de espiras, conectado em serie ao sistema principal e um enrolamento, com poucas espiras, conectado aos relés do sistema, que tem como objetivo evitar as conexões diretas entre os relés e o circuito de alta tensão fazendo com que esses instrumentos não necessitem ter tensão de isolamento compatível com a da rede e também adaptar grandezas existentes no circuito com grandezas compatíveis com a dos relés nele acoplados (CARVALHO, 1984).

A tensão no enrolamento secundário, normalmente são padronizadas nas correntes nominais dos aparelhos nele ligados, utilizando 115V ou $115/\sqrt{3}$ V, assim, os instrumentos de proteção e medição são dimensionados em tamanhos reduzidos com bobinas e demais componentes de baixa isolação.

Quanto ao seu tipo de construção, os TPs podem ser divididos em duas classificações básicas: TPs tipo indutivo e TPs tipo capacitivo.

Tem-se a representação de um TP na Figura 8:

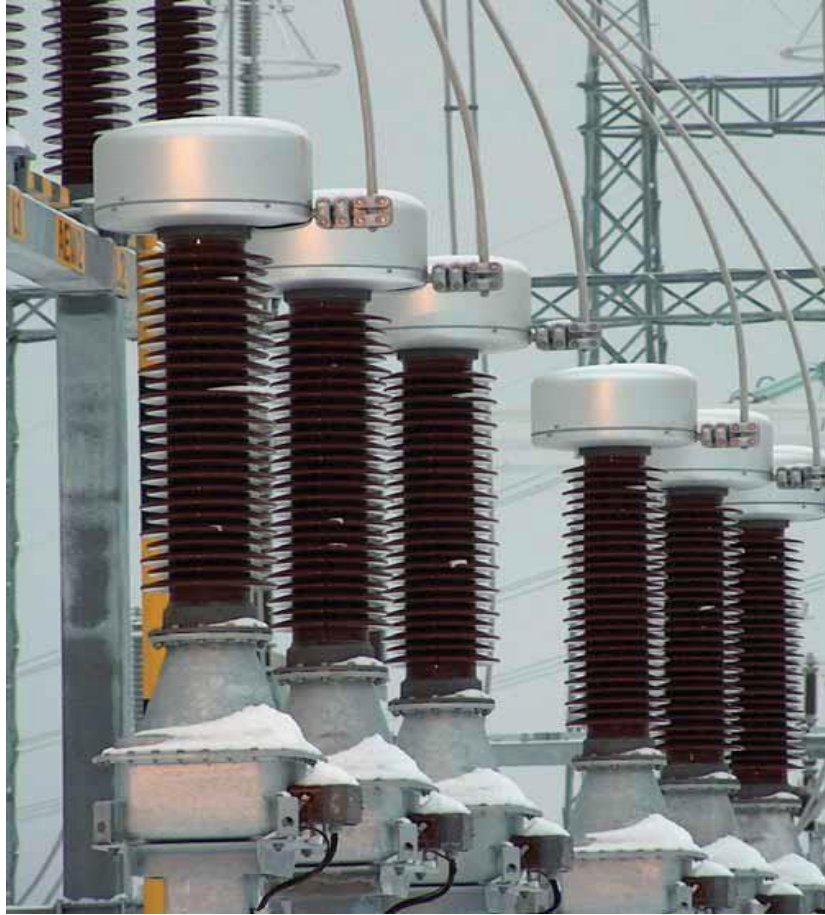


Figura 8 - Transformador de potencial
Fonte: SEUNIPRO, Solução em equipamentos, 2018.

2.6 CHAVE SECCIONADORA

Uma chave seccionadora tem a capacidade de interromper a energia para um circuito elétrico, de gerenciar uma rede de distribuição e desligar uma área da rede caso haja ameaça à segurança, por isso são empregadas como dispositivos de segurança, para que as pessoas possam trabalhar com os circuitos de forma segura (ELETROBRÁS, 1982).

A chave da subestação em estudo é a seccionadora S2DA – 1250 A – 145KV. De acordo com a General Electric, o seccionador S2DA é confiável mesmo em operações com vento ou com muito gelo e tem comportamento estável na posição fechada durante curtos-circuitos. Uma estrutura de aço galvanizado suporta os isoladores e a parte ativa assegurando um conjunto rígido. Os dois isoladores giram sobre mancais sem óleo e selados para a vida, portanto livres de manutenção, e as

lâminas de alumínio pesado tem contatos de cobre com banho de prata, que podem ser facilmente substituídos.

A Figura 9 mostra uma chave seccionadora de abertura central, assim como a que é utilizada na subestação em estudo.



Figura 9 - Chave seccionadora de abertura central
Fonte: WhxyInstruments, 2019.

2.7 DISJUNTOR

O disjuntor é um dispositivo de manobra mecânico, de operação rápida, destinado a interromper e restabelecer um circuito elétrico, devendo permitir a passagem de corrente nominal quando estão fechados e deve ser capaz de interromper as correntes de curto-circuito, por tempo determinado, nas situações de falta (CEMIG, 1994; MAMEDE FILHO, 2013).

A operação de abertura ou fechamento de um disjuntor pode ocorrer através de uma ação manual, via botões de liga e desliga no frontal do equipamento, ou por comando automático através de um sinal elétrico enviado às bobinas de abertura e de fechamento. (CEMIG, 1994).

Os principais papéis dos disjuntores são:

- Chaveamento de equipamentos;
- Chaveamento de linhas de transmissão e distribuição;
- Interligação de sistemas;

- Interrupções de correntes de curto-circuito.

O disjuntor utilizado na subestação em estudo é o SF6 GL 312 como mostrado na figura 10. Esse equipamento utiliza o gás e geralmente é mais utilizado em subestações de média e alta tensão.

O hexafluoreto de enxofre (SF6) é um gás que é usado em equipamento de energia elétrica. É transparente, inodoro, não inflamável e quimicamente estável. Possui boa rigidez dielétrica, grande capacidade de transferência de calor e baixa temperatura de ionização, tornando este gás útil em equipamentos elétricos. O SF6 é um isolador elétrico muito bom e excepcional para extinguir arcos elétricos nos aparelhos de alta e média tensão.

A Figura 10 apresenta disjuntor SF6.



Figura 10 - Disjuntor SF6
Fonte: El-Insta, Alstom, 2019.

2.8 RELÉS DE PROTEÇÃO

O relé de proteção é um dispositivo destinado a detectar anormalidades no sistema elétrico, atuando diretamente sobre um equipamento ou um sistema, retirando de operação os equipamentos/componentes envolvidos com a anormalidade, acionando circuitos de alarme quando necessário. Por outro lado, também pode ser o elemento que satisfeitas certas condições de normalidade, irá

dar a permissão para a energização de um equipamento ou de um sistema (CAMINHA, 2012).

São funções dos relés de proteção:

- Fazer as medições das grandezas;
- Elaborar a comparação dos valores medidos com os valores dos ajustes aplicados;
- Operar (ou não) em função do resultado dessa comparação;
- Acionar a operação de disjuntores ou de relés auxiliares;
- Sinalizar sua atuação via anunciador de atuação sonoro e/ou visual.

O relé consiste basicamente em um elemento de operação (bobina) e um jogo de contatos. O elemento de operação recebe a informação de corrente e/ou tensão através dos transformadores de instrumentos (TPs/TCs), compara a grandeza medida com um ajuste preestabelecido e transforma o resultado num movimento de contatos se necessário.

“No caso de um equipamento em situação de defeito, os contatos do relé mudam de posição desencadeando o processo para isolamento do elemento em curto, interrompendo o fluxo de corrente para aquele elemento. Normalmente o relé possui uma forma visual de indicar que operou” (ARAÚJO; NEVES, ,2005).

Segundo Mamede e Mamede Filho (2011) os relés podem ser do tipo monofunção ou multifunção. O relé monofunção só tem a capacidade de atuar em um tipo de falha, como por exemplo, a sobrecorrente com unidade instantânea (função 50). Já no relé de multifunção, podem ocorrer a combinação de duas ou mais funções, como por exemplo, ter a função 50 citada anteriormente e ter também a função 51, que é de sobrecorrente com unidade temporizada.

A Tabela 2 descreve as principais funções dos relés.

Tabela 2 - Principais funções dos relés de proteção

Código	Função
27	Proteção contra subtensão
30	Dispositivo anunciador de eventos
50	Proteção de sobrecorrente instantânea de fase
50N	Proteção de sobrecorrente instantânea de neutro
51	Proteção de sobrecorrente temporizada de fase
51N	Proteção de sobrecorrente temporizada de neutro
51NS	Proteção de neutro sensível
51G	Proteção contra sobrecorrente de terra temporizada
59	Proteção contra sobretensão
71	Detector de nível de óleo do transformador
81	Proteção contra subfrequência e sobre frequência
87T	Proteção diferencial de sobrecorrente
90	Regulação de tensão

Fonte: Autores, 2019.

2.8.1 Relés de Sobrecorrente

“Entende-se por relé de proteção de sobrecorrente aquele que responde à corrente que flui no elemento do sistema que se quer proteger quando o módulo dessa corrente supera o valor previamente ajustado. Todos os seguimentos dos sistemas elétricos são normalmente protegidos por relés de sobrecorrente, que é a proteção mínima a ser garantida” (MAMEDE; MAMEDE FILHO, 2011).

É possível encontrar uma grande diversidade de relés que desempenham essa função de proteção. A proteção com relé de sobrecorrente é a mais econômica de todas as proteções utilizadas nos sistemas de potência e é o relé que mais necessita de reajuste quando ocorre alguma mudança na configuração do sistema.

A Figura 11 apresenta um tipo de ligação dos relés de sobrecorrente em um circuito:

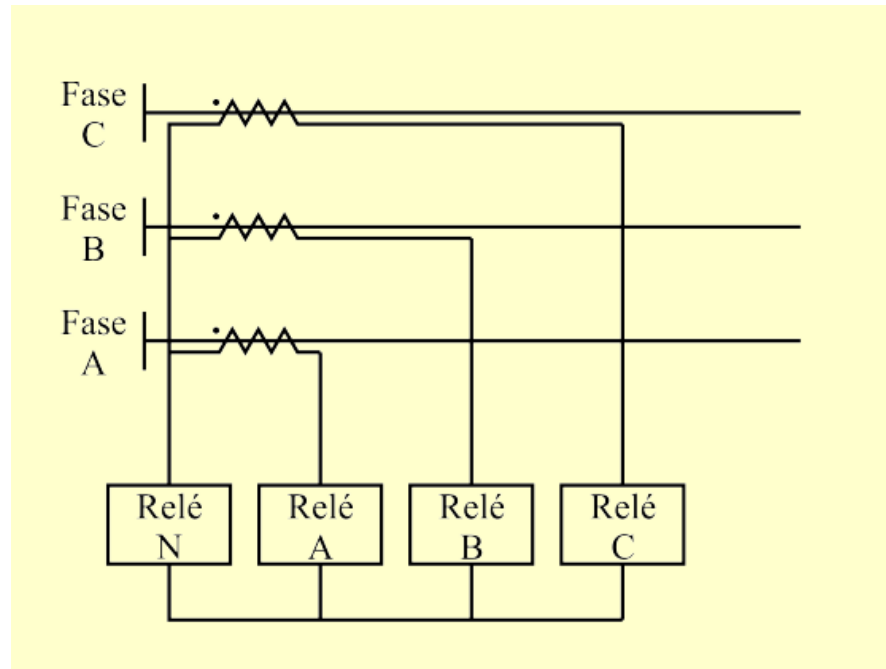


Figura 11 - Diagrama trifilar de um relé de sobrecorrente
Fonte: Giovanni Manassero Junior, 2017.

Quanto à instalação, os relés podem ser:

- Relé primário: a sua bobina magnetizante é instalada diretamente na rede e com isso, a corrente de curto-circuito passa por ela;
- Relé secundário: a bobina magnetizante é instalada no secundário de um elemento de medição (transformador de corrente) e este elemento está conectado diretamente a rede.

Existem três tipos de fabricação dos relés de sobrecorrente (função 50/51), que são:

- Relés de sobrecorrente de indução;
- Relés de sobrecorrente estáticos;
- Relés digitais microprocessados.

2.8.1.1 Relés de sobrecorrente de indução

São dispositivos providos de bobina, mola, contato móvel e fixo e disco de indução. Os ajustes e parâmetros desse relé são feitos na sua tampa frontal (vidro) por meio de diais instalados. Esses dispositivos não são mais fabricados e estão obsoletos, porém são encontrados amplamente em diversas subestações e

indústrias devido a sua confiabilidade, longa vida útil e robustez. Na Figura 12, observa-se a parte interna de um relé de indução.

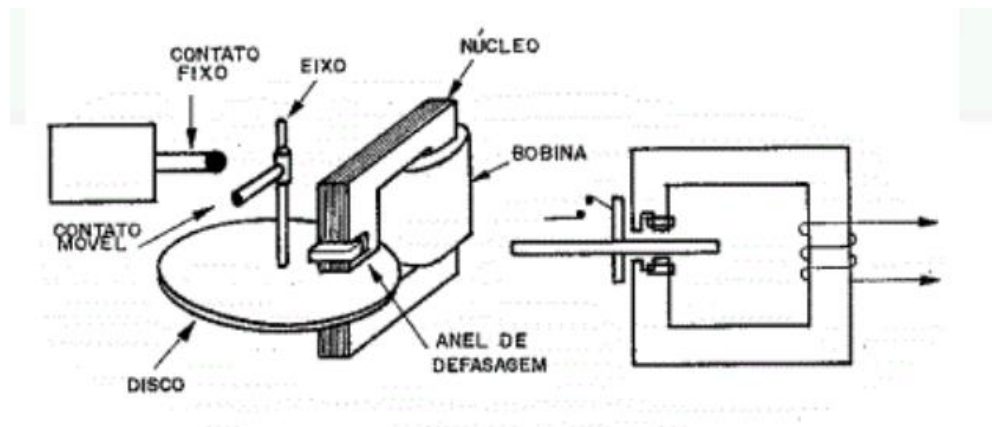


Figura 12 - Relé de indução
Fonte: Rogério Lúcio Lima, 2016.

Os relés de indução também são conhecidos como relés secundários, tendo sido largamente empregados em subestações industriais de potência e de concessionárias de serviço público, na proteção de equipamentos de grande valor econômico (MAMEDE; MAMEDE FILHO, 2011).

Os relés eletromecânicos que serão estudados são o IAC53 e IAC54B da General Electric.

2.8.1.2 Relés de sobrecorrente estáticos

São dispositivos fabricados de componentes estáticos, montados em caixa metálica blindada para evitar a interferência do campo eletromagnético dos condutores de média tensão e instalados nos bornes dos disjuntores. Esses relés dispensam alimentação auxiliar, o que torna a sua aplicação bem mais conveniente nas subestações industriais e comerciais de pequeno e médio portes, em tensão inferior a 38kV (MAMEDE; MAMEDE FILHO, 2011).

Vantagens:

- Menor manutenção devido a não existência de partes móveis;
- Carga menor para transformadores de corrente e de potencial.

2.8.1.3 Relés digitais microprocessados

Os relés digitais surgiram como sucessores dos relés estáticos e atualmente são utilizados os relés microprocessados, pois as tecnologias empregadas são capazes de compartilhar dados através da rede de comunicação, proporcionar melhor interface homem x máquina, ter uma eficiente desenvoltura no seu autodiagnóstico e detecta e diagnostica as faltas que podem ocorrer no sistema com grande precisão e confiabilidade (CAMINHA, 2012).

Uma das suas maiores vantagens é que os relés digitais são facilmente parametrizados através de softwares e tem sua estrutura compacta. Pode-se também destacar outras vantagens desses dispositivos, como:

Oscilografia e análise de sequências de eventos – os relés digitais possuem dentre as suas funcionalidades o registro de oscilografia. Essa função permite que sejam gravadas amostras dos valores de tensão e corrente antes, durante e depois de eventos detectados no sistema elétrico. Esses dados constituem então uma importante base de estudos para o entendimento do evento ocorrido e análise de ações que possam ser tomadas visando à futura prevenção de novos problemas

Localização de defeitos – o principal benefício obtido é a redução do número de faltas permanentes, através da manutenção corretiva em equipamentos em pontos indicados pela reincidência de faltas transitórias, tais como as causadas por queimadas, descargas atmosféricas ou equipamentos danificados.

Deteção de defeitos incipientes em transformadores – a maioria dos defeitos internos em transformadores começam com descargas parciais que podem ser detectadas através do monitoramento do espectro de frequência capturados por transformadores de corrente (TCs) conectados ao transformador.

Monitoramento de disjuntores - o tempo de resposta para um comando de abertura e fechamento enviado a um disjuntor também pode ser monitorado pelo equipamento de proteção digital. Essa informação é útil para indicar possíveis problemas nos disjuntores.

Segundo Senger (2001) pode-se destacar outras vantagens, tais como:

- Melhoria na confiabilidade global;
- Recurso de comunicação;
- Maior flexibilidade;
- Facilidade de integração com novas tecnologias;

- Melhor estabilidade em longo prazo.

Os relés digitais microprocessados consistem em diversos sistemas integrados com suas funções bem específicas. A Figura 13 demonstra a arquitetura por meio de blocos desses relés.

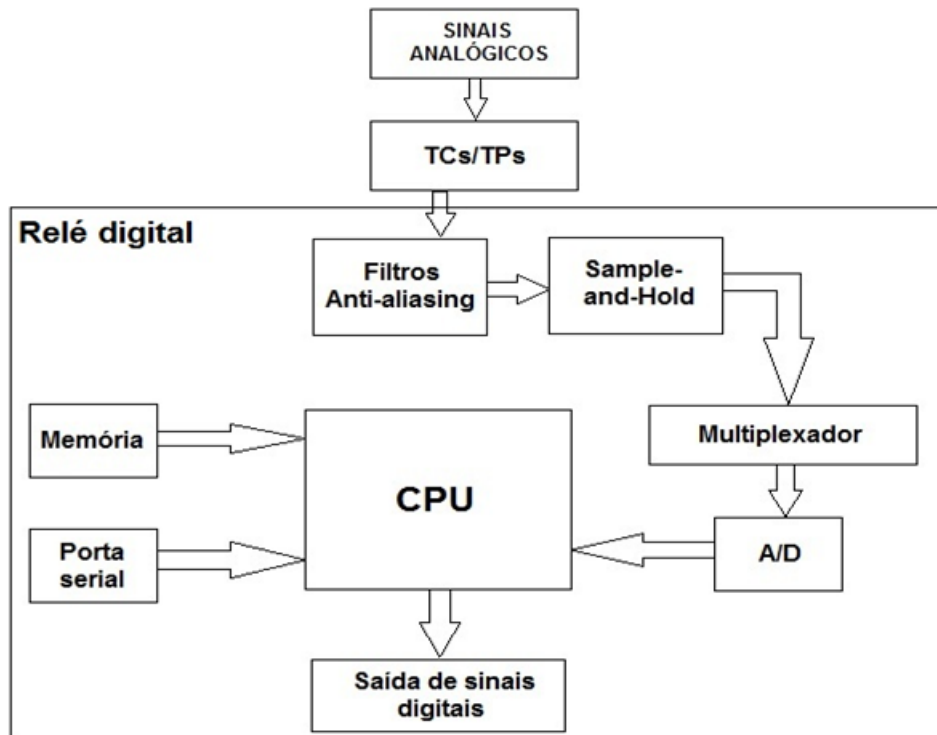


Figura 13 – Blocos internos de um relé microprocessado

Fonte: Autores, 2019.

- Sinais analógicos: são sinais que variam de acordo com o tempo e são emitidos para os relés através dos transdutores (TCs e TPs), que tem por finalidade diminuir os valores de tensão e corrente para que se torne possível a leitura pelos relés. Contudo, esses sinais não podem comprometer a originalidade dos valores reais do sistema em questão

- Filtros anti-aliasing: são filtros passivos passa-baixa, com a finalidade de evitar erros no processamento dos sinais analógicos.

- *Sample and hold*: com o significado de “amostrar e manter”, esse dispositivo tem a função de receber os sinais analógicos que chegam ao mesmo tempo no relé e enviá-los para um multiplexador.

- Multiplexador: disponibiliza os sinais que o *sample and hold* armazenou na sequência para o A/D e com isso se torna possível que vários sinais possam ser convertidos por somente um conversor.

- Conversor A/D: é responsável por transformar os sinais analógicos em sinais digitais para que possam ser lidos pela CPU.
- CPU: a unidade central de processamento tem a finalidade de analisar os sinais de entrada do relé, executar os programas de proteção de acordo com a necessidade do sistema e acionar/desativar as proteções do circuito. Além disso, realiza também as rotinas de auto inspeção e de comunicação com os periféricos.
 - Memórias: são responsáveis por armazenar os valores de entrada, valores de processamento e os parâmetros de ajustes do relé.
 - Portas seriais: permitem as trocas de informações e dados para outros equipamentos e dispositivos, a fim de melhorar a leitura e a visão desses dados.
 - Saída de sinais digitais: tem a finalidade de enviar os sinais (0 ou 1) para os dispositivos de proteção. Esses sinais podem ser enviados diretamente para um dispositivo de proteção como um sinal de disparo (trip) ou para o operador do sistema através de um alarme.

2.8.1.4 Funções 50 e 51 do relé de sobrecorrente

Em comparação com os outros dispositivos de proteção (fusíveis e disjuntores de baixa tensão) os relés digitais têm como vantagens sua alta versatilidade, isto é, um mesmo dispositivo pode realizar inúmeras funções e pode fornecer uma maior variedade de curvas de proteção. Com essa maior variedade a coordenação entre outros dispositivos de proteção pode se tornar mais fácil (MATOS, 2010).

A função do relé de sobrecorrente (50/51) é detectar valores de corrente superiores aos limites pré-estabelecidos de acordo com a instalação elétrica e isolá-los dos demais equipamentos para que estes não sejam danificados. De acordo com Maezono (2010), existem dois tipos de correntes que podem ser detectadas:

- Corrente de fase – apresenta um valor superior a corrente de carga e ocorre em função de curto-circuitos;
- Corrente de terra – decorrem de curtos-circuitos entre as fases e a terra.

Os relés podem atuar de forma temporizada ou instantânea de acordo com a necessidade da proteção do sistema, sendo que existem funções para fases, neutros e terra. Para a detecção de sobrecorrentes de fase é utilizado o bloco de

função 50/51, para a detecção de sobrecorrentes de neutro é utilizado o bloco de função 50/51N e para a detecção de sobrecorrentes de terra é utilizado a função 50/51G.

2.8.1.5 Função 50F – unidade instantânea de fase

Os ajustes dessa unidade devem satisfazer às condições descritas a seguir:

- A corrente mínima de acionamento deve ser inferior à menor corrente simétrica de curto-circuito no trecho protegido pelo disjuntor.

É bom lembrar que a unidade instantânea pode ser dispensada de um projeto de proteção quando não há condições de coordenação com os disjuntores a montante e a jusante.

- A corrente mínima de acionamento deve ser superior à corrente de magnetização do transformador.

A corrente de magnetização dos transformadores pode, em média, ser considerada igual a oito vezes a corrente nominal do equipamento (MAMEDE FILHO, 2011).

2.8.1.6 Função 50N – unidade instantânea de neutro

A corrente mínima de acionamento deve ser inferior à menor corrente assimétrica de curto-circuito monopolar no trecho protegido pelo disjuntor (MAMEDE; MAMEDE FILHO, 2011).

2.8.1.7 Função 51F – unidade temporizada de fase

Na condição de operação, todo equipamento ou máquina elétrica pode operar acima da sua capacidade nominal durante um período curto, dependendo da sua condição inicial antes da sobrecarga.

Os ajustes dessa unidade devem satisfazer às condições descritas a seguir:

- O relé não deve operar para a condição de carga máxima admitida;

- O relé deve operar de acordo com a curva de temporização para o múltiplo da corrente ajustada.

De acordo com a equação 1 abaixo, é possível encontrar a faixa de ajuste da corrente de partida da unidade temporizada.

$$\frac{FS \cdot I_n}{RTC} \leq I_{ajuste51F} \leq \frac{I_{cc2\phi}}{RTC} \quad (1)$$

Onde:

I_n – Corrente nominal;

FS – Valor da sobrecarga admissível, cujo valor deve variar entre 1,2 e 1,5;

$I_{cc2\phi}$ – Corrente de curto-circuito bifásica;

RTC – Relação de transformação do transformador de corrente.

O relé deve operar para a menor corrente de curto-circuito do trecho protegido pelo disjuntor (MAMEDE E MAMEDE FILHO, 2011).

2.8.1.8 Função 51N - unidade temporizada de neutro

O valor do ajuste do relé temporizado de neutro é dado pela equação 2.

$$\frac{FD \cdot I_n}{RTC} \leq I_{ajuste51N} \leq \frac{I_{cc1\phi}}{RTC} \quad (2)$$

Onde:

I_n – Corrente nominal;

FD – Valor da corrente de desequilíbrio do sistema;

RTC – Relação de transformação do transformador de corrente;

$I_{cc1\phi}$ – Corrente de curto-circuito monofásico.

O valor de FD deve ficar compreendido entre 0,1 a 0,3, que representa a taxa de desequilíbrio máximo admitida nos condutores de fase.

É bom entender que, se não forem levados em conta os diferentes pontos do nível de saturação dos transformadores de corrente, não haverá corrente de circulação pelo relé de neutro em condições normais de operação, independentemente do nível de desequilíbrio das correntes de fase. A prática, porém, consagrou admitir uma corrente compreendida entre 10 e 30% da corrente nominal do circuito, a fim de se conseguir o ajuste ideal do relé de neutro (MAMEDE FILHO, 2011).

2.8.1.9 Função 51G – unidade temporizada de terra

As aplicações que empregam resistência de aterramento média ou baixa ou para máquinas solidamente aterradas, este elemento irá operar com a corrente vista no TC que estiver instalado no neutro da conexão de terra. Proporciona uma proteção de retaguarda para falhas à terra devendo ser coordenado com qualquer proteção de sobrecorrente de terra a jusante (ABB, 1998).

2.8.1.10 Relé PEXTRON URPE 6104

O relé microprocessado (função 50/51) que será estudado é o relé PEXTRON URPE 6104, de acordo com a Figura 14.



Figura 14 - ReléPextron Urpe 6104
Fonte: Pextron, 1997.

Aplicação principal: sobrecorrente trifásico para cabine primária.

O URPE 6104 é um relé de sobrecorrente trifásico + neutro com amperímetro e registro de corrente de curto circuito. Esse relé executa as seguintes funções:

- Função 50 – unidade instantânea de fase;
- Função 50N – unidade instantânea de neutro;
- Função 51 – unidade temporizada de fase;
- Função 51N – unidade temporizada de neutro;
- Função 51GS – unidade temporizada de sensor de terra (GS).

Aplicado na proteção principal ou de retaguarda como proteção monofásica, bifásica, trifásica, trifásica + neutro, podendo ser utilizado na proteção de sobrecorrente em linhas de transmissão, distribuição, cabines primárias, distribuição industrial, alimentadores, transformadores, motores, barramentos e geradores (MANUAL URPE 6104, 1997).

Devido as suas características de tropicalização (temperatura e umidade), permite a instalação em cubículos (painéis) ao tempo ou abrigados e com alimentação auxiliar alternada (CA) ou contínua (CC) de acordo com o Manual de Operação URPE 6104 versões: 7.18 revisão 10, (2017).

Características do relé digital URPE, de acordo com o manual do fabricante:

1) Hardware:

- Relé extraível a quente (curto circuita os TC's);
- Fonte de alimentação chaveada;
- Entradas de corrente (GS calculado);
- Saídas relés (2 TRIP + auto-check).

2) Funções lógicas programáveis

- Partida de carga fria (coldload pick-up);
- Memória de bandeiras e registros.

3) Interfaces de comunicação

- Porta traseira de comunicação serial RS485 ou RS232 para conexão em rede/supervisão remota (SCADA);
- Protocolos de comunicação DNP3 ou MODBUS RTU;
- Software gratuito para parametrização e medições.

2.8.1.10.1 Parâmetros e telas do relé PEXTRON

A Tabela 3 contém os principais parâmetros a serem configurados no relé Pextron Urpe 6104.

Tabela 3- Tabela de parâmetros do Urpe 6104

Parâmetro	Descrição do parâmetro	Faixa de ajuste recomendada
TC	Relação do TC	1...250 (degrau de 1) ou 10...1250 (degrau de 10)
Ipartida	Corrente de partida da unidade de temporização curva inversa de fase	In = 1A (0,01...6,50A) x TC In = 5A (0,25...16,0A) x TC
Curva	Tipo de curva de atuação para fase	NI-MI-EI-LONG-IT-I2T
D.T.	Ajuste do dial de tempo para fase	0,10...2,00 s
Idef.	Corrente de partida da unidade de tempo definido de fase	In = 1A (0,01...20,0A) x TC In = 5A (0,25...10A) x TC
Tdef.	Tempo da unidade definido de fase	0,10...240s
Iinst.	Corrente da unidade instantânea de fase	In = 1A (0,01...20,0A) x TC In = 5A (0,25...100A) x TC

Fonte: Pextron, 2017.

A Figura 15 e a Figura 16 demonstram a tela do relé PEXTRON para realizar as parametrizações e medições necessárias:

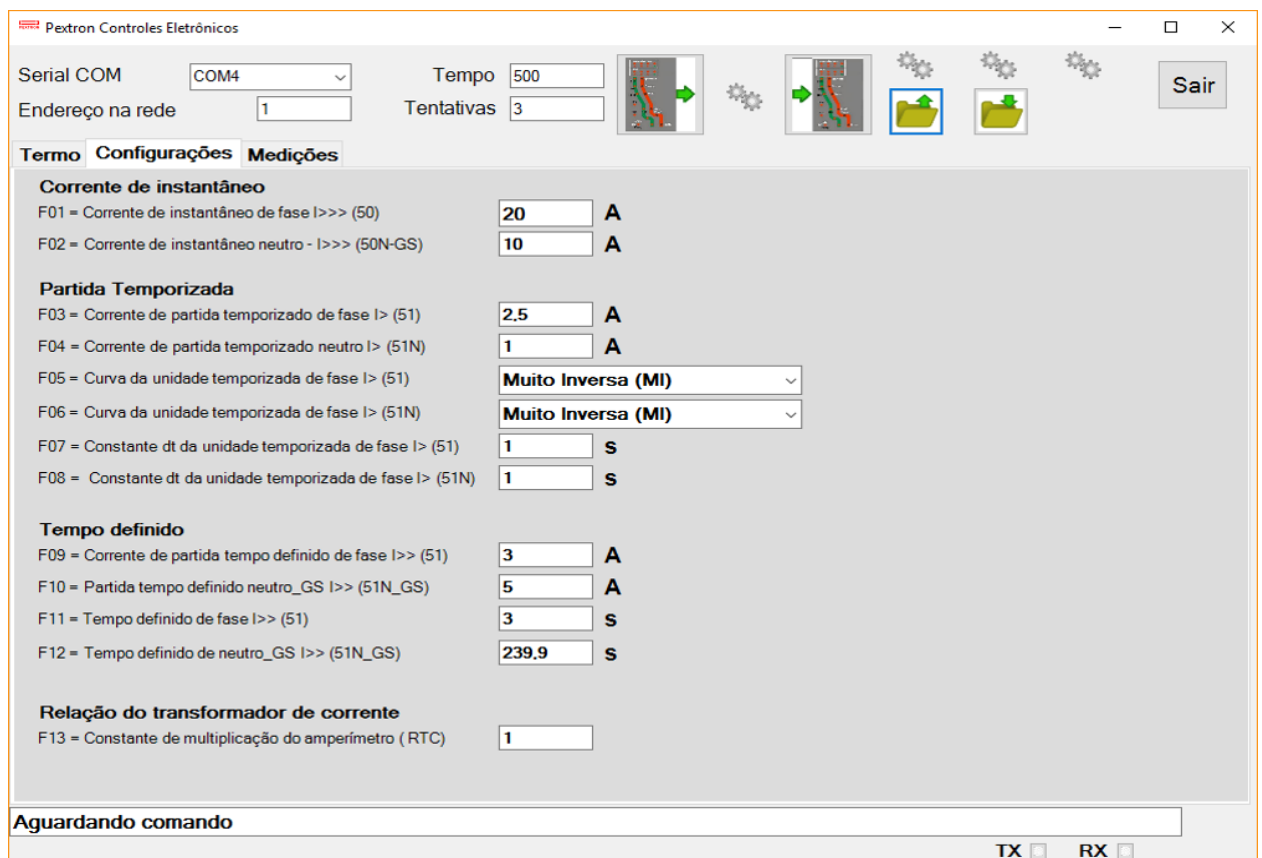


Figura 15 - Tela de configuração do relé PEXTRON URPE 6104

Fonte: Pextron, 2017.

Pextron Controles Eletrônicos

Serial COM: COM4 Tempo: 500

Endereço na rede: 1 Tentativas: 3 Sair

Termo Configurações Medições

Identificador: S13 Versão: V7,18 Modelo: URPEx104-5A

Ler medidas e sinalizações <> Cíclico (Tempo x 2)

Registros de Máximos

Corrente máxima da fase A: []

Corrente máxima da fase B: []

Corrente máxima da fase C: []

Corrente máxima de neutro: []

Correntes

Corrente fase A: []

Corrente fase B: []

Corrente fase C: []

Corrente neutro N: []

Bandeirolas

Trip	A	B	C	N
Temporizado	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Instantaneo	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Aguardando comando

TX RX

Figura 16 - Tela de medição do relé PEXTRON URPE 6104
Fonte: Pextron, 2017.

2.8.1.11 Curvas características

Quanto ao tempo de atuação, os relés de sobrecorrente possuem curvas características. A função de sobrecorrente temporizada (51) é baseada no tempo inverso (o tempo de atuação é inversamente proporcional ao valor da corrente) ou no tempo definido (tempo de atuação igual para todos os valores de corrente igual ou maior que o mínimo ajustado).

A função de sobrecorrente instantânea (50) é baseada apenas na curva de tempo definido, uma vez que o tempo de atuação é curto e não há retardo de tempo proposital.

Na Figura 17, é mostrado a comparação da curva de tempo inverso e a de tempo definido.

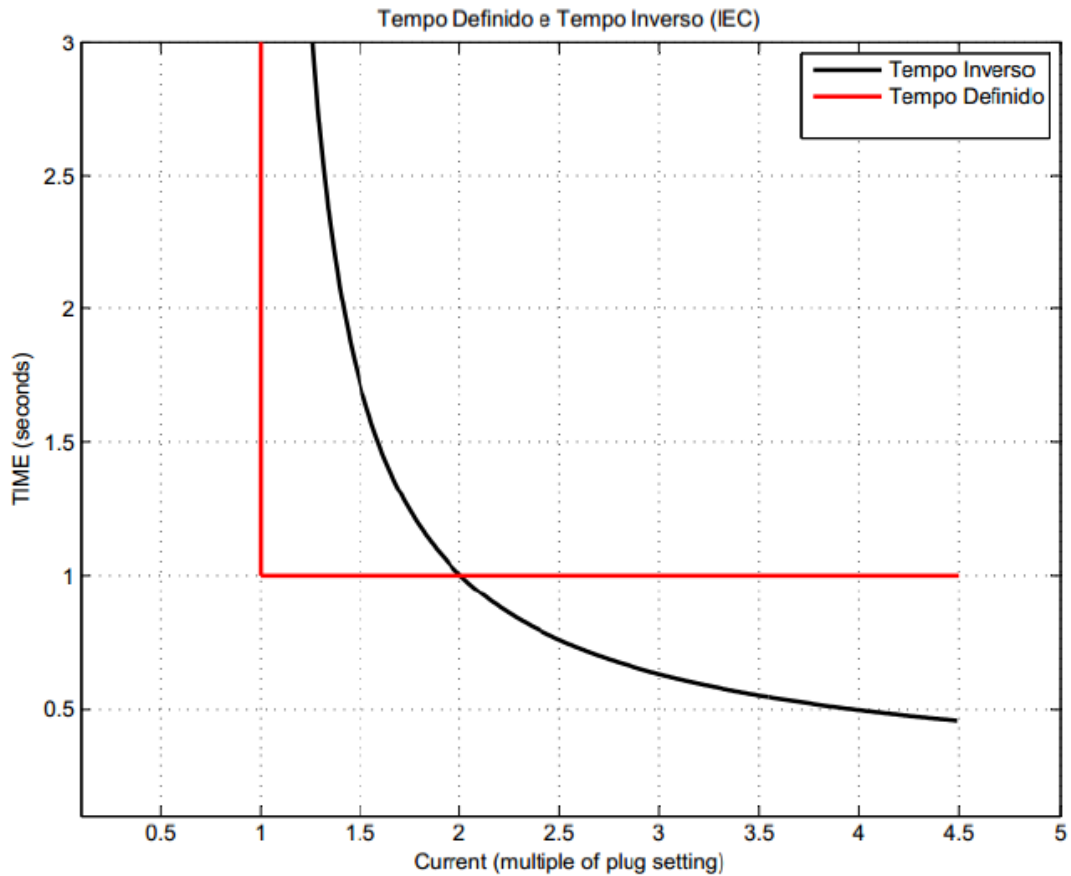


Figura 17 - Comparação das curvas de tempo inverso e tempo definido
 Fonte: Jonatas Marques Rodrigues, 2013.

Nas curvas de tempo inverso são encontrados três tipos, sendo: NI (normalmente inversa), MI (muito inversa) e EI (extremamente inversa).

- NI - É família de curvas mais comum, onde o tempo de operação é inversamente proporcional ao valor de atuação. Na Figura 18, mostra-se a curva normalmente inversa.

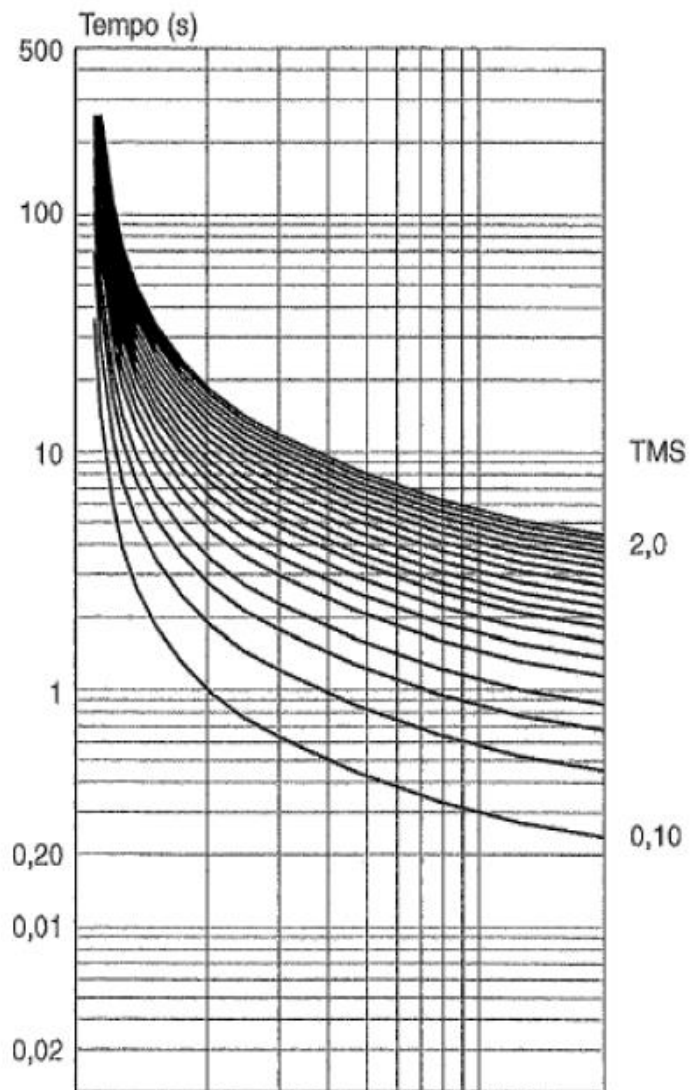


Figura 18 - Curva normalmente inversa
Fonte: Mamede e Mamede Filho, 2011.

- MI - As características dessas curvas são mais acentuadas que as curvas NI. Na Figura 19, mostra-se a curva muito inversa.

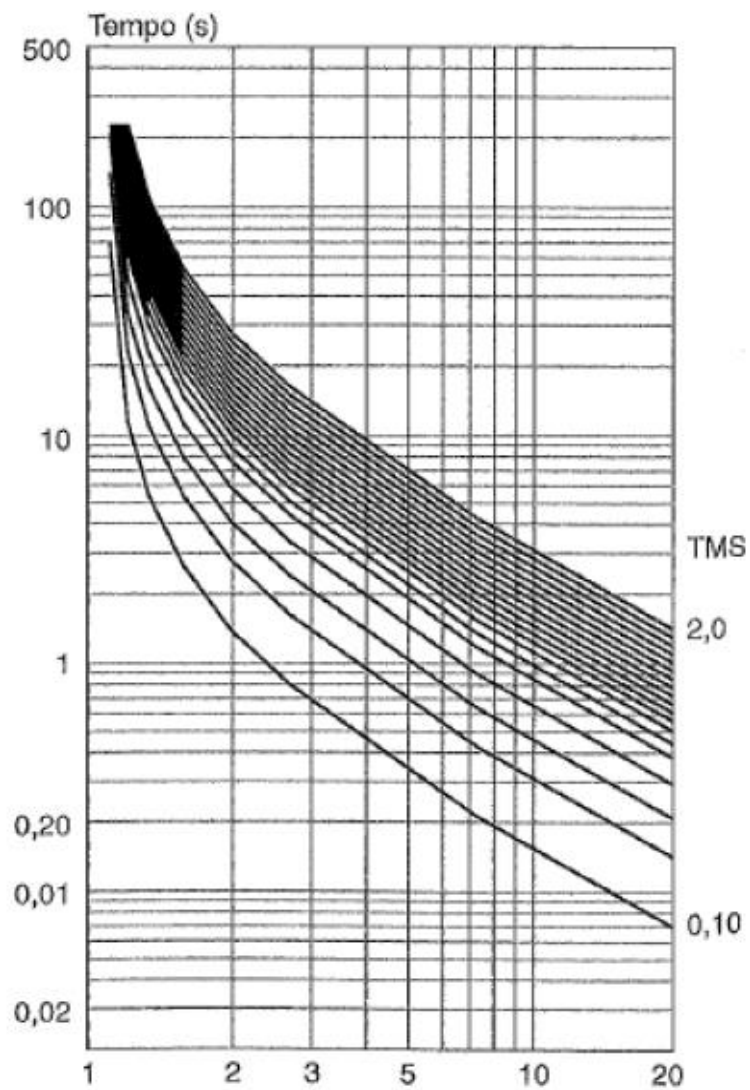


Figura 19 - Curva muito inversa
Fonte: Mamede e Mamede Filho, 2011.

- EI - São as curvas mais acentuadas entre todas as curvas. Na Figura 20, mostra-se a curva muito inversa.

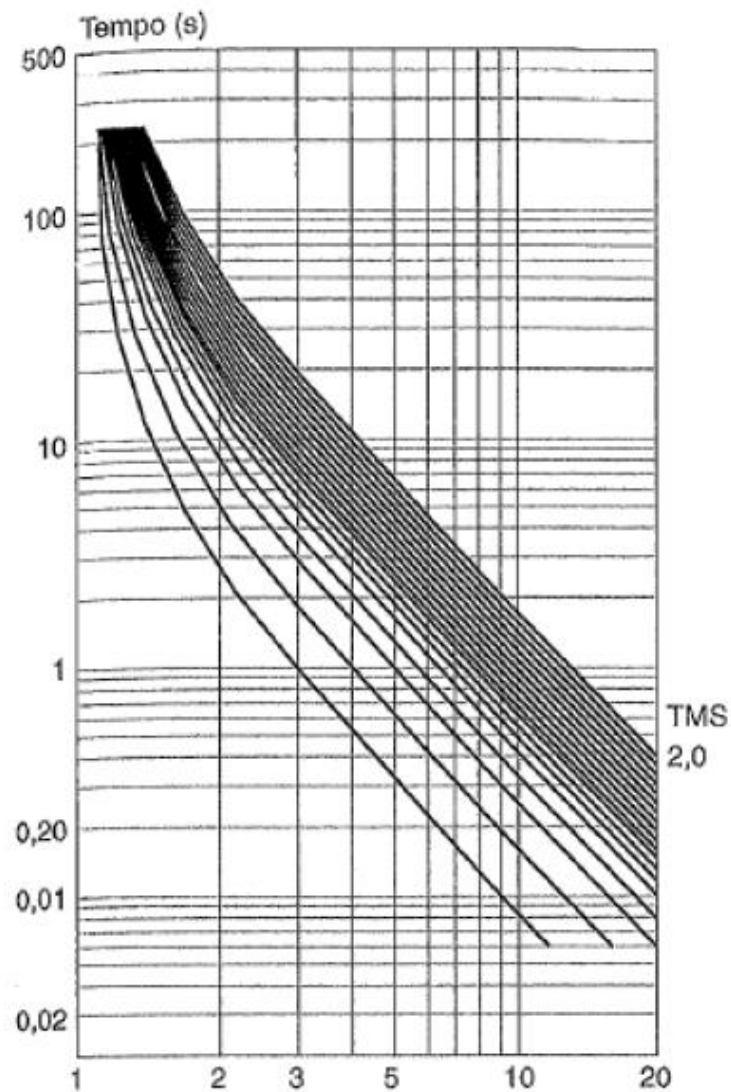


Figura 20 - Curva extremamente inversa.
 Fonte: Mamede e Mamede Filho, 2011.

De acordo com a Tabela 4, tem-se as constantes que determinam os valores para cálculos dos tempos de cada curva.

Tabela 4- Tabela de constantes das curvas

Tipo de Temporização	k	α
NI (normalmente inversa)	0,14	0,02
MI (muito inversa)	13,5	1
EI (extremamente inversa)	80	2

Fonte: Adaptado de Kindermann, 2005.

2.8.2 Relé de Proteção Diferencial

Ao longo do tempo foram discutidas algumas formas para evitar condições anormais de funcionamento dos sistemas de potência. O relé diferencial é um dos principais sistemas de proteção aplicadas em transformadores acima de 5 MVA. Esse dispositivo tem como função fazer uma comparação das correntes que entram e saem do sistema protegido ou do equipamento em questão.

O equipamento protegido pode ser além de transformadores, geradores, grupos gerador-transformador, linhas de transmissão, barras, reatores, capacitores e motores. Sempre que é discutida a proteção de qualquer parte do sistema elétrico, invariavelmente em termos técnicos, a proteção diferencial é a primeira considerada e escolhida como proteção principal. Outros fatores de decisão podem acabar retirando a proteção diferencial, principalmente custo (MAMEDE; MAMEDE FILHO, 2011).

Os sinais das correntes de entrada e saída no transformador de potência devem ser constantemente monitorados através da aquisição dos mesmos pelos transformadores de correntes conectados nas terminações do transformador. Os transformadores de corrente transferem os sinais de corrente para o relé diferencial, que analisa a ocorrência de falta e na existência da mesma, desliga o transformador do sistema no momento em que a corrente diferencial ultrapassar um valor de corrente limiar estipulada (ARAÚJO, CÂNDIDO; et. AL, 2005).

A seção do sistema entre esses terminais é chamada de zona protegida, como pode ser visto na Figura 21, então qualquer defeito que ocorrer entre esses terminais o relé irá atuar com o objetivo de eliminar essa falta. Esse relé não é responsável pela proteção fora desse trecho, porém é necessário que se leve em conta a corrente de energização do transformador, por isso esse relé deve ser devidamente ajustado para evitar saídas inapropriadas do disjuntor.

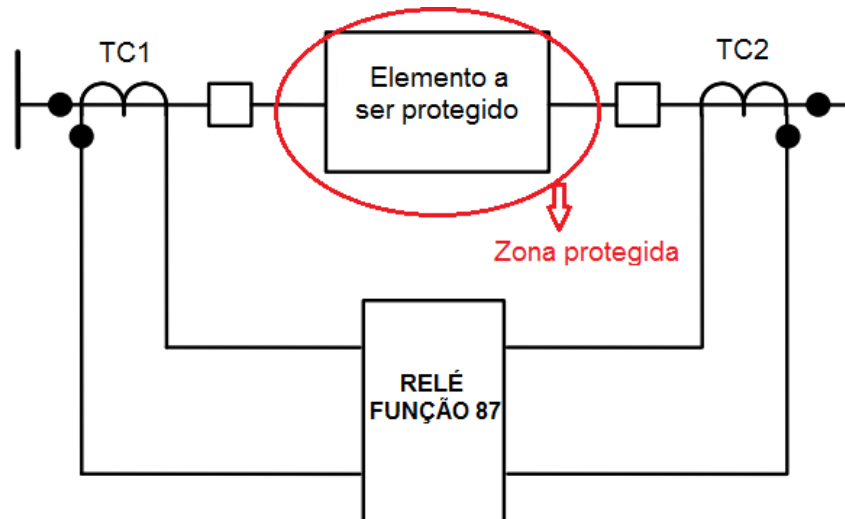


Figura 21 - Esquema de ligação do relé 87
Fonte: os autores, 2019.

A função de proteção diferencial fundamenta-se na 1ª Lei de Kirchhoff aplicada no equipamento, como mostra a equação 3 abaixo:

$$I_1 = I_{op} + I_2 \quad (3)$$

Na Figura 22, é possível visualizar as correntes de entrada e saída do relé diferencial.

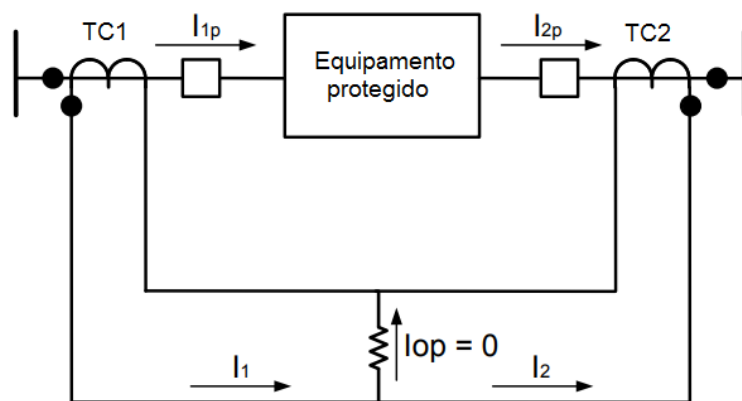


Figura 22 - Distribuição de correntes em carga
Fonte: os autores, 2019.

A partir do momento que ocorre uma falta, a corrente I_{op} passa a ser diferente de zero, fazendo com que o relé atue como ilustrado na Figura 23.

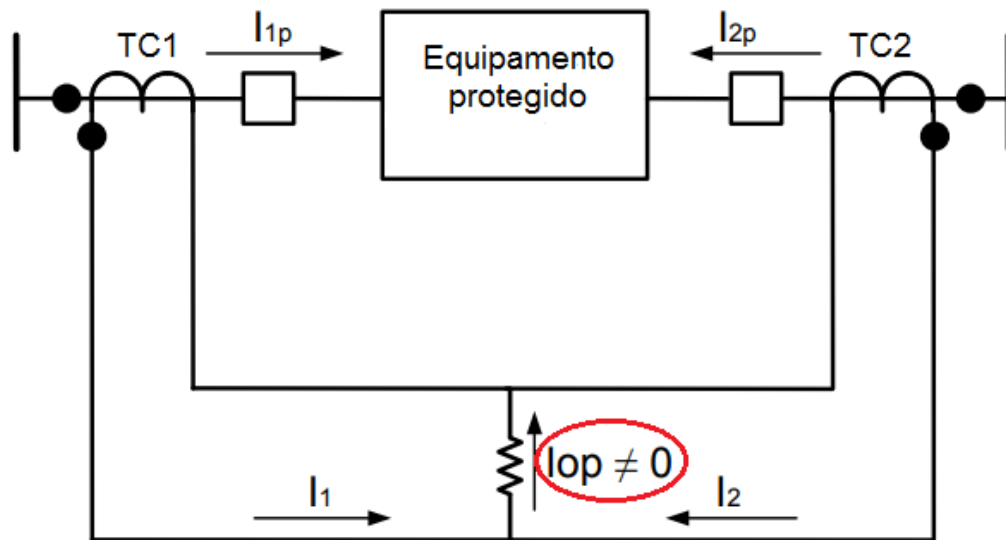


Figura 23 - Discriminação das correntes durante falta interna

Fonte: os autores, 2019.

A Tabela 5 resume as três formas de operação do relé diferencial:

Tabela 5 - Formas de operação do relé diferencial.

Condição	Operação do relé
$I_{saída} = I_{entrada}$	Não atua. Condição normal de operação do transformador.
$I_{entrada} - I_{saída} \leq \text{ajuste do relé}$	Não atua. Condição normal de operação do transformador
$I_{entrada} - I_{saída} \geq I_{ajuste do relé}$	Atua. Ocorrência de falta interna no transformador

Fonte: KINDERMANN, 2005.

2.8.2.1 Funcionamento do relé diferencial

Este equipamento contém duas bobinas, uma de operação e outra de restrição. A bobina de operação é responsável pela atuação do relé quando percorrido por uma corrente diferencial, isto é, uma corrente resultante das correntes

que circulam nos transformadores de corrente. Já a bobina de restrição tem por finalidade inibir a atuação do relé quando percorridas por correntes de mesmo sentido (MAMEDE; MAMEDE FILHO, 2011).

2.8.2.2 Causa do surgimento de correntes diferenciais indesejadas

Certos tipos de manobras operacionais nos transformadores podem causar o aparecimento de correntes diferenciais, não de defeito, mas que podem sensibilizar a proteção diferencial. Entretanto, em algumas dessas situações, não se deseja que a proteção desative o sistema, pois as mesmas não constituem faltas internas ao transformador.

Assim, torna-se necessário um estudo sobre estes tipos de manobras no sentido da sensibilização destas à proteção diferencial do transformador, para que possa distinguir entre a atuação ou não da proteção caracterizada. Abaixo, citam-se algumas dessas situações:

- Corrente de magnetização (*inrush*) durante a energização do transformador;
- Sobreexcitação do transformador;
- Corrente de magnetização em decorrência de falta próxima ao transformador;
- Saturação de TCs devido às altas correntes que o percorrem;
- Rejeição de carga.

O relé utilizado é diferencial com restrição harmônica da General Electric modelo BDD 87.

3 ESTUDO DE CASO

O estudo em questão irá mostrar um projeto de coordenação e seletividade para uma subestação de 138kV/6,9kV com um transformador abaixador de tensão de 15 MVA, bem como, os cálculos e parâmetros necessários para que atue sempre a proteção mais próxima onde ocorrer a falha.

Na Figura 24 pode-se observar o diagrama unifilar da subestação em estudo, com os dados necessários para efetuar os cálculos:

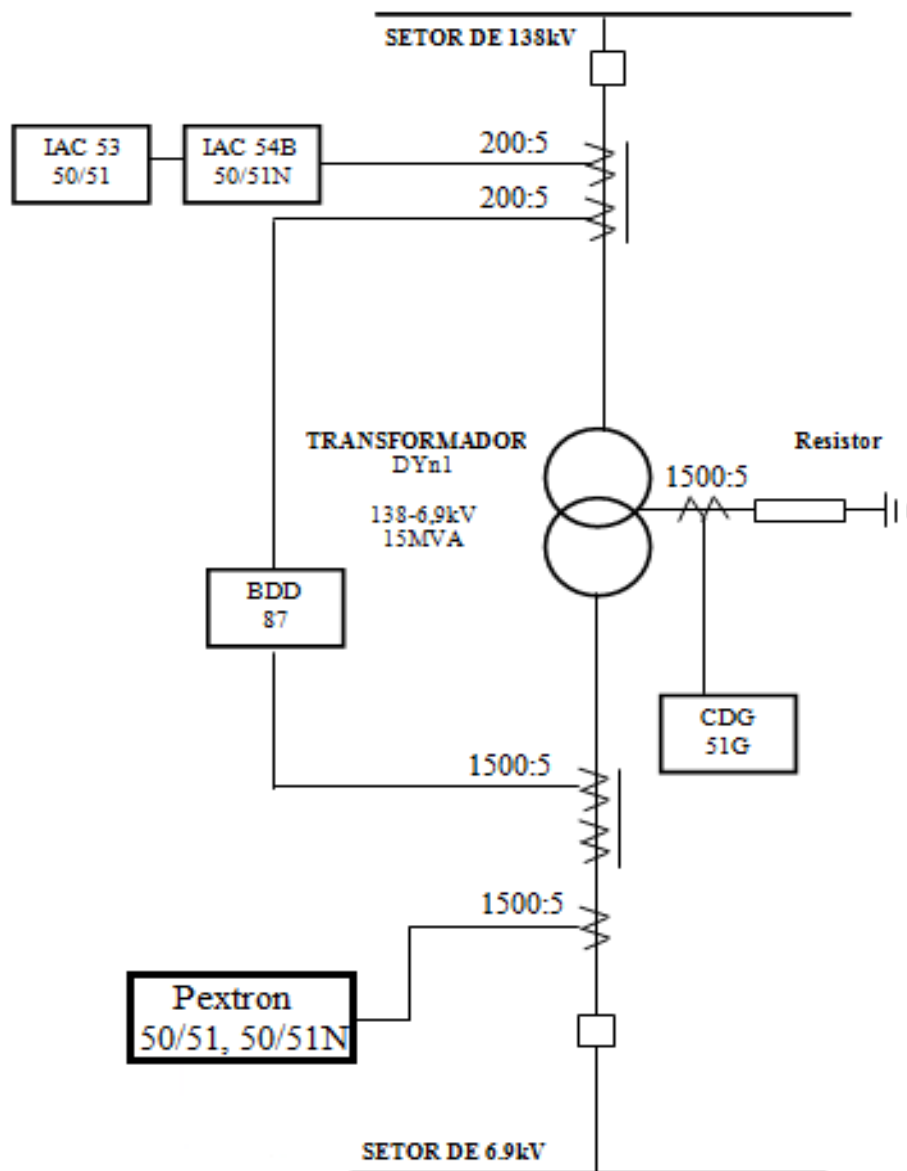


Figura 24 - Diagrama unifilar da subestação em estudo

Fonte: Autores, 2019.

Dados fornecidos pela concessionária local:

Correntes de curto-circuito do lado de alta tensão (138 KV):

$$I_{CC3\phi} = 3460 \text{ A}$$

$$I_{CC2\phi} = 2996 \text{ A}$$

$$I_{CC1\phi} = 2410 \text{ A}$$

Correntes de curto circuito do lado de baixa tensão (6,9 KV):

$$I_{CC3\phi} = 10650 \text{ A}$$

$$I_{CC2\phi} = 9221 \text{ A}$$

$$I_{CC1\phi} = 1540 \text{ A}$$

3.1 CÁLCULOS DAS CORRENTES NOMINAIS

A corrente nominal (I_n) da subestação é dada pela equação 4 abaixo:

$$I_n = \frac{P_T}{\sqrt{3} * V_{ff}} \quad (4)$$

Onde:

P_T - Potência total da subestação, em kVA;

V_{FF} - Tensão fase-fase primária da instalação.

Lado de alta tensão (138 KV):

Aplicando a equação 4, temos:

$$I_n = \frac{15\text{MVA}}{\sqrt{3} * 138 \text{ KV}}$$

$I_n = 62,8 \text{ A}$

Lado de baixa tensão (6,9 KV):

Novamente, aplicando a equação 4, temos:

$$I_n = \frac{15\text{MVA}}{\sqrt{3} * 6,9 \text{ KV}}$$

$$I_n = 1255 \text{ A}$$

3.2 CÁLCULO DA CORRENTE DE MAGNETIZAÇÃO (*INRUSH*)

A corrente *inrush* ou de magnetização é uma corrente transitória que pode atingir de 8 a 12 vezes o valor da corrente nominal, como podemos observar na equação 5, circula apenas no enrolamento primário e equivale a um curto-circuito. Os relés de sobrecorrente devem ser ajustados de modo a permitir a circulação desta corrente durante 0,1 segundos.

$$I_{inrush} = 12 * I_n \quad (5)$$

Onde:

I_{inrush} – corrente de magnetização do transformador;

I_n – corrente nominal.

$$I_{inrush} = 12 * 62,8$$

$$I_{inrush} = 753,6 \text{ A durante } 0,1\text{s}$$

3.3.1 CÁLCULO DO PONTO ANSI (SUPORTABILIDADE TÉRMICA)

O ponto ANSI determina o valor máximo de corrente que um transformador pode suportar, durante um período definido, sem que haja danos.

Para determinar o ponto ANSI podemos utilizar a Tabela 6:

Tabela 6 - Tabela para determinação da suportabilidade térmica

Impedância Z do Trafo	Icc (A)	TEMPO (s)
4% ou menor	$25 * I_n$	2
6%	$16,6 * I_n$	4
7% ou mais	$14,3 * I_n$	5

Fonte: Mamede e Mamede Filho, (2011).

Para encontrarmos a impedância do transformador, é possível visualizar nos dados de placa do mesmo ou de acordo com a Tabela 7:

Tabela 7 - Faixa de potência e impedância de transformadores

Faixa de potência (KVA)	Z%
112,5 <kVA< 150	3
150 <kVA< 350	3,5
350 <kVA< 630	4
630 <kVA< 1250	5
1250 <kVA< 3150	6
3150 <kVA< 6300	7
6300 <kVA< 12500	8
12500 <kVA< 25000	10
25000 <kVA< 200000	12

Fonte: DME Distribuição, 2014.

Como a impedância do transformador é de 10%, usaremos equação 6 para encontrarmos a corrente máxima suportável (Icc):

$$I_{cc}=14,3 * I_n \quad (6)$$

$$I_{cc}=14,3 * 62,8$$

$I_{cc}=898 \text{ A durante } 5\text{s}$

3.4 RELAÇÃO DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE

Para determinar a relação dos TCs, é necessário que a corrente primária no TC (I_{ptc}) satisfaça a duas condições. Primeiramente, o I_{ptc} tem que ser maior que a corrente nominal, como podemos ver na equação 7 e em segundo, o I_{ptc} deve ser maior que a corrente de curto-circuito trifásico dividido por 20, como podemos observar na equação 8.

$$I_{ptc} > I_n \quad (7)$$

$$I_{ptc} > \frac{I_{cc_{3\phi}}}{20} \quad (8)$$

Onde:

I_{ptc} – Corrente de primário do TC;

I_n – Corrente nominal;

$I_{cc_{3\phi}}$ – Corrente de curto-circuito trifásica.

RTC1:

Aplicando as equações citadas acima, temos:

$$I_{ptc1} > 68,2 \text{ A}$$

$$I_{ptc1} > \frac{3460}{20}$$

$$I_{ptc1} > 173 \text{ A}$$

Dividimos o $I_{cc_{3\phi}}$ por 20, pois é um fator de sobrecorrente dos TCs de proteção.

Para encontrar a relação TC ideal, depois de calcular os dois valores que o I_{ptc} pode assumir, é feita a comparação dos mesmos. É escolhido o maior valor entre os dois e utilizamos a Tabela 8 para determinar a relação TC:

Tabela 8–Correntes e relações nominais

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

Fonte: Mamede e Mamede Filho, (2011).

Devemos escolher o maior valor de I_{ptc} , para que suporte a maior corrente entre a corrente nominal e o maior valor das correntes de curto-circuito. O valor mais próximo na tabela é o TC de 200 A e então encontramos a relação 40:1 ou 200:5. Então RTC1 será igual a 40.

RTC2:

Novamente aplicando as equações 7 e 8, temos:

$$I_{ptc2} > 1255 \text{ A}$$

$$I_{ptc2} > \frac{10650}{20}$$

$$I_{ptc2} > 532,5 \text{ A}$$

O valor mais próximo na Tabela 8 é o TC de 1500 A e então encontramos a relação 300:1 ou 1500:5. Então RTC2 será igual a 300.

RTC5 (Conexão à terra):

Para o cálculo da relação do TC conectado à terra, é necessário utilizar o curto-circuito monofásico.

$$I_{ptc5} > 1255 \text{ A}$$

$$I_{ptc5} > \frac{1540}{20}$$

$$I_{ptc5} > 77 \text{ A}$$

O valor mais próximo na Tabela 8 é o TC de 1500 A e então encontramos a relação 300:1 ou 1500:5. Então RTC1 será igual a 300.

3.5 DETERMINAÇÃO DOS AJUSTES DE PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE DO ENROLAMENTO PRIMÁRIO (138KV)

3.3.1 Ajustes de Fase

3.3.1.1 Unidade temporizada (Função 51F)

Para parametrizar o relé da unidade temporizada de fase o valor da corrente deve obedecer a equação 9:

$$\frac{FS \cdot I_n}{RTC1} \leq I_{ajuste51F} \leq \frac{I_{cc2\phi}}{RTC1} \quad (9)$$

Onde:

FS – Fator de sobrecarga que pode ser de 1,2 a 1,5. Foi considerado o valor de 1,2;

I_n – Corrente nominal lado de alta;

$I_{ajuste51F}$ – Corrente de disparo do relé de fase 51;

RTC1 – Relação do transformador de corrente 1 (200:5);

$I_{cc2\phi}$ – corrente de curto-circuito bifásico.

$$\frac{1,20 \cdot 62,8}{40} \leq I_{\text{ajuste51F}} \leq \frac{2996}{40}$$

$$1,88 \text{ A} \leq I_{\text{ajuste51F}} \leq 74,9 \text{ A}$$

De acordo com a faixa que foi apresentada, foi escolhido o valor da partida do relé de fase 51 igual a 6 A.

3.3.1.2 Unidade instantânea de fase (Função 50F)

Para parametrizar o relé da unidade instantânea de fase o valor da corrente deve obedecer a equação 10:

$$\frac{12 \cdot I_n}{RTC1} \leq I_{\text{ajuste50F}} \geq \frac{I_{CC3\phi} \text{ até } 80\% \text{ do final do trecho}}{RTC1} \quad (10)$$

Onde:

I_n – corrente nominal lado de alta;

$I_{\text{ajuste50F}}$ – corrente de disparo do relé de fase 50;

$RTC1$ – relação do transformador de corrente 1 (200:5);

$I_{CC3\phi}$ – corrente de curto-circuito trifásico.

$$\frac{12 \cdot 62,8}{40} \leq I_{\text{ajuste50F}} \leq \frac{0,8 \cdot 3460}{40}$$

$$18,84 \text{ A} \leq I_{\text{ajuste50F}} \leq 69,2 \text{ A}$$

De acordo com a faixa que foi apresentada, foi escolhido o valor da partida do relé de fase 50 igual a 20 A.

3.3.2 Ajustes de Neutro

3.3.2.1 Unidade temporizada (Função 51N)

Para parametrizar o relé da unidade temporizada de neutro, o valor da corrente deve estar de acordo com a faixa encontrada na equação 11. Será considerado um fator de desequilíbrio de 0,3. Esta condição cobre os valores de curto-circuito no trecho protegido.

$$\frac{FD \cdot I_n}{RTC1} \leq I_{ajuste51N} \leq \frac{I_{cc1\phi}}{RTC1} \quad (11)$$

Onde:

FD – fator de desequilíbrio que pode ser de 0,1 a 0,3;

I_n – corrente nominal lado de alta;

$I_{ajuste51N}$ – corrente de disparo do relé de neutro 51;

RTC1 – relação do transformador de corrente 1 (200:5);

$I_{cc1\phi}$ – corrente de curto-circuito monofásico.

$$\frac{0,3 \cdot 62,8}{40} \leq I_{ajuste51N} \leq \frac{2410}{40}$$

$0,47 \text{ A} \leq I_{ajuste51N} \leq 60,25 \text{ A}$
--

De acordo com a faixa que foi apresentada, foi escolhido o valor da partida do relé de neutro 51 igual a 3 A.

3.3.2.2 Unidade instantânea (Função 50N)

:

Para o cálculo da corrente de ajuste da unidade instantânea de neutro foi levado em conta um valor menor do que o curto-circuito monofásico no 138kV, como mostrado na equação 12 a seguir:

$$\frac{FD \cdot I_n}{RTC1} \leq I_{ajuste50N} \leq \frac{I_{CC1\phi \text{ até } 80\% \text{ do final do trecho}}}{RTC1} \quad (12)$$

Onde:

FD – fator de desequilíbrio que pode ser de 0,1 a 0,3. Foi considerado o valor de 0,3;

I_n – corrente nominal lado de alta;

$I_{ajuste50N}$ – corrente de disparo do relé de neutro 50;

RTC1 – relação do transformador de corrente 1 (200:5);

$I_{CC1\phi}$ – corrente de curto-circuito monofásico.

$$\frac{0,3 \cdot 62,8}{40} \leq I_{ajuste50N} \leq \frac{2410 \cdot 0,8}{40}$$

$$0,47 \text{ A} \leq I_{ajuste50N} \leq 48,2 \text{ A}$$

De acordo com a faixa apresentada, foi escolhido o valor da partida do relé de neutro 50 igual a 7 A.

3.4 ESTUDO DAS PROTEÇÕES DO TRANSFORMADOR – RELÉ DIFERENCIAL DE SOBRECORRENTE (FUNÇÃO 87T)

3.4.1 Dados para dimensionamento do relé diferencial

A corrente nominal encontrada do lado de alta e baixa, são respectivamente:

I_H = 62,8 A (138KV)

I_L = 1255 (6,9KV)

E a relação de TCs utilizadas são:

TC1:200:5 A RTC1= 40

TC2: 1500:5 A RTC2= 300

3.4.2 Cálculo dos TAPs

Com a equação 13, é possível encontrar os valores do taps do transformador:

$$TAP = \frac{S_{m\acute{a}x} * 1000 * C}{\sqrt{3} * VLL * RTC} \quad (13)$$

Onde:

S_{máx} – potência máxima do transformador;

C – fator de compensação da ligação do TC;

VLL – tensão de linha do enrolamento;

RTC – relação do transformador de corrente.

Para TCs conectados em estrela a constante C deve assumir o valor 1 e para os TCs conectados triângulo a constante C deve assumir o valor de raiz de 3.

Considerando RTC1 igual a 40 e VLL igual a 138, tem-se:

$$TAP1 = \frac{15 \cdot 1000 \cdot 1}{\sqrt{3} \cdot 138 \cdot 40}$$

$$TAP1 = 1,56889 \text{ A}$$

Considerando RTC2 igual a 300 e VLL igual a 6,9, tem-se:

$$TAP2 = \frac{15 \cdot 1000 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{3} \cdot 6,9 \cdot 300}$$

$$TAP2 = 7,24638 \text{ A}$$

3.4.3 Erro de ajuste (*Mismatch*)

É o erro de casamento dos TCS com relação ao transformador de força. Como a relação de transformação do transformador de força pode não coincidir com a relação entre as ligações dos TCs do primário e do secundário, pode haver uma diferença de corrente. De acordo com o diagrama trifilar, os TCs utilizados serão o de número 2 e 3, com RTC de 40 e 300 respectivamente.

Para encontrar o erro de *mismatch* é necessário encontrar as correntes no secundário dos TCS, de acordo com a equação 14, que serão utilizados para a proteção diferencial.

$$I_{stc} = \frac{I_n \cdot C}{RTC} \quad (14)$$

Onde:

I_{stc} – corrente no secundário do transformador de corrente;

I_n – corrente nominal;

C – fator relacionado com o tipo de ligação dos TCs;

RTC – relação do transformador de corrente.

$$I_{stc2} = \frac{62,8 \cdot 1}{40}$$

$$I_{stc2}=1,57 \text{ A}$$

$$I_{stc3}=\frac{1255*\sqrt{3}}{300}$$

$$I_{stc3}=7,24575 \text{ A}$$

Com os valores de taps e corrente no secundário dos TCS, com a equação 15 é possível determinar a porcentagem do erro de mismatch (E_m):

$$E_m=\frac{\left|\left(\frac{I_{stc2}}{TAP1}\right)-\left(\frac{I_{stc3}}{TAP2}\right)\right|}{MR}*100 \quad (15)$$

Onde:

I_{stc2} – corrente secundária do TC2;

I_{stc3} – corrente secundária do TC3;

TAP1 –tap lado de alta;

TAP2 – tap lado de baixa;

MR – menor relação entre corrente de pick-up e tap;

E_m – erro de mismatch.

$$E_m = \frac{\left(\frac{1,57}{1,56889}\right) - \left(\frac{7,24575}{7,24638}\right)}{\frac{1,57}{1,56889}} * 100$$

$$E_m=0,08 \%$$

3.4.5 Erro de Comutação dos Taps

Tendo em vista que os taps dos transformadores podem estar em um valor diferente do nominal, podem ocorrer diferenças por conta dessa corrente, localizada entre o primário e o secundário, mesmo em condição de carga.

Para o cálculo desse erro, é necessário conhecer a corrente média, conforme a equação 16 e as correntes máxima e mínima, de acordo com o data sheet do relé diferencial.

$$I_{\text{méd}} = \frac{P_t \text{ (kVA)}}{\sqrt{3} * T_{\text{apméd}} \text{ (kV)}} \quad (16)$$

$$I_{\text{méd}} = \frac{15000}{\sqrt{3} * 138}$$

$$I_{\text{méd}} = 62,8 \text{ A}$$

De acordo com o data sheet, como o tap é de 5 *ampéres*, as correntes máxima e mínima serão:

$$I_{\text{máx}} = 62,8 + 5,0$$

$$I_{\text{máx}} = 67,8 \text{ A}$$

$$I_{\text{mín}} = 62,8 - 5,0$$

$$I_{\text{mín}} = 57,8 \text{ A}$$

Porém, para o cálculo do erro E_c é utilizado os valores de corrente média e máxima, de acordo com a equação 17 a seguir:

$$E_c = \left(\frac{67,8-62,8}{62,8} \right) * 100$$

$$E_c = 7,96\%$$

3.4.6 Erro de precisão dos TCs

Usualmente é utilizado 10% de erro para cada transformador de corrente. Como iremos utilizar dois TCS, um de 200:5 e um de 1500:5 iremos utilizar um erro de precisão mostrado abaixo:

$$E_{tc} = 10\% + 10\%$$

$$E_{tc} = 20\% \text{ (erro máximo)}$$

3.4.7 Erro Total (*Slope*)

Com o erro total mostrado na equação 18, é possível encontrar a porcentagem de *slope* que é necessário ser encontrada para a parametrização do relé diferencial utilizado, que será o BDD da General Electric.

$$E_{total} = E_m + E_c + E_{tc} + \text{fator de segurança} \quad (18)$$

O fator de segurança considerado foi de 5%.

$$E_{total} = 0,08\% + 7,96\% + 20\% + 5\%$$

$$E_{total} = 33,04\%$$

Foi encontrado o valor do erro total de 33,04% e com isso, foi utilizada a porcentagem de *slope* igual a 40%, pois de acordo com o *data sheet* do relé utilizado, os valores de *slope* podem ser entre 15% e 50%.

3.5 DETERMINAÇÃO DOS AJUSTES DE PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE DO ENROLAMENTO SECUNDÁRIO (6,9KV)

3.5.1 Ajustes de Fase

3.5.1.1 Unidade temporizada (Função 51F)

Para encontrar o ajuste temporizado de fase, como foi utilizada para os cálculos do lado de alta, é utilizado a equação 19 como mostrado a seguir:

$$\frac{FS \cdot I_n}{RTC4} \leq I_{ajuste51F} \leq \frac{I_{cc\ 2\phi}}{RTC4} \quad (19)$$

Onde:

FS – Fator de sobrecarga que pode ser de 1,2 a 1,5. Foi considerado o valor de 1,2;

I_n – Corrente nominal lado de baixa;

$I_{ajuste51F}$ – Corrente de disparo do relé de fase 51;

RTC4 – Relação do transformador de corrente 4 (1500:5);

$I_{cc2\phi}$ – corrente de curto-circuito bifásico.

$$\frac{1,2 \cdot 1255}{300} \leq I_{ajuste51F} \leq \frac{9221}{300}$$

$$5,02\text{ A} \leq I_{ajuste51F} \leq 30,74\text{ A}$$

De acordo com a faixa que foi apresentada, foi escolhido o valor da partida do relé de fase 51 igual a 5,1 A.

3.5.1.2 Unidade instantânea (Função 50F)

Não será habilitada a função instantânea de fase devido à proximidade do TC de 6,9kV às proteções dos circuitos internos, não havendo possibilidade de obter seletividade.

É bom lembrar que a unidade instantânea pode ser dispensada de um projeto de proteção quando não houver condições de coordenação com os disjuntores a montante e a jusante (MAMEDE; MAMEDE FILHO, 2011).

3.5.2 Ajustes de Neutro

3.5.2.1 Unidade temporizada (Função 51N)

Para parametrizar o relé de neutro será considerado um fator de desequilíbrio de 0,3. Esta condição cobre os valores de curto-circuito no trecho protegido.

De acordo com a equação 20, é possível determinar essa faixa de ajuste.

$$\frac{FD \cdot I_n}{RTC4} \leq I_{\text{ajuste51N}} \leq \frac{I_{cc \ 1\phi}}{RTC4} \quad (20)$$

$$\frac{0,3 \cdot 1255}{300} \leq I_{\text{ajuste51N}} \leq \frac{1540}{300}$$

$1,26 \text{ A} \leq I_{\text{ajuste51N}} \leq 5,13 \text{ A}$
--

De acordo com a faixa que foi apresentada, foi escolhido o valor da partida do relé de neutro 51 igual a 2 A.

3.5.2.2 Unidade instantânea (Função 50N)

Não será habilitada a função instantânea de neutro devido à proximidade do TC de 6,9 kV às proteções dos circuitos internos, não havendo possibilidade de obter seletividade.

3.5.3 Unidade Temporizada de Terra (Função 51G)

Para o cálculo da unidade temporizada de terra, é utilizado o curto-circuito monofásico, de acordo com a equação 21:

$$\frac{FD \cdot I_n}{RTC5} \leq I_{ajuste51G} \leq \frac{I_{cc \ 1\phi}}{RTC5} \quad (21)$$

$$\frac{0,3 \cdot 1255}{300} \leq I_{ajuste51G} \leq \frac{1540}{300}$$

$1,26 \text{ A} \leq I_{ajuste51G} \leq 5,13 \text{ A}$

Será considerado um fator de desequilíbrio de 0,3. Esta condição cobre os valores de curto-circuito no trecho protegido. De acordo com a faixa que foi apresentada, foi escolhido o valor da partida do relé de terra 51G igual a 2,5 A.

3.6 CÁLCULOS DOS TEMPOS DE ATUAÇÃO DOS RELÉS DE FASE (50/51F)

Para realizar a coordenação dos relés foi preciso nomeá-los de acordo com a tabela 9:

Tabela 9 - Nomenclatura e funções dos relés utilizados para a coordenação

Relé	Modelo	Funções	Enrolamento	RTC
Relé 1	IAC53 Eletromecânico - GE	50/51F	Primário – 138kV	RTC 1
Relé 2	IAC54B Eletromecânico - GE	50/51N	Primário – 138kV	RTC 1
Relé 3	Pextron URPE 6104	50/51F	Secundário – 6,9kV	RTC 4
Relé 4	Pextron URPE 6104	50/51N	Secundário – 6,9kV	RTC 4

Fonte: Autores, 2019.

O relé Pextron Urpe 6104 é do tipo multifunção pois, ele é capaz de fazer a coordenação utilizando a função 50/51 de fase e a função 50/51 de neutro. Porém, para fins didáticos, realizamos os cálculos simulando como se fossem dois relés distintos para melhor entendimento.

3.6.1 Coordenação entre o Relé 1 e 3

A escolha da curva de atuação do relé é feita com base no múltiplo da corrente de acionamento, de acordo com a equação 22 e no tempo requerido para o disparo do disjuntor.

Primeiramente, foi calculado o múltiplo do relé 3 para iniciarmos os cálculos de coordenação.

$$M = \frac{I_{cc}}{(RTC * I_{ajuste})} \quad (22)$$

Onde:

M – múltiplo da corrente de acionamento;

I_{cc} – corrente de curto-circuito;

RTC – relação do transformador de corrente;

I_{ajuste} – corrente de disparo do relé.

$$M_3 = \frac{I_{cc3\phi}}{(RTC_4 * I_{ajuste51F \text{ lado baixa}})}$$

$$M3 = \frac{10650}{300 \cdot 5,1}$$

$$M3 \cong 7$$

Após, ter sido encontrado o valor do múltiplo M aproximadamente igual a 7, foi necessário analisar na curva de temporização normalmente inversa do relé Pextron (figura 25), com um TD (dial de tempo) igual a 0,1 e foi encontrado o valor de $t_3 = 0,35s$.

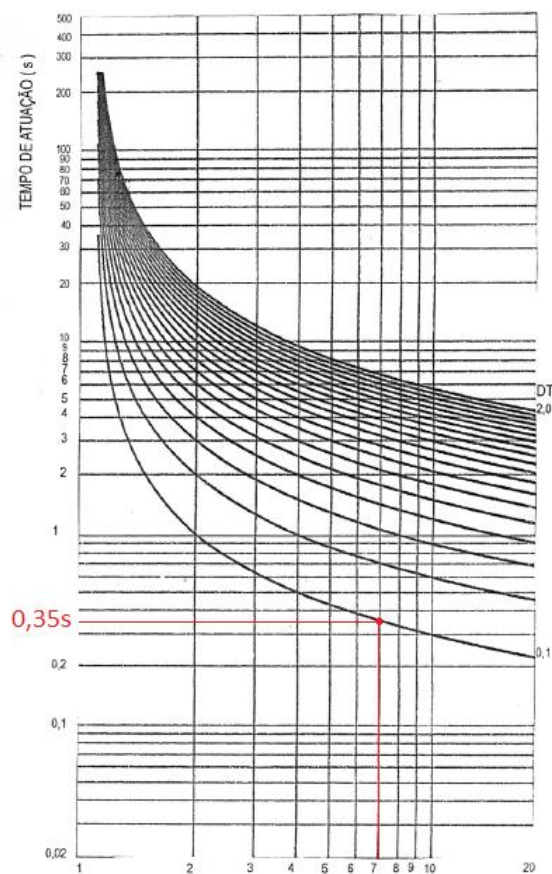


Figura 25 - Curva normalmente inversa do relé Pextron com o ponto traçado

Fonte: Adaptado do *datasheet* do relé Pextron, 2019.

Para que haja a coordenação entre os relés 1 e 3, é necessário que seja obedecido a equação 23:

$$t_1 = t_3 + \Delta T \quad (23)$$

Onde:

T1 – tempo de atuação do relé 1, em segundos;

T3 – tempo de atuação do relé 3, em segundos;

ΔT – tempo de coordenação entre os relés.

$$t1=0,35+0,2$$

$t1=0,55s$

Foi utilizado o ΔT igual a 0,2s pois, os relés digitais microprocessados utilizam esse tempo de atuação para realizar a coordenação.

Com o valor do tempo t1, foi calculado o múltiplo M1 para encontrarmos na curva o valor de seu dial de tempo.

$$M1 = \frac{I_{cc3\phi}}{(RTC1 * I_{ajuste51F \text{ lado alta}})}$$

Onde:

$I_{cc3\phi}$ – corrente de curto-circuito trifásico (lado alta);

RTC1 – relação do transformador de corrente 1 (200:5);

$I_{ajuste51F}$ – corrente de disparo do relé de fase 51.

$$M1 = \frac{3460}{40 * 6}$$

$M1 \cong 14$

Após, ter sido encontrado o valor do múltiplo M aproximadamente igual a 14, foi necessário analisar na curva de temporização muito inversa do relé eletromecânico IAC53 (figura 26) com o t1 igual a 0,55 s e foi encontrado um TD (tempo de dial) aproximadamente igual a 4.

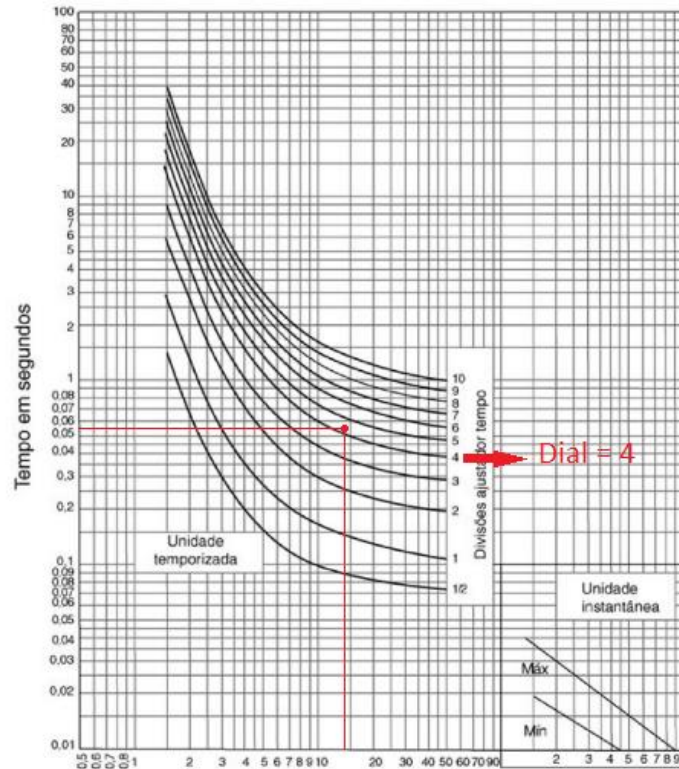


Figura 26 - Curva muito inversa do relé eletromecânico com o ponto traçado

Fonte: Adaptado do *datasheet* do relé eletromecânico IAC53, 2019.

3.7 CÁLCULOS DOS TEMPOS DE ATUAÇÃO DOS RELÉS DE NEUTRO E TERRA (50/51N E 51G)

3.7.1 Coordenação entre os Relés 2, 4 e 5

Primeiramente, foi calculado o múltiplo do relé 4 para iniciarmos os cálculos de coordenação:

$$M4 = \frac{I_{cc2\phi}}{(RTC4 \cdot I_{ajuste51N \text{ lado baixa}})}$$

Onde:

$I_{cc2\phi}$ – corrente de curto-circuito bifásica (lado baixa);

RTC4 – relação do transformador de corrente 4 (1500:5);

$I_{ajuste51N}$ – corrente de disparo do relé de neutro 51.

$$M4 = \frac{9221}{300 \cdot 2}$$

$$M4 \cong 15$$

Após, ter sido encontrado o valor do múltiplo M aproximadamente igual a 15, foi necessário analisar na curva de temporização normalmente inversa do relé Pextron com o TD (dial de tempo) de 0,2 e foi encontrado o valor de $t_4 = 0,5s$, como ilustrado na figura 27:

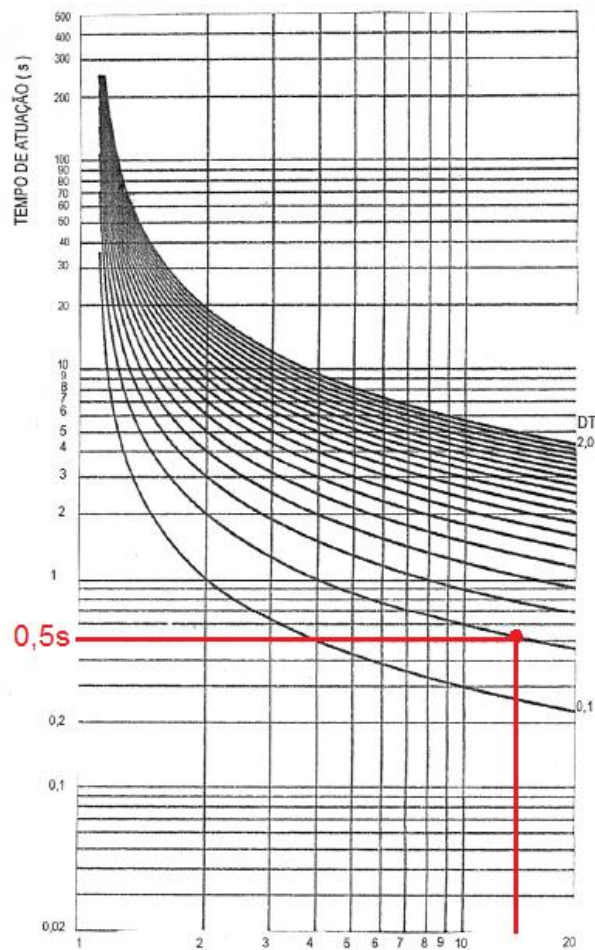


Figura 27 - Curva normalmente inversa do relé Pextron com o ponto traçado

Fonte: Adaptado do *datasheet* do relé Pextron, 2019.

Para que haja a coordenação entre os relés 4 e 5, é necessário que seja obedecida a equação 24 a seguir:

$$t_5 = t_4 + \Delta T \quad (24)$$

Onde:

T5 – tempo de atuação do relé 5, em segundos;

T4 – tempo de atuação do relé 4, em segundos;

ΔT – tempo de coordenação.

$$t_5 = 0,5 + 0,2$$

$t_5 = 0,7s$

Foi utilizado o ΔT igual a 0,2s pois, os relés digitais microprocessados utilizam esse tempo de atuação para realizar a coordenação.

Com o valor do tempo t_5 , foi calculado o múltiplo M5 para encontrarmos na curva o valor de seu dial de tempo.

$$M_5 = \frac{I_{cc1\phi}}{(RTC_5 \cdot I_{ajuste51G})}$$

Onde:

$I_{cc1\phi}$ – corrente de curto-circuito monofásico (lado baixa);

RTC5 – relação do transformador de corrente 5 (1500:5);

$I_{ajuste51G}$ – corrente de disparo do relé de terra 51.

$$M_5 = \frac{1540}{300 \cdot 2,5}$$

$M_5 \cong 2,1$

Após, ter sido encontrado o valor do múltiplo M aproximadamente igual a 2,1, foi necessário analisar na curva de temporização normalmente inversa do relé eletromecânico CDG 11 (figura 28), com o t_5 igual a 0,7s e foi encontrado um TD (dial de tempo) aproximadamente igual a 0,26.

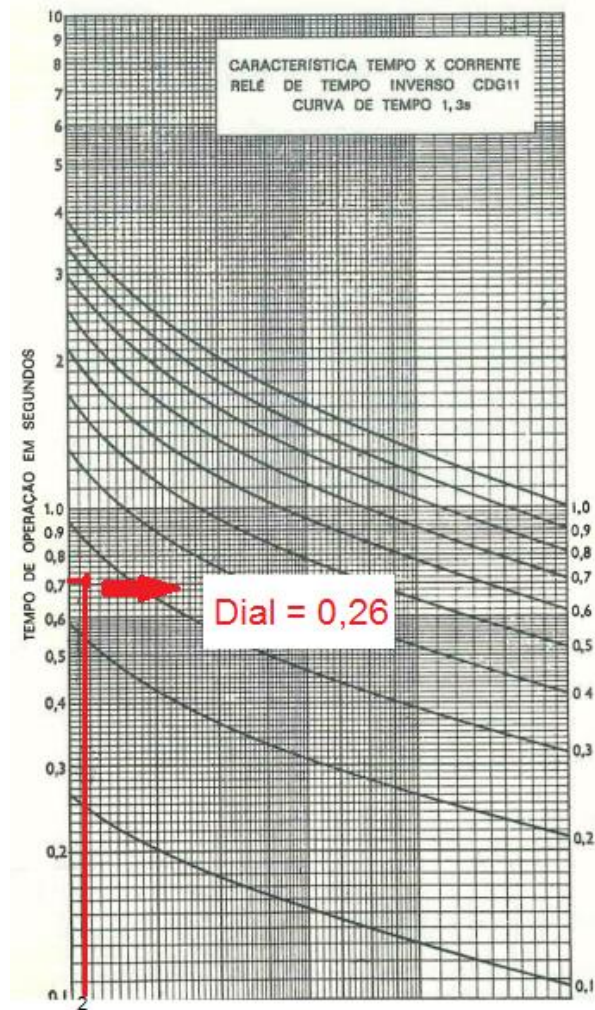


Figura 28 - Curva normalmente inversa do relé CDG 11 (1,3s) com o ponto traçado

Fonte: Adaptado do *datasheet* do relé CDG, 2019.

Para que haja a coordenação entre os relés 2 e 5, é necessário que seja obedecido a seguinte equação:

$$t_2 = t_5 + \Delta T$$

Onde:

T5 – tempo de atuação do relé 5, em segundos;

T2 – tempo de atuação do relé 2, em segundos;

ΔT – tempo de coordenação.

$$t_2 = 0,7 + 0,4$$

$$t_2 = 1,1s$$

Foi utilizado o ΔT igual a 0,4s pois, os relés eletromecânicos utilizam esse tempo de atuação para realizar a coordenação.

Com o valor do tempo t_2 , foi calculado o múltiplo M2 para encontrarmos na curva o valor de seu dial de tempo.

$$M2 = \frac{I_{cc2\phi}}{(RTC1 * I_{ajuste51N})}$$

Onde:

$I_{cc2\phi}$ – corrente de curto-circuito bifásico (lado alta);

RTC1 – relação do transformador de corrente 1 (200:5);

$I_{ajuste51N}$ – corrente de disparo do relé de neutro 51N.

$$M2 = \frac{2996}{40 * 3}$$

$M2 \cong 25$

Após, ter sido encontrado o valor do múltiplo M aproximadamente igual a 25, foi necessário analisar na curva de temporização muito inversa do relé eletromecânico IAC54B, com o t_2 igual a 1,1s e foi encontrado um TD (tempo de dial) aproximadamente igual a 9.

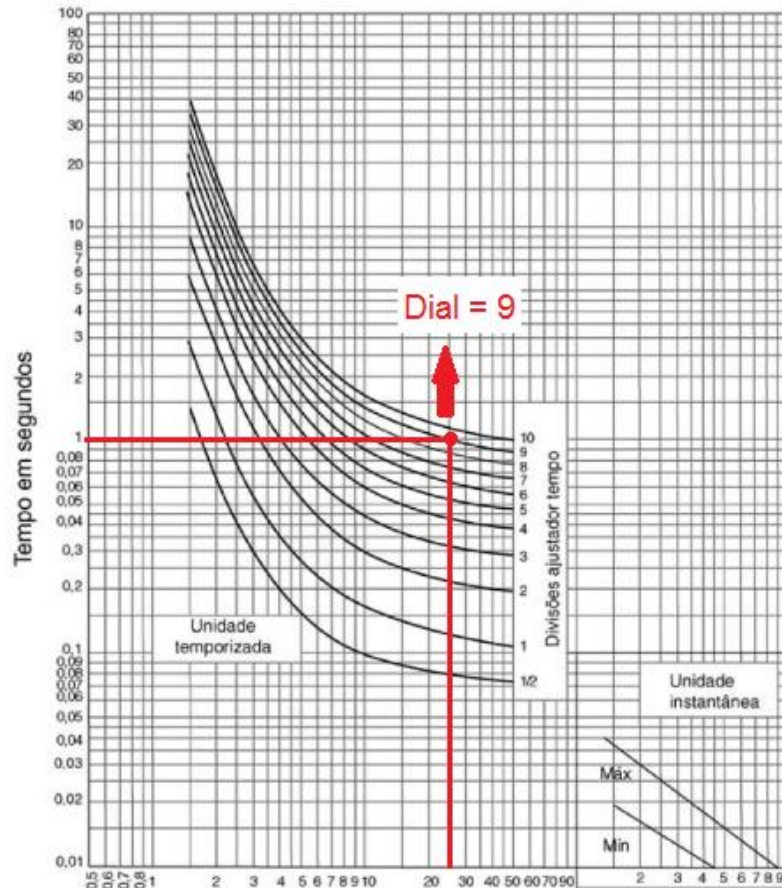


Figura 29 - Curva muito inversa do relé IAC54 com o ponto traçado

Fonte: Adaptado do *datasheet* do relé eletromecânico IAC54B, 2019.

3.8 CONSOLIDAÇÃO DOS AJUSTES DOS RELÉS

3.8.1 Tabela de Ajustes do Relé do Enrolamento Primário

Tabela 10 – Ajustes dos relés eletromecânicos IAC53 e IAC54B

RELÉ DE PROTEÇÃO DE 138kV		
	ELETROMEC. IAC53B	ELETROMEC. IAC54B
RTC	40	40
TEMPORIZADO	6 A	3 A
CURVA	MUITO INVERSA	MUITO INVERSA
TDS	4	9
INSTANTÂNEO	20 A	7 A

Fonte: Autores, 2019.

3.8.2 Tabela de Ajustes do Relé do Enrolamento Secundário

Tabela 11 Ajustes do relé Pextron Urpe 6104

RELÉ DE PROTEÇÃO DE 6,9kV - RELÉ PEXTRON URPE 6104		
	FASE	NEUTRO
RTC	300	300
TEMPORIZADO	5,1 A	2 A
NORMA	IEC	IEC
CURVA	NORMAL INVERSA	NORMAL INVERSA
D.T	0,1	0,2
INSTANTÂNEO	DESABILITADO	DESABILITADO

Fonte: Autores, 2019.

3.8.3 Tabela de Ajustes do Relé Conectado à Terra

Tabela 12 - Ajustes do relé eletromecânico CDG11

RELÉ DE PROTEÇÃO DE TERRA – CDG		
	FASE	NEUTRO
RTC	DESABILITADO	300
TEMPORIZADO		2,5 A
RANGE		1,5 –6 A
CURVA		NORMAL INVERSA
TDS		0,26
INSTANTÂNEO		DESABILITADO

Fonte: Autores, 2019.

4 COORDENOGRAMA

De acordo com os cálculos obtidos, utilizando o software Matlab para plotar os gráficos corrente x tempo de atuação, é possível observar a coordenação entres os relés de fase, na figura 30 e os relés de neutro, na figura 31, da subestação.

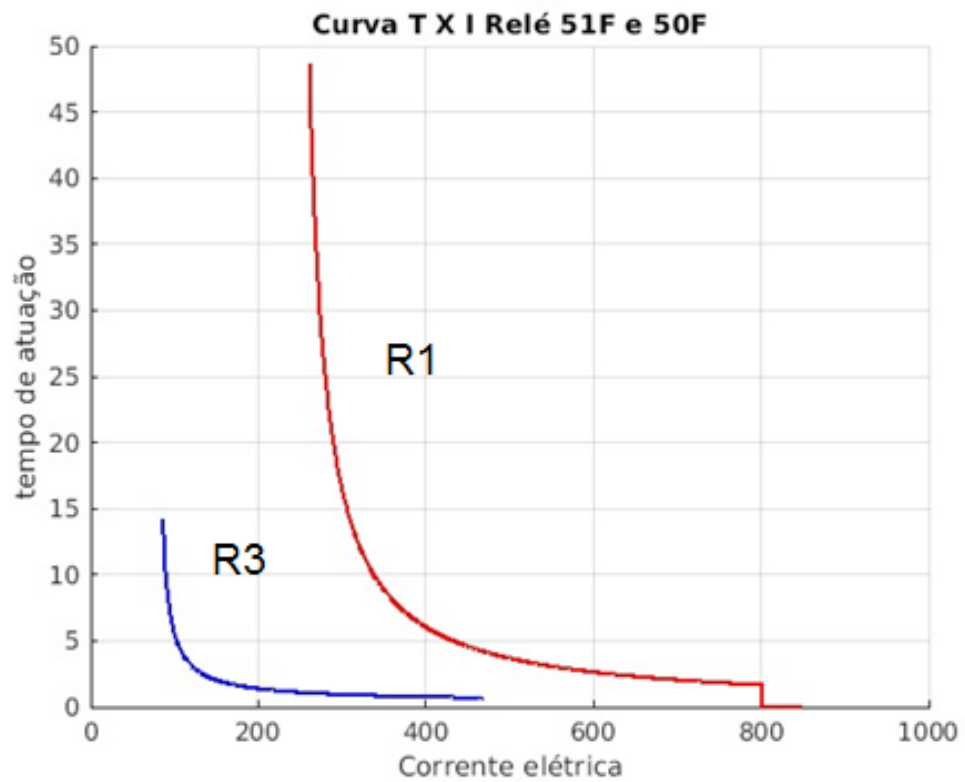


Figura 30 - Coordenograma dos relés de fase

Fonte: Autores, 2019.

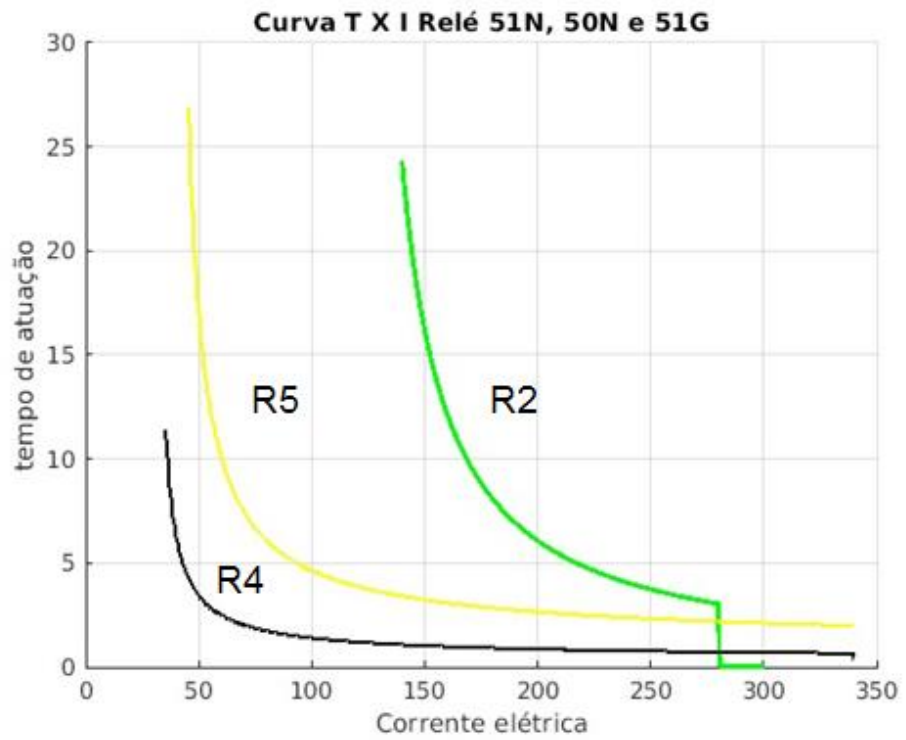


Figura 31 - Coordenograma dos relés de neutro

Fonte: Autores, 2019.

5 CONCLUSÃO

Com o estudo realizado, foi observado que os critérios se modificam de acordo com a prioridade de cada projeto e de acordo com as características de cada subestação, levando à utilização de diferentes ajustes.

Os cálculos realizados e análises gráficas, possibilitou a definição dos valores de ajustes dos relés e os tempos de atuação de cada um deles, geramos o coordenograma corrente x tempo, que ilustrou a atuação dos relés. Foi priorizada a atuação dos dispositivos nos tempos mais rápidos possíveis, de acordo com as correntes de curto-circuito para que somente os dispositivos mais próximos das falhas fossem sensibilizados.

A coordenação das proteções é de suma importância para uma indústria, pois ela é a responsável pela manutenibilidade do fornecimento de energia. Portanto, o projeto de coordenação e seletividade deve ser extremamente confiável e eficaz, a fim de evitar tempo de parada dos equipamentos, influenciando nas manutenções preventivas, facilitando a localização dos defeitos e gerando maior segurança para a rede elétrica e para os operadores.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas – **Transformadores de potencial indutivos: NBR 6855**– Rio de Janeiro, 2009.

ARAÚJO, A.; NEVES W.–**Cálculos de Transitórios Eletromagnéticos em sistemas de energias**– Belo Horizonte. UFMG. 2004

ARAÚJO, C.; CÂNDIDO, J.; SOUSA, F.; DIAS, M.–**Proteção de Sistemas Elétricos**– 2ª. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2005.

CAMINHA, A –**Introdução à Proteção dos Sistema Elétricos**– São Paulo: Edgard Blucher, 1977.

CARVALHO, M – **Transformadores de Corrente** – Petrobrás, 1982.

CARVALHO, M – **Transformadores de Potencial** – Petrobrás, 1984
SIMONE, Gilio Aluísio. **Transformadores**. São Paulo: Érica, 1998.

CEMIG. Disponível em :
<http://www.cemig.com.br/pt.br/atendimento/Documents/ND_5_1_MAIO_2013.pdf>.
Acesso em: 15 Outubro 2019

FERRACCI, P. Ferroresonance. Groupe Schneider: Cahiertechique nº 190, pp. 1-28, March 1998. Disponível em: <<https://www.schneider-electric.com/en/download/document/ECT190/>>. Acesso em: 13 Agosto 2019.

FINOCCHIO, M. APOSTILA DO CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA ÊNFASE: ELETROTÉCNICA – AULA 6–**Transformador de Corrente Para Proteção**– UTFPR.

GERMER ISOLADORES. Disponível em <<http://www.germerisoladores.com.br/para-que-serve-o-transformador-de-corrente/>>. Acesso em: 10 Setembro 2019.

GREENWOOD, A. – **Electrical Transients in Power Systems**.– 2ª. ed. New York: John Wiley and Sons LTD. 1991.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMISSION. IEC 61869-1 –**Instruments transformers**– General requirements. Genebra. 2007.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMISSION. IEC 61869-5:–**Additional requirements for voltage transformers**.–Genebra. 2011.

KINDERMANN, G. – **Proteção de sistemas elétricos de potência**– Vol 2: Universidade Federal Santa Catarina, 2006

MAEZONO, P.– **Proteção de Transformadores de Potência e Reatores**. – 1ª.ed.Virtus: Consultoria e Serviços LTDA / ABB. São Paulo, 2010.

MAMEDE; MAMEDE FILHO, J. –**Manual de Equipamentos Elétricos**.– 4ª. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

MUZY, G. L. C. de O. – **Subestações Elétricas**. –Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2012.

RODRIGUES, M. J. – **Estudo Tutorial da Proteção de Sistemas Elétricos Industriais**, Trabalho de Graduação - Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF, Juiz de Fora, MG, Brasil, 2013.

SENGER, E.–**Proteção Digital**.–Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. São Paulo, 2001.

SOARES, P. –**Análise de soluções tecnológicas para comunicações**– Power Line Carrier. Universidade de Porto. Porto, 2010.

VALVERDE, V. – **Ferroresonance Supression in Voltage Transformers**. – University of the Basque Country. Bilbao. 2012.

ZANETTA JÚNIOR, L. C. –**Transitórios Eletromagnéticos Em Sistemas de Potência**.– São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 2003.